

Вінницький 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 енергоефективності системи електропостачання
приватного акціонерного товариства
«Вінницький олійножировий комбінат»

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

Ковальського Б.Ю.
(прізвище та ініціали)

Керівник д.т.н., професор каф. ЕСЕЕМ
Бурбело М.Й.
(прізвище та ініціали)

«16» грудня 2024 р.

Опонент: Проценко А.П.
(прізвище та ініціали)

«16» грудня 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

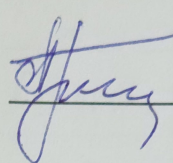
д.т.н., проф. Бурбело М.Й.
(прізвище та ініціали)

«16» грудня 2024 р.

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
19 вересня 2024 року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Ковальському Богдану Юрійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Підвищення енергоефективності системи електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат»

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

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

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

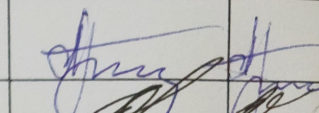
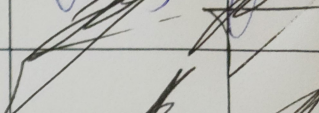
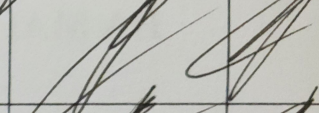
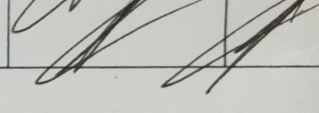
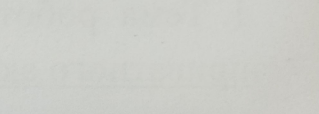
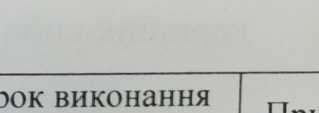
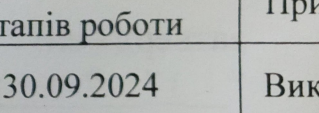
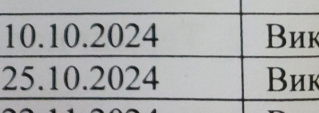
2. Термін подання студентом роботи “ 10 ” грудня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи Генплан підприємства; 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. Аналіз можливості підвищення енергоефективності системи електропостачання шляхом використання напівпровідникових компенсаторів реактивної потужності СТАТКОМ. Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень). План підприємства із силовими та живильними мережами. Однолінійна схема електропостачання підприємства. Основні техніко-економічні показники системи електропостачання. Порівняльний аналіз пристроїв СТАТКОМ, СТАТКОМ АФ. Підвищення енергоефективності СЕП ПАТ «ВОЖК» шляхом оптимізації використання СТАТКОМ. Модель СТАТКОМ в MATLAB Simulink. Результати моделювання режимів роботи СТАТКОМ.

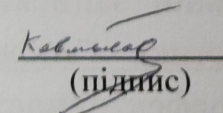
6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Бурбело М.Й., д.т.н., проф., каф. ЕСЕМ		
Економічна частина	Шулле Ю.А., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Войтюк Ю.П., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Нормконтроль	Войтюк Ю.П., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		

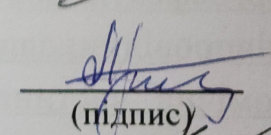
7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

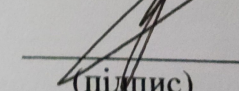
№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітки
1	Характеристика підприємства та технологічного процесу	30.09.2024	Виконано
2	Синтез зовнішньої СЕП	10.10.2024	Виконано
3	Науково дослідна частина	25.10.2024	Виконано
4	Синтез результатів наукової роботи	22.11.2024	Виконано
5	Економічна частина	25.11.2024	Виконано
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.11.2024	Виконано
7	Графічна частина	04.12.2024	Виконано

Студент 
(підпис)

Ковальський Б.Ю.
(прізвище та ініціали)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи 
(підпис)

Бурбело М.Й.
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль 
(підпис)

Войтюк Ю.П.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Ковальський Богдан Юрійович. Підвищення енергоефективності системи електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат». МКР. Спеціальність 141 – Вінниця: ВНТУ, ФЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2024 – 116 с.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто питання щодо підвищення енергоефективності СЕП ПАТ «ВОЖК».

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, оптимальної напруги зовнішнього живлення, вибір кількості та потужності підстанцій, фідерних ліній, релейного захисту та автоматики.

В другому розділі проведений загальний аналіз підвищення енергоефективності СЕП шляхом зменшення втрат пристроями СТАТКОМ.

Основним результатом наукової роботи є удосконалення математичної моделі для СТАТКОМ у середовищі MatLAB, Simulink. Розроблена модель СТАТКОМ дає змогу оцінити ефект від використання компенсатора для досягнення підвищення енергоефективності шляхом здійснення компенсації реактивного навантаження, стабілізації напруги та усунення гармонік нижчих порядків в СЕП підприємств.

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

У п'ятому розділі проаналізовано питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: втрати, енергоефективність, СТАТКОМ, компенсація реактивної потужності.

ABSTRACT

Bohdan Yuriyovych Kovalskyi. Increasing the energy efficiency of the electricity supply system of the private joint-stock company "Vinnytsia oil and fat plant". MTW. Specialty 141 - Vinnytsia: VNTU, FEEM, ESEEM department, 2024 - 116 p.

The master's qualification work considers the issue of increasing the energy efficiency of the SEP of PJSC "VOFP".

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, the optimal external power supply voltage, choosing the number and power of substations, feeder lines, relay protection and automation.

The second section provides a general analysis of increasing the energy efficiency of the SEP by reducing losses with STATCOM devices.

The main result of the scientific work is the improvement of the mathematical model for STATCOM in the MatLAB, Simulink environment. The developed STATCOM model allows you to assess the effect of using a compensator to achieve increased energy efficiency by compensating for reactive loads, stabilizing voltage and eliminating lower-order harmonics in the SEP of enterprises.

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

The fifth section analyzes the issue of labor protection.

Keywords: losses, energy efficiency, STATCOM, reactive power compensation.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА СПОЖИВАЧІВ ПІДПРИЄМСТВА.....	10
1.1 Характеристика підприємства	10
1.2 Розрахунок електричних навантажень підприємства	11
1.3 Вибір оптимальної напруги живлення.....	14
1.4 Техніко-економічне порівняння класів напруги живлення.....	14
1.5 Вибір трансформаторів ГПП	17
1.6 Проектування трансформаторних підстанцій.....	19
1.7 Визначення оптимального перерізу лінії живлення.....	23
1.8 Вибір високовольтних вимикачів та роз'єднувачів	24
1.9 Перевірка вибраного електрообладнання	25
1.10 Вибір місця розташування ЦТП.....	28
1.11 Розрахунок потужності засобів КРП	30
1.12 Релейний захист автомата.....	33
1.13 Висновки до розділу 1	36
2 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВИКОРИСТАННЯМ ПАПІВПРОВІДНИКОВИХ КОМПЕНСАТОРІВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	37
2.1 Аналіз основних напрямів досягнення енергоефективності	37
2.2 Порівняльний аналіз пристроїв СТАТКОМ, СТК та АФ	39
2.3 Алгоритми управління напівпровідникових компенсаторів.....	45
2.4 Висновки по розділу 2	49
3 ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА КОМПЛЕКСНИМ ВИКОРИСТАННЯМ ПРИСТРОЮ СТАТКОМ.....	50
3.1 Аналіз шляхів підвищення енергоефективності пристроєм СТАТКОМ.....	50
3.2 Підвищення ефективності СЕП компенсацією реактивної потужності	51
3.3 Підвищення ефективності СЕП стабілізацією напруги.....	54

3.4 Підвищення ефективності СЕП зменшенням втрат викликаних гармонічним спотворенням	55
3.5 Моделювання роботи пристрою СТАТКОМ для досягнення енергоефективності на підприємстві.....	60
3.6 Висновки по розділу 3	68
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	69
4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання	70
4.2 Розрахунок поточних витрат	72
4.2.1 Вибір системи освітлення	72
4.2.2 Розрахунок витрат по заробітній платі.....	74
4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються	76
4.2.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат	79
4.3 Розрахунок собівартості електроенергії	81
4.3.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію	81
4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії.....	82
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	83
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	83
5.1.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації робочої зони.....	83
5.1.2 Технічні рішення з безпечного обслуговування електрообладнання	85
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	87
5.2.1 Мікроклімат.....	87
5.2.2 Склад повітря робочої зони	88
5.2.3 Виробниче освітлення	89
5.2.4 Виробничий шум	90
5.2.5 Виробничі вібрації	90
5.2.6 Психофізичні фактори.....	91
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи СЕП в умовах надзвичайних ситуацій	93

5.3.1 Дослідження безпеки роботи СЕП в умовах впливу іонізуючих випромінювань.....	94
5.3.2 Дослідження безпеки роботи СЕП в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	95
5.4 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи СЕП в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	97
ВИСНОВКИ.....	99
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	101
Додатки.....	105
Додаток А – Технічне завдання	106
Додаток Б – Протокол перевірки на наявність текстових запозичень.....	109
Додаток В – План підприємства із силовими та живильними мережами	110
Додаток Г – Однолінійна схема електропостачання підприємства	111
Додаток Д – Основні техніко економічні показники системи електропостачання.	112
Додаток Є – Порівняльний аналіз пристроїв СТАТКОМ, СТК та АФ.....	113
Додаток Ж – Підвищення енергоефективності СЕП ПАТ «ВОЖК» шляхом використання СТАТКОМ.....	114
Додаток З – Модель СТАТКОМ в MATLAB Simulink	115
Додаток К – Результати моделювання режимів роботи СТАТКОМ	116

ВСТУП

Актуальність теми. Енергоефективне функціонування виробничого підприємства може бути досягнуто правильним вибором сучасних методів та засобів для реалізації системи електропостачання [1]. Тому важливо підбирати раціональні системи електропостачання, сучасне електрообладнання, кабельно-провідникову продукцію, підвищувати надійність електропостачання, покращувати використання існуючих мереж, знижувати втрати активної енергії, уніфікувати та індустріалізувати будівництво нових об'єктів.

Підвищувати енергоефективність можна шляхом мінімізації втрат активної енергії, що можна досягти використанням пристроїв СТАТКОМ шляхом зменшення втрат викликаних реактивним навантаженням [2], відхиленням напруги та гармонічним спотворенням [3].

Актуальність використання пристрою СТАТКОМ для підвищення енергоефективності системи електропостачання підприємства обумовлена зростаючими вимогами до якості електроенергії, мінімізації втрат і забезпечення стабільності напруги. СТАТКОМ дозволяє ефективно компенсувати реактивну потужність, зменшувати гармонічні спотворення (у деяких моделях для гармонік нижчих порядків (3,5,7) та підтримувати напругу на заданому рівні [4]. Це сприяє оптимізації роботи обладнання, зниженню втрат електроенергії та підвищенню надійності системи. У результаті підприємство отримує стабільну, ефективну та економічно вигідну електропостачальну інфраструктуру, що відповідає сучасним стандартам енергоефективності.

Мета і задачі дослідження. Метою проведеної роботи є підвищення енергоефективності ПАТ «ВОЖК». Загальний аналіз використання пристроїв СТАТКОМ, СТК та АФ для досягнення підвищення енергоефективності в системі електропостачання підприємства. Здійснити аналіз СЕП підприємства використовуючи діючі методики розрахунку, водночас виконати розрахунки зовнішніх і внутрішніх електромереж та електричних навантажень, підібрати

електрообладнання. Провести розрахунок розташування трансформаторних підстанцій і засобів для КРП.

Для досягнення цілей поставлених у роботі необхідно виконати наступні задачі:

- досягнення енергоефективності шляхом вибору оптимального класу напруги живлення та забезпечення вимог надійності системи електропостачання;
- оптимальний вибір на підставі порівняння декількох варіантів кількості та потужності трансформаторів.

Об'єкт дослідження – СЕП ПАТ «ВОЖК».

Предмет дослідження – підвищення енергоефективності СЕП ПАТ «ВОЖК» шляхом використання пристроїв FACTS.

Методи досліджень. У роботі використані загальноприйняті методи та засоби проведення розрахунку СЕП, які наведені в списку використаних джерел.

Наукова новизна. Основним результатом наукової роботи є удосконалення математичної моделі для СТАТКОМ у середовищі MatLAB, Simulink. Розроблена модель СТАТКОМ дає змогу оцінити ефект від використання компенсатора для досягнення підвищення енергоефективності шляхом здійснення компенсації реактивного навантаження, стабілізації напруги та усунення гармонік нижчих порядків в СЕП підприємств.

Практична цінність. Розроблено модель СТАТКОМ в середовищі MatLAB, Simulink, яка дає змогу дослідити ефект від використання СТАТКОМ. Здійснено розрахунок економічного ефекту від використання СТАТКОМ для підвищення енергоефективності СЕП ПАТ «ВОЖК».

Апробація результатів магістерської кваліфікаційної роботи. Для роботи обрані найвагоміші практичні результати та висунуто основні теоретичні положення, які були обговорені на науково-технічній конференції професорсько- викладацького складу, наукових співробітників та студентів університету при участі працівників науково-дослідних організацій та інженерно-технічних підприємств.

Публікації: За результатами досліджень опубліковано тези доповідей [43].

1 ХАРАКТЕРИСТИКА НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

1.1 Характеристика підприємства

ПАТ «ВОЖК» [5] відноситься до споживачів II категорії надійності електропостачання [6]. План об'єктів проектування заводу зображено на рисунку 1.1, значення електричних навантажень заводу показано в таблиці 1.1.

Довжина лінії від заводу до живлячої підстанції (ПС) енергосистеми:

- виконання відпайки на анкерній опорі №79 ПЛ 110 кВ "Вінницька-Східна" та спорудження кабельної лінії 110 кВ 1,45 км;

- від ПС системи «Технологічна» 110/10 - 3,1 км.

Вхідна РП складає $Q_{вх} = 960$ квар.

Час використання максимального навантаження $T_m = 6000$ год/рік.

Час максимальних втрат складає $\tau_m = 4591,782$ год/рік.

Значення величини тарифу за активну електроенергію $t = 6,649$ грн/кВт*год.

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження підприємства

№	Найменування	P_n , кВт	№	Найменування	P_n , кВт
1	Екстракційний цех	550	14	Механічна майстерня	14
2	Пресовий цех	570	15	Ремонтно-будівельний цех	15
3	Склад шпрота	55	16	Гараж	16
4	Відсіювальний цех	250	17	Градирні	17
5	Адміністративний корпус	25	18	Насосна станція	18
6	Бензосховище	40	19	Другий підйом	19
7	Котельня	450	20	Матеріальний склад	20
8	Оліє зливна	150	21	Склад	21
9	Склад насіння	110	22	Їдальня	30
10	Електролізний цех	900	23	Гідрогенізаційний цех	1100
11	Електроцех	130	24	Миловарний цех	950
12	Напорна флотація	145	25	Вальцовочний цех	175
13	Цех розфасовки олії «Вінізпак»	60	26	Лецитіновий цех	110

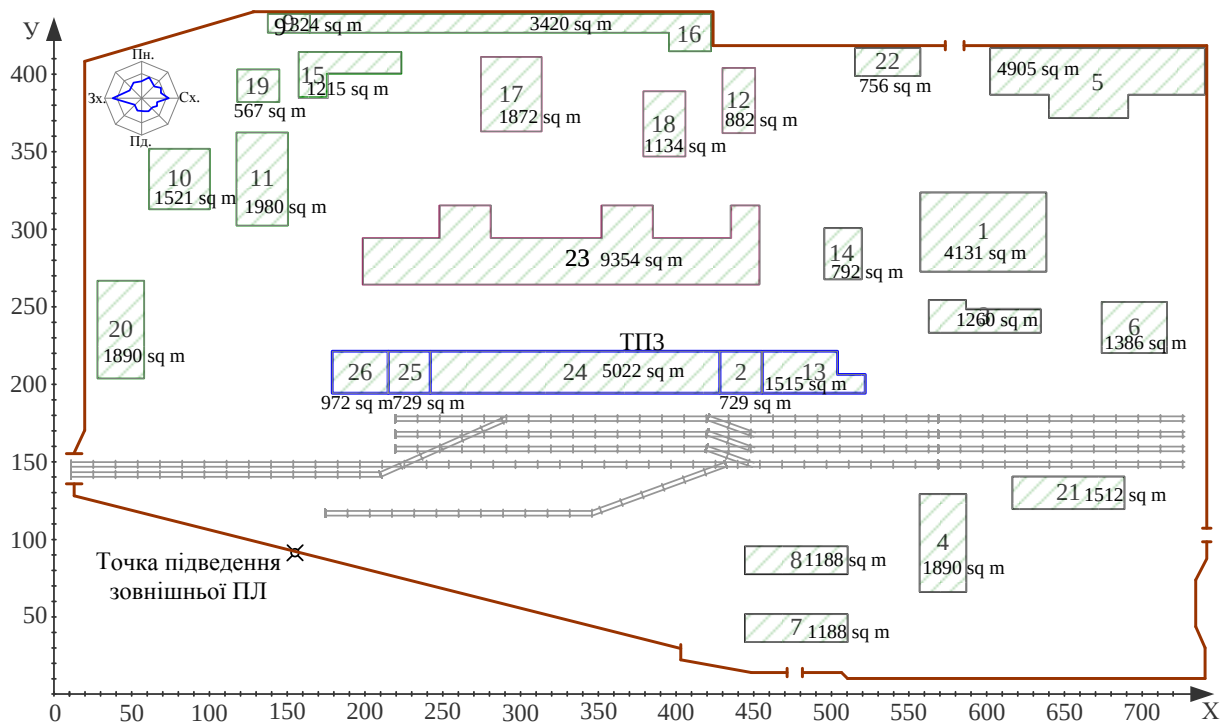


Рисунок 1.1 – План об'єктів проектування заводу

1.2 Розрахунок електричних навантажень підприємства

Для виконання розрахунку навантажень заводу використовуємо формули наведені в таблиці 1.2, дані формули реалізують метод коефіцієнта використання k_v та попиту k_n [7]. В таблиці 1.2 також представлено приклад розрахунку для одного із цехів заводу. Результат розрахунку для інших цехів підприємства показані на рисунку 1.2.

Таблиця 1.2 – Приклад розрахунку навантажень для Складального цеху

Назва параметра	Формула	Екстракційний 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	$P_{po} = F \cdot k_{no} \cdot k_{пра} \cdot P_{пито}$	$P_{po} = 4131 \cdot 0,85 \cdot 1,2 \cdot 0,015 = 63,2$
Розрахункова реактивна потужність освітлення, квар	$Q_{po} = P_{po} \cdot \text{tg}(\varphi)$	$Q_{po} = 63,2 \cdot \text{tg}(0,75) = 30,34$
Середня активна потужність, кВт	$P_c = k_v \cdot P_n + P_{po}$	$P_c = 0,27 \cdot 550 + 63,2 = 211,7$
Середня реактивна потужність, квар	$Q_c = k_v \cdot P_n \cdot \text{tg}(\varphi) + Q_{po}$	$Q_c = 0,27 \cdot 550 \cdot 0,75 + 30,34 = 141,71$
Середня повна потужність, кВА	$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}$	$S_c = \sqrt{211,7^2 + 141,71^2} = 254,76$
Розрахункова активна потужність, кВт	$P_p = k_n \cdot P_n + P_{po}$	$P_p = 0,3 \cdot 550 + 63,2 = 228,2$

Продовження таблиці 1.2

Розрахункова реактивна потужність, квар	$Q_p = k_n \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}(\varphi) + Q_{po}$	$Q_p = 0,3 \cdot 550 \cdot 0,75 + 30,34 = 154,09$
Розрахункова повна потужність, кВА	$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	$S_p = \sqrt{228,2^2 + 154,09^2} = 275,35$
Розрахунковий струм, А	$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}$	$I_p = \frac{275,35}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 418,36$
Питома густина навантажень, кВА/м ²	$\rho = \frac{S_p}{F}$	$\rho = \frac{275,35}{4131} = 0,07$
Сумарна середня активна потужність, кВт	$P_{c\Sigma} = \sum_1^N P_c$	$P_{c\Sigma} = 3029,43$
Сумарна середня реактивна потужність, квар	$Q_{c\Sigma} = \sum_1^N Q_c$	$Q_{c\Sigma} = 2375,75$
Сумарна середня повна потужність, кВА	$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2}$	$S_{c\Sigma} = \sqrt{3029,43^2 + 2375,75^2} = 3849,89$
Сумарна розрахункова активна потужність освітлення, кВт	$P_{po\Sigma} = \sum_1^N P_{po}$	$P_{po\Sigma} = 766,43$
Сумарна розрахункова активна потужність, кВт	$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N k_n \cdot P_n + P_{po\Sigma}$	$P_{p\Sigma} = 3202,47$
Сумарна розрахункова реактивна потужність, квар	$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N P_n \cdot K_n \cdot \operatorname{tg} + Q_{po\Sigma}$	$Q_{p\Sigma} = 2534,43$
Сумарна розрахункова повна потужність, кВА	$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}$	$S_{p\Sigma} = \sqrt{3202,47^2 + 2534,43^2} = 4084,01$
Сумарна питома густина навантажень, кВА/м ²	$\rho_\Sigma = \frac{S_{p\Sigma}}{F_\Sigma}$	$\rho_\Sigma = \frac{4084,01}{52134} = 0,08$

Енергоефективна робота кожного виробничого заводу багато в чому залежить від конфігурації СЕП [1], подальшого правильного вибору обладнання для кожного вузла СЕП. Тому вирішення задач вибору оптимальної конфігурації СЕП, сучасного мікропроцесорного електрообладнання, провідникової та кабельної продукції, а також оптимізації роботи існуючих електричних мереж є актуальним питанням, та потребує вивчення та розвитку.

На рисунку 1.2 представлені розрахунки усіх об'єктів проектування та заводу в цілому. Даний розрахунок виконаний за допомогою автоматизованого розрахунку на робочому листі електронного процесора Excel.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
Дані сили																					
Світло																					
№	Цех	Рн, кВт	cos	tg	Кп	Кв	Площа, м ²	Кг0	Рштг, Вт/м ²	Кпра	tg0	Qm0, квар	Рр0, кВт	Рс, кВт	Qс, квар	Sc, кВА	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Ко=	
3	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
4	Екстракційний цех	550	0,8	0,75	0,3	0,27	4131	0,85	0,015	1,2	0,48	30,34	63,20	211,70	141,71	254,76	228,20	154,09	275,35	418,36	0,07
5	Пресовий цех	570	0,7	1,02	0,4	0,35	729	0,85	0,014	1,2	0,48	5,00	10,41	209,91	208,53	295,88	238,41	237,60	336,59	511,40	0,46
6	Склад шпруга	55	0,85	0,62	0,7	0,66	1260	0,85	0,012	1,1	0,48	6,79	14,14	50,44	29,28	58,32	52,64	30,65	60,91	92,54	0,05
7	Відсіювальний цех	250	0,75	0,882	0,25	0,21	1890	0,85	0,015	1,2	0,48	13,88	28,92	81,42	60,18	101,24	91,42	69,00	114,53	174,02	0,06
8	Адміністративний корпус	25	0,9	0,484	0,3	0,26	4905	0,85	0,016	1,2	0,48	38,42	80,05	86,55	41,57	96,02	87,55	42,06	97,13	147,57	0,02
9	Бензосховище	40	0,75	0,882	0,5	0,45	1386	0,85	0,013	1,1	0,48	8,09	16,85	34,85	23,96	42,29	36,85	25,72	44,94	68,28	0,03
10	Котельня	450	0,7	1,02	0,5	0,46	1188	0,85	0,014	1,2	0,48	8,14	16,96	223,96	219,33	313,47	241,96	237,69	339,18	515,33	0,29
11	Оліє зливна	150	0,8	0,75	0,4	0,36	1188	0,85	0,015	1,2	0,48	8,72	18,18	72,18	49,22	87,36	78,18	53,72	94,86	144,12	0,08
12	Склад насіння	110	0,85	0,62	0,45	0,4	324	0,85	0,012	1,1	0,48	1,74	3,64	47,64	29,01	55,78	53,14	32,42	62,25	94,57	0,19
13	Електролізний цех	900	0,6	1,333	0,35	0,3	1521	0,85	0,015	1,2	0,48	11,17	23,27	293,27	371,17	473,05	338,27	431,17	548,03	832,64	0,36
14	Електроцех	130	0,6	1,333	0,2	0,17	1980	0,85	0,015	1,2	0,48	14,54	30,29	52,39	44,01	68,42	56,29	49,21	74,77	113,60	0,04
15	Напорна флотажія	145	0,8	0,75	0,4	0,34	882	0,85	0,013	1,2	0,48	5,61	11,70	61,00	42,59	74,39	69,70	49,11	85,26	129,54	0,10
16	Цех розфасовки олії «Вінізпак»	60	0,75	0,882	0,4	0,35	1515	0,85	0,014	1,2	0,48	10,38	21,63	42,63	28,90	51,51	45,63	31,55	55,48	84,29	0,04
17	Механічна майстерня	155	0,8	0,75	0,3	0,27	792	0,85	0,016	1,2	0,48	6,20	12,93	54,78	37,59	66,43	59,43	41,08	72,24	109,76	0,09
18	Ремонтно-будівельний цех	40	0,85	0,62	0,4	0,35	1215	0,85	0,013	1,2	0,48	7,73	16,11	30,11	16,41	34,29	32,11	17,65	36,64	55,67	0,03
19	Гараж	15	0,75	0,882	0,5	0,45	3420	0,85	0,016	1,2	0,48	26,79	55,81	62,56	32,74	70,61	63,31	33,41	71,59	108,76	0,02
20	Градірні	50	0,85	0,62	0,6	0,55	1872	0,85	0,014	1,2	0,48	12,83	26,73	54,23	29,87	61,92	56,73	31,42	64,85	98,53	0,03
21	Насосна станція	115	0,8	0,75	0,6	0,54	1134	0,85	0,014	1,2	0,48	7,77	16,19	78,29	54,35	95,31	85,19	59,52	103,93	157,90	0,09
22	Другий підйом	150	0,85	0,62	0,35	0,3	567	0,85	0,014	1,2	0,48	3,89	8,10	53,10	31,77	61,88	60,60	36,42	70,70	107,42	0,12
23	Матеріальний склад	50	0,75	0,882	0,7	0,64	1890	0,85	0,012	1,1	0,48	10,18	21,21	53,21	38,40	65,62	56,21	41,05	69,60	105,74	0,04
24	Склад	80	0,8	0,75	0,4	0,35	1512	0,85	0,015	1,2	0,48	11,10	23,13	51,13	32,10	60,38	55,13	35,10	65,36	99,31	0,04
25	Ціпальня	30	0,85	0,62	0,3	0,24	756	0,85	0,014	1,2	0,48	5,18	10,80	18,00	9,64	20,42	19,80	10,76	22,53	34,23	0,03
26	Гідрогенізаційний цех	1100	0,8	0,75	0,5	0,45	9354	0,85	0,014	1,2	0,48	64,12	133,58	628,58	435,37	764,62	683,58	476,62	833,33	1266,11	0,09
27	Міловарний цех	950	0,75	0,882	0,35	0,3	5022	0,85	0,015	1,2	0,48	36,88	76,84	361,84	288,23	462,60	409,34	330,12	525,87	798,97	0,10
28	Вальцювальний цех	175	0,8	0,75	0,35	0,3	729	0,85	0,016	1,2	0,48	5,71	11,90	64,40	45,09	78,61	73,15	51,65	89,54	136,05	0,12
29	Лещитиновий цех	110	0,8	0,75	0,4	0,34	972	0,85	0,014	1,2	0,48	6,66	13,88	51,28	34,71	61,92	57,88	39,66	70,17	106,61	0,07
30	Всього по підприємству	6455					52134					367,89	766,43	3029,43	2375,75	3849,89	3202,47	2534,43	4084,01	6205,01	0,08

Рисунок 1.2 – Розрахунок навантаження заводу

1.3 Вибір напруги зовнішньої лінії живлення

Розрахунок і вибір напруг з номінального стандартного ряду класів напруг для живлення елементів електричної мережі слід віднести до технічних і економічних завдань, які повинні бути вирішені на стадії проектування паралельно з вибором конфігурації схем електропостачання на основі порівняння можливих варіантів. Результатом рішення цієї задачі буде схема живлення з найбільш оптимальними параметрами [8].

Для визначення оптимальної напруги живлення для параметрів СЕП заводу, таких як необхідний об'єм спожитої потужності і відстань до живильної підстанції, рекомендується використовувати наступну формулу

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

Дану формулу можна використовувати у випадках коли параметри підприємства належать даним обмеженням, а саме довжина лінії живлення не більше $L \leq 250$ км, а необхідна потужність не більше $P_p \leq 60$ МВт [8].

Отже визначаємо оптимальне значення напруги живлення для параметрів даного підприємства:

$$U_{\text{ек}} = 4,34\sqrt{3,1 + 16 \cdot 3,202} = 34,4 \text{ (кВ)}.$$

На основі відомих ступенів напруги на ПС «Нова-110» і визначеної оптимальної величини нестандартної напруги приймаємо для техніко-економічного порівняння двох варіантів схеми зовнішнього електропостачання за стандартами напруги 10 кВ і 110 кВ.

1.4 Техніко-економічне порівняння класів напруги живлення заводу

Проводимо необхідні розрахунки для обох обраних класів напруг [9].

Для подальшого розрахунку необхідно виконати попередній вибір перерізу ліній живлення на обох класах напруг. Вибір виконуємо за величиною допустимого струму а для цього знаходимо значення розрахункового струму лінії живлення:

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

$$I_{p110} = \frac{4084 / 2}{\sqrt{3} \cdot 110} = 12,6 \text{ (A)},$$

$$I_{p10} = \frac{4084 / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 138,68 \text{ (A)}.$$

В якості кабельної лінії 110 кВ приймаємо алюмінієвий кабель АПвЭгаПу 3×185 [10] так як даний переріз являється мінімальним для даного класу напруги, допустимий струм якого 342 А.

В якості кабельної лінії 10 кВ приймаємо алюмінієвий кабель АПвЭгаПу 3×50 [10], допустимий струм якого 152 А.

Здійснюємо розрахунок величини капітальних вкладень та заносимо результати до таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 - Розрахунок капітальних вкладень

Перелік елементів схем	Вартість	10 кВ		110 кВ	
		Кількість	Вартість	Кількість	Вартість
Лінії електропередавання, км	тис.грн. за 1 км 1 жили КЛ	км	тис.грн.	км	тис.грн.
КЛ 10 кВ АПвЭгаПу 3×50	479,00	2·3·3,1=18,6	8909,4		
КЛ 110 кВ АПвЭгаПу 3×185	1661			2·3·1,45=8,7	14446,53
ВСЬОГО по лініях			8909,4		14446,53
Підстанції	тис.грн. за ПС.	штук	тис.грн.	штук	тис.грн.
Спорудження ПС 110 кВ 2×2,5 МВ*А	37340			1	37340
Розширення РП-10 кВ	12,7	2	25,4		
Спорудження РП-10 кВ	86,4	1	86,4		
ВСЬОГО по ПС			111,8		37340
ВСЬОГО			9021,2		51786,53

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

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

Тоді величина втрат в лінях живлення відносно класу напруги становитиме:

$$C_{\Delta W10} = 2 \cdot 3 \cdot 138,68^2 \cdot 0,641 \cdot 2,5 \cdot 10^{-6} \cdot 4591,78 \cdot 6,649 = 5645,89 \text{ (тис.грн./рік)},$$

$$C_{\Delta W110} = 2 \cdot 3 \cdot 12,61^2 \cdot 0,164 \cdot 1,0 \cdot 10^{-6} \cdot 4591,78 \cdot 5,195 = 3,73 \text{ (тис.грн./рік)}.$$

Також необхідно визначити річні витрати відповідно класу напруги [9]. Дані витрати повинні враховувати амортизаційні відрахування, оплату технічному персоналу а також вартість втрат. Результат даного розрахунку показано в таблиці 1.4. Також для даного розрахунку доцільно врахувати різницю в оплаті за електроенергію оскільки один із варіантів належить до I класу оплати а інший варіант до II класу оплати [11] за електроенергію.

Таблиця 1.4 – Витрати протягом року відповідно класу напруги

Перелік поточних витрат	Варіанти	
	10 кВ	110 кВ
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, в тому числі:	тис.грн./рік	
КЛ – 110 кВ, 1,2% від К		173,36
КЛ 10 кВ, 3,8% від К	213,83	
ПС 110 кВ, 2,4% від К		896,16
ПС 10 кВ, 4,3% від К	387,91	
Всього щорічні витрати на обслуговування, ВО тис.грн.	601,74	1069,52
Амортизація, в тому числі:		
КЛ – 110 кВ, 2% від К		288,93
КЛ 10 кВ, 3% від К	178,19	
ПС 110 кВ, 3,6% від К		1344,24
ПС 10 кВ, 3,6% від К	324,76	
Всього щорічні витрати на амортизацію, Ва тис.грн.	502,95	1633,17
Тариф на ЕЕ [11], грн./кВт*год	6,649	5,195
Вартість втрат електроенергії в ЛЕП, ВΔW тис.грн.	7000,90	5,41
ВСЬОГО щорічні витрати (В) тис.грн.	8105,59	2708,10

Зведені річні витрати доцільно визначати за допомогою формул:

$$З = E_n \cdot K + B, \quad (1.4)$$

де E_n – коефіцієнт ефективності капітальних вкладень в об'єкти СЕП ($E_n = 0,1$ [7]); K – капітальні вкладення в СЕП; B – щорічні витрати на експлуатацію СЕП.

Зведені річні витрати складають:

$$Z_{10} = 0,1 \cdot 8105,59 + 9021,2 + 32689,87 = 41697,58 \text{ (тис.грн.)},$$

$$Z_{110} = 0,1 \cdot 51786,53 + 2708,1 = 7886,75 \text{ (тис.грн.)},$$

Термін окупності додаткових капіталовкладень буде складати:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_2 - K_1}{B_1 - B_2} = \frac{51786,53 - 8105,59}{(9021,2 + 32689,87) - 51786,53} = 0,64 \text{ (років)}. \quad (1.5)$$

Отже, додаткові капітальні вкладення за другим варіантом будуть окуплені протягом 0,64 років.

Згідно розрахунків вигіднішим є варіант живлення підприємства за допомогою кабельної лінії на напрузі 110 кВ.

1.5 Вибір трансформаторів ГПП

На ГПП встановлюємо два трансформатори однакової потужності такої величини, щоб під час відключення одного із трансформаторів, другий трансформатор, яки залишився діючим зміг забезпечити роботу основних споживачів на період коли перший трансформатор буде знову задіяним [13].

Номінальна потужність трансформаторів двотрансформаторної ГПП:

$$S_H = (0,5 \div 0,7) \cdot S_p = (0,5 \div 0,7) \cdot 4084 = 2042 \div 2858 \text{ (МВА)}. \quad (1.6)$$

Вибираємо два трансформатори ТМ 2500/110 [12]. Номінальні параметри яких представлені в таблиці 1.5

Таблиця 1.5 - Номінальні параметри трансформаторів ГПП

Марка	S_H , кВА	U_{BH} , кВ	U_{HH} , кВ	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_K , кВт	U_K , %
ТМ-2500/110	2500	121	10,5	85	310	11

Здійснюємо перевірку допустимості аварійного перевантаження при відмові трансформатора ГПП. Для цього скористаємося типовим графіком навантаження заводу [13], який зображено на рис. 1.3.

Проведемо лінію номінального навантаження:

$$S_{\text{НОМ.Т}\%} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{S_M} \cdot 100\% = \frac{6300}{8371,29} \cdot 100\% = 61\%, \quad (1.7)$$

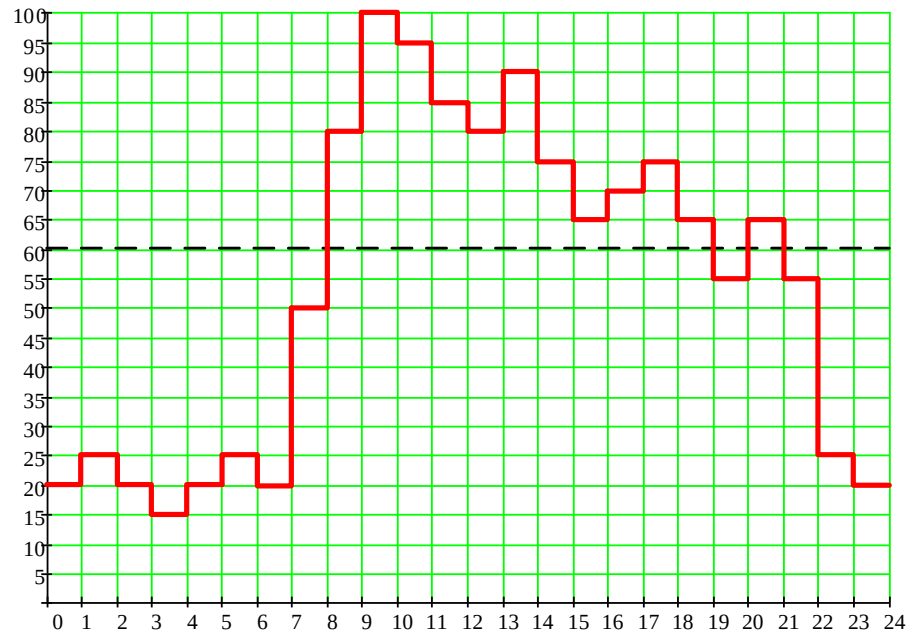


Рисунок 1.3 – Типовий добовий графік навантаження для даного підприємства

З графіка випливає, що тривалість перевантаження $h' = 12$ год. Визначимо коефіцієнт початкового навантаження:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.Т\%}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad (1.8)$$

$$K_1 = \frac{1}{61} \cdot \sqrt{\frac{15^2 \cdot 1 + 20^2 \cdot 5 + 25^2 \cdot 3 + 50^2 \cdot 1 + 55^2 \cdot 2}{12}} = 0,532.$$

Коефіцієнт перевантаження (середньоквадратичне значення):

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{НОМ.Т\%}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta h_i}{\sum \Delta h_i}} = \quad (1.9)$$

$$= \frac{1}{61} \cdot \sqrt{\frac{100^2 \cdot 1 + 95^2 \cdot 1 + 90^2 \cdot 1 + 85^2 \cdot 1 + 80^2 \cdot 2 + 75^2 \cdot 2 + 70^2 \cdot 1 + 65^2 \cdot 3}{12}} = 1,17.$$

Максимальне навантаження:

$$K_{\text{MAX}} = \frac{S_{\text{М}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{4084}{2500} = 1,634. \quad (1.10)$$

Оскільки $K'_2 = 1,634 > 0,8 \cdot K_{\text{MAX}} = 0,8 \cdot 1,3 = 1,04$, то приймаємо $K_2 = K'_2 = 1,17$ і $h = h' = 12$ год.

Значення $K_2 = 1,17 < 1,2$, є меншим чим допустиме перевантаження, значення якого наведено в [13].

1.6 Проектування трансформаторних підстанцій

Якість електропостачання визначається підтриманням значень напруги і частоти мережі на заданому рівні і обмеженням гармонійних, несинусоїдальних коливань і асиметрії напруги в мережі [14].

При виборі трансформаторної підстанції (ТП) для живлення окремої групи споживачів підприємства слід дотримуватися наступних вимог [7]:

- показником ефективності при виборі ЦРП повинна бути річна приведена вартість витрат;
- стандартна потужність обраних трансформаторів не повина перевищувати дві величини потужності (максимум три).

Кількість трансформаторів ЦТП повинна відповідати класу надійності споживача згідно ПУЕ [6]. Потужність обраного трансформатора повинна відповідати нормальній експлуатації та післяаварійної роботи, виконуючи умову, що у разі виходу з ладу одного трансформатора двотрансформаторної ЦТП, трансформатор, який не вийшов з ладу, витримає розрахункові навантаження першої та другої категорії споживачів трансформатора який був відключений у зв'язку з аварійною ситуацією.

Беручи до уваги особливості підприємства, навантаження розподіляється між ЦТП оптимальним чином результат такого розподілу представлено на рисунку 1.4.

Електронний процесор EXCEL використовується для автоматичного вирішення завдання вибору джерела живлення трансформатора відповідно до наступних даних:

- 1) нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень $E_c = 0,1$;
- 2) величина коефіцієнта амортизації $E_a = 0,066$;

	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		9	Склад насіння	53,13528	32,4222792	62,24598112	47,63528	29,0136853	55,77556665
3		10	Електролізний цех	338,2713	431,170224	548,0284979	293,2713	371,170224	473,0490361
4		11	Електроцех	56,294	49,2077867	74,76911598	52,394	44,0077867	68,42380085
5		15	Ремонтно-будівельний цех	32,1109	17,6491414	36,64153506	30,1109	16,4096527	34,29202534
6		16	Гараж	63,3144	33,4052903	71,58649779	62,5644	32,7438524	70,61489942
7		19	Другий підйом	60,59676	36,4230226	70,70080548	53,09676	31,77494	61,8782089
8		20	Матеріальний склад	56,2058	41,0458826	69,59781918	53,2058	38,4001313	65,6157545
9			Всього по ТП1	659,92844	641,323627	920,2182024	592,27844	563,520272	817,5260534
10		12	Напорна флотация	69,69532	49,1137536	85,26194006	60,99532	42,5887536	74,39241221
11		17	Градірні	56,73216	31,423767	64,85361291	54,23216	29,8744061	61,91613133
12		18	Насосна станція	85,19352	59,5228896	103,9274277	78,29352	54,3478896	95,30775613
13		23	Гідрогенізаційний цех	683,57512	476,616058	833,3293533	628,57512	435,366058	764,6242774
14			Всього по ТП2	895,19612	616,676468	1087,044599	822,09612	562,177107	995,9343001
15		2	Пресовий цех	238,41012	237,603384	336,5928597	209,91012	208,527568	295,8817416
16		13	Цех розфасовки олії «Вінізпак»	45,6342	31,5504265	55,4789115	42,6342	28,9046752	51,50878815
17		24	Моловарний цех	409,3366	330,119005	525,8659616	361,8366	288,227943	462,6024989
18		25	Вальцовочний цех	73,14728	51,6481944	89,54362376	64,39728	45,0856944	78,61125562
19		26	Лецитиновий цех	57,88016	39,6624768	70,16569666	51,28016	34,7124768	61,9242348
20			Всього по ТП3	824,40836	690,583486	1075,43233	730,05836	605,458357	948,4540214
21		1	Екстракційний цех	228,2043	154,088064	275,3549237	211,7043	141,713064	254,7573417
22		3	Склад шпота	52,6372	30,646013	60,90856211	50,4372	29,2825755	58,32135433
23		4	Відсіювальний цех	91,417	68,999979	114,5341215	81,417	60,1808079	101,2445432
24		5	Адміністративний корпус	87,5496	42,0562238	97,12702209	86,5496	41,5719017	96,01591675
25		6	Бензосховище	36,84683	25,7248205	44,93834965	34,84683	23,9609863	42,28983831
26		7	Котельня	241,96464	237,688941	339,1797749	223,96464	219,325268	313,4704661
27		8	Оліє зливна	78,1764	53,724672	94,85720794	72,1764	49,224672	87,36418631
28		14	Механічна майстерня	59,42544	41,0792112	72,24184737	54,77544	37,5917112	66,43406941
29		21	Склад	55,1336	35,104128	65,36064299	51,1336	32,104128	60,37648618
30		22	Ідальня	19,79568	10,7596254	22,53083413	17,99568	9,64408564	20,41697545
31			Всього по ТП4	951,15069	699,871678	1180,892883	885,00069	644,5992	1094,867275

Рисунок 1.4 - Розподіл споживачів підприємства між двома ЦТП

3) коефіцієнт навантаження в нормальному режимі:

- річна температура для Вінницької області $\theta=10,7^{\circ}\text{C}$;

- значення ефективної температури: $\theta_e = \theta + \Delta\theta = 10,7 + 6 = 16,7^{\circ}\text{C}$;

- коефіцієнт навантаження для нормального режиму роботи: $k_n=1$.

4) коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі роботи.

Максимальна температура навколишнього середовища $\approx 30^{\circ}\text{C}$;

Коефіцієнт навантаження для післяаварійного режиму роботи $k_{па}=1,3$.

5) допускається відключити 10% навантаження споживачів, тому коефіцієнт $k_{ппа}=0,9$ для післяаварійного режиму роботи.

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) [12], 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 [9] якщо підстанція оснащена трансформатором того ж типу і тієї ж потужності.

Усі необхідні формули для побудови математичної моделі вибору потужності трансформаторів наведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 Формули для автоматичного вибору потужності трансформаторів

Назва параметра	Формула
Річні приведені затрати в ТП, грн	$З(S_T) = B_{ТП}(S_{ТП}) + B_B(S_{ТП});$ $З(S_T) = (E_a + E_e) \cdot k_{ТП}(S_T, k_T) + [\Delta P_{xx}(S_T) + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot k_3^2] \cdot k_T \cdot B_0$
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 зміну	$S_T \cdot k_T \cdot k_H \geq S_{ТП};$ $k_T > 1 \Rightarrow S_T \cdot k_{па} \geq S_{ТП} \cdot k_{нпа}$
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	$\Delta Q_{тр} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2$

Таблична форма за допомогою якої здійснюється автоматизований вибір найбільш економічної потужності цехової ТП згідно математичної моделі, яка наводиться в таблиці 1.3 представлена на рисунку 1.5.

Результат автоматизованого вибору являється проектне рішення по застосуванню для ЦТП 1,2 комплектних ТП з трансформаторами 2х1000 кВА [12].

	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=	920,2182			
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	817,5261			
5	Кількість трансформаторів										kt=	2			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1			
7	Дані післяаварійного режиму														
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										kпа=	1,3			
9	Доля навантаження в п.а. режимі										knпа=	0,8			
10	Економічні характеристики														
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo=	26173,16			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	0,036			
14															
15	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, 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
16		63	1,28	0,24	209,28	28,46208	136,5465	0,48	137,0265	3586,415	---		---	---	---
17		100	1,97	0,33	259,42	35,28112	83,40995	0,66	84,06995	2200,376	---		---	---	---
18		160	3,1	0,51	297,134	40,41022	51,27119	1,02	52,29119	1368,625	---		---	---	---
19		250	4,2	0,74	376,159	51,15762	28,45253	1,48	29,93253	783,4288	---		---	---	---
20		400	5,9	0,95	496,386	67,5085	15,6129	1,9	17,5129	458,368	---		---	---	---
21		630	8,5	1,31	636,887	86,61663	9,06754	2,62	11,68754	305,8998	392,5164		+	+	+
22	V	1000	10,5	2,1	936,3536	127,3441	4,445708	4,2	8,645708	226,2855	353,6296	V	+	+	+
23		1600	18	2,8	1377,542	187,3457	2,977037	5,6	8,577037	224,4881	411,8338		+	+	+
24		2500	23,5	3,85	1493,518	203,1184	1,591987	7,7	9,291987	243,2006	446,3191		+	+	+
25										Змін=	353,6296				
26										Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000			

Рисунок 1.5 – Вибір потужності ТП1

В таблиці 1.7 представлені результати вибору оптимальної потужності ТП.

Таблиця 1.7 – Оптимальні потужності трансформаторних підстанцій

№ ТП	Марка ТП	Потужність, кВА	Кількість ТП	Доля нав. в п.а.
ТП-1	ТМ - 1000	1000	2	0,8
ТП-2	ТМ - 1000	1000	2	0,8
ТП-3	ТМ - 1000	1000	2	0,8
ТП-4	ТМ - 1000	1000	2	0,8

Проектування та реалізація надійної, економічно обґрунтованої схеми електропостачання під час капітального ремонту передбачає впровадження сучасних рішень для передачі електроенергії від джерела генерації до вузлів споживання. Це досягається за рахунок оптимізації конфігурації системи, забезпечення балансу реактивної потужності, підвищення енергоефективності та зниження втрат енергії. Використання передових методів аналізу, моделювання та технологій дозволяє забезпечити стабільну роботу системи з мінімальними експлуатаційними витратами та максимальним рівнем надійності. [1,7].

1.7 Визначення оптимального перерізу лінії живлення

СЕП заводу доцільно під'єднати до відпайки на анкерній опорі №79 ПЛ 110 кВ "Вінницька-Східна" та спорудження кабельної лінії 110 кВ 1,45 км. На території підприємстві встановлюємо ГПП 110/10 кВ з двома секціями розподільних шин.

Розрахунковий струм для нормального і післяаварійного режимів:

$$I_p = \frac{S_p / n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4804 / 2}{\sqrt{3} \cdot 110} = 12,61 \text{ (A)}, \quad (1.11)$$

$$I_{p.па} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 12,61 = 25,2 \text{ (A)}, \quad (1.12)$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 18,4 \text{ (A)}. \quad (1.13)$$

Для живлення підприємства на стороні 110 кВ обираємо три одножильних кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену марки АПвЭгаПу-110 [10] перерізом 1x185 мм² так, як даний переріз є мінімальним для даного класу напруги який виготовляє ПАТ «Завод Південкабель». Допустимий струм даного кабелю при прокладанні в землі «трикутником» складає $I_{доп} = 342 \text{ А}$.

Перевірка допустимого нагрівання кабелів із зшитого ПЕ виконується для нормального та післяаварійного режимів з урахування умов прокладки:

$$I_p \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{доп}, \quad (1.14)$$

$$I_{p.па} \leq \alpha \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{доп}. \quad (1.15)$$

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.

$$25,2 (A) \leq 1,0 \cdot 0,97 \cdot 1,18 \cdot 0,6 \cdot 1,0 \cdot 0,96 \cdot 342 = 225,5 (A).$$

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

Для живлення ТП на стороні 10 кВ доцільно використати броньовані кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену в ПВХ оболонці типу АПвЭгаПу-10 [10] прокладання яких здійснено в траншеях. Вибір кабельних ліній внутрішньозаводської мережі представлені в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Кабельні лінії внутрішньозаводської мережі

№ ТП	Марка ТП	Потужність, кВА	Струм, А	Марка кабелю	Переріз, мм ²	Доп.струм, А
ТП-1	ТМ - 1000	920,2	53	АПвЭгаПу-10	3х35	129
ТП-2	ТМ - 1000	1087,1	63	АПвЭгаПу-10	3х35	129
ТП-3	ТМ - 1000	1075,4	62	АПвЭгаПу-10	3х35	129
ТП-4	ТМ - 1000	1180,9	64	АПвЭгаПу-10	3х35	129

1.8 Вибір високовольного захисного обладнання

Все електрообладнання підбирається відповідно до характеру установки, номінальним струмом і напругою, і відповідно до всіх раніше встановлених стандартів використання електрообладнання необхідно провести теплові і динамічні перевірки в умовах роботи в СЕП заводу.

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.мережі}}, \quad (1.16)$$

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{max}}, \quad (1.17)$$

Комплектація РП 110 кВ ПС передбачає застосування елегазових вимикачів типу LTB 145 D1/B [17] з такими технічними характеристиками: $U_n = 110 \text{ кВ}$; $I_n = 3150 \text{ А}$; $I_{\text{н.вимк}} = 40 \text{ кА}$; $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$; $I_{\text{тер}} = 40 \text{ кА}$; $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$. Обрані високовольні електричні апарати наведені у таблиці 1.8.

Елегазовий вимикачі типу LTB 145 D1/B володіє такими властивостями:

- Висока надійність: Здатність працювати в умовах значних перевантажень та частих вимкнень без втрати ефективності;

- Швидкодія: Час спрацювання вимикача мінімальний для запобігання пошкодженню обладнання;

- Висока комутаційна здатність: Здатність безпечно вимикати струми короткого замикання.

Ці характеристики забезпечують надійну роботу вимикача в мережах високої напруги.

Таблиця 1.8 – Вибір високовольтного обладнання СЕП

Лінія	I_p , А	$I_{па}$, А	Вимикач	$I_{ном}$, А	Провідник	S , мм ²	$I_{доп}$, А
С-ГПП	12,6	25,2	LTV 145 D1/B	630	АПвЭгаПу-110	3×185	342
ГПП-ТП-1	53	106	ВРС-10-20/630 УЗ	400	АПвЭгаПу-10	3×35	129
ГПП-ТП-2	63	126	ВРС-10-20/630 УЗ	400	АПвЭгаПу-10	3×35	129
ГПП-ТП-3	62	124	ВРС-10-20/630 УЗ	400	АПвЭгаПу-10	3×35	129
ГПП-ТП-4	64	128	ВРС-10-20/630 УЗ	400	АПвЭгаПу-10	3×35	129

1.9 Перевірка вибраного електрообладнання

Розрахунок струмів КЗ виконується з метою перевірки вибраних вимикачів і кабелів [8]. Тому необхідно визначити такі величини: періодичну складову струму трифазного КЗ в початковий момент часу $I_{п0}$, ударний струм КЗ $i_{уд}$, періодичну та аперіодичну складові в момент початку розходження контактів вимикача $I_{пт}$ та $i_{ат}$, тепловий імпульс B_K [16].

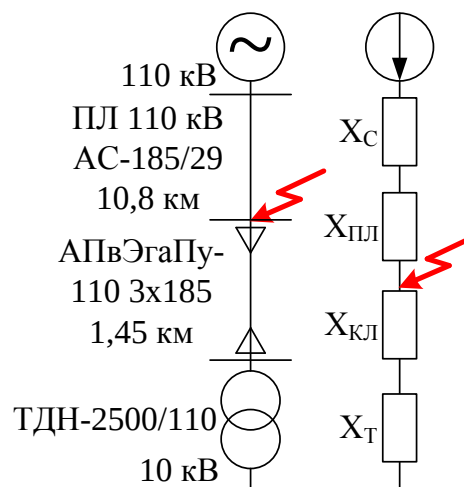


Рисунок 1.6 – Розрахункова та заступна схеми

Опір системи:

$$X_c = \frac{U_{c.н.}}{\sqrt{3} \cdot I_k} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 17772} = 3,736 \text{ (Ом)}, \quad (1.17)$$

Опір лінії живлення:

$$X_{л} = X_0 l \left(\frac{U_{c.н.}}{U_{c.н.л.}} \right)^2 = 0,158 \cdot 10,8 \cdot \left(\frac{115}{110} \right)^2 = 1,936 \text{ (Ом)}, \quad (1.18)$$

Сумарний опір від системи до точки К:

$$X_{\Sigma} = X_c + X_{л} = 3,736 + 1,936 = 5,672 \text{ (Ом)},$$

Початкове діюче значення струму трифазного КЗ:

$$I_{п0} = \frac{U_{c.н.}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5,762} = 11,71 \text{ (кА)}, \quad (1.19)$$

Початкове діюче значення струму трифазного КЗ:

Стала часу загасання аперіодичної складової $T_a = 0,03$ с. Ударний струм КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{п0} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot 11,71 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} \right) = 28,42 \text{ (кА)}, \quad (1.20)$$

Періодична складова струму від енергосистеми не змінюється, тому:

$$I_{п\tau} = I_{п0} = 11,71 \text{ (кА)},$$

Для захисту встановленого на кабельній лінії 110 кВ вибираємо уставку з часом спрацювання $t_{pz} = 0,5$ с, так як даний час спрацювання є типовим для захисту установок даного класу напруги. Тоді час вимкнення КЗ буде рівним:

$$t_{вим} = t_{pz} + t_{п.в} = 0,5 + 0,1 = 0,6 \text{ с},$$

Аперіодична складова струму КЗ для $t = t_{вим} = 0,6$ с:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{п0} e^{-\frac{t}{T_{a.c}}} = \sqrt{2} \cdot 11,71 e^{-\frac{0,6}{0,03}} = 0,341 \text{ (кА)}, \quad (1.21)$$

Тепловий імпульс визначаємо в такій послідовності.

Тепловий імпульс:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{вим} + T_a) = 11,71^2 (0,6 + 0,03) = 86,33 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (1.22)$$

Здійснюємо перевірки згідно [16] раніше обраних вимикачі типу LTB 145 D1/B на необхідні параметри роботи, а результати даної перевірки представимо в таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Формули для перевірки обраного типу вимикачів

№ п/п	Вимикач	Роз'єднувач
	LTB 145 D1/B	D BF-110/4000 T1
1	$U_H \geq U_{мережі}, 110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$	$U_H \geq U_{мережі}, 126\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$
2	$I_H \geq I_{p.\max}, 3150\text{А} \geq 28,4\text{А}$	$I_H \geq I_{p.\max}, 4000\text{А} \geq 28,4\text{А}$
3	$I_{н.відкл} \geq I_{н.0}, 40\text{кА} \geq 11,7\text{кА}$	—
4	$i_{дин} \geq i_{y\partial}, 100 \geq 34,4\text{кА}$	$i_{дин} \geq i_{y\partial}, 160 \geq 34,4\text{кА}$
5	$I_{мер.}^2 \cdot t_{мер.} \geq B_k,$ $4800\text{кА}^2 \cdot c \geq 86,3\text{кА}^2 \cdot c$	$I_{мер.}^2 \cdot t_{мер.} \geq B_k,$ $512\text{кА}^2 \cdot c \geq 86,3\text{кА}^2 \cdot c$

Отже необхідні умови перевірки силових вимикачів виконуються.

Переріз жил кабелів за термічною стійкістю до дії струмів КЗ:

$$s \geq s_{\min} = \frac{I_K \sqrt{t_{\text{вим}}}}{C_T}, \quad (1.23)$$

$$s = 185 \text{ (мм}^2\text{)} \geq s_{\min} = \frac{11,71\sqrt{0,6}}{94} = 96,5 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

де I_K – струм КЗ в А; $t_{\text{вим}}$ – сумарний час вимикання струму КЗ, який визначається витримкою часу основного захисту лінії (0,5...2 с), часом спрацювання високовольтного вимикача та відношенням струму КЗ в початковий момент виникнення КЗ до його усталеного значення; C_T – термічний коефіцієнт, $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$, значення якого становить 90...100 для паперових кабелів і 94 – для кабелів зі зшитого ПЕ.

Допустимий струм КЗ тривалістю $t_{\text{вим}} = 0,6$ с буде:

$$I_{\text{доп.к}} = \frac{I_{\text{доп.к(1с)}}}{\sqrt{t_{\text{вим}}}} = \frac{17,5}{\sqrt{0,6}} = 22,59 \text{ (кА)} \geq 11,71 \text{ (кА)}. \quad (1.24)$$

Таким чином, вибрані кабелі умовам термічної стійкості до дії струму КЗ задовільняють.

Питомий опір алюмінієвої жили для температури 90 °C:

$$r_{0(90)ж} = r_{0(20)ж} \frac{228 + \Theta}{248} = 0,164 \frac{228 + 90}{248} = 0,21 \text{ (Ом/км)}. \quad (1.25)$$

Питомий опір мідного екрана для температури 70 °C:

$$r_{0(70)ек} = r_{0(20)ек} \frac{242,5 + \Theta}{262,5} = 0,193 \frac{242,5 + 70}{262,5} = 0,23 \text{ (Ом/км)}. \quad (1.26)$$

Значення наведеного струму в екрані одножильних кабелів у разі розташування кабелів у вершинах рівностороннього трикутника впритул [8]:

$$I_{ек.тр} \approx I_{КЗ} \sqrt{\frac{0,0019}{0,0019 + r_{0(70)ек}^2}} = 17,77 \sqrt{\frac{0,0019}{0,0019 + 0,23^2}} = 3,31 \text{ (кА)}, \quad (1.27)$$

$$I_{доп.е} = \frac{19,3}{\sqrt{6}} = 7,879 \text{ (кА)} \geq I_{ек.тр} = 3,31 \text{ (кА)}. \quad (1.28)$$

Таким чином, вибраний кабель АПвЭгаПу-110 1х185 відповідає умовам термічної стійкості екрана до наведеного струму.

1.10 Вибір місця розташування ЦТП

ТП заводу отримують живлення від ГПП 110 кВ, тому ГПП доцільно розташувати в центрі енергетичних навантажень, що дозволить уникнути додаткових втрат викликаних перетоком потужності.

В якості керуючої змінної для вирішення даної задачі доцільно взяти координати місцезнаходження ГПП - (x_0, y_0) .

Показником ефективності проектного рішення необхідно взяти вартість СЕП.

Для рішення цієї задачі використовуємо наступну математичну модель яка наведена в [7]:

Таблична форма в якій автоматизовано процес вибору ЦМ за мінімумом річних приведених затрат наведена на рисунку 1.8.

$$3(x_0, y_0) = \left[(E_e + E_{аж}) \cdot (a_{ж} + K_0(F_{ж})) + 3 \cdot I^2 \cdot R_0(F_{ж}) \cdot B_0 \right] \cdot k_{ж} \cdot L_{ж} + \sum_{i=1}^n \left[(E_e + E_a) \cdot (a + K_0(F_i)) + 3 \cdot I^2 \cdot R_0(F_i) \cdot B_0 \cdot k_i \right] \cdot L_i \rightarrow \min, \quad (1.29)$$

$$X_{\min} \leq X_0 \leq X_{\max},$$

$$Y_{\min} \leq Y_0 \leq Y_{\max}.$$

де $3(x_0, y_0)$ - річні приведені затрати;

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

I – струм окремої лінії;

B_0 - питома вартість втрат активної потужності грн/кВт;

E_a - Коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

$F_{ж}$ - переріз живлячої кабельної лінії;

F_i - переріз i -тої кабельної лінії;

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

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

L_i - довжина i -тої розподільної лінії;

$X_0; Y_0$ - координати центру мережі;

	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 (E чи HE)									МетрикаЖ =	E	
4	Метрика розподільної мережі (E чи HE)									МетрикаP =	HE	
5												
6	Економічні характеристики мережі											
7	Питома втрата, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км									a=	7	
8	Питома втрата, які не залежать від перерізу зовнішньої ПЛ тис.грн/км									a _ж =	10	
9	Питома вартість втрат, грн/кВт									B ₀ =	26173,16	
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} =	3,00%	
13												
14												
15	Ліній живлення	X, м	Y, м	F, мм ²	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	R ₀ , Ом/км	K ₀ , т.грн/км	L, м	З, тис. грн
16	ЖЛ	155	91	300	2	2118,96	2085,00	85,82	0,099	125,1538	138,97	18,353
17	ТП1	93	358	70	2	456,5289	384,9149	17,24	0,443	237,7835	227,00	20,029
18	ТП2	287	302	70	2	524,8244	619,693	23,44	0,443	237,7835	175,00	18,513
19	ТП3	355	227	70	2	608,4044	750,1084	27,88	0,443	237,7835	168,00	20,435
20	ТП4	557	247	70	2	610,5976	516,0199	23,08	0,443	237,7835	390,00	40,798
21	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											118,12868
22	Координати ЦЕМ, м									X ₀ =	188	Y ₀ = 226
23										X ₀ =	287	Y ₀ = 247

Рисунок 1.8 – Находження координат ЦЕН

Мінімальним затратам будуть досягатися при розміщені ГПП в координатах: $x=188$ м; $y=226$ м а затрати рівні 118,128 тис. грн.

На рисунку 1.9 наведено генплан заводу з ГПП, ТП та РП та лініями живлення.

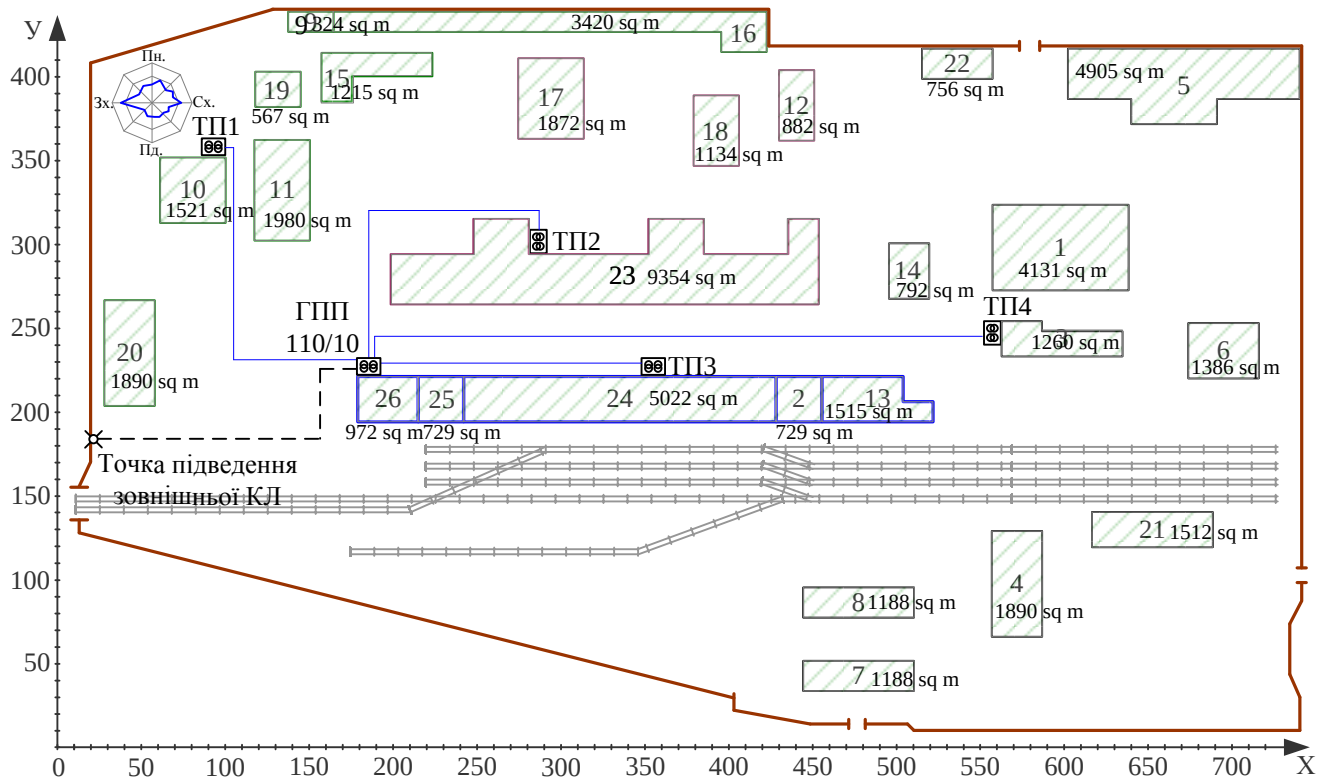


Рисунок 1.9 – Розміщення ГПП та ЦТП

1.11 Розрахунок потужності засобів КРП

Компенсація реактивної потужності (КРП) – це спосіб знизити втрати в енергосистемі великих і малих промислових підприємств та заводів. Даний спосіб можна повністю віднести до енергозберігаючих технологій [18].

Що вирішити задачу знаходження оптимальної потужності засобів КРП складаємо однолінійну схему зображену на рисунку 1.10, та схему заміщення мережі заводу рисунок 1.11.

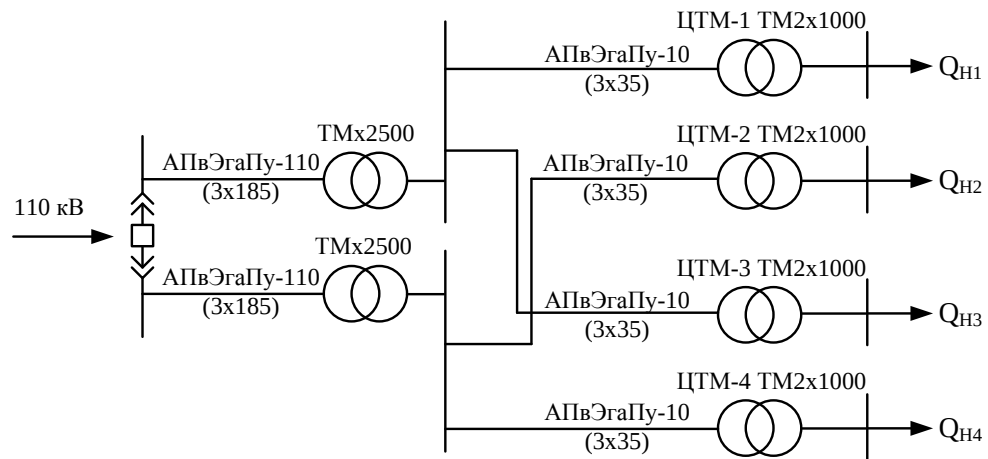


Рисунок 1.10 – Однолінійна схема електропостачання

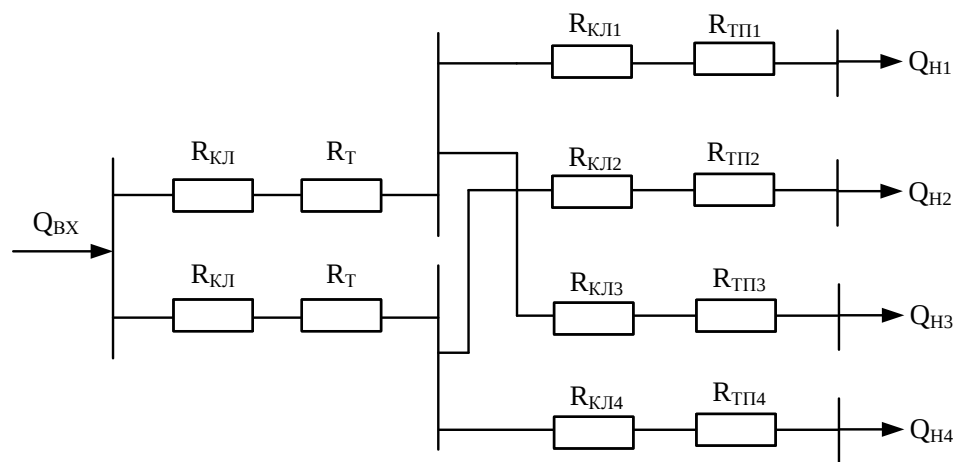


Рисунок 1.11 – Схема заміщення мережі електропостачання підприємства

Математична модель для даного розрахунку має наступний вигляд [7]:

$$\begin{cases} 3(Q_K) = \frac{B_0}{U^2} \times \sum_{i=1}^n \left[(Q_{Hi} - Q_{Ki})^2 (R_{KLi} + R_{Ti}) \right] \rightarrow \min_{Q_K}; \\ Q_{Ki} \geq 0, i=1, 2, \dots, n; \\ \sum_{i=1}^n Q_{Ki} = \sum_{i=1}^n Q_{Hi} - Q_{BX}. \end{cases} \quad (1.30)$$

Для даної математичної моделі керовані змінні – потужність батарей у вузлах навантаження $q_K = (q_{K1}, q_{K2}, \dots, q_{Kn})$.

де B_0 – питома вартість втрат активної потужності;

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

n – кількість ЦТП;

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

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

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

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

Q_{BX} – вхідна реактивна потужність.

Розрахунок буде проведений на листі САПР MathCad. Створена математична модель на робочому листі MathCad згідно (1.30) представлена на рисунку 1.12.

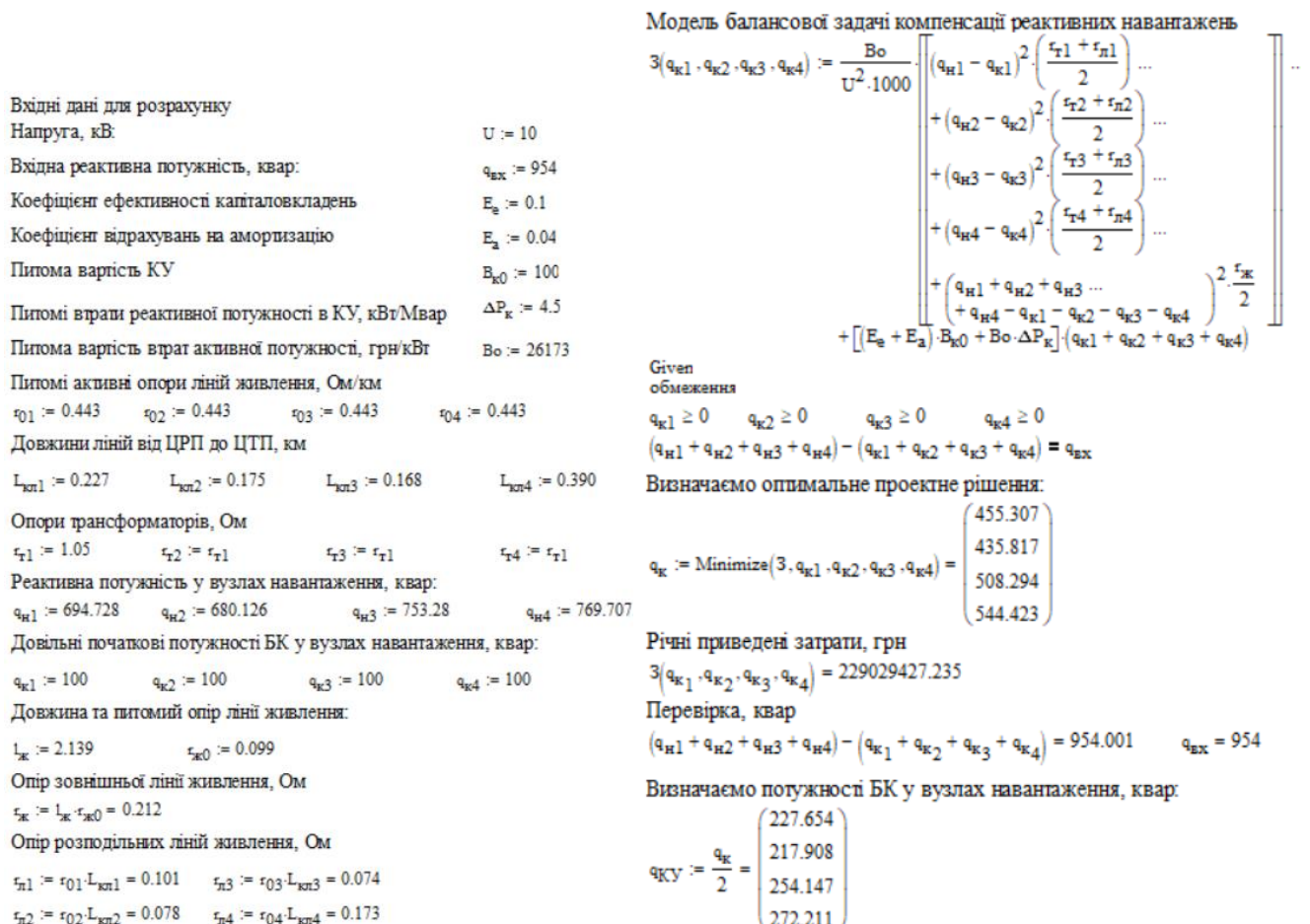


Рисунок 1.12 – Вигляд розрахунку задачі КРН в середовищі MathCad

Результат розрахунку показав що на ПАТ «ВОЖК» оптимально здійснити компенсацію реактивної потужності відносно кожного вузла навантаження у розмірі: для ТП-1 – 455,3 квар; для ТП-2 – 435,8 квар; для ТП-3 – 508,3 квар; для ТП-4 – 544,4 квар;

Здійснювати КРП можна різними технічними рішеннями та пристроями. Найбільш оптимальні рішення необхідно знаходити у ході проведення досліджень та моделювання реальних процесів електричних мереж.

1.12 Релейний захист та автоматика

Струмова відсічка (СВ). Розглянемо захист КЛ 10 кВ ділянки ГПП-ТП1.

СВ виконується зі струмовими реле типу РТ-40 КА1 і КА2 [19]:

$$I_{\text{св}} = k_{\text{нКЛ}} \cdot k_{\text{нТр-р}} \cdot I_{\text{к max ВН}}^{(3)} = k_{\text{нКЛ}} \cdot k_{\text{нТр-р}} \cdot \frac{100}{U_{\text{кТр-р}}} \cdot I_{\text{ном.Тр-р}}, \quad (1.30)$$

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

$k_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності: 1,3—1,4 – для реле даного типу;

$$I_{\text{св}} = 1,3 \cdot 1,3 \cdot \frac{100}{10,5} \cdot 37,17 = 1183 \text{ (A)},$$

Струм спрацювання реле буде визначатися за наступним відношенням:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{св}}}{n_{\text{ТС}}} = \frac{1183}{20} = 59,15 \text{ (A)},$$

де $n_{\text{ТС}}$ – коефіцієнт трансформації ТС який рівний 100/5 відповідно паспортних даних.

Доцільно обрати реле типу РТ-40/200 у якого, межі уставок струму спрацювання реле 100—200 А.

Витримка часу вибирається за умовами селективності:

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

Реле часу доцільно обрати типу ЕЧ-114 з межею 0,1 –1,3 с.

Визначимо струм трифазного КЗ:

$$I_{\text{кз}} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (1.31)$$

де U – напруга, кВ;

Z – повний сумарний опір живлячої лінії та системи, Ом.

$$Z = \sqrt{R_{\text{л}}^2 + (X_{\text{л}} + X_{\text{Г}})^2}, \quad (1.32)$$

$$X_{\Gamma} = \frac{x_d'' \cdot U_{cp}^2}{S_{ном.\Gamma}}, \quad (1.33)$$

$$X_{\Gamma} = \frac{0,121 \cdot 10,5^2}{7,5} = 0,64 \text{ (Ом)},$$

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

$$I_{кз} = \frac{1,05 \cdot 10500}{\sqrt{3} \cdot 0,645} = 5959 \text{ (А)},$$

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

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

Уставка по струму для реле даного типу вибирається з наступних умов:

а) неспрацювання захисного апарату під час післяаварійних перевантаженнях:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{роб max}}}{k_{\text{пов}}}, \quad (1.34)$$

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

б) за умовами селективності з попереднім захистом:

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

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

в) визначається чутливість захисту при двофазному КЗ:

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

г) струм спрацювання реле:

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

Доцільно взяти реле типу РТ 40/100.

д) час спрацьовування захисту:

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

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

Захист від однофазних замикань на землю

У мережі з ізольованою нейтраллю струм замикання на землю рівний:

$$I_3^{(1)} = 3 \cdot I_{0\text{с}} = \frac{U_{\text{мф}} \cdot l}{10}. \quad (1.35)$$

Струм замикання кабельної лінії:

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

Струм замикання на землю всієї кабельної мережі 10 кВ:

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

Струм спрацьовування захисту:

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

де $k_{\text{відл}}$ – коефіцієнт відлаштування, береться в межах 1.1—1.2;

Коефіцієнт чутливості:

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

Отже для захисту лінії 10 кВ обрано всі необхідні захисні апарати.

1.13 Висновки до розділу 1

Для підвищення енергоефективності на ПАТ «ВОЖК» доцільно виконати наступні проектні рішення:

- кількість ТП для енергоефективного електропостачання повинна бути рівна чотирьом, а потужність та тип трансформаторів ТМ 2х1000/10;
- переріз зовнішньої кабельної лінії повинен бути $3 \times 185 \text{ мм}^2$, КЛ типу АПвЭгаПу-110 на напрузі 110 кВ. Для живлення ТП 10 кВ оптимальним рішенням буде використання кабелів типу АПвЭгаПу-10 з перерізом ліній $3 \times 35 \text{ мм}^2$;
- також в цьому розділі був проведений аналіз і вибір типу захисту електрообладнання в аварійному режимі роботи.

Для СЕП ПАТ «ВОЖК» характерним є наявність додаткових втрат активної енергії викликаних споживанням реактивного навантаження, відхиленнями напруги та гармонічним спотворенням. Тому для СЕП комбінату актуальним являється питання зменшення додаткових втрат активної енергії.

Отже в цілому для комбінату розроблено систему електропостачання, що відповідає сучасним стандартам і оптимальна з точки зору енергоефективності.

2 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВИКОРИСТАННЯМ ПАПІВПРОВІДНИКОВИХ КОМПЕНСАТОРІВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

2.1 Аналіз основних напрямів досягнення енергоефективності

Енергоефективність — це раціональне та ефективне використання енергії [1], що дозволяє досягати максимальних результатів при мінімальних енергетичних витратах. Це означає зменшення кількості енергії, необхідної для виконання певної дії або функції, без зниження якості чи ефективності процесу.

Підвищення енергоефективності передбачає вжиття заходів та впровадження технологій, які допомагають зменшити енергоспоживання без втрати якості або продуктивності.

Підвищення енергоефективності системи електропостачання полягає у зменшенні втрат електроенергії [20] на всіх етапах – від генерації до кінцевого споживача. Існують кілька ключових підходів до підвищення енергоефективності систем електропостачання:

1. Модернізація обладнання та інфраструктури:

- Оновлення трансформаторів: Використання енергоефективних трансформаторів із меншими втратами потужності;
- Реконструкція та оптимізація ліній електропередач: Використання нових матеріалів для проводів і підвищення напруги в лініях для зменшення втрат під час передачі електроенергії на великі відстані;
- Підземні кабельні мережі: Заміна повітряних ліній на підземні кабелі, що знижує втрати енергії і зменшує вплив погодних умов.

2. Інтеграція розумних мереж (Smart Grid) [1]:

- Моніторинг та автоматизація: Використання інтелектуальних систем моніторингу та управління мережею для швидкого виявлення та усунення аварій і збоїв, що знижує втрати електроенергії;

- Дистанційне керування споживанням: Системи, що автоматично регулюють подачу електроенергії залежно від потреб споживачів, допомагають знижувати перевантаження мережі та зменшувати втрати.

3. Використання відновлюваних джерел енергії на локальному рівні:

Децентралізація виробництва електроенергії: Інтеграція малих генерацій на основі сонячної, вітрової або інших відновлюваних джерел в локальні мережі знижує втрати під час транспортування енергії;

- Мережі мікрогенерації: Використання мікромереж для живлення окремих районів або будівель може підвищити ефективність за рахунок зменшення залежності від центральних енергосистем.

4. Зниження реактивної потужності [18]:

- Компенсація реактивної потужності: Встановлення компенсаторів реактивної потужності, таких як конденсаторні батареї, зменшує втрати енергії, пов'язані з передачею реактивної потужності по мережах.

5. Енергоефективне проектування нових електричних мереж:

- При будівництві нових мереж та електростанцій важливо передбачати ефективне планування для зниження втрат на всіх етапах виробництва, передачі та розподілу енергії.

6. Стимулювання ефективного споживання енергії:

- Введення програм для споживачів, які б заохочували використання енергоефективної техніки та управління енергоспоживанням у пікові години;

- Використання диференційованих тарифів на електроенергію, що стимулює рівномірне використання потужностей протягом доби.

7. Зменшення технологічних втрат:

- Оптимізація процесів на електростанціях, зокрема використання більш ефективних способів генерації електроенергії (впровадження комбінованих циклів на теплових станціях, використання вторинного тепла);

- Використання сучасних електронних пристроїв керування для ефективнішого розподілу енергії.

2.2 Порівняльний аналіз пристроїв СТАТКОМ, СТК та АФ

СТАТКОМ (статичний компенсатор реактивної потужності) – це пристрій для регулювання реактивної потужності в системах електропостачання, який підвищує якість електроенергії та стабільність мережі. Він належить до типу гнучких змінних систем передачі електроенергії (FACTS) і використовується для компенсації реактивної потужності та стабілізації напруги в мережах.

Розроблені різноманітні схеми реалізації СТАТКОМ. Загальна схема заміщення СТАТКОМ представлена на рисунку 2.1 [21].

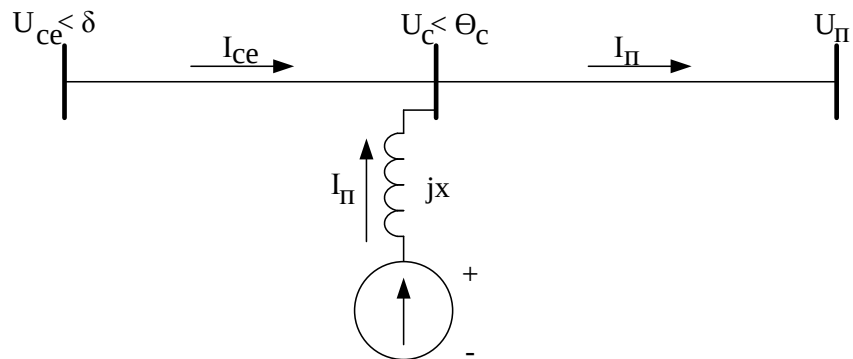


Рисунок 2.1 – Схема заміщення СТАТКОМ при підключенні до мережі

Активна і реактивна потужність мережі визначаються виразами:

$$P = \frac{U_{ce} \cdot U_{\pi}}{X_t} \cdot \sin \delta_{\pi}; \quad (2.1)$$

$$Q = \frac{U_{ce} \cdot (U_{ce} - U_{\pi} \cdot \cos \delta_{\pi})}{X_t}. \quad (2.2)$$

Вихідний струм перетворювача:

$$I_{\pi} = \frac{U_{\pi} - U_c}{jX_t}. \quad (2.3)$$

У трифазній мережі:

$$\dot{U} = \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}; \quad \dot{U} = \begin{bmatrix} U_{ап} \\ U_{бп} \\ U_{сп} \end{bmatrix}; \quad \dot{I} = \begin{bmatrix} I_{ап} \\ I_{бп} \\ I_{сп} \end{bmatrix}. \quad (2.4)$$

Повна потужність, що видається СТАТКОМ:

$$S = \dot{U}_c \cdot \dot{I}_n = \frac{\dot{U}_c \cdot (\dot{U}_n^* - \dot{U}_c^*)}{-jX_t} = \frac{\dot{U}_c \cdot \dot{U}_n^* - \dot{U}_c^2}{-jX_t}. \quad (2.5)$$

Для активної і реактивної потужності отримаємо:

$$P_n = \frac{-U_c \cdot U_n \cdot \sin(\theta_c - \theta_n)}{X_t}; \quad (2.6)$$

$$Q_n = \frac{U_c \cdot (U_n \cdot \cos(\theta_c - \theta_n) - U_c)}{X_t}. \quad (2.7)$$

Прийнявши, що струм, який подається від СТАТКОМ в мережу, залежить від різниці напруг між мережею і самим СТАТКОМ матимемо:

$$\dot{U} - \dot{U}_n = R_n \cdot I_n + L_n \frac{di_n}{dx}; \quad (2.8)$$

$$\dot{U}^{(d,q)} \cdot e^{j\gamma} - \dot{U}_n^{(d,q)} \cdot e^{j\gamma} = R_n \cdot I_n^{(d,q)} \cdot e^{j\gamma} + L_n \frac{d}{dx} \cdot (I_n^{(d,q)} \cdot e^{j\gamma}); \quad (2.9)$$

$$U_d - U_{nd} = R_n \cdot I_{nd} + L_n \frac{dI_{nd}}{dx} - L_n \cdot \omega \cdot I_{nq}. \quad (2.10)$$

Математична модель роботи СТАТКОМ має вигляд:

$$\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} I_{nd} \\ I_{nq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_n}{L_n} & \omega \\ -\omega & \frac{-R_n}{L_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{nd} \\ I_{nq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_n} \begin{bmatrix} U_d & -U_{nd} \\ U_q & -U_{nq} \end{bmatrix}. \quad (2.11)$$

СТАТКОМ здійснює регулювання реактивної потужності в широких межах ($\pm 100\%$), в режимах споживання і генерування реактивної потужності має відносно високу швидкість роботи, водночас має відносно малі габарити конструкції та може бути використаним практично в будь-яких електричних мережах. СТАТКОМ можна використовувати для збільшення пропускної здатності мережі та оптимізації потоку електроенергії, а також для регулювання напруги [4].

Використання пристроїв СТАТКОМ дозволяє забезпечити одночасну оптимізацію декількох параметрів енергоефективності.

СТК (статичний тиристорний компенсатор) - це регульоване джерело реактивної потужності, підключене безпосередньо до шини споживача; реактивна потужність СТК генерується конденсатором фільтра високих частот і дорівнює максимальній реактивній потужності, необхідній споживачеві. Реактивна потужність регулюється стаціонарним тиристорним компенсатором, який контролює струм реактора і компенсує надлишок реактивної потужності в конденсаторі мережевого фільтра.

На рисунку 1.5 показано типовий пристрій СТК [3].

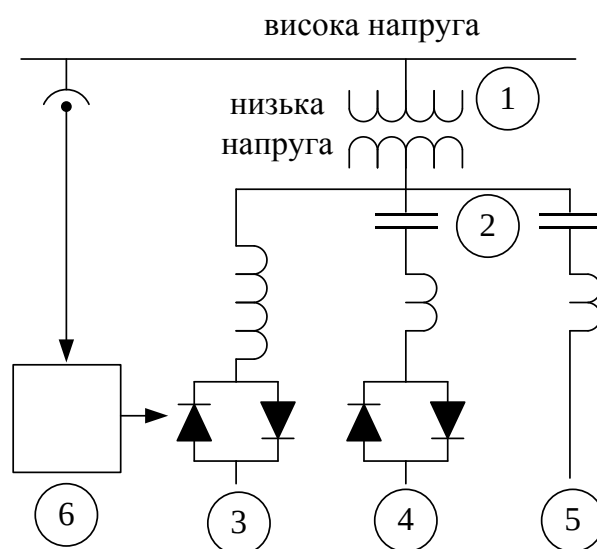


Рисунок 1.5 – Під'єднання СТК

Позначення на рисунку 1.5: 1 - понижуючий трансформатор; 2 - шина низької напруги; 3 - реактор із тиристорним керуванням; 4- конденсатор із тиристорною комутацією; 5 – ланцюг фіксованого фільтра; 6 – блок керування.

Основні компоненти СТК:

Тиристори – напівпровідникові прилади, що керують потоком реактивної потужності.

Конденсатори та реактори – створюють реактивну потужність для компенсації, яку регулюють тиристори.

Система керування – контролює роботу тиристорів, забезпечуючи динамічне регулювання потужності відповідно до змін навантаження.

Активний фільтр (АФ) – це перетворювач кривої напруги змінного струму з використанням ємнісного або індуктивного накопичувача електроенергії, використовуючи методи імпульсної модуляції усереднене значення струму (напруги) формує відповідне різниці нелінійного струму або напруги і синусоїдального струму його основної гармоніки [22].

Активний фільтр приєднується до трифазної електричної мережі пофазно. Спрощена схема підключення АФ до мережі зображена на рисунку 2.2.

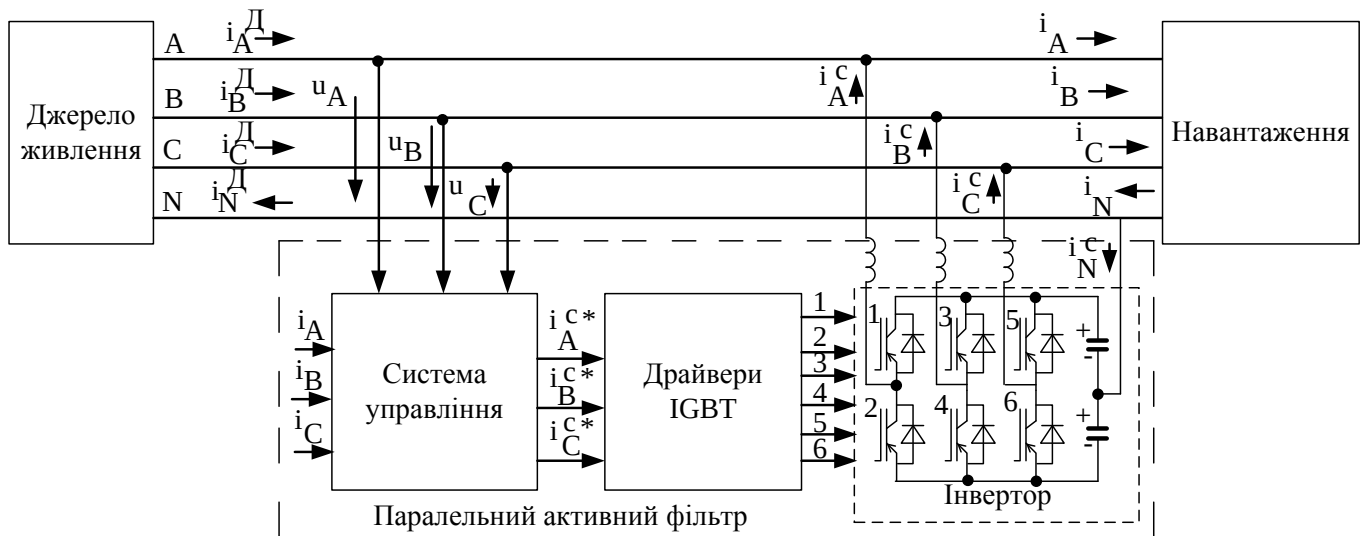


Рисунок 2.2 – Спрощена схема підключення паралельного АФ до мережі

Активний фільтр складається з кількох ключових компонентів, які дозволяють йому виконувати функцію динамічного усунення гармонік і корекції спотворень в електричних мережах. Основні елементи активного фільтра включають:

1. Силовий інвертор (рис 2.3). Інвертор перетворює постійну напругу в змінну з необхідними параметрами для компенсації гармонік у мережі. Він генерує протифазні струми, які компенсують небажані гармоніки.

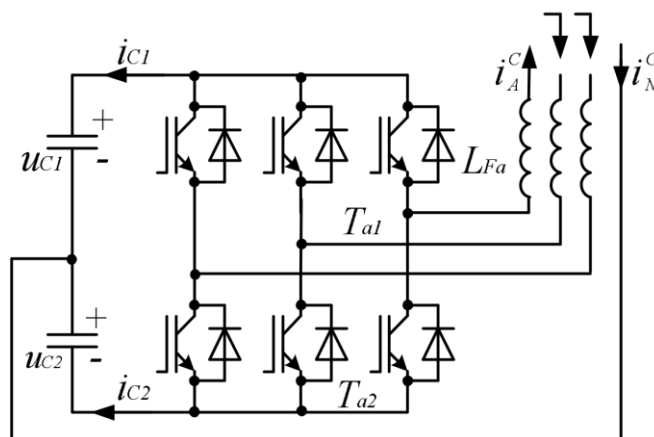


Рисунок 2.3 – Схема інвертора активного фільтра з двома конденсаторами

Інвертори можуть бути однофазними або трифазними, залежно від мережі.

2. Джерело постійної напруги (ЛПС – ланка постійного струму, DC-джерело). Інвертор живиться від джерела постійної напруги. Це може бути конденсаторний блок, який накопичує енергію і постачає її для роботи інвертора. В деяких випадках використовується спеціальний випрямляч, який перетворює змінну напругу з мережі в постійну для живлення інвертора.

3. Система управління (СУ). СУ визначає наявність гармонік і розраховує компенсаційні струми, необхідні для їх усунення [22]. Це "мозок" активного фільтра, який постійно аналізує стан мережі і керує роботою інвертора. СУ використовують алгоритми швидкої перетворення Фур'є (FFT) або інші методи для визначення гармонійних спотворень.

4. Вимірювальні пристрої (датчики струму та напруги). Активний фільтр оснащений датчиками струму та напруги, які вимірюють параметри електричного сигналу в реальному часі. Ці дані передаються на контролер для аналізу гармонійних складових. Датчики можуть бути розташовані на вході та виході інвертора, а також безпосередньо в мережі.

5. Фільтри низьких частот (LC-фільтри). Вихід інвертора може бути підключений до фільтра низьких частот, що згладжує високочастотні складові та знижує рівень електромагнітних завад, які можуть утворюватися під час роботи інвертора. Ці фільтри покращують якість сигналу і запобігають впливу на інші електронні пристрої [23].

6. З'єднувальні елементи (реактори або конденсатори). Реактори або конденсатори використовуються для з'єднання активного фільтра з електромережею і забезпечення необхідної фільтрації гармонійних струмів. Вони також можуть використовуватися для компенсації реактивної потужності.

7. Панель керування та комунікаційний модуль. Багато сучасних активних фільтрів оснащені інтерфейсами для користувача, які дозволяють контролювати роботу пристрою, переглядати параметри мережі та налаштовувати режими роботи. Комунікаційні модулі дозволяють інтегрувати активні фільтри в системи керування енергією (наприклад, SCADA) для централізованого контролю.

В таблиці 2.1 представлено порівняльний аналіз пристроїв СТАТКОМ, СТК та АФ відносно основних параметрів можливості підвищувати енергоефективність мережі в місці їх підключення.

Таблиця 2.1 – Порівняльний аналіз пристроїв СТАТКОМ, СТК та АФ

Параметр оцінки	СТАТКОМ	СТК (Синхронний компенсатор)	АФ (Активний фільтр)
Призначення	Компенсація реактивної потужності, стабілізація напруги, обмежене зменшення гармонік	Компенсація реактивної потужності для стабілізації енергосистем	Усунення гармонік, компенсація реактивної потужності, підвищення якості електроенергії
Область застосування	Високовольтні мережі, промислові об'єкти, інтеграція відновлюваних джерел енергії	Великі енергетичні системи, системи транспорту електроенергії	Промислові об'єкти, мережі з нелінійними споживачами, низько- і середньовольтні системи
Принцип дії	Виготовляє синхронний струм, необхідний для компенсації реактивної потужності й стабілізації напруги	Генерує реактивну потужність за допомогою обертового магнітного поля ротора	Вимірює гармонійні складові струму та генерує компенсаційний сигнал для їх усунення
Компенсація реактивного навантаження	Висока ефективність і точність при змінних умовах у реальному часі	Ефективно працює в умовах постійного чи стабільного навантаження	Може забезпечувати реактивну компенсацію разом із фільтруванням гармонік
Регулювання напруги	Дуже ефективне, регулює напругу в режимі реального часу	Залежить від можливості змінювати реактивну потужність	Не має можливості регулювати напругу
Зменшення гармонічного спотворення	Може зменшувати гармоніки низьких порядків, якщо обладнаний функціями активного фільтрування	Не виконує	Дуже ефективно, усуває гармоніки різних порядків завдяки точному аналізу й активному управлінню
Шляхи підвищення енергоефективності	- Зменшення втрат через реактивну потужність - Стабілізація напруги - Обмеження гармонійних спотворень низького порядку - Інтеграція із відновлюваними джерелами енергії для оптимізації потужності	- Зниження втрат за рахунок оптимізації балансу реактивної потужності - Стабілізація енергосистем при великих навантаженнях	- Усунення гармонійних складових для зменшення теплових втрат - Підвищення ефективності роботи обладнання - Оптимізація енергоспоживання у промислових системах за рахунок усунення спотворень

Шляхи досягнення енергоефективності:

СТАТКОМ:

- Мінімізація втрат на теплове нагрівання завдяки компенсації реактивної потужності;
- Поліпшення стабільності напруги в системах із великими динамічними змінами навантаження;
- Оптимізація роботи у системах із відновлюваними джерелами енергії;
- (у деяких моделях) Зменшення енергетичних втрат, спричинених гармоніками нижчих порядків.

СТК:

- Підтримка балансу реактивної потужності для уникнення перевантаження трансформаторів і кабелів;
- Стабілізація частоти та напруги при коливаннях навантаження.

АФ:

- Зменшення енергетичних втрат, спричинених нелінійними навантаженнями;
- Підвищення терміну служби обладнання завдяки усуненню гармонійних спотворень;
- Покращення коефіцієнта потужності через компенсацію реактивної складової разом із гармоніками.

2.3 Алгоритми управління напівпровідникових компенсаторів

Для правильного налаштування та розрахунку параметрів роботи напівпровідникових компенсаторів необхідно мати чітку та достовірну, фізично та математично обґрунтовану інформацію про складові потужності в трифазних електричних колах та відповідні їм струми. Для такого розрахунку доцільно використати Р-q теорію миттєвої потужності. Ця теорія була представлена Н. Akagi, Y. Kanazawa, A. Nabae [24] як фундаментальна теорія для аналізу енергетичних процесів в трифазних трипровідних системах та застосування в алгоритмах

управління крмпенсаторами для вирішення проблем, пов'язаних з вищими гармоніками, реактивною потужністю та несиметрією.

Ця теорія передбачає перехід від стаціонарної системи координат a-b-c до ортогональної нерухомої системи координат $\alpha\beta$ на основі перетворень E.Clarke.

Миттєва напруга джерела в координатах $\alpha\beta$:

$$\begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix}. \quad (2.12)$$

Миттєві струми навантаження в координатах $\alpha\beta$:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}. \quad (2.13)$$

Миттєва активна і реактивна потужності навантаження визначаються перетвореними координатами (2.12), (2.13):

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_\alpha & u_\beta \\ -u_\beta & u_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}. \quad (2.14)$$

На основі наведених співвідношень миттєві активна та реактивна потужності можна розкласти на дві складові: постійну (середню) та змінну:

$$\begin{cases} p = p_{\alpha\beta} = u_\alpha i_\alpha + u_\beta i_\beta = P + \tilde{p}; \\ q = q_{\alpha\beta} = u_\alpha i_\beta - u_\beta i_\alpha = Q + \tilde{q}. \end{cases} \quad (2.15)$$

де P – середнє значення миттєвої активної потужності; $\tilde{p}$ – змінна складова миттєвої активної потужності; Q – середнє значення миттєвої реактивної потужності; $\tilde{q}$ – змінна складова миттєвої реактивної потужності.

Недоліки зазначеної теорії миттєвої потужності:

– некоректне визначення складових потужності за наявності несиметрії фазних напруг [96поднебена];

– некоректна стратегія компенсації струму за несинусоїдної напруги живлення (наявність вищих гармонік) у випадку активних фільтрів струму.

Алгоритм управління напівпровідниковим компенсатором на основі $p - q$ теорії. Нижче представлені перетворення векторів напруг $u = \|u_A \ u_B \ u_C\|^T$ та струмів $i = \|i_A \ i_B \ i_C\|^T$ для трифазної чотирипровідної системи:

$$\begin{Bmatrix} u_0 \\ u_\alpha \\ u_\beta \end{Bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} u_A \\ u_B \\ u_C \end{Bmatrix}. \quad (2.16)$$

де u_0, u_α, u_β – миттєві значення напруги нульової послідовності, напруг осей α та β відповідно; u_A, u_B, u_C – миттєві значення напруг фаз А, В, С відповідно:

$$\begin{Bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{Bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{Bmatrix}. \quad (2.17)$$

де i_0, i_α, i_β – миттєві значення струму нульової послідовності, струмів осей α та β відповідно; i_A, i_B, i_C – миттєві значення струмів фаз А, В, С відповідно.

У новій системі координат три складові потужності визначаються як миттєва реальна потужність нульової послідовності, миттєва реальна потужність $p_{\alpha\beta}$ та миттєва уявна потужність $q_{\alpha\beta}$, тобто:

$$p(t) = u_0 i_0, \quad (2.18)$$

$$p_{\alpha\beta}(t) = \begin{bmatrix} u_\alpha & u_\beta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = u_\alpha i_\alpha + u_\beta i_\beta, \quad (2.19)$$

$$q_{\alpha\beta}(t) = \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}. \quad (2.20)$$

Норма вектора $q_{\alpha\beta}(t)$ визначає миттєву реактивну потужність наступним чином $q_{\alpha\beta} = -u_\beta i_\alpha + u_\alpha i_\beta$.

В матричній формі складові потужності представляються виразом:

$$\begin{pmatrix} p_0 \\ p_{\alpha\beta} \\ q_{\alpha\beta} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_0 & 0 & 0 \\ 0 & u_\alpha & u_\beta \\ 0 & -u_\beta & u_\alpha \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{pmatrix}. \quad (2.21)$$

Алгоритм управління на основі модифікованої р-q теорії. Модифікована р-q теорія визначає миттєву реальну потужність $p_u(t)$ та вектор миттєвої уявної потужності $q(t)$ на основі перетворених за E.Clarke векторів напруги та струму [84поднебена]:

$$p_u(t) = \bar{u}(t) \bar{i}(t) = u_0(t)i_0(t) + u_\alpha(t)i_\alpha(t) + u_\beta(t)i_\beta(t), \quad (2.22)$$

$$q(t) = \bar{u}(t) \times \bar{i}(t) = \begin{pmatrix} q_0(t) & q_\alpha(t) & q_\beta(t) \end{pmatrix}. \quad (2.23)$$

Визначені три уявні миттєві потужності $q_0(t)$, $q_\alpha(t)$, $q_\beta(t)$ не є незалежними, оскільки вони пов'язані між собою таким чином:

$$u_0 q_0 + u_\alpha q_\alpha + u_\beta q_\beta = 0. \quad (2.24)$$

Миттєві потужності можуть бути визначені матрицею наступним співвідношенням:

$$\begin{pmatrix} p_u \\ p_0 \\ p_{\alpha\beta} \\ q_{\alpha\beta} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_0 & u_\alpha & u_\beta \\ 0 & -u_\beta & u_\alpha \\ u_\beta & 0 & -u_0 \\ -u_\alpha & u_0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{pmatrix}. \quad (2.25)$$

Перетворивши рівняння (2.17), отримаємо вираз залежності вектора струму від вектора потужності:

$$\begin{pmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{pmatrix} = \frac{1}{u_{0\alpha\beta}^2} \begin{pmatrix} u_0 & 0 & u_\beta & -u_\alpha \\ u_\alpha & -u_\beta & 0 & u_0 \\ u_\beta & u_\alpha & -u_0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} p_u \\ p_0 \\ p_{\alpha\beta} \\ q_{\alpha\beta} \end{pmatrix}. \quad (2.26)$$

де $u_{0\alpha\beta}^2 = u_0^2 + u_\alpha^2 + u_\beta^2$.

Таким чином, будь-яка з небажаних складових миттєвої потужності може бути скомпенсована генеруванням відповідної складової струму спочатку в $\alpha\beta 0$, а після застосування зворотного перетворення E.Clarke і в первісній системі координат.

2.4 Висновки по розділу 2

1. В даному розділі кваліфікаційної роботи проведений загальний аналіз підвищення енергоефективності СЕП шляхом зменшення втрат за допомогою сучасних пристроїв покращення параметрів електромережі.

2. Доведено, що підвищення енергоефективності системи електропостачання може бути досягнуто шляхом зменшення втрат електроенергії в даній СЕП.

3. Здійснено загальний аналіз пристроїв СТАТКОМ, СТК та АФ. Проведено дослідження в ході якого виявлено загальні характеристики та основні відмінності даних пристроїв. Описано можливості досягнення енергоефективності використанням даних пристроїв в електричних мережах підприємств.

4. Актуальність використання пристрою СТАТКОМ для підвищення енергоефективності системи електропостачання підприємства обумовлена зростаючими вимогами до якості електроенергії, мінімізації втрат і забезпечення стабільності напруги. СТАТКОМ дозволяє ефективно компенсувати реактивну потужність, зменшувати гармонічні спотворення (у деяких моделях для гармонік нижчих порядків (3,5,7) та підтримувати напругу на заданому рівні. Це сприяє оптимізації роботи обладнання, зниженню втрат електроенергії та підвищенню надійності системи. У результаті підприємство отримує стабільну, ефективну та економічно вигідну електропостачальну інфраструктуру, що відповідає сучасним стандартам енергоефективності.

3 ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА КОМПЛЕКСНИМ ВИКОРИСТАННЯМ ПРИСТРОЮ СТАТКОМ

3.1 Аналіз шляхів підвищення енергоефективності пристроєм СТАТКОМ

Використанням пристрою СТАТКОМ можна досягти підвищення енергоефективності шляхом зменшення втрати електричної енергії в мережі через оптимізацію параметрів напруги [25]. Це досягається такими способами:

1. Компенсація реактивної потужності [2]. Реактивна потужність спричиняє збільшення струму в лініях, що призводить до втрат через нагрівання. СТАТКОМ компенсує реактивну потужність, генеруючи або поглинаючи її в реальному часі. Це зменшує загальний струм у лініях, що знижує втрати в кабелях і трансформаторах.

2. Стабілізація напруги. Перепади напруги можуть спричинити нестабільну роботу обладнання, збільшення струму та втрати енергії. СТАТКОМ підтримує стабільну напругу в мережі шляхом швидкого регулювання реактивної потужності [3]. Це зменшує перепади напруги, що мінімізує додаткові втрати.

3. Зниження втрат через гармоніки (у деяких моделях). Нелінійні навантаження створюють гармонійні спотворення, які збільшують втрати енергії в лініях і обладнанні. Деякі сучасні СТАТКОМ мають функцію фільтрування низькочастотних гармонік, що зменшує втрати через резонансні явища та нагрівання.

Переваги зменшення втрат пристроєм СТАТКОМ:

- Зниження експлуатаційних витрат через зменшення нагрівання обладнання;
- Підвищення ефективності енергетичної системи;
- Зменшення потреби в додаткових генераторах і трансформаторах, оскільки потужність використовується більш ефективно.

Повна потужність у мережі складається з активної, реактивної та деякої частини потужності спотворення, що виникає через гармоніки та потужності додаткових втрат викликаних перепадами напруги. Реактивна потужність

характеризується енергією, яка циркулює між джерелом живлення і навантаженням через індуктивні та ємнісні компоненти.

Повна потужність можна представити так [18]:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + G^2 + D^2} . \quad (3.1)$$

де S – повна потужність;

P – активна потужність;

Q – реактивна потужність;

G – потужність спотворення, що виникає через вищі гармоніки.

D – потужність, що виникає через перепади напруги.

СТАТКОМ може бути використаний для компенсації реактивної потужності Q , а також для зменшення потужності D та потужності від наявності гармонік нижчих порядків G це дозволяє зменшити втрати в електричній мережі, підвищити коефіцієнт потужності, знизити навантаження на обладнання і покращити загальну енергоефективність системи.

СТАТКОМ ефективно зменшує втрати електроенергії, компенсуючи реактивну потужність, підвищуючи коефіцієнт потужності та стабілізуючи напругу. Це дозволяє досягти підвищення енергоефективності системи електропостачання підприємств.

3.2 Підвищення ефективності СЕП компенсацією реактивної потужності

Дане підприємство являється споживачем реактивної енергії. Для підвищення енергоефективності СЕП пропонується розглянути компенсацію реактивної потужності за допомогою пристрою СТАТКОМ [21]. Використання пристрою СТАТКОМ дає змогу досягти оптимального “плавного” регулювання конденсаторами, що дозволяє отримати оптимальні параметри КРП.

В таблиці 3.1 представлені результати розрахунку потужностей підприємства з використанням пристрою СТАТКОМ. В розділі 1.10 даної магістерської роботи було визначенню оптимальні значення реактивного навантаження яке необхідно

скомпенсувати відносно кожного вузла споживання. Використання пристрою СТАТКОМ дає змогу скомпенсувати рівно дане оптимальне значення реактивного навантаження.

Таблиця 3.1 – Результати використання пристрою СТАТКОМ

№ ТП	S_p , кВА	P_p , кВт	Q_p , кВар	$Q_{крп}$, кВар	Q_2 , кВар	$S_{крп}$, кВА
ТП1	964,2	668,6	694,7	455,3	239,4	710,2
ТП2	1132,6	905,6	680,1	435,8	244,3	938,0
ТП3	1124,3	834,7	753,3	508,3	245,0	869,9
ТП4	1232,6	962,7	769,7	544,4	225,3	988,7

Виконуємо розрахунок втрат електроенергії в лініях до та після використання СТАТКОМ і результати заносимо до таблиць 3.2 та 3.3.

Таблиця 3.2 – Втрати електроенергії в лініях до встановлення СТАТКОМ

Лінія	Марка кабелю	N, шт.	L, км	I_m , А	R, Ом	τ , год./рік	$\Delta E_{л}$, кВт·год.
ЦРП-ТП-1	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,227	27,83	0,101	4591,782	2146,32
ЦРП-ТП-2	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,175	32,69	0,078	4591,782	2283,03
ЦРП-ТП-3	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,168	32,46	0,074	4591,782	2160
ЦРП-ТП-4	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,390	35,58	0,173	4591,782	6026,02
Разом							12615,4

Таблиця 3.3 – Втрати електроенергії в лініях після встановлення СТАТКОМ

Лінія	Марка кабелю	N, шт.	L, км	I_m , А	R, Ом	τ , год./рік	$\Delta E_{л}$, кВт·год.
ЦРП-ТП-1	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,227	20,50	0,101	4591,782	1164,51
ЦРП-ТП-2	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,175	27,08	0,078	4591,782	1566,03
ЦРП-ТП-3	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,168	25,11	0,074	4591,782	1293,01
ЦРП-ТП-4	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,390	28,54	0,173	4591,782	3877,47
Разом							7901

Виконуємо розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах до та після використання СТАТКОМ і результати заносимо до таблиць 3.4 та 3.5.

Таблиця 3.4 – Втрати енергії в трансформаторах до встановлення СТАТКОМ

№	Тип	шт	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_n , кВА	ΔE_t , кВт*год./рік
КТП-1	ТМ-1000	2	2,1	10,5	964,17733	1000	59202,65
КТП-2	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1132,556	1000	67713,45
КТП-3	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1124,3318	1000	67266,01
КТП-4	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1232,5526	1000	73414,79
разом							267596,9

Таблиця 3.5 – Втрати енергії в трансформаторах після встановлення СТАТКОМ

№	Тип	шт	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_n , кВА	ΔE_t , кВт*год./рік
КТП-1	ТМ-1000	2	2,1	10,5	710,2	1000	48951,11
КТП-2	ТМ-1000	2	2,1	10,5	938	1000	58002,27
КТП-1	ТМ-1000	2	2,1	10,5	869,9	1000	55034,28
КТП-2	ТМ-1000	2	2,1	10,5	988,7	1000	60357,12
разом							222344,78

Загальна величина втрат електроенергії в СЕП підприємства до та після використання пристрою СТАТКОМ, кВт·год./рік:

$$E = \Delta E_d + \Delta E_t;$$

$$W = 12615,4 + 267596,9 = 280212,3 \text{ (кВт·год./рік)},$$

$$W_{\text{крп}} = 7901 + 222344,8 = 230245,8 \text{ (кВт·год./рік)},$$

$$\Delta W_{\text{крп}} = 280212,3 - 230245,8 = 49966,5 \text{ (кВт·год./рік)}.$$

Отже використання пристрою СТАТКОМ в СЕП даного підприємства дозволяє підвищити енергоефективність шляхом зменшення втрат в лініях живлення та трансформаторних підстанціях.

3.3 Підвищення ефективності СЕП стабілізацією напруги

Для розрахунку додаткових втрат потужності, викликаних перепадами напруги, необхідно застосувати формули, які враховують основні параметри електричних мереж. Розрахунок проводиться за наступною методикою:

Формула потужності втрат в лінії передачі:

$$P_{\text{втрат}} = I^2 R. \quad (3.2)$$

Дане значення доцільно взяти з таблиці 3.3.

Додаткові втрати через перепади напруги (ΔU):

$$\Delta P_{\text{втрат}} = \left(\frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 P_{\text{втрат}}. \quad (3.3)$$

В таблиці 3.6 наведені величини спадів та перенапруг СЕП даного підприємства відносно кожної лінії живлення та тривалості в годинах протягом одного робочого дня.

Таблиця 3.6 – Тривалість спаду та перенапруг

ΔU , кВ	КЛ-1	КЛ -2	КЛ -3	КЛ -4
	тривалість в годинах протягом робочого дня			
0,1	7,5	8	7,9	7,7
0,2	3,2	3,6	3,3	4,2
0,3	2,6	2,4	2,5	2,2
0,4	2,2	2,3	2,1	2,2
0,5	1,7	1,8	2	1,6
0,55	1,1	0,2	0,5	0,4

В таблиці 3.7 наведено розрахунок зменшення величини втрат спричинених спадом та перенапругою. Використання пристрою СТАТКОМ дає змогу досягти

Таблиця 3.7 – Розрахунок зменшення втрат в лініях від стабілізації величини напруги

	КЛ-1	КЛ -2	КЛ -3	КЛ -4
--	------	-------	-------	-------

ΔE , кВт•год./рік	170,0	195,3	172,0	480,3
Разом				1017,7

3.4 Підвищення ефективності СЕП зменшенням втрат викликаних гармонічним спотворенням

СТАТКОМ може усувати гармоніки низьких порядків (наприклад, 3, 5, 7) за умови інтеграції із сучасними алгоритмами активного фільтрування. Це досягається шляхом компенсації гармонійних компонентів струму, генеруючи протилежні за фазою сигнали. Однак його ефективність обмежена у височастотних діапазонах, і для повного усунення гармонік зазвичай застосовують активні фільтри [22].

Джерелами вищих гармонік в СЕП ПАТ «ВОЖК» являються: частотні перетворювачі, інвертори, силові трансформатори, комп'ютери, монітори та інше [23]. На рисунку 3.1 представлена схема СЕП ПАТ «ВОЖК» для визначення додаткових втрат активної потужності.

В таблиці 3.8 представлено параметри обладнання та елементів СЕП ПАТ «ВОЖК» [5] в яких виникає додаткова втрата активної потужності викликана наявністю гармонічного спотворення.

Таблиця 3.8 – Параметри обладнання та елементів СЕП ПАТ «ВОЖК»

Назва елементу СЕП	кількість	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	u_k , %	R_t , Ом	S_p , кВА	$\Delta P_{ном}$, кВт
ТП 1 ТМ-1000/10	2	2,1	10,5	11	1,05	920,2182	4,322
ТП 2 ТМ-1000/10	2	2,1	10,5	11	1,05	1087,045	5,202
ТП 3 ТМ-1000/10	2	2,1	10,5	11	1,05	1075,432	5,137
ТП 4 ТМ-1000/10	2	2,1	10,5	11	1,05	1180,893	5,761
	кількість	L , км	Ом/км	Опір КЛ, Ом	Струм КЛ, А		
КЛ ТП 1 АПвЭгаПу-10 (3х35)	2	0,227	0,868	0,197	26,56		
КЛ ТП 2 АПвЭгаПу-10 (3х35)	2	0,175	0,868	0,152	31,38		
КЛ ТП 3 АПвЭгаПу-10 (3х35)	2	0,168	0,868	0,146	31,05		
КЛ ТП 4 АПвЭгаПу-10 (3х35)	2	0,39	0,868	0,339	34,09		
	кількість	C , мкФ	$tg\delta$, %				
КБ ТП 1 АУКРМ-0,4-250	2	5	0,5				
КБ ТП 2 АУКРМ-0,4-250	2	5	0,5				
КБ ТП 3 АУКРМ-0,4-250	2	5	0,5				
КБ ТП 4 АУКРМ-0,4-250	2	5	0,5				
	кількість	$I_{ном}$, А	$R_{обм.с}$, Ом	K_t	$\Delta P_{ном}$, кВт		
АД 7,5 кВт	26	15	1,1	7	0,7425		
АД 11 кВт	18	21	0,9	7	1,1907		
АД 15 кВт	14	29	0,7	7	1,7661		
АД 18,5 кВт	12	35	0,65	7	2,38875		

Таблиця 3.9 – Визначені коефіцієнти n-ої гармонійної складової у відповідність до нормативних до та після використання компенсатора

n, гармоніки	Нормоване значення $K_{U(n)}$, %	Визначене значення $K_{U(n)}$, %	
		до	після
2	2	0,63	0,33
3	5	4,25	3,33
4	1	0,89	0,66
5	6	9,00	3,33
6	0,5	0,45	0,33
7	5	7,50	2,6
8	0,5	0,48	
9	1,5	1,35	
10	0,5	0,22	
11	3,5	5,23	
12	0,5	0,33	
13	3	4,49	
14	0,5	0,33	
15	0,5	4,25	
16	0,5	0,38	
17	3	5,10	
18	0,5	0,33	
19	1,5	3,83	
20	0,5	0,33	

Для прикладу розраховуємо додаткові втрати активної потужності до використання компенсатора для ТП 1.

Номінальні втрати потужності для ТП 1:

$$\Delta P_{T,n} = \Delta P_{XX} \sum_{n=2}^N K_{U(n)}^2 + 0,6 \frac{\Delta P_{T,ном}}{u_{k,\%}} \sum_{n=2}^N \left(K_{U(n)}^2 \frac{1}{n\sqrt{n}} \right). \quad (3.4)$$

$$\Delta P_{T,ном} = \Delta P_{XX} + 3I_{T,ном}^2 R_{T,ном} = 2,1 + 3 \cdot 26,56^2 \cdot 1,05 \cdot 10^{-3} = 4,322 \text{ (кВт)}, \quad (3.10)$$

Додаткові втрати від струмів вищих гармонік для ТП 1 за формулою (3.3):

$$\Delta P_{T,n} = 2,1 \left(0,042^2 + 0,09^2 + 0,075^2 + 0,013^2 + 0,052^2 + 0,045^2 + 0,042^2 + 0,05^2 + 0,038^2 \right) + 0,6 \frac{4,322}{0,11} \left(0,042^2 \frac{1}{3\sqrt{3}} + 0,09^2 \frac{1}{5\sqrt{5}} + 0,075^2 \frac{1}{7\sqrt{7}} + 0,013^2 \frac{1}{9\sqrt{9}} + 0,052^2 \frac{1}{11\sqrt{11}} + 0,045^2 \frac{1}{13\sqrt{13}} + 0,042^2 \frac{1}{15\sqrt{15}} + 0,05^2 \frac{1}{17\sqrt{17}} + 0,038^2 \frac{1}{19\sqrt{19}} \right) = 2 \cdot 0,0926 = 0,1853 \text{ (кВт)}.$$

Для всіх інших ТП розрахунків проводимо аналогічно а результат заносимо до таблиці 3.4.

Для визначення додаткових втрат активної потужності в КЛ скористаємось формулою (3.5) а дані для даного розрахунку представлено в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Дані для розрахунку втрат в кабельних лініях

№ гармоніки	3	5	7	9	11	13	15	17	19
КЛ ТП 1 АПвЭгаПы-10 (3х35)									
Струм гармоніки, А	1,992	6,648451	2,412131	1,14208	0,502225	0,270429	0,84992	0,641062	0,263185
КЛ ТП 2 АПвЭгаПы-10 (3х35)									
Струм гармоніки, А	2,3535	7,854985	2,849875	1,34934	0,593367	0,319505	1,00416	0,757399	0,310947
КЛ ТП 3 АПвЭгаПы-10 (3х35)									
Струм гармоніки, А	2,32875	7,77238	2,819905	1,33515	0,587127	0,316145	0,9936	0,749434	0,307677
КЛ ТП 4 АПвЭгаПы-10 (3х35)									
Струм гармоніки, А	2,55675	8,533347	3,095992	1,46587	0,644611	0,347098	1,09088	0,822809	0,337801
Коефіцієнт $K_{гп}$	0,814	1,051	1,244	1,410	1,559	1,695	1,820	1,938	2,049

Для прикладу розраховуємо додаткові втрати активної потужності до використання СТАТКОМ для КЛ 1.

$$\Delta P_{Л} = 3 \sum_{n=2}^N I_n^2 r K_m. \quad (3.5)$$

$$\Delta P_{КЛ1} = 2 \cdot 3 \cdot 0,197 \cdot 10^{-3} \left(1,992^2 \cdot 0,814 + 6,648^2 \cdot 1,051 + 2,412^2 \cdot 1,244 + 1,142^2 \cdot 1,41 + 0,502^2 \cdot 1,559 + 0,27^2 \cdot 1,695 + 0,849^2 \cdot 1,82 + 0,641^2 \cdot 1,938 + 0,263^2 \cdot 2,05 \right) = 0,0727 \text{ (кВт)}.$$

Для всіх інших КЛ розрахунків проводимо аналогічно. Результат в таблиці 3.11.

Для оцінки додаткових втрат потужності, обумовлених вищими гармоніками струму, можуть бути використані наступні формули [17]:

- для асинхронних двигунів:

$$\Delta P_{д,н} = 2\Delta P_{д,ном} K_I^2 \sum_{n=2}^N \left(K_{U(n)}^2 \frac{1}{n\sqrt{n}} \right). \quad (3.6)$$

де $\Delta P_{д,ном}$ – втрати в міді статора при номінальному струмі основної частоти;

K_I - кратність пускового струму при номінальній напрузі основної частоти;

$K_{U(n)} = U_n/U_{ном}$ - відносна напруга n-ї гармоніки.

- для синхронних двигунів:

$$\Delta P_p = \frac{\sqrt{2}(r_2 - r_{ст})}{R_X^2 X_2^2} P_{ном} K_I^2 \sum_{n=2}^N \left(\frac{K_{U(n)}^2}{n\sqrt{n}} \right). \quad (3.7)$$

де r_2, X_2 - активний та реактивний опір зворотної послідовності статора;

$r_{ст}$ - активний опір статора;

R_X - коефіцієнт, що дорівнює 0,71 для явнополюсних машин і 0,88 - для неявнополюсних.

для силових косинусних конденсаторів:

$$\Delta P_{кб} = C\omega \operatorname{tg} \delta \sum_{n=2}^N U_n^2. \quad (3.8)$$

де $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат конденсатора;

U_n – чинне значення напруги n-ї ВГ;

Таблиця 3.11 – Сумарні додаткові втрати активної потужності від ВГ

назва елементу СЕП	Величина втрат, кВт	
	до	після
ТП 1 ТМ-1000/10	0,185399	0,085047
ТП 2 ТМ-1000/10	0,200623	0,098092
ТП 3 ТМ-1000/10	0,1995	0,097129
ТП 4 ТМ-1000/10	0,210295	0,106379
КЛ ТП 1 АПвЭгаПу-10 (3х35)	0,072741	0,009878
КЛ ТП 2 АПвЭгаПу-10 (3х35)	0,078278	0,01063
КЛ ТП 3 АПвЭгаПу-10 (3х35)	0,073574	0,009992
КЛ ТП 4 АПвЭгаПу-10 (3х35)	0,205879	0,027959
КБ ТП 1 АУКРМ-0,4-250	0,006375	0,003117
КБ ТП 2 АУКРМ-0,4-250	0,006375	0,003117
КБ ТП 3 АУКРМ-0,4-250	0,006375	0,003117
КБ ТП 4 АУКРМ-0,4-250	0,006375	0,003117
АД 7,5 кВт 26 шт.	3,001289	2,571568
АД 11 кВт 18 шт.	3,33206	2,85498
АД 15 кВт 14 шт.	3,843981	3,293606

АД 18,5 кВт 12 шт.	4,456459	3,818389
АД 22 кВт 10 шт.	4,52502	3,877134
АД 30 кВт 6 шт.	3,005932	2,575547
Разом	23,41653	19,4488

Базуючись на відомому значенні часу використання максимального навантаження ПАТ «ВОЖК», а також тарифі за спожиту електроенергію розраховуємо річну економію активної енергії від використання СТАТКОМ:

$$\Delta W_{\text{фГ}} = (23,416 - 19,448) \cdot 4591,78 = 18218,95 \text{ (кВт}\cdot\text{год/рік)},$$

$$\Delta W_a = \Delta W_{\text{КРП}} + \Delta W_{\Delta U} + \Delta W_{\text{фГ}} = 49966,5 + 1017,7 + 18218,95 = 69203,155 \text{ (кВт}\cdot\text{год/рік)}.$$

Враховуючи діючий тариф за оплату на електроенергію зекономлена сума протягом року складе:

$$C_{\Delta W} = 69203,155 \cdot 5,195 \cdot 10^{-3} = 359,51 \text{ (тис.грн./рік)}.$$

Отже використання СТАТКОМ дає змогу підвищити енергоефективність СЕП ПАТ «ВОЖК» та дозволяє досягти економії активної енергії шляхом зменшення втрат викликаних реактивним навантаженням, відхиленням напруги та гармонічним спотворенням у розмірі 692032,155 кВт·год/рік.

3.5 Моделювання роботи пристрою СТАТКОМ для досягнення енергоефективності на підприємстві

В даному пункті магістерської кваліфікаційної роботи буде проведено розробка математичної моделі лінії яка живить підприємство з пристроєм СТАТКОМ для перевірки можливості здійснювати КРП [21], стабілізацію напруги та зменшення гармонічного спотворення пристроєм СТАТКОМ в СЕП підприємства, що в свою чергу веде до підвищення енергоефективності шляхом зменшення додаткових втрат пов'язаних з реактивним навантаженням, відхиленням напруги та наявністю гармонік нижчих порядків (3,5,7).

Схематичні рішення СТАТКОМ можуть бути різними. При виборі схеми СТАТКОМ слід враховувати те, що пристрій є багатофункціональним і може

використовуватися як самостійно, так і в якості базового елементу при створенні інших пристроїв FACTS.

У роботі [7] представлена універсальна інноваційна схема мостового трирівневого 18-ти вентильного СТАТКОМ рисунок 3.2.

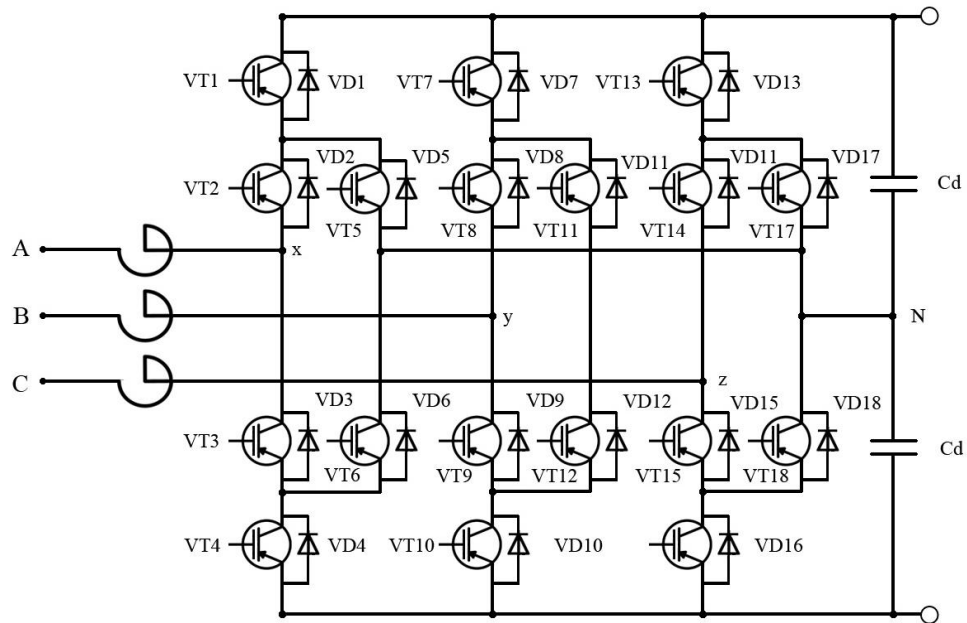


Рисунок 3.2 – Схема мостового трирівневого 18-ти вентильного перетворювача для СТАТКОМ

Мостові структури перетворювачів мають в явному вигляді виражений ланцюг постійного струму, що дає можливість приєднувати подібні перетворювачі на стороні постійного струму.

Конструктивно-функціональною одиницею в структурі перетворювача є високовольний вентиль, який представляє собою послідовне з'єднання високовольних модулів ВЗМ. Номінальна напруга СТАТКОМ може бути змінена простою зміною числа послідовних ВЗМ в вентилях перетворювача.

Потенціали точок x, y, z по відношенню до середньої точки КБ «N» можуть приймати три значення: $U_d +$, 0 і $U_d -$. Позитивна півхвиля напруги формується перемиканням вентилів верхнього плеча фази ПН. Негативна півхвиля напруги формується перемиканням вентилів нижнього плеча фази ПН (для фази А вентиля: VT3/VD3, VT4/VD4, VT6/VD6). фази ПН (для фази А вентиля: VT3/VD3, VT4/VD4, VT6/VD6).

Перетворювачу напруги зібраному по 3-х рівневій схемі властиві пульсації напруги середньої точки КБ щодо нуля. Тому, збільшення за такт в фазних напругах можуть відрізнятися для фаз, де формуються позитивна півхвиля напруги, від тих, де формується негативна.

Модель СТАТКОМ реалізована в математичному середовищі Matlab Simulink [26,27]. І складається із трьох основних блоків (рисунок 3.3 де PS - модель енергосистеми; CS - СУ компенсатором; M1 і M2-вимірювачі струмів і напруг). Модель енергетичної системи (блок PS), модель перетворювача напруги і модель системи управління перетворювача напруги (блок CS).

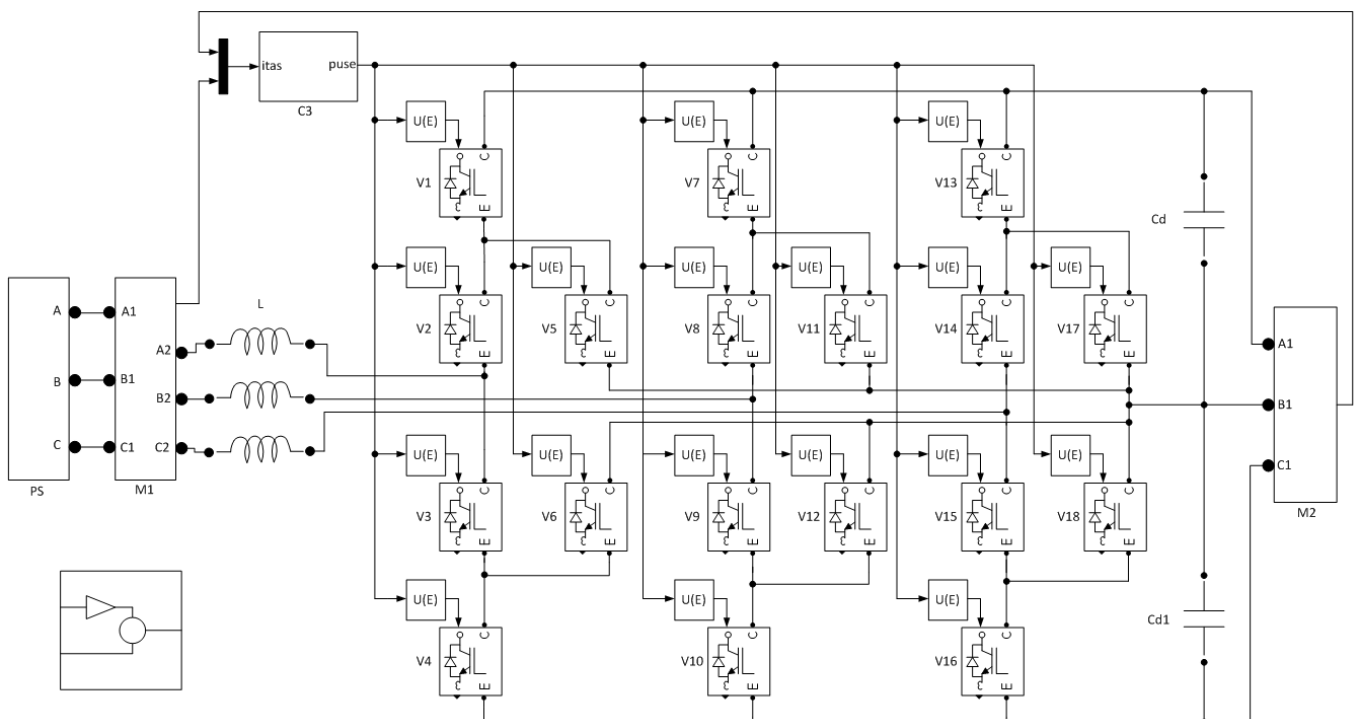


Рисунок 3.3 – Модель СТАТКОМ в середовищі MatLab Simulink

IGBT транзистор моделюється послідовно включеними опором R_{on} , індуктивністю L_{on} , джерелом постійної напруги V_f і ідеальним ключем, керованим логічним сигналом (рисунок 3.4) [25].

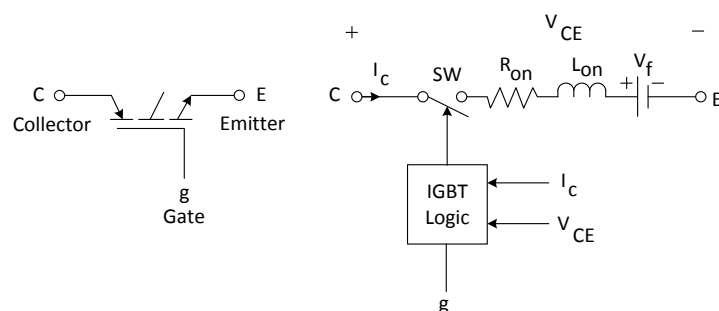


Рисунок 3.4 – Модель IGBT транзистора

IGBT транзистор вмикається, коли напруга колектор-емітер V_{CE} більша за V_f і на керований вхід подається сигнал $g > 0$. Транзистор відключається якщо $V_{CE} > V_f$ і $g < 0$. IGBT знаходиться в непровідному стані при $V_{CE} < 0$.

На рисунку 3.5 показано цифрова модель лінії електропередачі високої напруги, до якої підключено змінне та декілька незмінних навантажень, при підключенні/відключенні «розподільного» СТАТКОМ, який призначений для роботи в розподільних мережах. До складу цієї імітаційної моделі входять: блок, що імітує трифазне джерело електроенергії напругою 110 кВ та потужністю 40 МВА; блоки, що імітують 10,8- та 1,45-км фідери; блок, що імітує роботу трифазного узгоджуючого трансформатора 110/10кВ потужністю 2,5 МВА; блоки, що імітують незмінне навантаження (активна потужність 3,2 МВт, активна потужність 3,0 МВт та індуктивна і ємнісна реактивна потужність $-0,5/+0,2$ Мвар); блок, що імітує змінне навантаження керованими джерелами струму; блок «D-СТАТКОМ» імітує роботу «розподільного» СТАТКОМ. СТАТКОМ такого типу реалізує алгоритм регулювання (стабілізації) напруги в мережі [25].

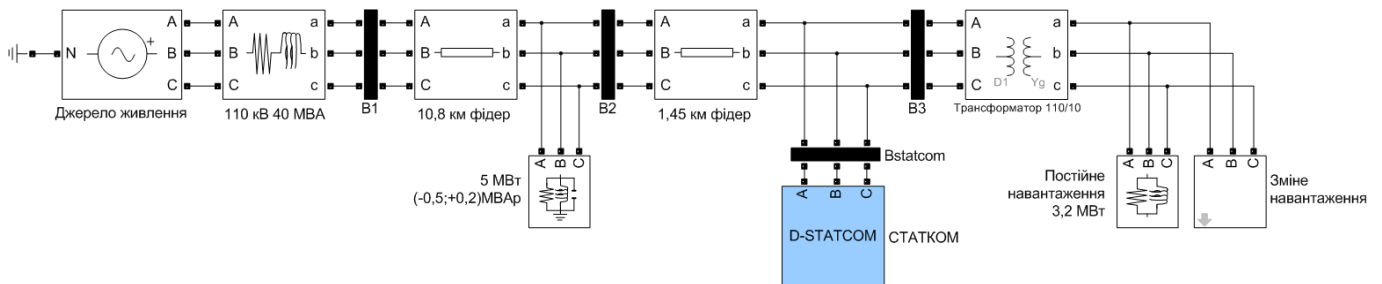


Рисунок 3.5 – Імітаційна модель лінії електропередачі підприємства з приєднаним пристроєм СТАТКОМ

Детальна схема моделі системи управління (CS) показана на рисунку 3.6 [21] (де VS - блок обчислення основних параметрів мережі, QR - регулятор напруги, Sim - регулятор несиметрії напруги, CL - обмежувач фазного струму, RCG - генератор фазного струму. Вхідними змінними є миттєві значення мережевої напруги, фазного струму та напруги на плечах конденсаторної батареї.

Пристрій RCG є генератором еталонного струму. Опорний вектор першої гармоніки фазного струму розраховується шляхом підсумовування векторів активної, реактивної та симетричної складових струму.

Відносна точність розрахунків у MatLab задається на рівні 0,01% [26].

В ході дослідження були розглянуті режими роботи компенсатора, характерні для СЕП підприємства:

- номінальна генерація та споживання РП при роботі перетворювача в симетричній системі;
- статичні компенсатори в несиметричних мережах;
- падіння напруги в точці приєднання компенсатора;
- зменшення гармонічного спотворення, гармонік нищих порядків (3,5,7).

На рисунку 3.7 представлені криві струму та напруги, відповідні режиму роботи по генерації номінальної реактивної потужності СТАТКОМ в умовах симетричної мережі. Відносна похибка модуляції струму дорівнює $\approx 0,4\%$ [27].

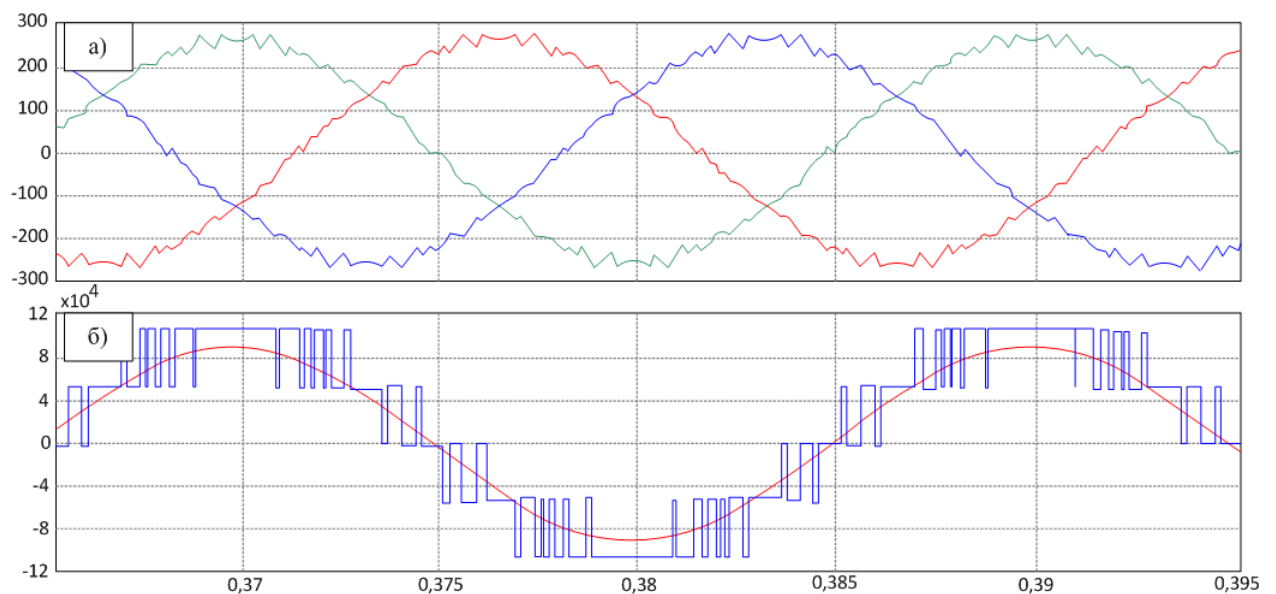


Рисунок 3.7 – Номінальна генерація та споживання РП а) фазні струми; б) лінійна напруга перетворювача (синій) і лінійну напругу мережі (червоний)

На рисунку 3.8 представлені криві, відповідні режиму споживання номінальної РП перетворювачем в умовах симетричної мережі. Верхня діаграма показує криву фазного струму інвертора. Нижній графік показує лінійну напругу між інвертором і мережею. Перша гармоніка напруги інвертора нижча за напругу

мережі, що відповідає режиму споживання реактивної потужності. Відносна похибка модуляції струму рівна $\approx 0,4\%$.

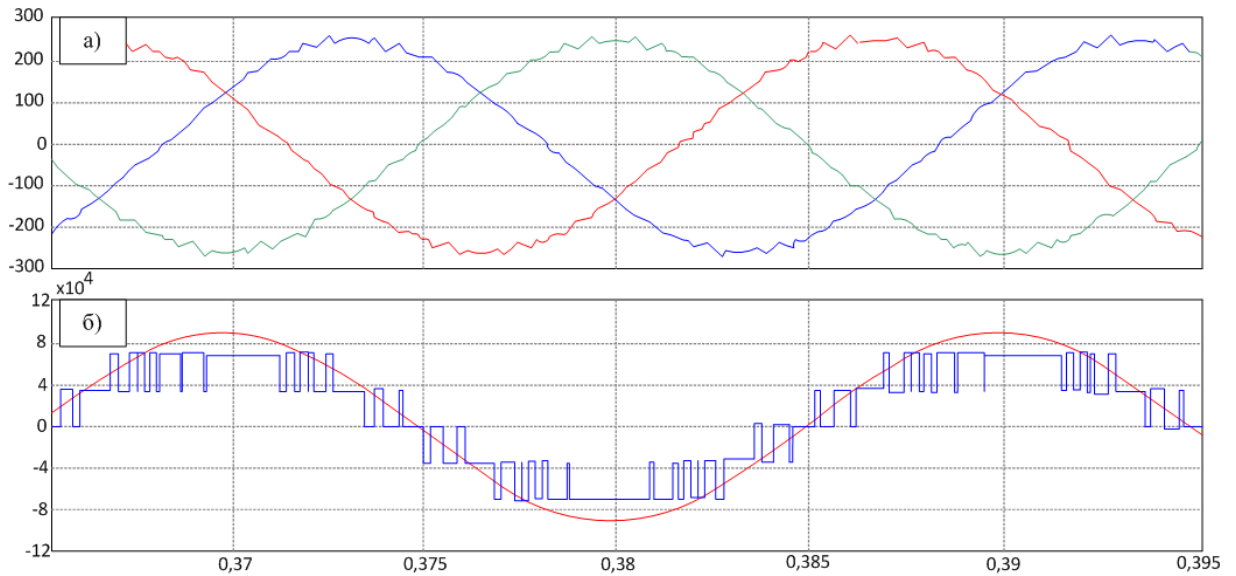


Рисунок 3.8 – Режим споживання номінальної реактивної потужності

а) фазні струми; б) лінійна напруга перетворювача
(синій колір) і лінійну напругу мережі (червоний колір)

На рисунку 3.9 представлені часові характеристики мережевих струмів несиметричного навантаження без та з використанням СТАТКОМ. Як видно з діаграми, перерозподіл струмів по фазах вирівнює амплітуди фазних струмів [21].

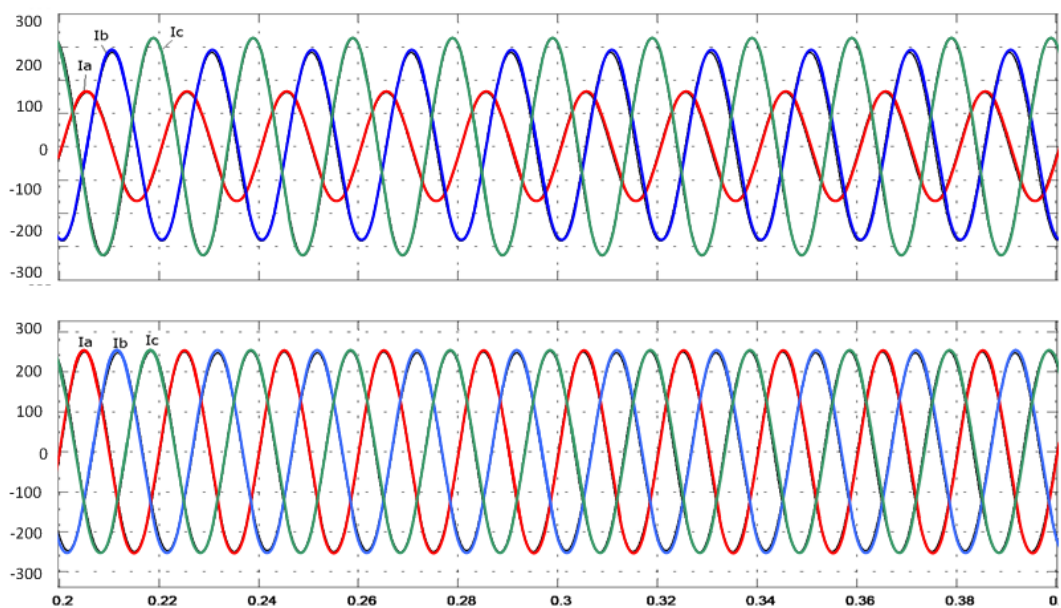


Рисунок 3.9 – Підключення СТАТКОМ в несиметричну мережу

На рисунку 3.10 представлено спектр споживаного з мережі струму без СТАТКОМ та при роботі СТАТКОМ.

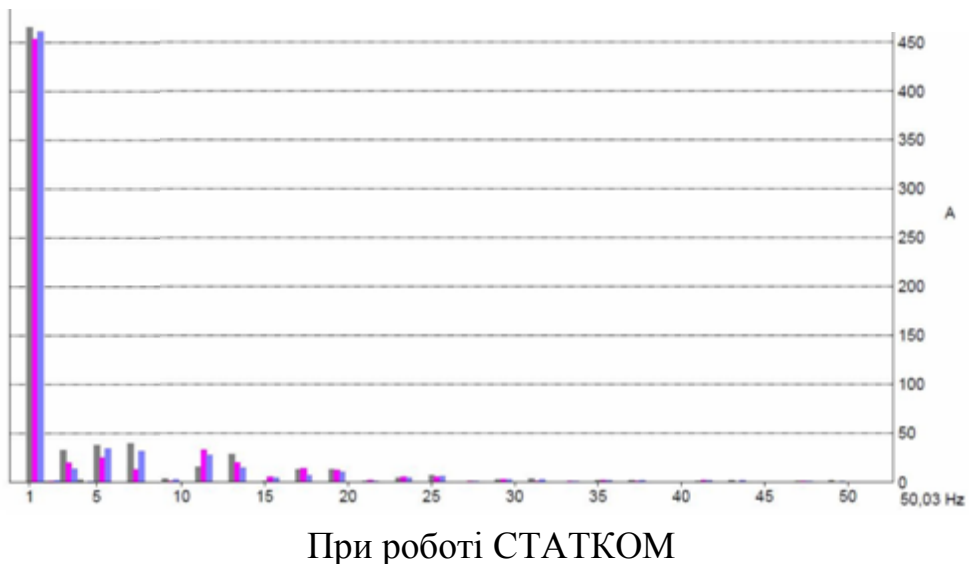
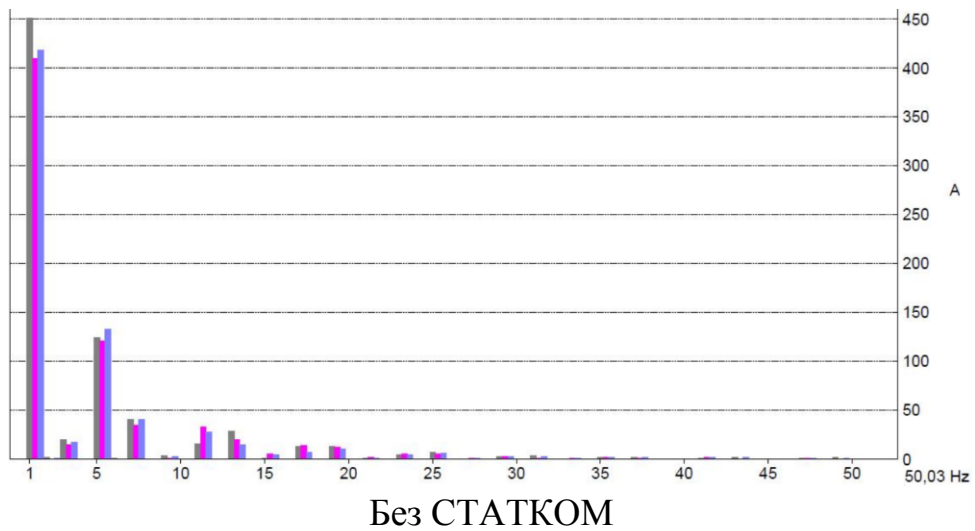


Рисунок 3.11 – Спектр споживаного з мережі струму

Отже результати дослідження показали, що пристрій СТАТКОМ може генерувати або поглинати реактивну потужність, підвищуючи або знижуючи напругу в мережі. Це досягається зміною амплітуди вихідної напруги інвертора щодо напруги мережі.

Також пристрій СТАТКОМ має змогу компенсувати коливання напруги в реальному часі, реагуючи на зміни навантаження чи мережеві збурення.

За допомогою ШІМ (широтно-імпульсної модуляції) СТАТКОМ може пригнічувати гармоніки нижчих порядків (3,5,7), вводячи струми протилежної фази, щоб компенсувати спотворення.

3.6 Висновки по розділу 3

В ході проведення науково-дослідної роботи було отримано наступні результати:

1. Проведено аналіз способів досягнення підвищення енергоефективності пристроєм СТАТКОМ. Встановлено, що використання пристрою СТАТКОМ є сучасним високоефективним способом покращення параметрів електричної мережі. СТАТКОМ ефективно зменшує втрати електроенергії, компенсуючи реактивну потужність, підвищуючи коефіцієнт потужності та стабілізуючи напругу. Це дозволяє досягти підвищення енергоефективності системи електропостачання підприємств.

2. Здійснено розрахунок величини зменшення втрат активної енергії. В ході проведення розрахунку показано, що використання СТАТКОМ дає змогу підвищити енергоефективність СЕП ПАТ «ВОЖК» та дозволяє досягти економії активної енергії шляхом зменшення втрат викликаних реактивним навантаженням, відхиленням напруги та гармонічним спотворенням у розмірі 692032,155 кВт·год/рік.

3. Основним результатом наукової роботи є удосконалення математичної моделі для СТАТКОМ у середовищі MatLAB, Simulink. Розроблена модель СТАТКОМ дає змогу оцінити ефект від використання компенсатора для досягнення підвищення енергоефективності шляхом здійснення компенсації реактивного навантаження, стабілізації напруги та усунення гармонік нижчих порядків в СЕП підприємств.

4. Використовуючи розроблену модель СТАТКОМ проведено моделювання роботи компенсатора в мережі СЕП ПАТ «ВОЖК». Дослідження показали можливість підвищення енергоефективності СЕП шляхом покращення параметрів напруги та струмів.

Таблиця 4.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії, м	Марка кабелю	К-сть
ЦРП - ТП1	227,00	АПвЭгаПу-10 (3х35)	2
ЦРП - ТП2	175,00	АПвЭгаПу-10 (3х35)	2
ЦРП - ТП1	168,00	АПвЭгаПу-10 (3х35)	2
ЦРП - ТП2	390,00	АПвЭгаПу-10 (3х35)	2

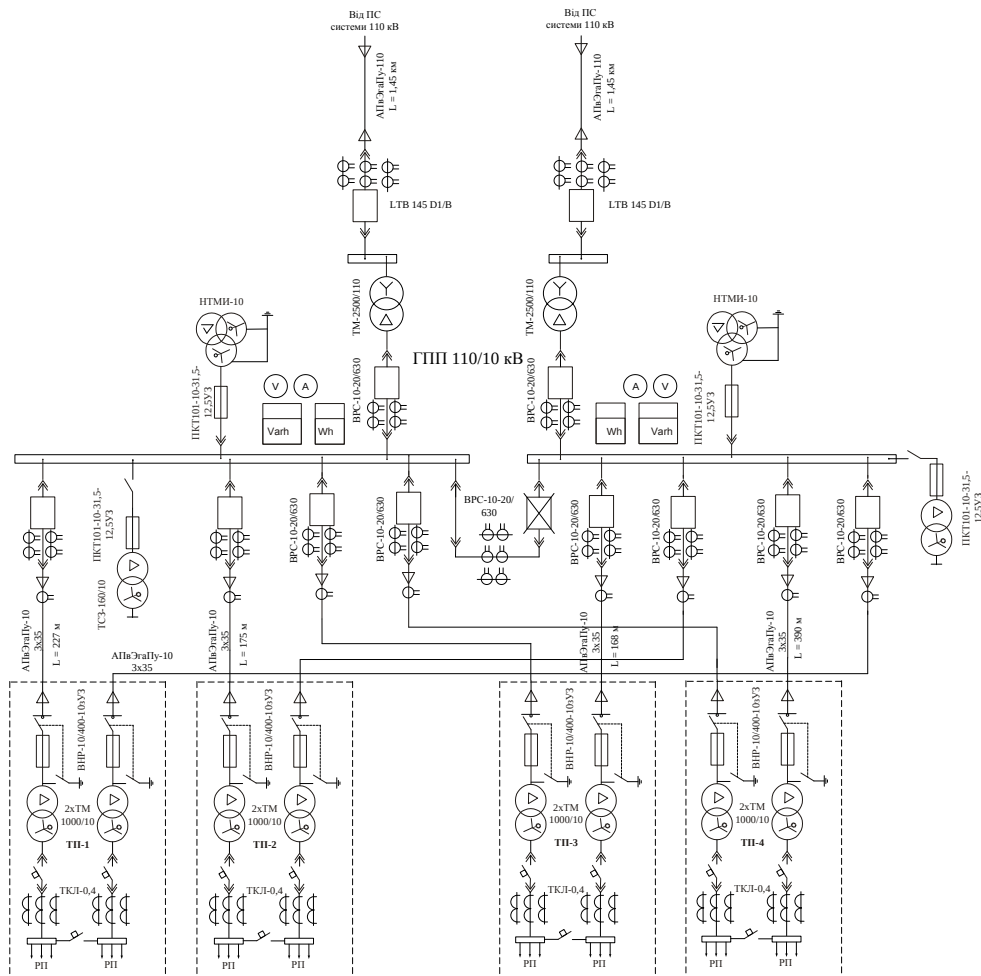


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання підприємства

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 [9].

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 [10];

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

L - довжина лінії електропередачі, км.

n – кількість кабелів в траншеї, шт.

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

$$K_{\text{л1}} = (419,00 + 20,95) \cdot 0,227 = 194,98 \text{ (тис.грн.)}$$

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	L, км	$K_{\text{пит}}$, тис.грн	$K_{\text{прок}}$, тис.грн	$K_{\text{л}}$, тис.грн
ЦРП-ТП1	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,227	419,00	20,950	194,98
ЦРП-ТП2	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,175	419,00	20,950	150,32
ЦРП-ТП3	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,168	419,00	20,950	144,30
ЦРП-ТП4	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,390	419,00	20,950	334,99
Разом						824,59

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. [12];

$K_{\text{пост}}$ - 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:

$$K_{\text{пс1}} = 936,35 + 187,27 = 1123,62 \text{ (тис.грн.)}.$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип т-ра	Кількість	Код, тис.грн	$K_{\text{пост}}$, тис.грн	$K_{\text{пс}}$, тис.грн
КТП-1	ТМ-1000	2	936,35	187,27	1123,62
КТП-2	ТМ-1000	2	936,35	187,27	1123,62
КТП-3	ТМ-1000	2	936,35	187,27	1123,62
КТП-4	ТМ-1000	2	936,35	187,27	1123,62
Разом:					4494,5

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми, зображеної на рис.1, кількість вимикачів 10 кВ – 11 шт.. Відповідно до рекомендацій приймаємо вартість вимикача 10 кВ рівною (68–84) тис. грн.. Сумарна вартість вимикачів:

$$K_{\text{В}} = 11 \cdot 75 = 825 \text{ (тис. грн.)}, \quad (4.7)$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{\text{пс}} = 4494,5 + 825 = 5319,5 \text{ (тис.грн.)}, \quad (4.8)$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 824,59 + 5319,5 = 6144,09 \text{ (тис.грн.)}. \quad (4.9)$$

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. [9];

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 [9];

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

h – кількість обладнання в групі.

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

Таблиця 4.5 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	п, шт	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю обладнання рем/рік	Норма трудомісткості люд.-год.	Заг. трудомісткість люд.-год.	К-сть на одиницю обладнання огл./рік	Норма трудомісткості люд.-год.	Заг. трудомісткість люд.-год.
Вимикач 10кВ	11	1	16	176	12	1	132
ТМ-1000	8	0,33	160	422,4	12	20	1920
Кабельна лінія 35 мм ² , км	1,92	1	46	88,32	1	11,5	22,08
Разом:				581,12			2074,08

Таблиця 4.6 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	п, шт	Технічне обслуговування				Загальна трудомісткість обслуговування люд.-год.
		Змінність роботи	Коеф. склад. ремонтів Кср	К-сть місяців в році	Загал. трудомісткість люд.-год.	
Вимикач 10кВ	11	2	0,1	12	422,4	554,4
ТМ-1000	8	2	0,1	12	3072	4992
Кабельна лінія 95 мм ² , км	1,92	2	0,1	12	211,968	234,048
Разом:					2938,368	5012,45

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$H_{\text{обс}} = \frac{5012,448}{1900 \cdot 1,05} = 2,84. \quad (4.12)$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$H_{\text{тр}} = \frac{581,12}{1900 \cdot 1,1} = 0,28. \quad (4.13)$$

Приймаємо за нормами ПУЕ $H_{\text{тр}} = 3$ 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:

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

де $K3, K4$ – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, [9];

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

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

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

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

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

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 3 \cdot 0,9 \cdot 55,682 \cdot 1900 = 285647,727 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.18)$$

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

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

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

де $K4, K5$ – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, [9].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

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

$$\Phi_p = 581,12 \cdot 59,77 = 34735,13 \text{ (грн./рік)}.$$

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:

$$\Phi_{oe} = 285647,73 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 359916,14 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.22)$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 34735,13 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 45503,02 \text{ (грн./рік)}. \quad (4.23)$$

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:

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

$$\Phi_{оед} = 359916,14 \cdot 1,15 = 413903,56 \text{ (грн./рік)},$$

$$\Phi_{орд} = 45503,02 \cdot 1,15 = 52328,47 \text{ (грн./рік)}.$$

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, 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 β_{Π} - нарахування в пенсійний фонд, $\beta_{\Pi} = 33\%$;

β_3 - нарахування у фонд зайнятості, $\beta_3 = 1,5\%$;

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

Розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{\text{зпе}} = 413903,56 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 562908,84 \text{ (грн./рік)},$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{\text{зпр}} = 52328,47 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 71166,72 \text{ (грн./рік)}.$$

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

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. На 100 люд.-год. Трудомісткості ремонту і тех. Обслуговування				Вартість матеріалу, грн.			
		1000	1600	2500	10000	1000	1600	2500	10000
Силові трансформатори									
Сталь сортова, кг	7,5	6	7	7	10	44,95	52,44	52,44	74,91
Провід установлюваний, м	3,1	0,5	0,5	0,5	0,5	1,55	1,55	1,55	1,55
Мідь-алюміній (гола), кг	69,8	62	73	73	79	4324,5	5091,75	5091,75	5510,25
Картон електроізоляційний, кг	33,6	1,4	1,6	1,6	1,7	47,08	53,81	53,81	57,17
Лакотканина (ширина 700мм), м	93,3	0,2	0,21	0,21	0,3	18,65	19,59	19,59	27,98
Кабельний папір, кг	27,5	0,6	0,6	0,6	0,6	16,5	16,5	16,5	16,5
Стрічка кіперна, кг	336,3	40	41	41	42	13452	13788,3	13788,3	14124,6
Стрічка тафтяна, кг	249,8	18	24	24	28	4497,12	5996,16	5996,16	6995,52
Стрічка азбестова, м	7,4	0,05	0,08	0,08	0,09	0,37	0,59	0,59	0,66
Лаки ізоляційні, кг	40,2	1,5	1,6	1,6	1,8	60,35	64,37	64,37	72,41
Емалі ґрунтові, кг	44,1	2,5	3,1	3,1	3,2	110,33	136,8	136,8	141,22
Масло трансформаторне, кг	13,6	0,58	1,2	1,2	1,3	7,91	16,36	16,36	17,73
Бензин, кг	6,9	0,7	0,9	0,9	1	4,84	6,23	6,23	6,92
Розчинники кг	19,5	0,8	1	1	1,2	15,6	19,5	19,5	23,4
Маслостійка гума, кг	50	0,4	0,5	0,5	0,6	20	25,01	25,01	30,01

Гума профільна, кг	50	0,13	0,09	0,09	0,09	6,5	4,5	4,5	4,5
Припій олов'яно-свинцевий, кг	476,1	0,02	0,02	0,02	-	9,52	9,52	9,52	-
Припій мідно-фосфорний, кг	88,5	0,03	0,03	0,03	-	2,66	2,66	2,66	-
Електроди, кг	16,4	0,15	0,2	0,2	0,3	2,47	3,29	3,29	4,93
Засоби кріплення, кг	20,9	2	2,5	2,5	3	41,88	52,35	52,35	62,82
Дріт кручений,	2,7	0,3	0,3	0,3	0,37	0,82	0,82	0,82	1,01
Матеріали обтиску, кг	27,3	0,4	0,5	0,5	0,5	10,91	13,64	13,64	13,64
Разом:						22696	25376	25376	27188
Кабельні лінії									
Сталь сортова, кг	7,5	2				15			
Електроди, кг	16,5	0,1				1,6			
Разом:						16,6			

Вартість матеріалу на технічну операцію:

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

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

T_i – трудомісткість обслуговування i -го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

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

Отже, вартість матеріалів на ремонт: $C_{мпр} = 71915,59$ (грн/рік);

і вартість матеріалів на технічне обслуговування: $C_{мто} = 958717,89$ (грн / рік).

Отже, можна розрахувати:

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

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

$$C_{обс} = 562908,84 + 958717,89 = 1521626,73 \text{ (грн/рік);}$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

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

$$C_{пр} = 71166,72 + 71915,59 = 143082,31 \text{ (грн/рік).}$$

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.

$$C_a = 0,06 \cdot 6144089,28 = 368645,356 \text{ (грн/рік)}.$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат є інші витрати:

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

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

$$C_{ip} = 0,25 \cdot (1521626,73 + 143082,31 + 368645,356) = 508338,6 \text{ (грн/рік)}.$$

4.3. Розрахунок собівартості електроенергії

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

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

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

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для Прохідної:

$$E_{a1} = 1369200 \cdot 6000 = 1369200 \text{ (кВт год./ рік)}.$$

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

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Витрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

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

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

τ – час максимальних втрат, год./рік.

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	Екстракційний цех	2	275,35	6000	0,8	228,2	1369200
2	Пресовий цех	2	336,59	6000	0,7	238,41	1430460
3	Склад шпрота	2	60,91	6000	0,85	52,64	315840
4	Відсіювальний цех	2	114,53	6000	0,75	91,42	548520
5	Адміністративний корпус	2	97,13	6000	0,9	87,55	525300
6	Бензосховище	2	44,94	6000	0,75	36,85	221100
7	Котельня	2	339,18	6000	0,7	241,96	1451760
8	Оліє зливна	2	94,86	6000	0,8	78,18	469080
9	Склад насіння	2	62,25	6000	0,85	53,14	318840
10	Електролізний цех	2	548,03	6000	0,6	338,27	2029620
11	Електроцех	2	74,77	6000	0,6	56,29	337740
12	Напорна флотація	2	85,26	6000	0,8	69,7	418200
13	Цех розфасовки олії «Вінізпак»	2	55,48	6000	0,75	45,63	273780
14	Механічна майстерня	2	72,24	6000	0,8	59,43	356580
15	Ремонтно-будівельний цех	2	36,64	6000	0,85	32,11	192660
16	Гараж	2	71,59	6000	0,75	63,31	379860
17	Градири	2	64,85	6000	0,85	56,73	340380
18	Насосна станція	2	103,93	6000	0,8	85,19	511140
19	Другий підйом	2	70,7	6000	0,85	60,6	363600
20	Матеріальний склад	2	69,6	6000	0,75	56,21	337260
21	Склад	2	65,36	6000	0,8	55,13	330780
22	Їдальня	2	22,53	6000	0,85	19,8	118800
23	Гідрогенізаційний цех	2	833,33	6000	0,8	683,58	4101480
24	Миловарний цех	2	525,87	6000	0,75	409,34	2456040
25	Вальцовочний цех	2	89,54	6000	0,8	73,15	438900
26	Лецитиновий цех	2	70,17	6000	0,8	57,88	347280
	Разом					3330,700	19984200

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 [10],

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження:

$$\tau_{\text{м}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4591,78 \text{ (год)}, \quad (4.34)$$

Для лінії ГПП –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ГПП до ТП1:

$$R = 0,227 \cdot 0,868 = 0,197 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot 2 \cdot 26,56^2 \cdot 0,197 \cdot 4591,78 \cdot 10^{-3} = 3830,7 \text{ (кВт·год./рік).}$$

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	ΔE _л , кВт·год.
ЦРП-ТП-1	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,227	26,56	0,197	4591,78	0,868	3830,7
ЦРП-ТП-2	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,175	31,38	0,152	4591,78	0,868	4121,01
ЦРП-ТП-3	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,168	31,05	0,146	4591,78	0,868	3872,1
ЦРП-ТП-4	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,390	34,09	0,339	4591,78	0,868	10838,2
Разом								22662

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

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

де n - кількість трансформаторів;

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

Відповідно втрати енергії в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 2,1 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{920,218}{1600} \right)^2 \cdot 4591,78 = 57205,72 \text{ (кВт·год/рік).}$$

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

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

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

$$E = 19984200 + 22662 + 257566,07 = 20264428,06 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)}.$$

Таблиця 4.11 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип	шт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$S_{\text{р}},$ кВА	$S_{\text{н}},$ кВА	$\Delta E_{\text{т}},$ кВт*год./рік
КТП-1	ТМ-1000	2	2,1	10,5	920,2182	1000	57205,72
КТП-2	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1087,0446	1000	65278,25
КТП-3	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1075,4323	1000	64672,90
КТП-4	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1180,8929	1000	70409,20
разом							257566,07

Оплата за спожиту електроенергію на напрузі 35 кВ:

$$\Pi_1 = 5,195 \cdot 20264428,06 = 105273703,8 \text{ (грн.)}; \quad (4.38)$$

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:

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

де Π – оплата за спожиту електроенергію;

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

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

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

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

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

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

$$C_{\pi} = 1521626,73 + 143082,31 + 368645,35 + 508338,6 = 2541692,99 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 105273703,8 + 2541692,99 = 107815396,79 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, собівартість електроенергії:

$$S = \frac{107815396,79 \cdot 100}{19984200,0} = 539,5 \text{ (коп./кВт·год.)}.$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.12.

Таблиця 4.12 – Результати розрахунків

Показники	Позна-чення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	Еа	19984200	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	Е	20264428,06	кВт·год.
Плата за електроенергію	П ₁	105273703,8	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.енергії	С _π	2541692,99	грн.
Сумарні витрати під-ва	С _{сум}	107815396,79	грн.
Собівартість ел.енергії	С	539,50	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 539,5 коп/кВт·год.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випускній кваліфікаційній роботі розробляються заходи підвищення ефективності СЕП ПАТ «ВОЖК» [5].

На оперативний персонал, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори за ДСНіП [29]:

фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- нестача природного освітлення;
- небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якого може

відбутися через тіло людини;

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;

психофізіологічні:

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

аналізаторів).

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

5.1.1 Електробезпека

Живлення силового обладнання та системи освітлення диспетчерського приміщення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В) [32].

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з можливістю одночасного дотику до металевих корпусів

електрообладнання та механізмів, що мають зв'язок з землею. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

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

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

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

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту [30]. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

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

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

5.1.2 Технічні рішення з безпечного обслуговування електрообладнання

При виконанні персоналом ОВБ робіт, пов'язаних із доторканням до струмоведучих частин електрообладнання, необхідно на його пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ" [28].

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх затискачах або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами. В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізолюваним проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає розпорядження.

Підготовка робочих місць і допуск до проведення робіт можуть провадитись тільки з дозволу оперативних працівників, а на підприємствах, де таких працівників немає, - з дозволу особи, яка видала наряд чи розпорядження за узгодженням з особою, відповідальною за електрогосподарство [30].

Забороняється змінювати передбачені нарядом (розпорядженням) заходи по підготовці робочих місць. В разі виникнення сумніву в достатності і правильності заходів з підготовки робочого місця і можливості безпечного виконання роботи, ця підготовка має бути припинена.

Підготовку робочих місць, як правило, виконують два працівники, які мають право на оперативні перемикання в даній електроустановці. Дозволяється виконувати підготовку робочого місця керівнику робіт з одним із членів бригади,

якщо вони мають права на оперативні перемикання в даній електроустановці. Підготовку робочого місця може виконувати один працівник, крім встановлення переносних заземлень в електроустановках понад 1000 В і виконання перемикань, що здійснюються на двох і більше приєднаннях в електроустановках понад 1000 В, що не мають діючих пристроїв блокування роз'єднувачів від неправильних дій [28].

Допускач разом з керівником робіт повинні перевірити виконання технічних заходів по підготовці робочого місця. Якщо керівник робіт суміщає обов'язки допускача, то таку перевірку він виконує з одним із членів бригади, який має групу III. Допуск до роботи за нарядами та розпорядженнями слід провадити безпосередньо на робочому місці. Допуск провадиться після перевірки технічних заходів з підготовки робочого місця.

В цьому разі допускач має:

- перевірити, чи відповідає склад бригади зазначеному у наряді або розпорядженні, та наявність у членів бригади посвідчень про перевірку знань;

- провести інструктаж: ознайомити бригаду зі змістом наряду, розпорядження; зазначити межі робочого місця і підходи до нього; показати найближче до робочого місця устаткування та струмопровідні частини приєднань, що ремонтуються, та суміжних, до яких забороняється наближатися незалежно від того, перебувають вони під напругою чи ні;

- довести бригаді, що напруга відсутня, показом встановлених заземлень та перевіркою відсутності напруги, якщо заземлення не видно з робочого місця, а в електроустановках 35 кВ і нижче (де дозволяє конструктивне виконання) з наступним дотиком рукою до струмовідних частин, після перевірки відсутності напруги.

Після інструктажу допускача бригаду повинен проінструктувати керівник робіт щодо безпечного виконання робіт, використання інструменту, пристосувань, механізмів і вантажопідіймальних машин.

Без проведення інструктажу допуск бригади забороняється. Проведення інструктажу і допуску оформляються підписами допускача і керівника робіт (наглядача) в таблиці 3 наряду із зазначенням дати і часу. Допуск оформлюється в

обох примірниках наряду, з яких один залишається у керівника робіт (наглядача), а другий – у допускача. Коли керівник робіт суміщає обов'язки допускача, допуск оформлюють в одному примірнику наряду. Під час роботи за розпорядженням час допуску реєструють в журналі обліку робіт за нарядами і розпорядженнями.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [34] встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

Таблиця 5.1 - Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	17-29	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		15-24	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

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

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

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

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожуючими конструкціями виробничих приміщень, що мають висоту 2 м над рівнем підлоги або площини, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [35].

Таблиця 5.2 - Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

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

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню від нього. Тому необхідно здійснювати наступні заходи:

- очищувати пил якнайчастіше.
- щодня протирати гарячі поверхні.

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

5.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення. В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на: - природне освітлення - освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройми в зовнішніх

огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО (e_n) [36]. КПО - відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

КЕО при природному та суміщеному освітленню.

Характеристика зорової роботи при виконанні - роботи високої точності;

Розряд - III;

Підрозряд зорової роботи - б;

Контраст об'єкту розпізнавання - середній;

Характеристика фону - темний;

Бокове КЕО, %:

- природне 2,0;

- суміщене 1,2.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО) [36]. Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна. Нормовані значення КЕО для будинків визначаються за формулою:

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

де m_N - коефіцієнт світлового клімату, $m_N = 0,85$.

Природне $e_N = 2,0 \cdot 0,85 = 1,7\%$.

Сумісне $e_N = 1,2 \cdot 0,85 = 1,0\%$.

Штучне освітлення. Штучне освітлення використовується двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення - освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення - додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве [36]. Місьцеве освітлення -

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

Штучне освітлення, лк: загальне - 300 лк; комбіноване – 1000 лк.

Для забезпечення нормативного значення e_{min} передбачено:

5.2.4 Виробничий шум

Рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі [32]:

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

де L - рівень шуму, дБ;

P - звуковий тиск, Па;

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

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

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. [37] Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки».

Таблиця 5.2- Рівень звукового тиску

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

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

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація» [35]

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

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

5.2.5 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища [29], важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року.

Фізичні навантаження.

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

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

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

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

По горизонталі: до 4;

По вертикалі: до 2.

Інтелектуальні навантаження: Відсутня необхідність прийняття рішення

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

Сенсорні навантаження:

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

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

Кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження до 5;

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

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

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

Емоційне навантаження:

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

Ступінь ризику для власного життя – Виключений ;

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – Виключений.

Монотонність навантажень:

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

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

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

Режим праці:

Фактична тривалість робочого дня (год.) 6–7;

Змінність роботи Однозмінна робота (без нічної зміни);

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

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи СЕП в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі системи електропостачання мають свої слабкі ланки до і є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. СЕП є особливо уразливі через велику територію та безліч елементів можливого впливу НС. Електропостачання багатьох об'єктів є стратегічним елементом, тому і важливим є питання забезпечення високої стійкості роботи систем електропостачання, особливо заводів воєнного призначення [39].

Вплив радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища тощо. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем електропостачання. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і вигорання обмоток чи загорання трансформаторів.

Після опромінення системи електропостачання в елементах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробую і опір витоку, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Особливо велику загрозу для систем управління СЕП має вплив електромагнітного імпульсу, який може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також внести серйозні порушення в роботу цифрових і контрольних пристроїв. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання [32]. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж на підприємстві та вибухів. Ці вторинні фактори надто небезпечні при виникненні на воєнному заводі. Саме тому є необхідність запобіганню дії цього фактору на електричне та електронне обладнання СЕП.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання

Для визначення граничного значення дози опромінення $D_{\text{грі}}$, для елементів системи, при яких виникають незворотні зміни [28]. Отримані дані заносимо в таблицю 5.6.

Таблиця 5.6 – Граничні значення експозиційних доз елементів СЕП

№ п/п	Системи	Блок	Елементи РЕА	$D_{\text{грі}}, \text{Р}$	$D_{\text{гр}}, \text{Р}$
1	Пульт Керування	Блок живлення $U_{\text{ж}} = 12(\text{В})$	Транзистор IRF7640	10^3	10^3
			Конденсатор E5R101M12B	10^7	
			Діод SMBJ12CA	10^4	
2	Система збору і Обробки даних	Блок пам'яті $U_{\text{ж}} = 12(\text{В})$	Мікросхема REF5025CA	10^4	
			Мікросхема LM27313XMF	10^3	
			Транзистор IRFB3207Z	10^5	
3	Система аварійного вимикання	Блок захисту $U_{\text{ж}} = 9(\text{В})$	Діод DALC208SC6	10^6	
			Транзистор IRLML6401TRPBF	10^4	
			Фотоелемент DIR10	10^4	

Проаналізувавши дані таблиці 5.6, визначили, що самим уразливими елементами системи електропостачання з мінімальною дозою $D_{\text{грі}} = 10^3 \text{ Р}$ є такі мікросхеми та діоди. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_{\text{п}}})}{K_{\text{осл}}}, \quad (5.4)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 5,22 \text{ Р/год}$);

t_k – час кінця опромінення ($t_k = 131400 \text{ год}$ (5 років));

$t_{\text{п}}$ – час початку опромінення ($t_{\text{п}} = 1 \text{ год}$).

$K_{\text{осл}}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{\text{осл}} = 1$).

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot 5,22 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{1} = 3773,97 \text{ (Р)}.$$

Оскільки $D_{\text{грі}} > D_{\text{м}}$, то дана система електропостачання може вважатися стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за

формулою:

$$t_d = \frac{D_{гр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (5.5)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 5,22 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,22} = 958,85 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $D_m = 3773,97 \text{ Р}$, а допустима - 10^4 Р . Отже, система електропостачання є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 958,85 год. при рівні радіації 5,22 Р/год, це більше ніж час морального елементів СЕП.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії електромагнітного імпульсу

Початкові дані: $E_B = 10,33 \text{ кВ/м}$. $U_{ж} = 220\text{В}$; 5В.

Оцінка стійкості роботи системи електропостачання ведеться в послідовності:

1. Визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля

$$E_{Г} = 10^{-3} \cdot E_B = 10^{-3} \cdot 10,33 \cdot 10^3 = 10,33 \text{ (В/м)};$$

2. Система електропостачання розподіляється на окремі функціональні вузли, зокрема: система живлення, мікропроцесорний блок [28].

На кожній ділянці визначається максимальна довжина вертикальної і горизонтальної струмопровідної частини l_B і $l_{Г}$

На ділянці системи живлення максимальна довжина вертикальної і горизонтальної струмопровідної частини $l_{B,ж} = 0,13 \text{ м}$, $l_{Г,ж} = 0,11 \text{ м}$. На ділянці мікропроцесорного блоку $l_{B,м} = 0,017 \text{ м}$, $l_{Г,м} = 0,021 \text{ м}$.

3. Для кожної ділянці визначаються напруги у струмопровідних частинах.

На ділянці системи живлення:

$$U_{B,ж} = E_{Г} \cdot l_{B,ж} = 10,33 \cdot 0,13 = 1,343 \text{ (В)};$$

$$U_{Г,ж} = E_B \cdot l_{Г,ж} = 10,33 \cdot 10^3 \cdot 0,11 = 1136,3 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{B.M} = E_{\Gamma} \cdot I_{B.M} = 10,33 \cdot 0,017 = 0,176 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma.M} = E_B \cdot I_{\Gamma.M} = 10,33 \cdot 10^3 \cdot 0,021 = 216,9 \text{ (В)}.$$

На ділянці системи живлення:

$$U_{B.Ж} = E_{\Gamma} \cdot I_{B.Ж} = 10,33 \cdot 0,13 = 1,34 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma.Ж} = E_B \cdot I_{\Gamma.Ж} = 10,33 \cdot 10^3 \cdot 0,11 = 1136,3 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{B.M} = E_{\Gamma} \cdot I_{B.M} = 10,33 \cdot 0,017 = 0,176 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma.M} = E_B \cdot I_{\Gamma.M} = 10,33 \cdot 10^3 \cdot 0,021 = 216,9 \text{ (В)}.$$

4. Визначається допустиме коливання напруги живлення

$$U_{\Delta} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}} \cdot N}{100} \text{ (В)},$$

На ділянці системи живлення:

$$U_{\Delta\text{ж}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}} \cdot N}{100} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{\Delta\text{м}} = U_{\text{м}} + \frac{U_{\text{м}} \cdot N}{100} = 5 + \frac{5}{100} \cdot 5 = 5,2 \text{ (В)}.$$

5. Визначаються коефіцієнти безпеки

$$K_{B.B} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\Delta}}{U_B}, \quad K_{B.\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\Delta}}{U_{\Gamma}}.$$

Для ділянки живлення

$$K_{B.B\text{ж}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\Delta\text{ж}}}{U_{B\text{ж}}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1,08} = 46,63 \geq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{B.\Gamma\text{ж}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\Delta\text{ж}}}{U_{\Gamma\text{ж}}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1760} = -17,63 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

Для ділянки мікропроцесорного блоку

$$K_{B.B\text{м}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\Delta\text{м}}}{U_{B\text{м}}} = 20 \cdot \lg \frac{5,2}{0,272} = 33,31 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{B.\Gamma\text{м}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\Delta\text{м}}}{U_{\Gamma\text{м}}} = 20 \cdot \lg \frac{5,2}{336} = -28,6 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

6. Результати розрахунків заносимо в таблицю 5.7.

Таблиця 5.7 Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки елементів СЕП

Дільниця СЕП	U _д , В	E _в , В/м	E _г , В/м	U _в , В	U _г , В	K _{БВ} , дБ	K _{БГ} , дБ
Блок живлення	231	10330	10,33	1,08	1760	46,63	-17,63
Мікропроцесорний блок	5,2	10330	10,33	0,272	336	33,31	-28,6

7. Дані таблиці аналізуємо і робимо висновки.

Коефіцієнти безпеки менше 40 дБ, тому дільниці вважаються нестійкими і необхідно застосовувати екранування.

5.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначається перехідне гасіння енергії електричного поля екраном (А, дБ). Для сталевих екрану визначається за допомогою формули [28]:

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

де t - товщина стінки екрану, см;

f – частота $f=15000$ Гц.

Для дільниці живлення

$$A_{ГЖ}=40-(-17,63)=47,63 (\text{дБ});$$

$$t = \frac{A_{ГЖ}}{5,2\sqrt{f}} = \frac{47,63}{5,2\sqrt{15000}} = 0,074 (\text{см}).$$

Для дільниці мікропроцесорного блоку

$$A_{ГМ}=40-(-28,6)=68,6 (\text{дБ});$$

$$t = \frac{A_{ГЖ}}{5,2\sqrt{f}} = \frac{68,6}{5,2\sqrt{15000}} = 0,11 (\text{см}).$$

В умовах дії електромагнітного імпульсу коефіцієнт безпеки СЕП для вертикальних струмопровідних частин дільниці живлення системи був більший за 40 дБ, в цьому випадку СЕП стійка. Для горизонтальних струмопровідних частин коефіцієнт безпеки був менший за 40 дБ. Після застосування сталевих екранів коефіцієнт безпеки став не менше 40 дБ, а тому система електропостачання є

стійкою до ЕМІ і може працювати без суттєвих збоїв.

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку курування з використанням екрану товщиною 0,140 см зі сталі, система керування буде стійкою в умовах дії електромагнітного випромінювання, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 0,102 см, силові елементи будуть стійкими в умовах дії електромагнітного випромінювання.

Отже, після проведених розрахунків визначено, що робота системи електропостачання при заданому рівні радіації 5,22 Р/год буде досить стійка. До дії ЕМІ система керування виявилась нестійкою. Застосування екранування блоків СЕП суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів система буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 10,33 кВ/м. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади, які б вимикали радіотехнічні схеми на період впливу ЕМІ.

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 результаті виконання МКР щодо підвищення енергоефективності системи електропостачання ПАТ «ВОЖК», під час пошуку оптимальних рішень проектування СЕП підприємства із застосуванням автоматизації виконано наступні розрахунки.

Спроековано внутрішню мережу заводу на напрузі 10 кВ. Було обрано трансформатори марки ТМ – 1000/10. Для радіальної схеми живлення ТП від ГПП 10 кВ обрано кабелі типу АПвЭгаПу-10 перерізом 3х35 мм². Техніко-економічний розрахунок показав що зовнішнє живлення підприємства необхідно виконати на напрузі 110 кВ кабельними лініями АПвЭгаПу-110 3х(1х185) мм² шляхом спорудження на території підприємства ГПП з трансформаторами 2хТМ-2500/110/10.

Для визначення місця будівництва ГПП були розраховані координати центру енергетичного навантаження. Це дозволило встановити ГПП в оптимальному місці з мінімальними витратами електроенергії.

В другому розділі кваліфікаційної роботи проведений загальний аналіз підвищення енергоефективності СЕП за допомогою використання сучасних пристроїв покращення параметрів електромережі. Здійснено загальний аналіз пристроїв СТАТКОМ, СТК та АФ. Проведено дослідження в ході якого виявлено загальні характеристики та основні відмінності даних пристроїв. Описано можливості досягнення енергоефективності використанням даних пристроїв в електричних мережах підприємств.

Проведено аналіз способів досягнення підвищення енергоефективності пристроєм СТАТКОМ. Встановлено, що використання пристрою СТАТКОМ є сучасним високоефективним способом покращення параметрів електричної мережі. СТАТКОМ ефективно зменшує втрати електроенергії, компенсуючи реактивну потужність, підвищуючи коефіцієнт потужності та стабілізуючи напругу. Це дозволяє досягти підвищення енергоефективності системи електропостачання підприємств.

Основні результати науково-дослідної роботи полягають у наступному:

1. Основним результатом наукової роботи є удосконалення математичної моделі для СТАТКОМ у середовищі MatLAB, Simulink. Розроблена модель СТАТКОМ дає змогу оцінити ефект від використання компенсатора для досягнення підвищення енергоефективності шляхом здійснення компенсації реактивного навантаження, стабілізації напруги та усунення гармонік нижчих порядків в СЕП підприємств.

2. Використовуючи розроблену модель СТАТКОМ проведено моделювання роботи компенсатора в мережі СЕП ПАТ «ВОЖК». Дослідження показали можливість підвищення енергоефективності СЕП шляхом покращення параметрів напруги та струмів.

3. Здійснено розрахунок величини зменшення втрат активної енергії. В ході проведення розрахунку показано, що використання СТАТКОМ дає змогу підвищити енергоефективність СЕП ПАТ «ВОЖК» та дозволяє досягти економії активної енергії шляхом зменшення втрат викликаних реактивним навантаженням, відхиленням напруги та гармонічним спотворенням у розмірі 692032,155 кВт·год/рік.

Також виконані розрахунки техніко-економічних показників запропонованої СЕП ПАТ «ВОЖК». А саме розраховано капіталовкладення, вартість обслуговування та витрати на електроенергію проектованої СЕП.

В п'ятому розділі виконано аналіз норм гігієни праці та електробезпеки. Проведено аналіз стійкості роботи СЕП на робочих місцях підприємства під час впливу іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів.

Проведені розрахунки підтверджують забезпечення максимально енергоефективної роботи системи електропостачання даного підприємства.

Аналіз отриманих результатів та розрахунків для реальних споживачів електроенергії, проведених за допомогою розробленої комп'ютерної моделі, дозволяє стверджувати, що розроблена комп'ютерна модель може бути використана в реальному процесі проектування СЕП споживачів електроенергії. Для її використання достатньо мати програму електронної обробки даних Excel, яка є широко доступною для проектних організацій.

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. Реактивна потужність в електричних мережах : монографія / І.В. Жежеленко, Г.Г. Півняк, Г.Г. Трофімов, Ю.А. Папаїка ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. Ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2020. – 72 с.
3. Hingorani N. G., Gyugyi L. Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. IEEE Press, 2000. 432 с.
4. A Comprehensive Review on STATCOM: Paradigm of Modeling, Control, Stability, Optimal Location, Integration, Application, and Installation. IEEE Journals, 2024.
5. Приватне акціонерне товариство «Вінницький олійножировий комбінат» . URL: <http://vmzhk.vioil.com/> (дата звернення: 17.10.2024).
6. Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання). – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2017, 617 с.
7. 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.
8. Бурбело, М. Й. Спеціальні питання електропостачання: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2024. – 89 с.
9. Демов О.Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2006. 95 с.
10. Офіційний сайт ПАТ «Завод Південкабель». URL: <http://www.yuzhcable.info> (дата звернення: 17.10.2024).
11. Тарифи ПАТ "Вінницяобленерго" : веб-сайт. URL:

<http://www.voe.com.ua/consumers/individuals/fees> (дата звернення: 15.10.2021).

12. Трансформатори силові. URL: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099> (дата звернення: 17.10.2024).

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

14. 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).

15. Силові вимикачі. URL: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099> (дата звернення: 18.10.2024).

16. 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

17. Промислові автоматичні вимикачі EB та EB2. URL: <https://www.eti.ua/produktsiya-ua/etibreak/eb2/> (дата звернення: 16.10.2024).

18. 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.

19. 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.

20. 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.

21. STATCOM In Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence. Wiley-IEEE Press, 2016. 300 с.

22 Бурлака В. В., Поднебенна С. К., Гулаков С. В. Сучасні силові активні фільтри та імпульсні джерела живлення з корекцією коефіцієнта потужності : монографія. Маріуполь : ПДТУ, 2015. 196 с.

23. Артеменко М. Ю., Батрак Л. М., Михальський В. М., і Поліщук С. Й., Оптимізація енергетичних характеристик трифазної чотирипровідної системи живлення з паралельним активним фільтром у несиметричному синусоїдному режимі. *Технічна електродинаміка*, № 2, с. 30-37, 2015.

24. Akagi H., Kanazawa Y., Nabai A. Generalized theory of the instantaneous reactive power in three-phase circuits // Proceeding of Int. Power Electronics Conf. – Tokyo (Japan). – 1983. – Pp. 1375-1386

25. Dutta A., Chowdhury S., FACTS Devices in Power Transmission and Distribution. Springer, 2017. 295 с.

26. MATLAB – високорівнева мова технічних розрахунків: веб-сайт. URL: <http://matlab.products/matlab> (дата звернення: 06.05.2023)

27. Simulink – моделювання і симуляція динамічних систем: веб-сайт. URL: <http://matlabproducts/simulink> (дата звернення: 06.05.2023)

28. 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.

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

30. 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->.

31. 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.

32. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
33. 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>.
34. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
35. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
36. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
37. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
38. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
39. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
40. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.
41. 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.
42. 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.
43. Ковальський Богдан. Застосування активних фільтрів для симетрування навантажень. Матеріали Науково-технічної конференції Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2023) [Електронний ресурс] Режим доступу: <http://conferences.vntu.edu.ua/>

ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ” 2024р.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕЕМ

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

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи
на тему:

Підвищення енергоефективності системи електропостачання
приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат»
08-22.МКР.008.01.024 ТЗ

Науковий керівник:

к.т.н., доц. Бурбело М.Й. _____
(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ-23м

Ковальський Б.Ю. _____
(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № 310 від 17 . 09 .2024р.

Дата початку роботи 02 . 09 .2024р.

Дата закінчення роботи 10 . 12 .2024р.

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

а) мета – підвищення ефективності системи електропостачання ПАТ «ВОЖК»;

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	14.10.2024	20.10.2024
4.2 Проведення дослідних розрахунків	20.10.2024	20.11.2024
4.3 Розробка робочих креслень	20.11.2024	22.11.2024
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	22.11.2024	10.12.2024

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

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Підвищення енергоефективності системи електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

Підрозділ: Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Показники звіту подібності Turnitin

Оригінальність	83
Схожість	17

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)

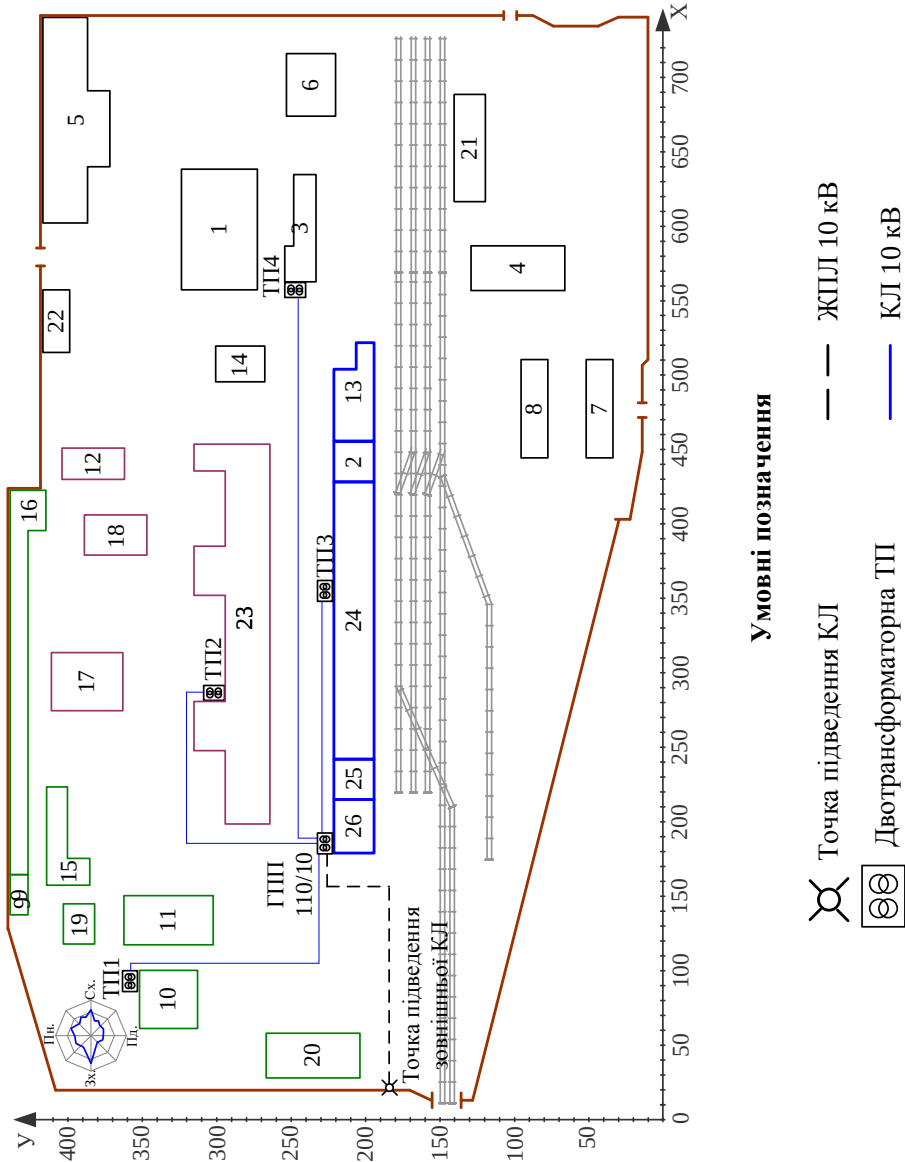
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Turnitin щодо роботи.

Автор роботи _____ Ковальський Б.Ю.
(підпис) (прізвище, ініціали)

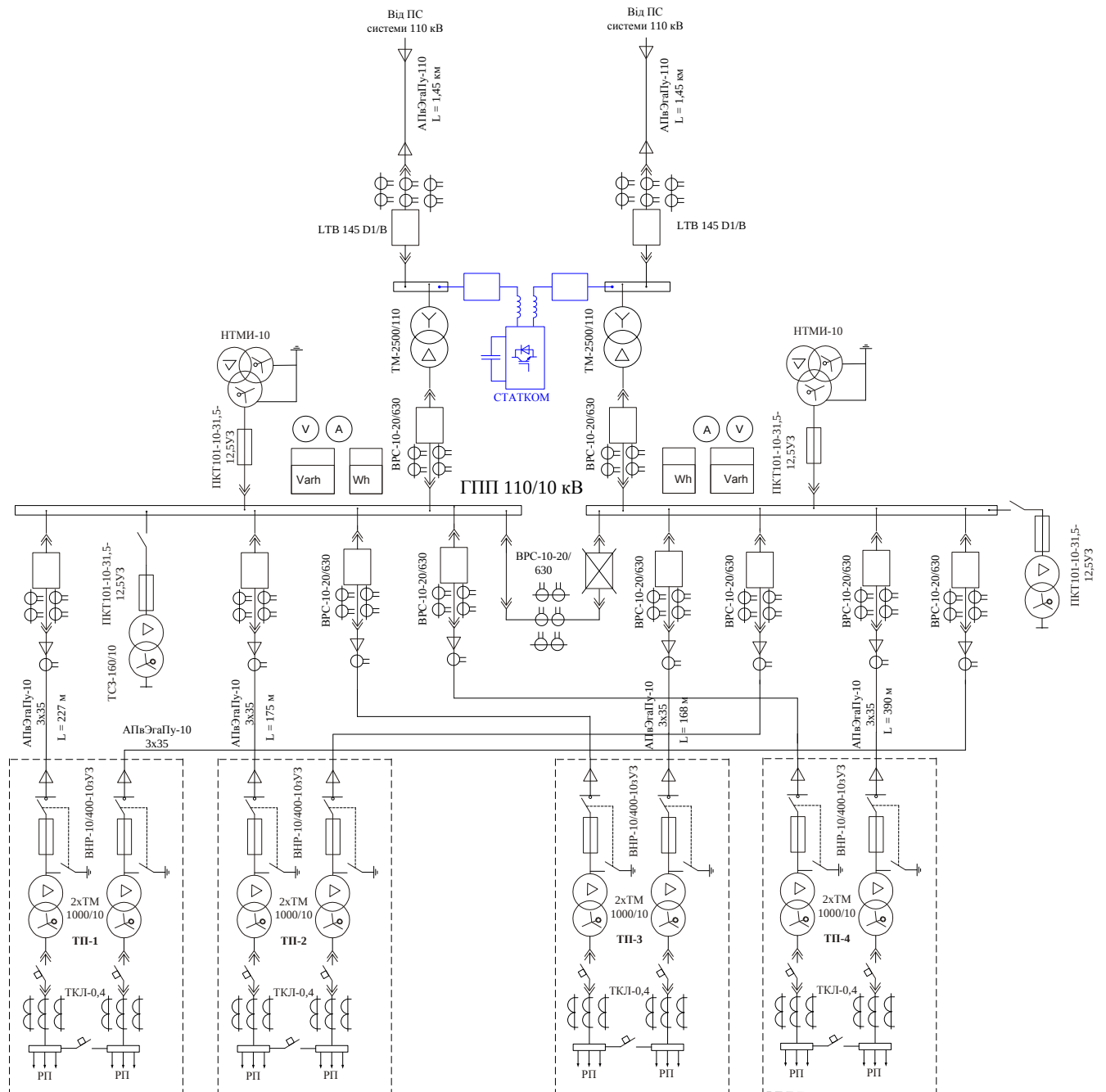
Керівник роботи _____ Бурбело М.Й.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Додаток В – План підприємства із силовими та живильними мережами

№	Найменування	Рн, кВт
1	Екстракційний цех	550
2	Екстракційний цех	570
3	Склад шпота	55
4	Відсіювальний цех	250
5	Адміністративний корпус	25
6	Бензосховище	40
7	Котельня	450
8	Оліє зливна	150
9	Склад насіння	110
10	Електролізний цех	900
11	Електроцех	130
12	Напорна флотажія	145
13	Цех розфасовки олії «Вінзіпак»	60
14	Механічна майстерня	155
15	Ремонтно-будівельний цех	40
16	Гараж	15
17	Градирні	50
18	Насосна станція	115
19	Другий підйом	150
20	Матеріальний склад	50
21	Склад	80
22	Ідальня	30
23	Гідрогенізаційний цех	1100
24	Миловарний цех	950
25	Вальцювальний цех	175
26	Лецитиновий цех	110
	ГПП	ТМ 2х2500
	ТП-1	ТМ 2х1000
	ТП-2	ТМ 2х1000
	ТП-3	ТМ 2х1000
	ТП-4	ТМ 2х1000



Додаток Г – Однолінійна схема електропостачання підприємства



Додаток Д – Основні техніко економічні показники системи електропостачання

Підсумкова таблиця

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої електрики	Ea	19984200	кВт·год.
Річне споживання електрики із витратами	E	20264428,06	кВт·год.
Плата за електроенергію	Π ₁	105273703,8	грн.
Витрати на передачу і розподіл електрики	C _п	2541692,99	грн.
Сумарні витрати під-ва	C _{сум}	107815396,79	грн.
Собівартість електрики	S	539,50	коп/кВт·год.

Таблиця кошторису річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Р _н , кВт
Витрати по експлуатації обладнання	1521626,73	59,87
Витрати на поточний ремонт	143082,31	5,63
Витрати на амортизацію	368645,36	14,50
Інші витрати	508338,60	20,00
Разом	2541692,99	100



Сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства

6144,09 тис грн

Загальна потреба підприємства в електроенергії

20264428,06 кВт*год/рік

Тариф

5,195 грн/кВт*год

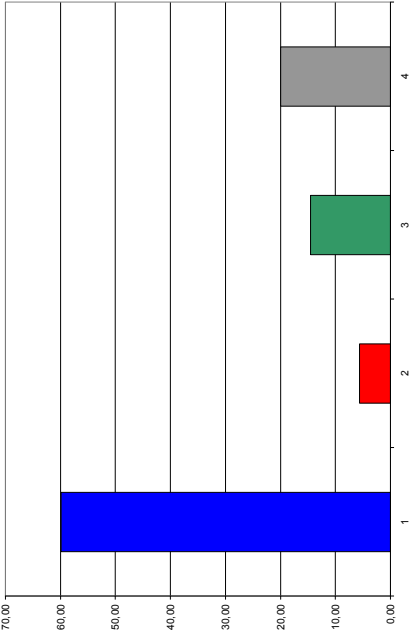
Оплата за спожиту електроенергію

105273703,8 грн

Собівартість спожитої електроенергії

539,5 грн/кВт*год

Гістограма кошторису річних поточних витрат



Додаток Є – Порівняльний аналіз пристроїв СТАТКОМ, СТК та АФ

Параметр оцінки	СТАТКОМ	СТК (Синхронний компенсатор)	АФ (Активний фільтр)
Призначення	Компенсація реактивної потужності, стабілізація напруги, обмежене зменшення гармонік	Компенсація реактивної потужності для стабілізації енергосистем	Усунення гармонік, компенсація реактивної потужності, підвищення якості електроенергії
Область застосування	Високовольтні мережі, промислові об'єкти, інтеграція відновлюваних джерел енергії	Великі енергетичні системи, системи транспорту електроенергії	Промислові об'єкти, мережі з нелінійними споживачами, низько- і середньовольтні системи
Принцип дії	Виготовляє синхронний струм, необхідний для компенсації реактивної потужності й стабілізації напруги	Генерує реактивну потужність за допомогою обертового магнітного поля ротора	Вимірює гармонійні складові струму та генерує компенсаційний сигнал для їх усунення
Компенсація реактивного навантаження	Висока ефективність і точність при змінних умовах у реальному часі	Ефективно працює в умовах постійного чи стабільного навантаження	Може забезпечувати реактивну компенсацію разом із фільтруванням гармонік
Регулювання напруги	Дуже ефективне, регулює напругу в режимі реального часу	Залежить від можливості змінювати реактивну потужність	Не має можливості регулювати напругу
Зменшення гармонічного спотворення	Може зменшувати гармоніки низьких порядків, якщо обладнаний функціями активного фільтрування	Не виконує	Дуже ефективно, усуває гармоніки різних порядків завдяки точному аналізу й активному управлінню
Шляхи підвищення енергоефективності	- Зменшення втрат через реактивну потужність - Стабілізація напруги - Обмеження гармонійних спотворень низького порядку - Інтеграція із відновлюваними джерелами енергії для оптимізації потужності	- Зниження втрат за рахунок оптимізації балансу реактивної потужності - Стабілізація енергосистем при великих навантаженнях	- Усунення гармонійних складових для зменшення теплових втрат - Підвищення ефективності роботи обладнання - Оптимізація енергоспоживання у промислових системах за рахунок усунення спотворень

Додаток Ж – Підвищення енергоефективності СЕП ПАТ «ВОЖК» шляхом використання СТАТКОМ

Загальна величина втрат електроенергії в СЕП підприємства від протікання реактивного навантаження до та після використання пристрою СТАТКОМ,:

$$W = 12615,4 + 267596,9 = 280212,3 \text{ (кВт·год./рік)},$$

$$W_{\text{крп}} = 7901 + 222344,8 = 230245,8 \text{ (кВт·год./рік)},$$

$$\Delta W_{\text{крп}} = 280212,3 - 230245,8 = 49966,5 \text{ (кВт·год./рік)}.$$

Розрахунок зменшення втрат в лініях від стабілізації величини напруги

	КЛ-1	КЛ -2	КЛ -3	КЛ -4
ΔE , кВт·год./рік	170,0	195,3	172,0	480,3
Разом				1017,7

Сумарні додаткові втрати активної потужності від ВГ

назва елементу СЕП	Величина втрат, кВт	
	до	після
ТП 1 ТМ-1000/10	0,185399	0,085047
ТП 2 ТМ-1000/10	0,200623	0,098092
ТП 3 ТМ-1000/10	0,1995	0,097129
ТП 4 ТМ-1000/10	0,210295	0,106379
КЛ ТП 1 АПвЭгаПу-10 (3х35)	0,072741	0,009878
КЛ ТП 2 АПвЭгаПу-10 (3х35)	0,078278	0,01063
КЛ ТП 3 АПвЭгаПу-10 (3х35)	0,073574	0,009992
КЛ ТП 4 АПвЭгаПу-10 (3х35)	0,205879	0,027959
КБ ТП 1 АУКРМ-0,4-250	0,006375	0,003117
КБ ТП 2 АУКРМ-0,4-250	0,006375	0,003117
КБ ТП 3 АУКРМ-0,4-250	0,006375	0,003117
КБ ТП 4 АУКРМ-0,4-250	0,006375	0,003117
АД 7,5 кВт 26 шт.	3,001289	2,571568
АД 11 кВт 18 шт.	3,33206	2,85498
АД 15 кВт 14 шт.	3,843981	3,293606
АД 18,5 кВт 12 шт.	4,456459	3,818389
АД 22 кВт 10 шт.	4,52502	3,877134
АД 30 кВт 6 шт.	3,005932	2,575547
Разом	23,41653	19,4488

Загальна економія протягом року складає:

$$\Delta W_{\text{фг}} = (23,416 - 19,448) \cdot 4591,78 = 18218,95 \text{ (кВт·год/рік)},$$

$$\Delta W_a = \Delta W_{\text{крп}} + \Delta W_{\Delta U} + \Delta W_{\text{фг}} = 49966,5 + 1017,7 + 18218,95 = 69203,155 \text{ (кВт·год/рік)},$$

$$C_{\Delta W} = 69203,155 \cdot 5,195 \cdot 10^{-3} = 359,51 \text{ (тис.грн./рік)}.$$

Додаток 3 – Модель СТАТКОМ в MATLAB Simulink

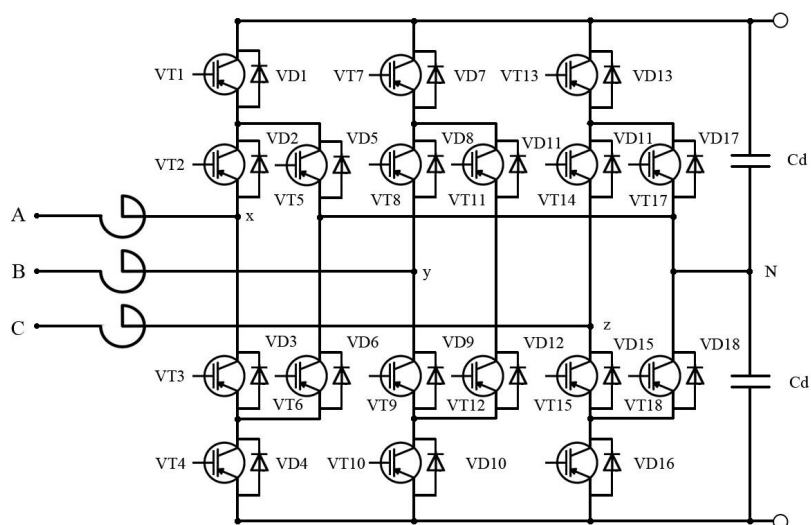
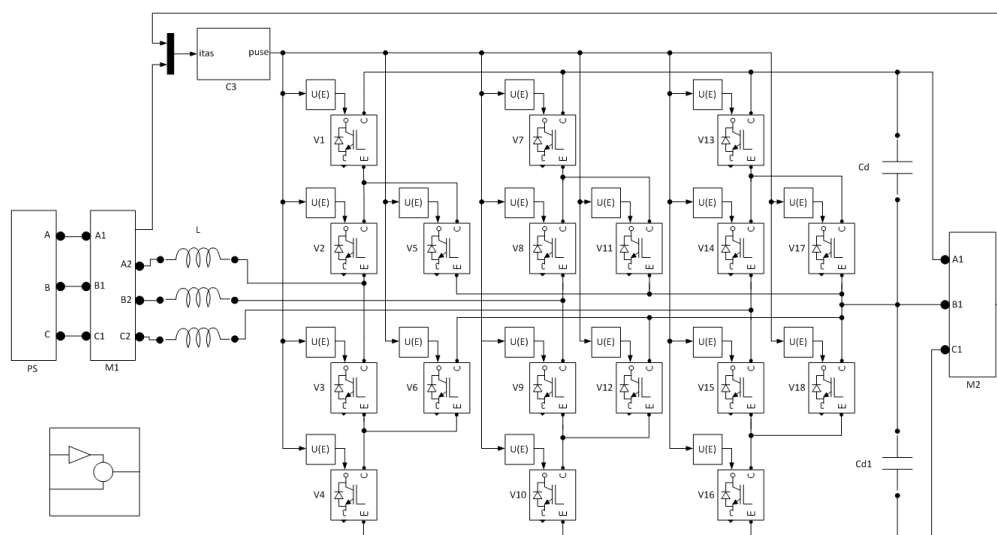
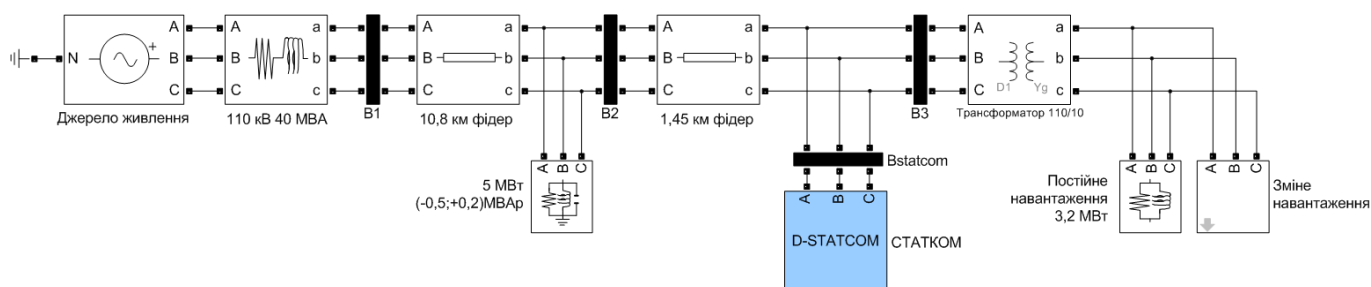


Схема мостового трирівневого 18-ти вентильного перетворювача для СТАТКОМ

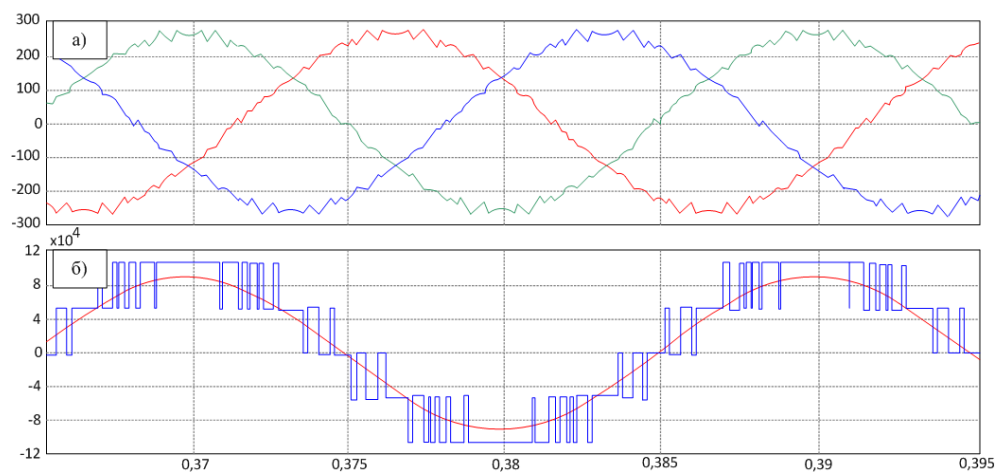


Модель СТАТКОМ в середовищі MatLab Simulink

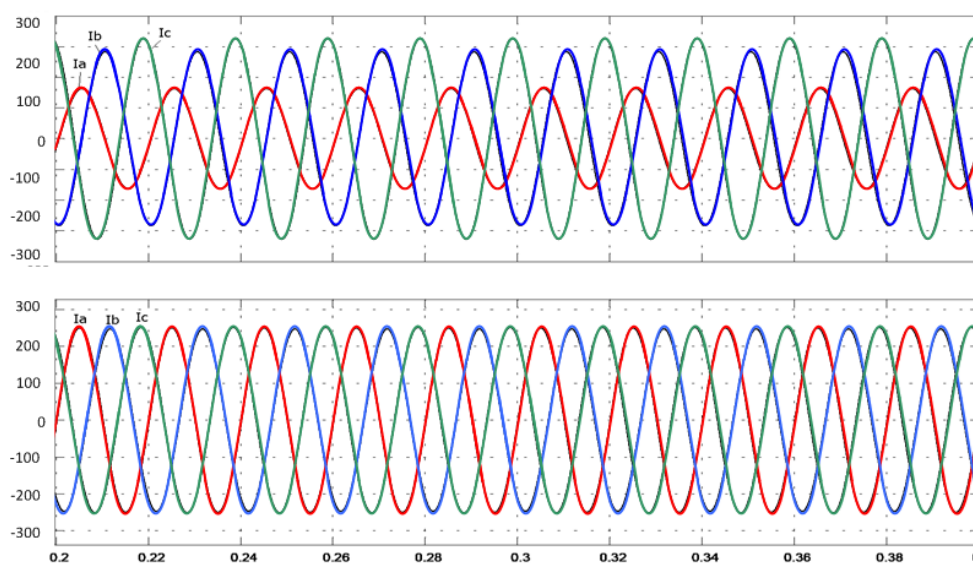


Імітаційна модель лінії електропередачі підприємства з приєднаним пристроєм СТАТКОМ

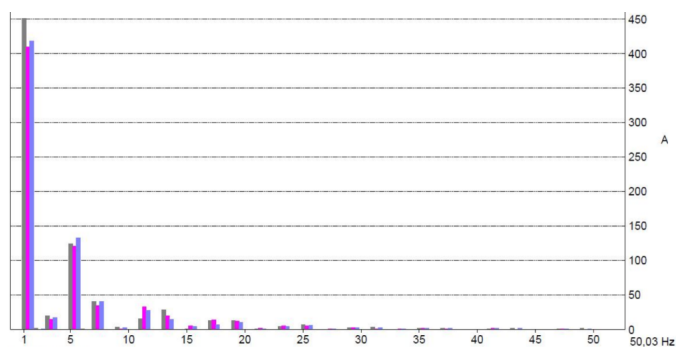
Додаток К – Результати моделювання режимів роботи СТАТКОМ



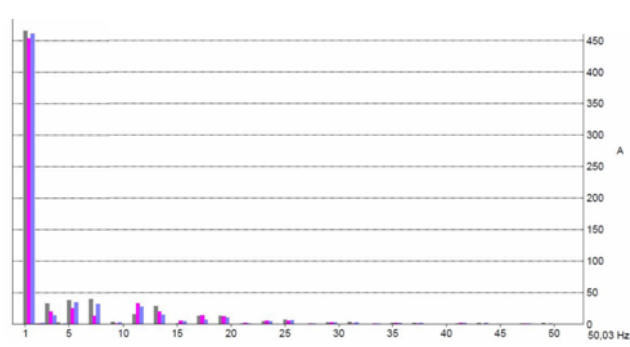
Номінальна генерація та споживання РП а) фазні струми; б) лінійна напруга перетворювача (синій колір) і лінійну напругу мережі (червоний колір)



Підключення СТАТКОМ в несиметричну мережу



Без СТАТКОМ



При роботі СТАТКОМ

Спектр споживаного з мережі струму

