

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:

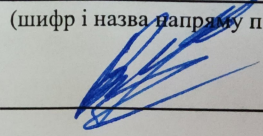
Підвищення якості електропостачання

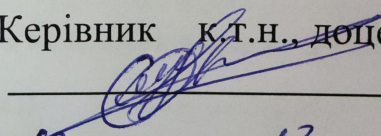
приватного акціонерного товариства

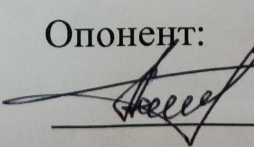
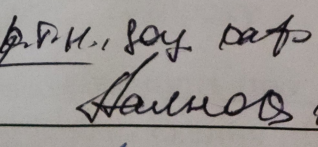
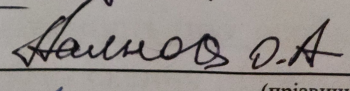
«Могилів-Подільський машинобудівний завод»

з використанням пристроїв автоматичного регулювання напруги

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

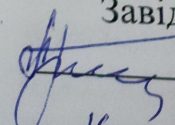

Гуйвана В.Ю.
(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доцент каф. ЕСЕЕМ

Кравець О.М.
(прізвище та ініціали)
«10» 12 2024 р.

Опонент:  

(прізвище та ініціали)
«16» 12 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ


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

«16» середня 2024 р.

Вінниця – 2024 року

Вінницький національний технічний університет

Факультет Електроенергетики та електромеханіки

Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Освітньо-кваліфікаційний рівень _____ магістр

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

проф. М. Й. Бурбело

“19” вересня 2024 року

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

Гуйвану Владиславу Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Підвищення якості електропостачання приватного акціонерного товариства «Могилів-Подільський машинобудівний завод» з використанням пристроїв автоматичного регулювання напруги і

керівник роботи Кравець Олександр Миколайович к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ

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

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

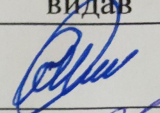
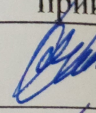
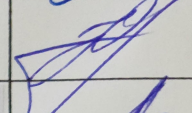
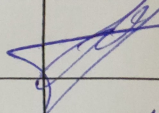
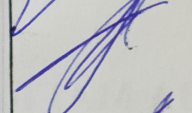
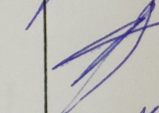
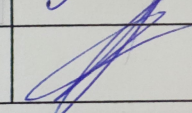
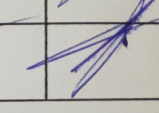
2. Термін подання студентом роботи “10” грудня 2024 року

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. Використання пристроїв автоматичного регулювання напруги для підвищення якості електропостачання підприємств в мережах 10 кВ. Підвищення якості електропостачання ПАТ «МПМБЗ» з використанням пристроїв АРН в мережі 10 кВ і. Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслен План підприємства із силовими та живильними мережами. Однолінійна електропостачання підприємства. Основні техніко-економічні показники системи електропостачання. Алгоритм управління тиристорним регулятором напруги. Удосконалена математична модель ТРН. Моделювання основних режимів роботи ТРН.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Прізвище
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	07.11.2024	Виконано
5	Економічна частина	22.11.2024	Виконано
6	Охорона праці	29.11.2024	Виконано
7	Графічна частина	04.12.2024	Виконано

Студент

(підпис)

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

(підпис)

Нормоконтроль

(підпис)

Рецензент

(підпис)

Гуйван В.Ю.

(прізвище та ініціали)

Кравець О.М.

(прізвище та ініціали)

Войтюк Ю. П.

(прізвище та ініціали)

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	6
ВСТУП.....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА СПОЖИВАЧІВ ПІДПРИЄМСТВА.....	10
1.1 Характеристика підприємства	10
1.2 Розрахунок електричних навантажень підприємства	11
1.3 Розрахунок та вибір оптимальних параметрів напруги живлення СЕП підприємства	14
1.4 Техніко-економічне порівняння класів напруги живлення.....	14
1.5 Проектування трансформаторних підстанцій.....	18
1.6 Техніко-економічне порівняння спорудженої системи електропостачання підприємства	19
1.7 Визначення оптимального перерізу лінії живлення.....	25
1.8 Вибір високовольтних вимикачів та роз'єднувачів	25
1.9 Перевірка вибраного електрообладнання 10 кВ.....	27
1.10 Оптимізація і моделювання вибору місця розташування ЦРП	29
1.11 Розрахунок потужності конденсаторних батарей	31
1.12 Релейний захист автомата.....	33
2 ВИКОРИСТАННЯ ПРИСТРОЇВ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ В МЕРЕЖАХ 10 КВ.....	38
2.1 Показники якості електроенергії.....	38
2.2 Наслідки зниження параметрів якості електроенергії	41
2.3 Основні властивості пристроїв регулювання напруги.....	42
2.4 Загальний аналіз пристроїв регулювання під навантаженням (РПН)	43
2.5 Загальний аналіз пунктів автоматичного регулювання напруги (ПАРН)	46
2.6 Загальний аналіз тиристорних регуляторів напруги (ТРН).....	49

3	ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПАТ «МППМБЗ»	3
	ВИКОРИСТАННЯМ ПРИСТРОЇВ АРН В МЕРЕЖІ 10 КВ.....	51
3.1	Аналіз стану параметрів напруги на підприємстві.....	51
3.2	Порівняння пристроїв регулювання напруги для можливості покращення якості електропостачання заводу.....	52
3.3	Моделювання основних режимів роботи пристрою ТРН.....	52
4	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ.....	57
4.1	Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання	58
4.2	Розрахунок поточних витрат	59
4.2.1	Вибір системи освітлення	59
4.2.2	Розрахунок витрат по заробітній платі.....	61
4.2.3	Планування вартості матеріалів, що витрачаються	64
4.2.4	Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат	65
4.3	Розрахунок собівартості електроенергії.....	66
4.3.1	Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію	66
4.3.2	Розрахунок собівартості електроенергії.....	68
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	70
5.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	70
5.1.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації робочої зони.....	70
5.1.2	Електробезпека.....	71
5.2	Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	74
5.2.1	Мікроклімат.....	74
5.2.2	Склад повітря робочої зони	75
5.2.3	Виробниче освітлення	76
5.2.4	Виробничий шум	77
5.2.5	Виробничі вібрації	79
5.2.6	Психофізичні фактори.....	80
5.3	Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи СЕП ПАТ «МППМБЗ» в умовах надзвичайних ситуацій.....	81

5.3.1 Дослідження безпеки роботи СЕП ПАТ «МПМБЗ» в умовах впливу іонізуючих випромінювань	82
5.3.2 Дослідження безпеки роботи СЕП ПАТ «МПМБЗ» в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	83
5.4 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи СЕП ПАТ «МПМБЗ» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	84
ВИСНОВКИ.....	87
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	89
Додатки.....	93
Додаток А – Технічне завдання	94
Додаток Б – План підприємства із силовими та живильними мережами	97
Додаток В – Однолінійна схема електропостачання підприємства.....	97
Додаток Г – Основні техніко економічні показники системи електропостачання	99
Додаток Д – Алгоритм управління тиристорним регулятором напруги.....	100
Додаток Є – Удосконалена математична модель ТРН	101
Додаток Ж – Моделювання основних режимів роботи ТРН	102

УДК 621.311

АНОТАЦІЯ

Гуйван Владислав Юрійович. Підвищення якості електропостачання приватного акціонерного товариства «Могилів-Подільський машинобудівний завод» з використанням пристроїв автоматичного регулювання напруги в мережах 10 кВ МКР. Спеціальність 141 – Вінниця: ВНТУ, ФЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2024 – 102 с.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто питання щодо підвищення якості електропостачання СЕП ПАТ «МПМБЗ».

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

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

В другому розділі проведений загальний аналіз пристроїв регулювання напруги в мережах 10 кВ. Наведено параметри якості електроенергії.

У третьому розділі розроблена науково-дослідна робота. Удосконалено математичну модель, яка дає змогу досліджувати вплив тиристорних регуляторів напруги на якість електричної енергії в СЕП підприємств.

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

У п'ятому розділі проаналізовано питання охорони праці.

Ключові слова: підстанція, якість електроенергії, електричні мережі.

Рисунків – 23

Таблиць - 27

Бібліографій – 39

ABSTRACT

Guivan Vladyslav Yuriyovych. Improving the quality of electricity supply of the private joint-stock company "Mohyliv-Podilskyi Machine-Building Plant" using automatic voltage regulation devices in 10 kV networks. MTW. Specialty 141 - Vinnytsia: VNTU, FEEM, ESEEM department, 2024 - 102 p.

In the master's qualification work, the issue of improving the quality of electricity supply to the SEP PJSC "MPMBZ" was considered.

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

In the first section of the qualification work, design decisions are considered, such as the calculation of enterprise loads, the selection of the number and capacity of substations, feeder lines, relay protection and automation.

In the second section, a general analysis of voltage regulation devices in 10 kV networks is carried out. Power quality parameters are given.

In the third chapter, the research work is developed. A mathematical model has been improved, which makes it possible to study the influence of thyristor voltage regulators on the quality of electrical energy in SEP of enterprises.

In the fourth section, the main technical and economic indicators for the designed SEP are calculated.

The fifth chapter analyzes the issue of labor protection.

Keywords: substation, quality of electricity, electrical networks.

Drawings – 23

Tables - 27

Bibliographies – 39

ВСТУП

Актуальність теми. Енергоефективне функціонування виробничого підприємства може бути досягнуто правильним вибором сучасних методів та засобів для реалізації системи електропостачання. 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 [1].

Під час етапу проектування СЕП слід дотримуватися нормативних документів та використовувати найбільш сучасні методи розрахунку та технічні апарати, які здатні забезпечити якісну та надійну роботу усієї СЕП в цілому. Аварійні відключення живлення можуть призвести до зменшень об'ємів виробництва, матеріальним втратам а також нести загрозу здоров'ю та життю персоналу. Якість електричної енергії в свою чергу тісно зв'язана з величиною втрат, тому підвищення якості електроенергії підвищує показники надійності і економічності.

Технологічний прогрес у галузі електротехніки та електроніки, що спостерігається протягом десятиліть, призводить до значних змін у теорії та практиці регулювання напруги. Тому актуальним завданням є дослідження можливостей оптимізації якості електроенергії на базі сучасного обладнання.

Завдання даної магістерської кваліфікаційної роботи - підвищення якості електропостачання ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» за допомогою використання пристроїв автоматичного регулювання напруги в мережах 10 кВ. Виконання усіх необхідних розрахунків та проектних рішень для розробки оптимальної СЕП заводу.

Основними шляхами для вирішення завдань по проектуванню СЕП є:

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

- проведення усіх необхідних розрахунків для вибору автоматичного пристрою регулювання напруги в мережі 10 кВ.

Об'єктом дослідження даної роботи є оптимізація системи електропостачання ПАТ «МПМБЗ».

Предмет дослідження – елементи схеми та електричні режими в СЕП.

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

Наукова новизна. Результатом наукової роботи є удосконалена математична модель для тиристорного регулятора напруги у середовищі MatLAB, Simulink. Удосконалена модель дає змогу досліджувати вплив використання ТРН на якість електричної енергії в СЕП підприємств. Удосконалена математична модель дає змогу визначити оптимальні параметри ТРН для місця його приєднання та оптимальні режими його роботи.

Практичне використання отриманих проектних рішень дозволить спроектувати систему електропостачання ПАТ «МПМБЗ» яка за своїми технічними та економічними показниками буде оптимальною як в процесі проектування та експлуатації. Використання ТРН в системі електропостачання підприємства дозволить зменшити втрати реактивної енергії, а також усунути негативні явища які виникають під час відхилення значення напруги, та знижують якість електричної енергії, а також зменшити кількість аварійних відключень електрообладнання.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

1.1 Характеристика підприємства

ПАТ «МПМБЗ» відноситься до споживачів II категорії надійності електропостачання [2]. План підприємства, який дає змогу виконати проект СЕП зображено на рисунку 1.1, відомості для даного проекту наведено в таблиці 1.1.

Відстань від підприємства до живлячої підстанції системи 10 кВ складає 1,8 км. Тариф за активну електроенергію на напрузі 10 кВ $t = 6,649$ грн/кВт*год.

Вхідна РП складає $Q'_{вх} = 730$ квар.

Час протягом, якого підприємством використовується максимальне навантаження складає $T_m = 4000$ год/рік. Підприємство працює у дві робочі зміни.

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

Таблиця 1.1 – Найменування та потужність об'єктів проектування

№	Назва	Р, кВт	Площа	X	У
1	Заводоуправління	30	1827	382	17
2	Склад	25	1224	370	59
3	Ковальський цех	170	1530	370	108
4	Енергомеханічний відділ	75	4680	361	245
5	Ідальня	30	2601	399	321
6	Компресорна	360	1764	345	312
7	Цех точного литва	81	3150	343	453
8	Модельний цех	45	2340	338	567
9	Механічний цех	1200	8820	228	537
10	Відкритий склад металу	11	3078	169	367
11	Механоскладальний цех	550	9936	232	378
12	Хімічний склад	10	756	137	259
13	Гарний цех	16	540	80	178
14	Транспортний цех	45	2304	29	197
15	Гараж	13	882	50	130
16	Ремонтно-монтажний	88	972	43	65
17	Склад	12	1260	147	69
18	Парова котельня	120	1134	123	124
19	Склад готової продукції	18	1134	161	144
20	Цех метал.конструкцій	120	10206	218	91
21	Цех нової техніки	140	2511	292	126

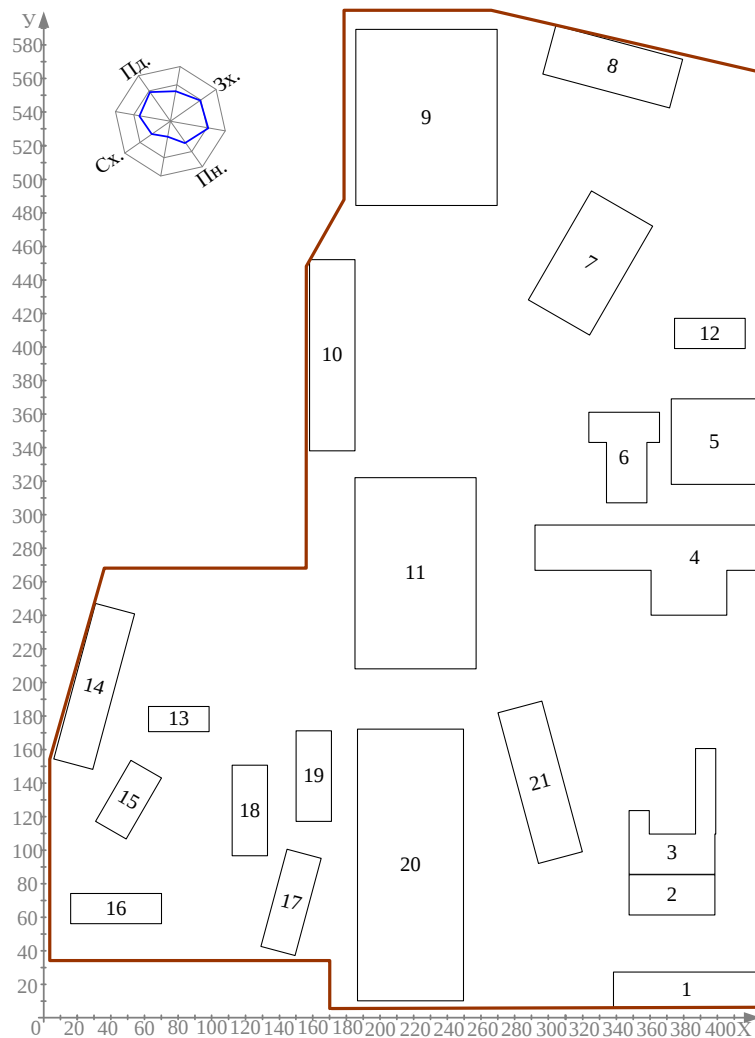


Рисунок 1.1 – Генплан підприємства

1.2 Розрахунок електричних навантажень підприємства

В даному розділі роботи виконується поетапний розрахунок, електричних навантажень підприємства [3], за допомогою формул наведених в таблиці 1.2. Результати проведених розрахунків відповідно даним формулам занесені в табличну форму, яка розрахована в Excel та представлена на рисунку 1.2.

Таблиця 1.2 – Формули для розрахунку навантажень підприємства

Назва параметра	Формула	Заводоуправління (№1 на генплані)
Коефіцієнт реактивної потужності	$\text{tg}(\varphi) = \text{tg}(\arg \cos(\varphi))$	$\text{tg}(\varphi) = \text{tg}(\arg \cos(0,8)) = 0,75$
Розрахункова активна потужність освітлення, кВт	$P_{po} = F \cdot k_{по} \cdot k_{пра} \cdot P_{пито}$	$P_{po} = 1827 \cdot 0,85 \cdot 1,2 \cdot 0,016 = 29,82$
Розрахункова реактивна потужність освітлення, квар	$Q_{po} = P_{po} \cdot \text{tg}(\varphi)$	$Q_{po} = 29,82 \cdot \text{tg}(0,43) = 12,82$

Середня активна потужність, кВт	$P_c = k_B \cdot P_H + P_{po}$	$P_c = 0,55 \cdot 30 + 29,82 = 46,32$
Середня реактивна потужність, квар	$Q_c = k_B \cdot P_H \cdot \operatorname{tg}(\varphi) + Q_{po}$	$Q_c = 0,55 \cdot 30 \cdot 0,75 + 12,82 = 25,2$
Середня повна потужність, кВА	$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}$	$S_c = \sqrt{46,32^2 + 25,2^2} = 52,73$
Розрахункова активна потужність, кВт	$P_p = k_{\Pi} \cdot P_H + P_{po}$	$P_p = 0,6 \cdot 30 + 29,82 = 47,82$
Розрахункова реактивна потужність, квар	$Q_p = k_{\Pi} \cdot P_H \cdot \operatorname{tg}(\varphi) + Q_{po}$	$Q_p = 0,6 \cdot 30 \cdot 0,75 + 12,82 = 26,32$
Розрахункова повна потужність, кВА	$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	$S_p = \sqrt{47,82^2 + 26,32^2} = 54,58$
Розрахунковий струм, А	$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}$	$I_p = \frac{54,58}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 82,9$
Питома густина навантажень, кВА/м ²	$\rho = \frac{S_p}{F}$	$\rho = \frac{54,58}{1827} = 0,03$
Сумарна середня активна потужність, кВт	$P_{c\Sigma} = \sum_1^N P_c$	$P_{c\Sigma} = 2295,92$
Сумарна середня реактивна потужність, квар	$Q_{c\Sigma} = \sum_1^N Q_c$	$Q_{c\Sigma} = 1610,67$
Сумарна середня повна потужність, кВА	$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2}$	$S_{c\Sigma} = \sqrt{2295,92^2 + 1610,67^2} = 2804,55$
Сумарна розрахункова активна потужність освітлення, кВт	$P_{po\Sigma} = \sum_1^N P_{po}$	$P_{po\Sigma} = 912,44$
Сумарна розрахункова реактивна потужність освітлення, квар	$Q_{po\Sigma} = \sum_1^N Q_{po}$	$Q_{po\Sigma} = 392,35$
Сумарна розрахункова активна потужність, кВт	$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N k_{\Pi} \cdot P_H + P_{po\Sigma}$	$P_{p\Sigma} = 2369,65$
Сумарна розрахункова реактивна потужність, квар	$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N P_H \cdot K_{\Pi} \cdot \operatorname{tg} + Q_{po\Sigma}$	$Q_{p\Sigma} = 1666,9$
Сумарна розрахункова повна потужність, кВА	$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}$	$S_{p\Sigma} = \sqrt{2369,65^2 + 1666,9^2} = 2897,2$
Сумарна питома густина навантажень, кВА/м ²	$\rho_{\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{F_{\Sigma}}$	$\rho_{\Sigma} = \frac{2897,2}{62649} = 0,05$

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

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
1																						
2	№	Цех	Рн, кВт	cos	tg	Кл	Кв	Площа, м ²	Кл0	Рштг, Вт/м ²	Кпра	tg0	Qm0, квар	Рр0, кВт	Рс, кВт	Qс, квар	Sc, кВА	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Ip, А	Ко=
3	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
4	1	Заводуправління	30	0,8	0,75	0,6	0,55	1827	0,85	0,016	1,2	0,43	12,82	29,82	46,32	25,20	52,73	47,82	26,32	54,58	82,93	0,03
5	2	Склад	25	0,8	0,75	0,8	0,76	1224	0,6	0,012	1,1	0,43	4,17	9,69	28,69	18,42	34,10	29,69	19,17	35,34	53,70	0,03
6	3	Ковальський цех	170	0,8	0,75	0,4	0,36	1530	0,85	0,012	1,2	0,43	8,05	18,73	79,93	53,95	96,43	86,73	59,05	104,92	159,41	0,07
7	4	Енергомеханічний відділ	75	0,76	0,86	0,8	0,74	4680	0,85	0,014	1,2	0,43	28,74	66,83	122,33	76,20	144,12	126,83	80,05	149,98	227,87	0,03
8	5	Ідальня	30	0,9	0,48	0,5	0,44	2601	0,85	0,012	1,2	0,43	13,69	31,84	45,04	20,08	49,31	46,84	20,95	51,31	77,96	0,02
9	6	Компресорна	360	0,8	0,75	0,7	0,66	1764	1	0,017	1,2	0,43	15,47	35,99	273,59	193,67	335,20	287,99	204,47	353,19	536,62	0,20
10	7	Цех точного литва	81	0,5	1,73	0,6	0,65	3150	0,85	0,016	1,2	0,43	22,11	51,41	104,06	113,30	153,83	100,01	106,28	145,94	221,73	0,05
11	8	Моделльний цех	45	0,7	1,02	0,4	0,35	2340	0,85	0,015	1,2	0,43	15,39	35,80	51,55	31,46	60,39	53,80	33,76	63,52	96,50	0,03
12	9	Механічний цех	1200	0,8	0,75	0,4	0,34	8820	0,85	0,015	1,2	0,43	58,03	134,95	542,95	364,03	653,69	614,95	418,03	743,58	1129,75	0,08
13	10	Відкритий склад металу	11	0,8	0,75	0,4	0,35	3078	0,6	0,012	1,1	0,43	10,48	24,38	28,23	13,37	31,23	28,78	13,78	31,91	48,48	0,01
14	11	Механоскладальний цех	550	0,6	1,33	0,4	0,36	9936	0,85	0,015	1,2	0,43	65,37	152,02	350,02	329,37	480,62	372,02	358,70	516,79	785,17	0,05
15	12	Хімічний склад	10	0,8	0,75	0,4	0,37	756	0,6	0,012	1,1	0,43	2,57	5,99	9,69	5,35	11,07	9,99	5,57	11,44	17,38	0,02
16	13	Тарний цех	16	0,9	0,48	0,4	0,35	540	0,85	0,017	1,2	0,43	4,03	9,36	14,96	6,74	16,41	15,76	7,13	17,30	26,28	0,03
17	14	Транспортний цех	45	0,76	0,86	0,5	0,45	2304	0,85	0,016	1,2	0,43	16,17	37,60	57,85	33,49	66,84	60,10	35,41	69,76	105,98	0,03
18	15	Гаряж	13	0,8	0,75	0,6	0,56	882	0,85	0,012	1,2	0,43	4,64	10,80	18,08	10,10	20,71	18,60	10,49	21,35	32,44	0,02
19	16	Ремонтно-монтажний	88	0,7	1,02	0,6	0,55	972	0,85	0,015	1,2	0,43	6,39	14,87	63,27	55,77	84,34	67,67	60,26	90,61	137,67	0,09
20	17	Склад	12	0,8	0,75	0,8	0,74	1260	0,6	0,012	1,1	0,43	4,29	9,98	18,86	10,95	21,81	19,58	11,49	22,70	34,49	0,02
21	18	Парова котельня	120	0,85	0,62	0,6	0,55	1134	1	0,015	1,2	0,43	8,78	20,41	86,41	49,68	99,68	92,41	53,40	106,73	162,16	0,09
22	19	Склад готової продукції	18	0,9	0,48	0,6	0,54	1134	0,6	0,011	1,1	0,43	3,54	8,23	17,95	8,25	19,76	19,03	8,77	20,96	31,84	0,02
23	20	Цех метал констр-й	120	0,7	1,02	0,5	0,45	10206	0,9	0,015	1,2	0,43	71,09	165,34	219,34	126,19	253,04	225,34	132,31	261,31	397,02	0,03
24	21	Цех нової техніки	140	0,85	0,62	0,6	0,56	2511	0,85	0,015	1,2	0,43	16,52	38,42	116,82	65,11	133,74	122,42	68,58	140,32	213,19	0,06
25		Всього по підприємству	3159					62649					392,35	912,44	2295,92	1610,67	2804,55	2369,65	1666,90	2897,20	4401,85	0,05

Рисунок 1.2 - Розрахунок навантаження підприємства

1.3 Розрахунок та вибір оптимальних параметрів напруги живлення СЕП підприємства

Визначення класу напруги живлення з стандартного ряду напруг необхідно віднести до техніко-економічних задач, яка вирішується на першому етапі проектування одночасно з вибором реалізації схеми живлення на основі техніко-економічного порівняння можливих декількох варіантів реалізації проекту. Рішенням даної задачі буде проект схеми живлення з оптимальнішими параметрами відносно інших можливих варіантів [4].

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

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

Дана формула використовується для підприємств параметри, якого нележать наступним обмеженням, а саме відстань до живлячої підстанції не більше $L \leq 250$ км, а розрахункове активне навантаження не більше $P_p \leq 60$ МВт [4].

Оптимальне значення напруги живлення для даного підприємства:

$$U_{ек} = 4,34\sqrt{2,8 + 16 \cdot 2,369} = 27,7 \text{ (кВ)}.$$

Для подальшого техніко-економічного порівняння можливих варіантів СЕП прийнято два варіанти відповідно до стандарту напруги $10 \text{ кВ} < 27,7 < 35 \text{ кВ}$. Щоб вибрати найкращий варіант, необхідно врахувати витрати, пов'язані з капітальними вкладеннями, технічним обслуговуванням, втратами та додатковими витратами відповідно варіанту.

1.4 Техніко-економічне порівняння класів напруги живлення

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

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

$$I_{p35} = \frac{2897,2 / 2}{\sqrt{3} \cdot 35} = 24,7 \text{ (A)},$$

$$I_{p10} = \frac{2897,2 / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 86,5 \text{ (A)}.$$

Для КЛ на напрузі 10 кВ доцільно приймаємо кабель з ізоляцією ЗШП типу АПвЭгаПу-10 3×95 [6], допустимий струм при прокладанні у землі $203 \text{ A} > 86,5 \text{ A}$.

А для КЛ 35 кВ приймаємо кабель з ізоляцією ЗШП типу АПвЭгаПу-35 3х50 так, як даний переріз являється мінімальним для даного класу напруги, допустимий струм складає $140 \text{ A} > 24,7 \text{ A}$.

Розрахунок капітальних вкладень представлено у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Розрахунок капітальних вкладень для обох варіантів

Перелік елементів схем	Вартість	10 кВ		35 кВ	
		Кількість	Вартість	Кількість	Вартість
Лінії електропередавання, км	тис.грн. за 1 км КЛ	км	тис.грн.	км	тис.грн.
КЛ 10 кВ АПвЭгаПу 3×95	556,00	3,6	2001,60		
КЛ 35 кВ АПвЭгаПу 3×50	592,20			3,6	2131,91
ВСЬОГО по лініях			2001,60		2131,91
Підстанції	тис.грн. за одиницю ПС.	штук	тис.грн.	штук	тис.грн.
Спорудження 2хЦТП 35 кВ 2×1000	1177,54			2	2355,08
Розширення РП-10 кВ	12,7	2	25,4		
Спорудження РП-10 кВ	86,4	1	86,4		
ВСЬОГО по ПС			111,8		2355,08
ВСЬОГО			2113,40		4486,99

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

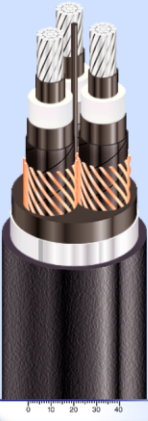
$$\Delta W_a = \Delta P_m \cdot \tau = 3 I_m^2 R_e \cdot 10^{-3} \cdot \tau \text{ (кВт} \cdot \text{год/рік)}. \quad (1.3)$$

Тоді величина втрат в лінях живлення відносно класу напруги становитиме:

$$C_{\Delta W10} = 2 \cdot 3 \cdot 86,47^2 \cdot 0,32 \cdot 1,8 \cdot 10^{-6} \cdot 2405,3 \cdot 6,649 = 413,29 \text{ (тис.грн./рік)},$$

$$C_{\Delta W35} = 2 \cdot 3 \cdot 24,71^2 \cdot 0,641 \cdot 1,8 \cdot 10^{-6} \cdot 2405,3 \cdot 5,195 = 120,27 \text{ (тис.грн./рік)}.$$

На рисунку 1.3 представлено зовнішній вигляд та опис конструкції попередньо обраних кабелів.

	АПвЭгаПу-10 3х95 ТУ У 31.3-00214534-017-2003 Кабелі силові з алюмінієвими СПЖ, ізоляцією зі зшитого поліетилену, поздовжньою та поперечною герметизацією екрану та посиленою зовнішньою оболонкою з поліетилену		
	ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
	Номинальна напруга	кВ	10
	Максимальна напруга	кВ	12
	Число та номінальний перетин струмопровідних жил	мм ²	3 х 95
	Товщина ізоляції	мм	3,4
	Мінімальний перетин екрану	мм ²	16
	Допустимий струм короткого замикання по екрану мінімального перетину	кА	3,3
	Максимально допустимий струм короткого замикання по струмопровідній жилі	кА	8,9
	Тривало допустимі струмові навантаження *		
	• при прокладанні у повітрі	А	236
	• при прокладанні в ґрунті	А	203
	Рівень часткових розрядів при номінальній напрузі, не більше	рС	6
	Максимально допустима температура жили		
	• тривало	° C	+90
	• в аварійному режимі	° C	+130
	• при короткому замиканні	° C	+250
	Діапазон робочих температур	° C	-60 ... +50

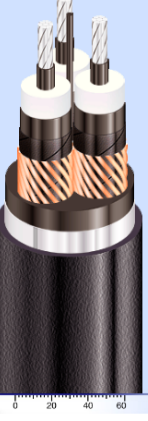
	АПвЭгаПу-35 3х50 ТУ У 31.3-00214534-017-2003 Кабелі силові з алюмінієвими СПЖ, ізоляцією зі зшитого поліетилену, поздовжньою та поперечною герметизацією екрану та посиленою зовнішньою оболонкою з поліетилену		
	ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
	Номинальна напруга	кВ	35
	Максимальна напруга	кВ	42
	Число та номінальний перетин струмопровідних жил	мм ²	3 х 50
	Товщина ізоляції	мм	8,6
	Мінімальний перетин екрану	мм ²	16
	Допустимий струм короткого замикання по екрану мінімального перетину	кА	3,3
	Максимально допустимий струм короткого замикання по струмопровідній жилі	кА	4,7
	Тривало допустимі струмові навантаження *		
	• при прокладанні у повітрі	А	158
	• при прокладанні в ґрунті	А	140
	Рівень часткових розрядів при номінальній напрузі, не більше	рС	6
	Максимально допустима температура жили		
	• тривало	° C	+90
	• в аварійному режимі	° C	+130
	• при короткому замиканні	° C	+250
	Діапазон робочих температур	° C	-60 ... +50
	Мінімальний радіус вигину при прокладанні	мм	1200
	Розрахунковий зовнішній діаметр кабелю (довідково)**	мм	75
	Маса (орієнтовно)	кг/км	5200

Рисунок 1.3 – Конструкція і характеристики попередньо обраних кабелів

Для подальшого розрахунку необхідно визначити річні витрати відповідно варіанту класу напруги. Дані витрати враховують амортизаційні відрахування, оплату на роботу технічному персоналу а також вартість втрат електричної енергії. Результат розрахунку реалізовано у вигляді таблиці 1.5. Для розрахунку доцільно врахувати різницю в оплаті оскільки один із варіантів належить до І класу оплати 10 кВ, а інший варіант до ІІ класу 35 кВ оплати за електроенергію.

Таблиця 1.4 – Витрати протягом року обох варіантів

Перелік поточних витрат	Варіанти	
	10 кВ	35 кВ
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, в тому числі:		
КЛ – 35 кВ, 1,2% від К		25,58
КЛ 10 кВ, 3,8% від К	48,04	
ПС 35 кВ, 2,4% від К		56,52
ПС 10 кВ, 4,3% від К	90,88	
Всього щорічні витрати на обслуговування, ВО тис.грн.	138,91	82,10
Амортизація, в тому числі:		

КЛ – 35 кВ, 2% від К		42,64
КЛ 10 кВ, 3% від К	40,03	
ПС 35 кВ, 3,6% від К		161,53
ПС 10 кВ, 3,6% від К	76,08	
Всього щорічні витрати на амортизацію, Ва тис.грн.	116,11	204,17
Тариф на ЕЕ, грн./кВт*год	6,649	5,195
Вартість втрат електроенергії в ЛЕП, ВΔW тис.грн.	413,29	120,27
ВСЬОГО щорічні витрати (В) тис.грн.	668,32	406,55

Загальні зведені річні витрати розраховуються за наступним співвідношенням:

$$З = E_n \cdot K + B; \quad (1.4)$$

де E_n – коефіцієнт, що враховує ефективність капітальних вкладень для відповідної області ($E_n = 0,1$ [5]); K – капітальні вкладення в СЕП (дане значення розраховане у таблиці 1.4); B – щорічні витрати на експлуатацію спроектованої СЕП (дане значення розраховане у таблиці 1.5).

Враховуємо різницю на оплату спожитої активної [5] ($6,649 - 5,195 = 1,454$ грн./кВт*год.) тоді загальна переплата за спожиту електроенергію буде $1,454 \cdot 2369,65 \cdot 4000 = 14179,699$ тис.грн., при цьому зведені річні витрати будуть набувати наступних величин:

$$З_{10} = 0,1 \cdot 2113,4 + 668,32 + 14179,699 = 15059,36 \text{ (тис.грн.)},$$

$$З_{110} = 0,1 \cdot 4486,99 + 406,55 = 855,25 \text{ (тис.грн.)},$$

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

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{B_1 - B_2} = \frac{4486,99 - 2113,4}{(668,32 + 14179,699) - 406,55} = 0,83 \text{ (років)}. \quad (1.5)$$

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

Порівняння двох варіантів показує, що більш вигідним є варіант, при якому зовнішня лінія живлення спроектована на напругу 35 кВ. Проте слід врахувати, що це підприємство є досить потужним і підстанція 35 кВ, від якої можна було б заживити це підприємство, не зможе задовольнити потреби підприємства у необхідному обсязі навантаження. У той самий час поруч із цим підприємством діє підстанція напругою 10 кВ, від якої можна забезпечити потреби підприємства відповідно величині споживаного навантаження, тому приймаємо остаточне проектне рішення про постачання підприємства електроенергією на напрузі 10 кВ.

1.5 Проектування трансформаторних підстанцій

Густина питомого навантаження на 1 м² площі цеху [9]:

$$S_{\text{пит}} = \frac{S_{\Sigma}}{F_{\Sigma}}; \quad (1.1)$$

Повна розрахункова потужність всіх цехів підприємства:

$$S_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n S_{Pi} = 2897,2 \text{ (кВА)}.$$

Сумарна площа всіх цехів підприємства:

$$F_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n F_i = 62649 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Значення питомої густини навантаження підприємства на 1 м² площі цехів:

$$S_{\text{пит}} = \frac{S_{\Sigma}}{F_{\Sigma}} = \frac{2897,2}{62649} = 0,05 \text{ (кВ} \cdot \text{А/м}^2\text{)}.$$

Даній густині відповідають двотрансформаторні підстанції з потужністю апаратів $S_{\text{ном.т.}} = 630$ чи 1000 кВА. Порівняємо між собою два варіанти:

1. При $S_{\text{ном.т.}} = 630$ кВА число ТП:

$$N_{\text{ек}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{ек}} \cdot k_3} = \frac{2897,2}{2 \cdot 630 \cdot (0,8 \div 0,85)} = 2,77 \div 2,94 \text{ (шт.)},$$

2. При $S_{\text{ном.т.}} = 1000$ кВА число ТП:

$$N_{\text{ек}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{ек}} \cdot k_3} = \frac{2897,2}{2 \cdot 1000 \cdot (0,8 \div 0,85)} = 1,74 \div 1,85 \text{ (шт.)}.$$

Розрахунок показав що необхідно використати три трансформаторних підстанцій 630 кВА, або дві 1000 кВА [8].

Дані про навантаження трансформаторів обох варіантів в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Можливий розподіл цехів між трансформаторами

Варіант 1				Варіант 2			
Цех	$S_{\text{м}}, \text{кВА}$	630 кВА		Цех	$S_{\text{м}}, \text{кВА}$	1000 кВА	
		N, шт	k_3			N, шт	k_3
5,6,7,8,9,10	1009,2	2	0,8	4-10,12	1433,37	2	0,75
1,2,3,4,6,12,20,21	1040,28	2	0,83	1-3,11,13-21	1371,21	2	0,74
11,13,14,15,16,17,18,19	1038,08	2	0,82				

1.6 Техніко-економічне порівняння спорудженої системи електропостачання підприємства

Параметри трансформаторів подано в таблиця 1.6 [8].

Таблиця 1.6 – Параметри трансформаторів

$S_{\text{н.тр}}, \text{кВА}$	$U_{\text{н.т}}, \text{кВ}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}\%$	$U_{\text{к}}\%$
630	10	1,5	8	2,5	5,5
1000	10	2,1	10,5	1,4	6

Однолінійна схема електропостачання ПАТ «МПМБЗ» є радіальною на напрузі 10 кВ. Проводимо техніко-економічне порівняння варіантів спорудження підстанцій потужністю 630 кВА і 1000 кВА за допомогою методу річних витрат (рисунок 1.4).

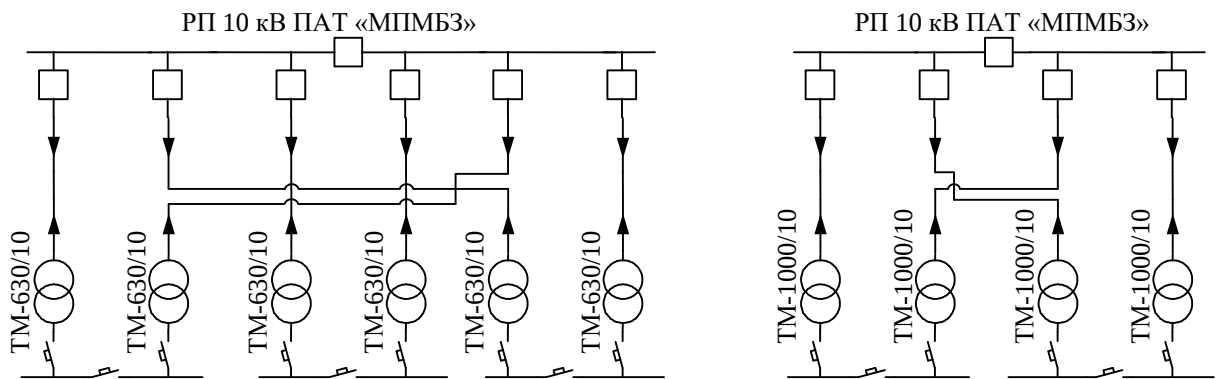


Рисунок 1.4 – Два схем реалізації внутрішньозаводського електропостачання

Кращий варіант задіяних ТП буде з меншими приведеними затратами:

$$B_{\text{пр}} = (E_n + E_a)K + m\Delta P + 3_{\text{пер}}; \quad (2.47)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт (0,1);

E_a – амортизація ($E_a = 0,063$ [5]);

K – капітальні вкладення в ТП, грн;

Втрати потужності в трансформаторах розраховуємо за формулою [5,7]:

$$\Delta P_{\text{тр}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_M}{S_{\text{ном.т.}}} \right)^2; \quad (2.48)$$

Вартість річних втрат потужності розраховуємо за допомогою діючого тарифу:

$$m = t \cdot \tau; \quad (2.49)$$

Вартість річних витрат активної потужності в трансформаторах буде складати:

$$m = 6,649 \cdot \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 15971,1 \text{ (грн/рік)}.$$

Втрати потужності при потужності трансформаторів 630 кВА:

$$\Delta P_{630} = 6 \cdot 1,5 + \frac{1}{6} \cdot 8 \cdot \left(\frac{2897,2}{630} \right)^2 = 38,49 \text{ (кВт)};$$

Втрати потужності при потужності трансформаторів 1000 кВА:

$$\Delta P_{1000} = 4 \cdot 2,1 + \frac{1}{4} \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{2897,2}{1000} \right)^2 = 31,447 \text{ (кВт)}.$$

Капітальні втрати в спорудження двотрансформаторних ТП [3]:

$$K_{630} = 838000 \text{ (грн)};$$

$$K_{1000} = 1142000 \text{ (грн)}.$$

Остаточню розраховуємо, який із запропонованих варіантів буде вигіднішим при використанні трансформаторів потужністю 630 чи 1000 кВА:

$$B_{\text{пр}630} = 3 \cdot (0,1 + 0,063) \cdot 838000 + 15971,1 \cdot 38,49 = 630565,839 \text{ (грн)};$$

$$B_{\text{пр}1000} = 2 \cdot (0,1 + 0,063) \cdot 1142000 + 15971,1 \cdot 31,447 = 516632,382 \text{ (грн)}.$$

Термін протягом якого буде отримана окупність додаткових капіталовкладень в елементи СЕП буде рівний:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_2 - K_1}{B_1 - B_2} = \frac{1142000 - 838000}{15971,1(38,49 - 31,447)} = 2,7 \text{ (років)}.$$

Розрахунки показують що доцільно обрати варіант спорудження СЕП з двома двотрансформаторними підстанціями потужністю 2x1000 кВА так як даний варіант є більш економічніший.

Критерії якості електропостачання визначається дотриманням відповідних значень напруги і частоти мережі та обмеженням гармонійних складових струму та напруги, і асиметрії амплітуди та зсуву по фазі напруги в мережі [9].

При проектуванні трансформаторних підстанції (ТП) для електропостачання споживачів необхідно керуватися наступними вимогами [3]:

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

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

Враховуючи розміщення найбільш потужних споживачів підприємства, розподіляємо навантаження цехів між ТП таким чином, щоб мінімізувати перетоки потужності, а результат такого розподілу зображено на рисунку 1.5.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахунков а активна потужність Рр, кВт	Розрахункова реактивна потужність Qр, кВАр	Повна розрахункова потужність Sp, кВА	Середня активна потужність Рс, кВт	Середня реактивна потужність Qс, кВАр	Повна середня потужність Sc, кВА
1									
2	ТП1	4	Енергомеханічний відділ	126,830	80,047	149,978	122,330	76,199	144,121
3		5	Ідальня	46,836	20,954	51,310	45,036	20,083	49,311
4		6	Компресорна	287,986	204,474	353,193	273,586	193,674	335,199
5		7	Цех точного литва	100,008	106,283	145,937	104,058	113,298	153,833
6		8	Модельний цех	53,802	33,759	63,516	51,552	31,463	60,395
7		9	Механічний цех	614,946	418,027	743,576	542,946	364,027	653,686
8		10	Відкритий склад металу	28,778	13,782	31,908	28,228	13,370	31,234
9		12	Хімічний склад	9,988	5,575	11,438	9,688	5,350	11,066
10			Всього по ТП1	1269,174	882,901	1546,064	1177,424	817,462	1433,377
11	ТП2	1	Заводоуправління	47,817	26,321	54,582	46,317	25,196	52,726
12		2	Склад	29,694	19,168	35,344	28,694	18,418	34,097
13		3	Ковальський цех	86,727	59,053	104,923	79,927	53,953	96,433
14		11	Механоскладальний цех	372,021	358,702	516,785	350,021	329,369	480,623
15		13	Тарний цех	15,764	7,126	17,299	14,964	6,739	16,411
16		14	Транспортний цех	60,101	35,410	69,757	57,851	33,486	66,844
17		15	Гараж	18,596	10,492	21,351	18,076	10,102	20,707
18		16	Ремонтно-монтажний	67,672	60,262	90,614	63,272	55,773	84,344
19		17	Склад	19,579	11,491	22,702	18,859	10,951	21,808
20		18	Парова котельня	92,412	53,399	106,731	86,412	49,680	99,675
21		19	Склад готової продукції	19,033	8,771	20,957	17,953	8,248	19,757
22		20	Цех метал.конструк-й	225,337	132,307	261,308	219,337	126,186	253,045
23		21	Цех нової техніки	122,418	68,578	140,318	116,818	65,108	133,737
24			Всього по ТП2	1177,170	851,080	1452,607	1118,500	793,208	1371,212

Рисунок 1.5 – Розподіл споживачів підприємства між ЦТП

Відповідно до наступних даних, здійснюється автоматизований вибір потужності трансформаторів:

- 1) ефективність капіталовкладень $E_c=0,1$;
 - 2) амортизаційні відрахування $E_a=0,066$;
 - 3) коефіцієнт навантаження в нормальному режимі:
- річна температура приймається $\theta=10,7^\circ\text{C}$;

- ефективна температура приймається: $\theta_e = \theta + \Delta\theta = 10,7 + 6 = 16,7^\circ\text{C}$;

- коефіцієнт навантаження: $k_n = 1$.

4) коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі роботи.

Температура навколишнього середовища максимального значення для даної області $\approx 30^\circ\text{C}$;

Коефіцієнт який враховує навантаження під час післяаварійного $k_{па} = 1,3$.

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

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) [3], 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 [3] якщо підстанція оснащена трансформатором того ж типу і тієї ж потужності.

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

Використовуючи сучасні методи для визначення оптимальних параметрів СЕП на етапі її проектування, а також використання сучасного високоекономічного обладнання дає змогу отримати проект СЕП який буде задовольняти усім технічним вимогам та технологічним процесам підприємства, а також бути оптимальним варіантом із можливих за критеріями економічності, надійності та якості електроспоживання. Основними задачами в такому проектуванні є вибір оптимальної напруги зовнішнього живлення, засобів КРП, захисних апаратів, ліній живлення та релейного захисту [2,9].

Автоматизований вибір найбільш економічно вигідної потужності цехової ТП згідно математичної моделі, яка наводиться в таблиці 1.7 представлено на рисунку 1.6. Таблична форма також показує область допустимих значень напруг.

Таблиця 1.7 Формули для реалізації математичної моделі

Назва параметра	Формула
Річні приведені затрати в ТП, грн	$3(S_T) = B_{ТП}(S_{ТП}) + B_B(S_{ТП});$ $3(S_T) = (E_a + E_e) \cdot k_{ТП}(S_T, k_T) + [\Delta P_{XX}(S_T) + \Delta P_{КЗ}(S_T) \cdot k_3^2] \cdot k_T \cdot B_0$
Вартість річних втрат електроенергії, грн	$B_B(S_T) = [\Delta P_{XX}(S_T) + \Delta P_{КЗ}(S_T) \cdot k_3^2] \cdot k_T \cdot B_0$
Річна приведена вартість капіталовкладень, грн	$B_{ТП}(S_{ТП}) = (E_a + E_e) \cdot k_{ТП}(S_T, k_T)$
Обмеження, які накладаються на керовану змінну	$S_T \cdot k_T \cdot k_n \geq S_{ТП};$ $k_T > 1 \Rightarrow S_T \cdot k_{па} \geq S_{ТП} \cdot k_{ппа}$
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	$\Delta Q_{тр} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2$

	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=	1546,064				
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	1433,377				
5	Кількість трансформаторів										kt=	2				
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1				
7	Дані післяаварійного режиму															
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										kpa=	1,3				
9	Доля навантаження в п.а. режимі										kппа=	0,8				
10	Економічні характеристики															
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo=	15992,75				
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	dPнс, кВт	dP, кВт	Vв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2	
16		63	1,28	0,24	209,28	28,46208	385,4375	0,48	385,9175	6171,88	---		---	---	---	
17		100	1,97	0,33	259,42	35,28112	235,446	0,66	236,106	3775,983	---		---	---	---	
18		160	3,1	0,51	297,134	40,41022	144,7261	1,02	145,7461	2330,88	---		---	---	---	
19		250	4,2	0,74	376,159	51,15762	80,31457	1,48	81,79457	1308,12	---		---	---	---	
20		400	5,9	0,95	496,386	67,5085	44,07143	1,9	45,97143	735,2093	---		---	---	---	
21		630	8,5	1,31	636,887	86,61663	25,59546	2,62	28,21546	451,2426	---		---	---	---	
22	V	1000	10,5	2,1	936,3536	127,3441	12,54915	4,2	16,74915	267,8649	395,209	V	+	+	+	
23		1600	18	2,8	1377,542	187,3457	8,40345	5,6	14,00345	223,9536	411,2993		+	+	+	
24		2500	23,5	3,85	1493,518	203,1184	4,493792	7,7	12,19379	195,0122	398,1306		+	+	+	
25										Zмін=	395,209					
26										St*=	1000					
										Опт. Пот. Трансформатора						

Рисунок 1.6 – Вибір потужності ТП1

Результатом автоматизованого вибору виявилось проектне рішення по застосуванню для ЦТП 1,2 комплектних ТП з трансформаторами 2х1000 кВА [8].

1.7 Визначення оптимального перерізу лінії живлення

СЕП даного підприємства отримує живлення від п/ст 110/10, яка знаходиться на відстані 1,8 км від підприємства. На території підприємстві встановлюємо ЦРП 10 кВ з двома секціями розподільних шин.

Для живлення ПАТ «МПМБЗ» обрано кабелі типу АПвЭгаПу-10 прокладені в траншеї.

Для живлення ЦРП вибираємо кабель АПвЭгаПу-10 перерізом $3 \times 95 \text{ мм}^2$ з $I_{\text{доп}} = 119 \text{ А}$ [6].

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

Виконуємо перевірку допустимого струму ліній живлення ЦРП:

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

де k_1 - коефіцієнт, що характеризує температуру навколишнього середовища;

k_2 - коефіцієнт, що характеризує глибину прокладення кабелів в землі;

k_3 - коефіцієнт, що характеризує питомий термічний опір ґрунту;

k_4 - коефіцієнт враховує кількість паралельно прокладених кабелів в землі;

k_5 - коефіцієнт враховує кількість паралельно прокладених кабелів в повітрі;

k_6 - коефіцієнт, що характеризує вплив перерізу екрана.

$$86,5 \cdot 2 = 173 \text{ (А)} \leq 1,0 \cdot 0,95 \cdot 1,16 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,99 \cdot 203 = 177,2 \text{ (А)}.$$

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

1.8 Вибір високовольтних вимикачів та роз'єднувачів

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

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

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

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

I_{max} для нормального та післяаварійного режиму роботи:

а) ТП1:

$$I_p = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1546,06}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 44,6 \text{ (A)},$$

$$I_{\text{па}} = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1546,06}{\sqrt{3} \cdot 10} = 89,2 \text{ (A)},$$

а) ТП2:

$$I_p = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1452,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 42 \text{ (A)},$$

$$I_{\text{па}} = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1452,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 84 \text{ (A)},$$

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

Отже доцільно для ліній на стороні 10 кВ вибрати вакуумні вимикачі ВРС-10 [11]. Номінальний струм даних силових вимикачів $I_{\text{ном.в}} = 630 \text{ A} > I_{\text{м.ав}}$ для всіх приєднань до ЦРП. Усі обрані електричні апарати на напрузі 10 кВ представлені у таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 Вибір високовольтного обладнання СЕП

Лінія	I_p , А	$I_{\text{па}}$, А	Вимикач	$I_{\text{ном}}$, А	Провідник	S , мм ²	$I_{\text{доп}}$, А
С-ЦРП	86,5	173	ВРС-10-20/630 УЗ	630	АПвЭгаПу	3×95	203
ЦРП-ТП-1	44,6	89,2	ВРС-10-10/400 УЗ	400	АПвЭгаПу	3×35	129
ЦРП-ТП-2	42	84	ВРС-10-10/400 УЗ	400	АПвЭгаПу	3×35	129

1.9 Перевірка вибраного електрообладнання 10 кВ

З метою перевірки раніше обраних силових вимикачів та ліній живлення необхідно здійснити розрахунок струмів КЗ [12]. Розрахункова схема представлена на рисунку 1.7.

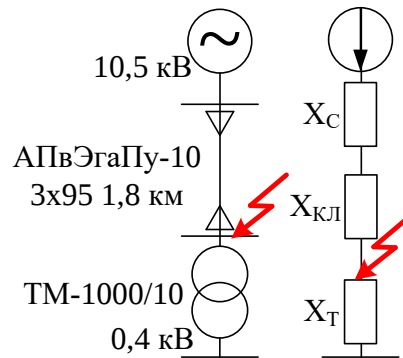


Рисунок 1.7 – Схеми живлення підприємства для розрахунку струмів КЗ

Даний розрахунок проводиться для найбільш загрозливих умов які виникають під час трьохфазного короткого замикання [12]. Величина струму трьохфазного КЗ має найбільшу амплітуду та складається з періодичної та аперіодичної складової.

Формули та результати даного розрахунку представлені в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 – Формули для розрахунку струмів трьохфазного КЗ в точці К

Назва параметра	Формула	Розрахунок
Опір системи, Ом	$X_c = \frac{U_{с.н.}}{\sqrt{3} \cdot I_K}$	$X_c = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 34944} = 0,173$
Опір лінії живлення, Ом	$X_{л} = X_0 I \left(\frac{U_{с.н.}}{U_{с.н.л}} \right)^2$	$X_{л} = 0,32 \cdot 1,8 \cdot \left(\frac{10,5}{10} \right)^2 = 0,635$
Сумарний опір від системи до точки К, Ом	$X_{\Sigma} = X_c + X_{л}$	$X_{\Sigma} = 0,173 + 0,635 = 0,809$
Періодична складова струму трифазного КЗ в початковий момент часу, кА	$I_{п0} = \frac{U_{с.н.}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}$	$I_{п0} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,809} = 7,5$
Постійна часу затухання аперіодичної складової струму, с	$T_{ac} = \frac{X_{\Sigma}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_{\Sigma}}$	$T_{ac} = \frac{5}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,5} = 0,032$
Час вимкнення КЗ, с	$t_{вим} = t_{рз. min} + t_{в.в.}$	$t_{вим} = 0,5 + 0,1 = 0,6$
Аперіодична складова струму КЗ	$i_{ат.с} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{\frac{-t_{вим}}{T_{ac}}}$	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,032}} = 1,63$

Ударний струм КЗ, кА	$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot \left(1 + e^{\frac{-\tau}{T_{ас}}} \right)$	$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,032}} \right) = 18,2$
Тепловий імпульс, $кА^2 \cdot с$	$B_k = I_{ПО}^2 \cdot (t_{від} + T_{ас})$	$B_k = 7,5^2 \cdot (0,6 + 0,032) = 35,4$

Здійснюємо ряд перевірок обраних силових вимикачі типу ВРС-10 на можливість працювати в аварійних режимах даної мережі, шляхом перевірки вимикачів на комутаційну здатність і стійкість до дії струмів найбільш небезпечного трьохфазного КЗ. Результати перевірки наведені в таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Результат перевірки обраних вимикачів

Умова вибору	Номінальні параметри	Розрахункові параметри
$I_{ном.від} = I_{Пт.}$	$I_{ном.від} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = I_{ПтC} = 7,5 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{ном.від} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100} \right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{Пт} + i_{ат}$	$\sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{21}{100} \right) = 68,45 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 7,5 + 1,63 = 12,1 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд.C} = 18,2 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{ПО}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 7,5 \text{ кА}$
$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot с$	$B_k = 35,4 \text{ кА}^2 \cdot с$

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

Протягом усього терміну служби вимикача необхідно підтримувати високий рівень вакууму. На практиці дугогасильна камера вимикача повинна бути повністю герметична. Тому для з'єднання елементів камери використовується тільки зварювання або пайка твердим припоєм. Герметичність камери при переміщенні рухомого контакту забезпечується сільфоном, який забезпечує щільність вакууму між струмопроводом рухомого контакту і фланцем камери.

Проводимо перевірку перерізу жил кабелів за термічною стійкістю до дії струмів КЗ [12]:

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

$$s = 95 \text{ (мм}^2\text{)} \geq s_{\min} = \frac{7,5 \sqrt{0,6}}{94} = 61,8 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Отже приходимо до висновку, що обрані лінії живлення а також апарати їх захисту обрані вірно і можуть бути використані в умов СЕП даного підприємства.

1.10 Оптимізація і моделювання вибору місця розташування ЦРП

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

Сумарна вартість СЕП являється показником ефективності проектних рішень.

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

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

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

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

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

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

E_a - відрахування на амортизацію;

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

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

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

$X_0; Y_0$ - координати центру мережі;

Автоматизований процес вибору ЦМ відповідно математичної моделі (1.10) наведена на рисунку 1.8.

Автоматизований пошук показав, що мінімальним затратам відповідають координати розміщення ЦРП: $x=181$ м; $y=313$ м а затрати рівні 85,4239 тис. грн.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Технічні характеристики мережі											
2	Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ									Uж=	10	
3	Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ)								МетрикаЖ =		НЕ	
4	Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ)								МетрикаР =		НЕ	
5												
6	Економічні характеристики мережі											
7	Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км								a=	10		
8	Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої КЛ тис.грн/км								аж=	8		
9	Питома вартість втрат, грн/кВт								Bo=	15992,75		
10	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень								Ee=	0,1		
11	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію								Ea=	4,00%		
12	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії								Eаж=	5,00%		
13												
14												
15	Лінії живлення	X, м	Y, м	F, мм^2	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	Ro, Ом/км	Ko, т.грн/км	L, м	З,тис. грн
16	ЖЛ	130	310	95	2	2401,68	1857,91	87,65	0,32	322,356	59,00	16,843
17	ТП1	276	439	35	2	1285,92	982,61	46,72	0,868	126,5926	216,00	47,225
18	ТП2	189	211	35	2	1192,45	942,382	43,87	0,868	126,5926	99,00	19,521
19												
20					Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.							83,5892
21					Оптимальні координати ЦЕМ, м				Xo = 189		Yo = 310	
22												
23					Координати ЦЕМ на генплані, м				Xo = 181		Yo = 313	
24					Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.							85,4239

Рисунок 1.8 – Таблична форма визначення центру мережі

Розміщення ТП на території підприємства відповідно розрахованим координатам не завжди можливо здійснити. В точці з оптимальними координатами можуть знаходитися споруди, дороги чи інші комунікаційні лінії. Отже встановлюємо ТП максимально близько до оптимальних координат враховуючи при цьому об'єкти на генплані підприємства.

На рисунку 1.9 представлено генплан підприємства з розміщеними на ньому ЦРП, ЦТП та РП.

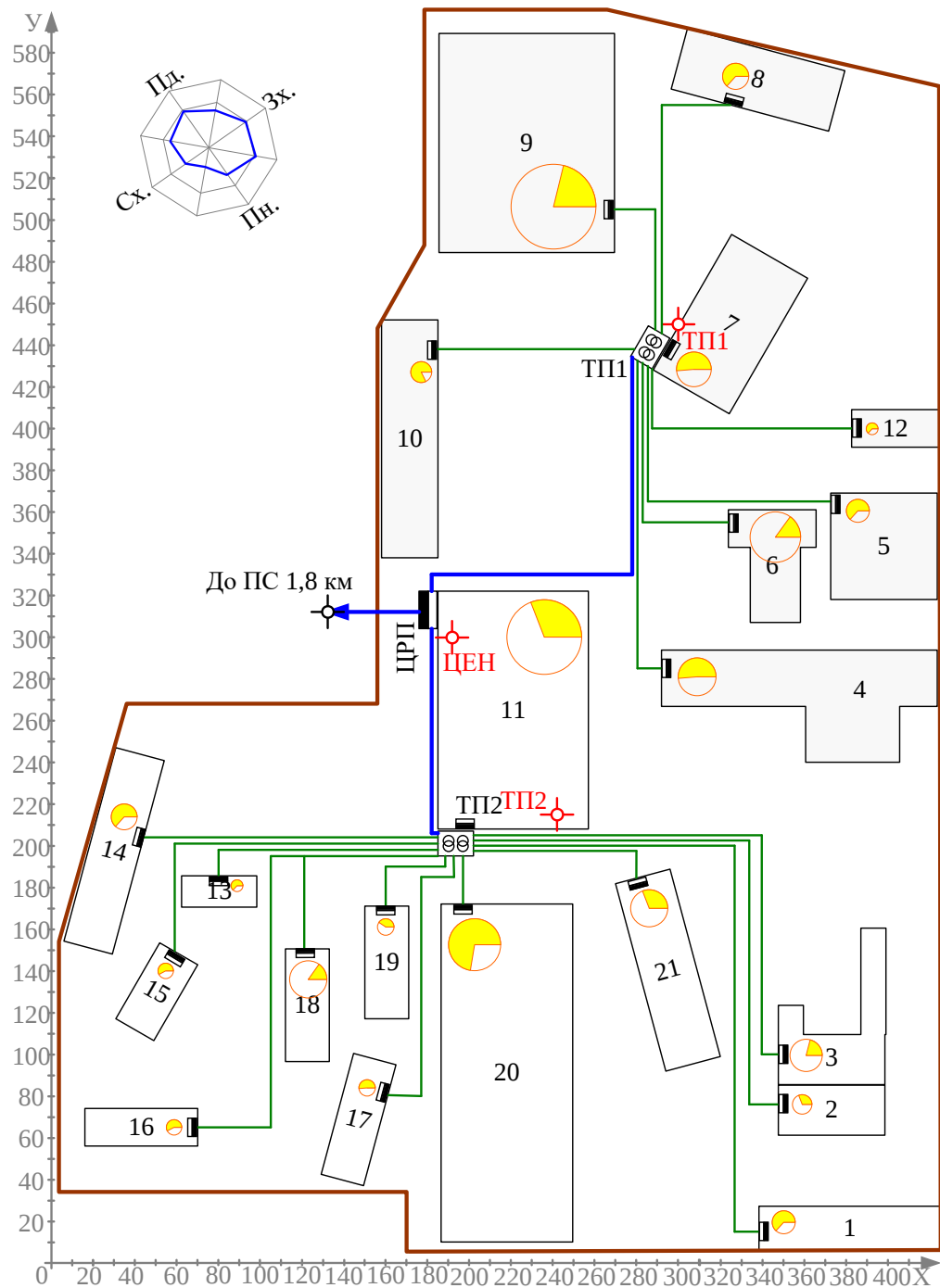


Рисунок 1.9 – Розміщення ЦРП та ЦТП

1.11 Розрахунок потужності конденсаторних батарей

Розрахунок балансової задачі КРП виконано відповідно однолінійній схемі показаній на рисунку 1.10, та схемі заміщення мережі зображеної на рисунку 1.11.

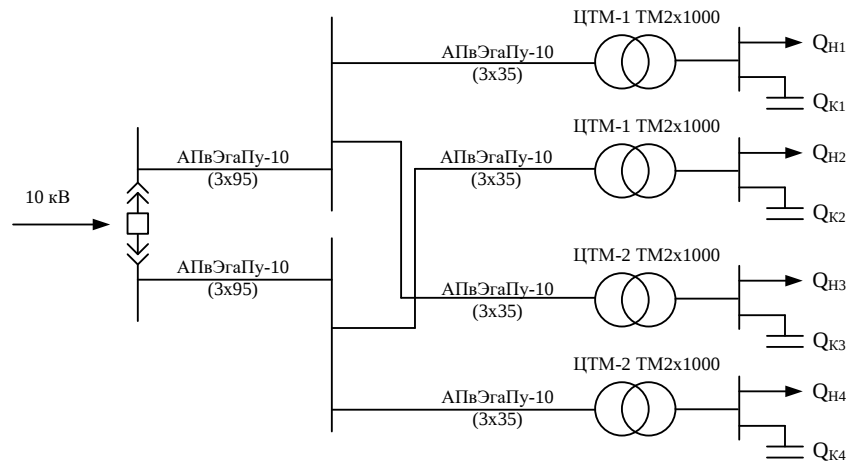


Рисунок 1.10 – Однолінійна схема електропостачання

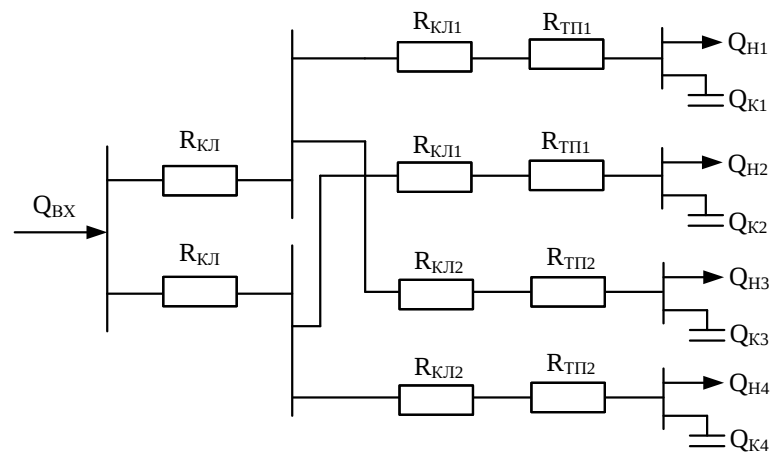


Рисунок 1.11 – Схема заміщення мережі електропостачання підприємства

Досягти рішення балансової задачі оптимальної потужності пристроїв КРП можна використовуючи наступну модель [3], яка враховує оптимальні значення перетоків потужностей та мінімальні втрати:

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

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

де B_0 – питома вартість втрат АП;

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

Q_{BX} – вхідна реактивна потужність.

Доцільно провести даний розрахунок на листі САПР MathCad. Математична модель оптимального вибору потужності компенсуючих пристроїв згідно (1.11) представлена на рисунку 1.12.

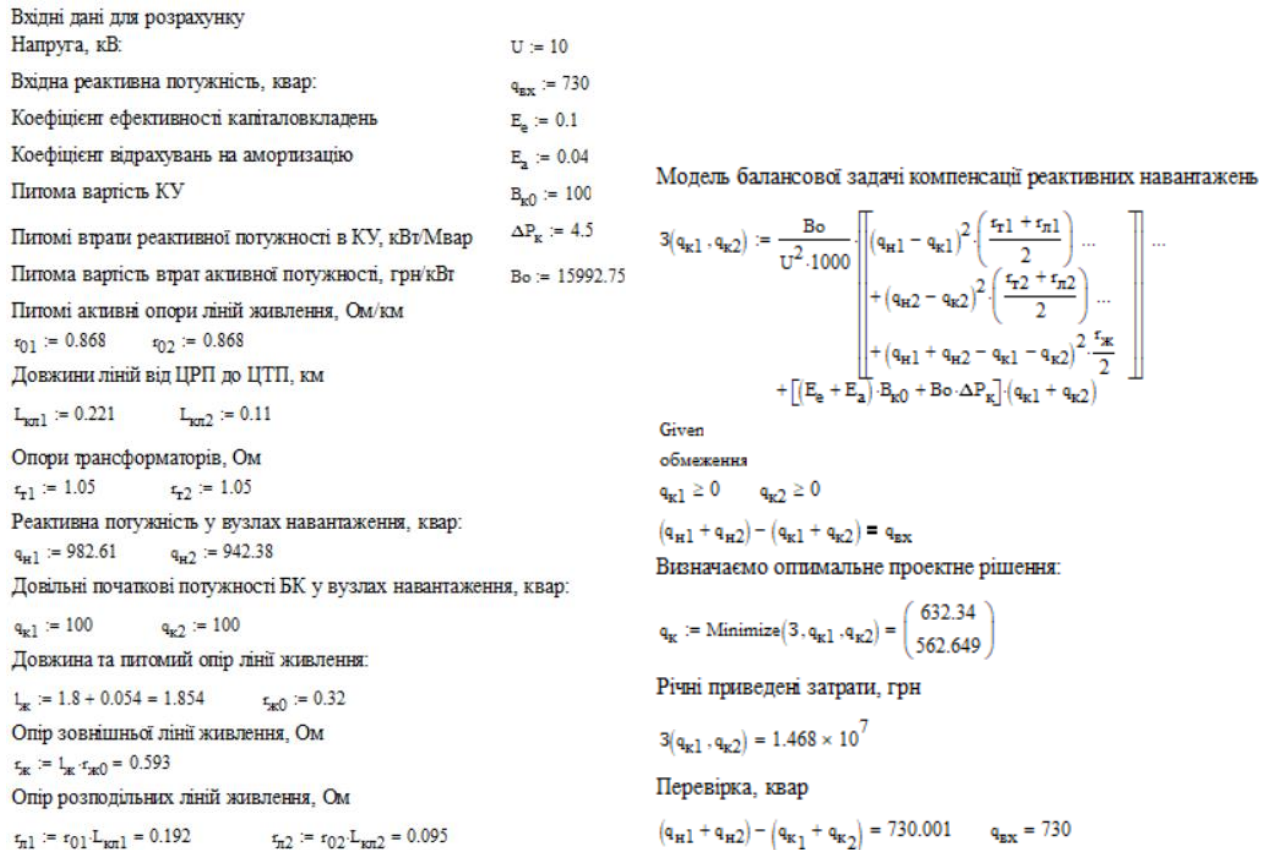


Рисунок 1.12 – Вигляд розрахунку задачі КРН в середовищі MathCad

Результат розрахунку показав що на ПАТ «МППМБЗ» оптимально використати регульовані конденсаторні установки типу АУКРМ-0,4 для кожного вузла відповідної потужності [9]: ЦТП1: 2 КУ типу АУКРМ-0.4-300-50-УХЛ4; ЦТП2: 2 КУ типу АУКРМ-0,4-300-50-УХЛ4.

1.12 Релейний захист та автоматика

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

ЗСВ виконується релем типу РТ-40 КА1 і КА2. Струм спрацьовування ЗСВ

узгоджується селективно і вибирається згідно з виразом [109]

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

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

$k_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності: 1,3—1,4 – для реле типу РТ-40;

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

Струм спрацювання реле визначається з виразу:

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

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

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

Значення витримки часу необхідно узгодити з часом спрацювання СВ трансформатора 1000 кВА ТП1, тобто на ступінь селективності більше – 0,5с:

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

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

Для початку визначимо струм трифазного КЗ.

$$I_{\text{кз}} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (1.13)$$

де Z –сумарний опір, Ом.

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

$$X_{\text{г}} = \frac{x_{\text{д}} \cdot U_{\text{сп}}^2}{S_{\text{ном.г}}}, \quad (1.15)$$

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

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

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

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

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

Уставку по струму необхідно вибирати з наступних умов:

а) неспрацьовування захисту при перевантаженнях за виразом:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{роб max}}}{k_{\text{пов}}} \quad (1.16)$$

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

б) узгоджуючи спрацювання захисту з попереднім ступенем захисту:

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

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

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

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

г) струм спрацювання реле визначається по виразу:

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

Доцільно обрати для захисту реле типу РТ 40/100.

д) час спрацювання захисту:

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

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

Захист від однофазних замикань на землю. В мережах з ізольованою нейтраллю струм замикання на землю визначається як:

$$I_3^{(1)} = 3 \cdot I_{0c} = \frac{U_{\text{мф}} \cdot l}{10}. \quad (1.17)$$

Струм замикання кабелю, на якому встановлений захист:

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

Струм замикання на землю всієї кабельної мережі 10 кВ:

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

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

l – довжина мережі, км;

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

Струм спрацьовування захисту визначається таким чином:

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

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

Коефіцієнт чутливості:

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

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

1.13 Висновки до розділу 1

1. Існуюча система електропостачання заводу являється морально та технічно застарілою та характеризується наявністю великої кількості електрообладнання, робота якого негативно впливає на параметри нормальних та аварійних режимів.

2. Важливі елементи електричної мережі можуть бути вдосконалені, що дозволить в свою чергу СЕП краще відповідати параметрам аварійного та післяаварійного режимів роботи. Аналіз СЕП підприємства ПАТ «МПМБЗ» показав, що для оптимізації проектних рішень доцільно вибрати наступне обладнання в якості ключових елементів СЕП підприємства:

- доцільно встановити на території підприємства дві двотрансформаторні підстанції з потужністю трансформаторів ТМ 2х1000/10;

- переріз лінії живлення яка з'єднує живлячу підстанцію та ЦРП підприємства повинна бути $3 \times 95 \text{ мм}^2$, а самі лінії виконані кабелем типу АПвЭгаПу-10 на напрузі 10 кВ. Для живлення ТП оптимальним рішенням буде використання кабелів типу АПвЭгаПу-10 з перерізом ліній $3 \times 35 \text{ мм}^2$;

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

3. В системі електропостачання заводу наявні не нормовані відхилення рівнів напруги. Я і явища спаду напруги так і явища пов'язані із перенапругами.

4. Зважаючи на наявні економічні та технічні параметри діючої СЕП ПАТ «МПМБЗ» можна зробити висновок що оптимізація СЕП являється актуальною задачею для даного заводу.

2 ВИКОРИСТАННЯ ПРИСТРОЇВ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ В МЕРЕЖАХ 10 КВ

2.1 Показники якості електроенергії

Одним із параметрів якості електропостачання є відповідність самої електроенергії встановленим нормам. Оскільки якість електроенергії (ЯЕЕ) впливає на ефективність роботи електроприймачів, так і на надійність та економічність системи електропостачання. Показники якості регламентуються стандартом СОУ НЕК 03.120.4-14:2021 «Норми якості електричної енергії в магістральних та міждержавних електричних мережах НЕК Укренерго» [5]. Згідно цього стандарту якість електричної енергії характеризує відповідність діючих параметрів електроенергії зазначеним в даному документі [10].

В таблиці 2.1 наведено основні показники якості електроенергії, їх нормальні і граничні значення.

Таблиця 2.1 – Показники ЯЕЕ

Показник якості електроенергії	Позначення	нормально та гранично допустимі значення
відхилення частоти	Δf	$\pm 0,5$ Гц (+2/-3 Гц)
відхилення напруги	δU	± 10 % (на інтервалі 10 хв) (+10/-15 %)
швидкі зміни напруги	δU_t	5%, графік (10 %)
показник довгочасного флікера	P_{Lt}	1,0
небаланс напруг	U_2	2 %
сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень	$THDU$	8 % (0,38 кВ)
напруга гармонік	$U_{(n)}$	5 гарм. – 6 % 7 гарм. – 5 %... (0,38 кВ)
напруга інтергармонік		-
провал напруги, який регламентують залишкова напруга та тривалість провалу напруги	$U_{зал}, \Delta t_{п}$	Для мереж низької напруги 10-50 %, середньої напруги – 10–15 % (0,01...60 с)
перенапруга та її тривалість (0,01...60 с)	$U_{пер}, \Delta t_{пер}$	
перенапруга перехідного процесу		
переривання напруги електропостачання		Для мереж НН та СН від декількох десятків до декількох сотень в рік, тривалістю до 3 хв 70 % з них – не більше 1 с

Відхилення напруги. Причини виникнення: технологічні зміни навантаження, що відбуваються протягом визначеного періоду (доба, сезон).

$$\delta U = \frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100 \%. \quad (2.1)$$

де U – середньоквадратичне значення напруги, що визначається на інтервалі десять хвилин;

$U_{\text{НОМ}}$ – номінальне значення напруги, В

На що впливають: знижена напруга впливає на погіршення умов пуску, електроприводів (збільшуються пускові струми), пошкодження ізоляції проводів, перевантаження пристроїв силової електроніки (регульованих випрямлячів, перетворювачів, стабілізаторів); перенапруга викликає перевитрату електроенергії, призводить до підвищення реактивної потужності двигунів, випрямлячів з фазовим регулюванням, пробій пристроїв силової електроніки (регульованих випрямлячів, перетворювачів, стабілізаторів) [10].

Коливання напруги (розмах зміни, доза флікера). Причини виникнення: пристрої з швидкозмінних режимами роботи (робота ліфту в офісних і житлових будівлях), робота великих водяних насосів в сільській місцевості, непостійна робота потужного устаткування, яке увімкнене в мережу.

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100 \%. \quad (2.2)$$

де U_i, U_{i+1} – значення сусідніх екстремумів або екстремуму і горизонтальної ділянки ефективних значень напруги основної частоти, що визначені на кожному півперіоді основної частоти.

На що впливають: збільшення втрат енергії в мережі, втомлення зору, зниження продуктивності праці, травматизм, зниження терміну служби електронної апаратури, вихід з ладу КБ, нестійка робота систем збудження синхронних генераторів і двигунів, непотрібне вимкнення контактів контакторів [10].

Несинусоїдність. Причини виникнення: вплив пристроїв з нелінійним навантаженням (люмінісцентні лампи, імпульсні перетворювачі напруги, зварювальні установки, перетворювачі частоти).

Коефіцієнт n-ої гармонійної складової напруги дорівнює:

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_1} \cdot 100 \%, \quad (2.3)$$

Небезпеку для електрообладнання представляє наявність в кривій напруги гармонійних складових напруги непарного (парного) порядку, з коефіцієнтом гармонік більше 5% [10].

Сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень напруги визначається як:

$$THD_U = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} K_{U(n)}^2}, \quad (2.4)$$

На що впливають: на зростання втрат потужності в електричних машинах, вібрації; збільшення похибок вимірювальної апаратури; порушення роботи автоматики захисту; відключення чутливих пристроїв.

Відхилення частоти. Причини виникнення: зниження потужностей, які генеруються в мережу, перевантаження генераторів.

$$\Delta f = f - f_{\text{НОМ}}; \delta f = \frac{f - f_{\text{НОМ}}}{f_{\text{НОМ}}} \cdot 100 \%. \quad (2.5)$$

де f – значення частоти, що визначається як результат усереднення на інтервалі 10 с; $f_{\text{НОМ}}$ – номінальне значення частоти, Гц.

Завданням регулювання напруги є ціленаправлена зміна режиму напруги в окремих частинах мережі до певних нормованих параметрів. Режим напруги у місці встановлення трансформаторів, як правило, заздалегідь не відомий, крім того, він може змінюватися внаслідок зміни режимів споживання електроенергії або зміни параметрів електричної мережі.

2.2 Наслідки зниження параметрів якості електроенергії

Зниження якості електричної енергії може призводити до таких наслідків:

- Пошкодження електроустановок. Електроустаткування, таке як трансформатори, двигуни та інші електричні пристрої, може вийти з ладу через нестабільну напругу, перевантаження, стрибки напруги або перекоси фаз [14];
- Зниження ефективності роботи обладнання. При низькій якості електроенергії електрообладнання працює зі зниженою продуктивністю. Наприклад, електродвигуни можуть втрачати ефективність, працювати з перевантаженнями, перегріватися, що знижує їхню довговічність і збільшує споживання електроенергії;
- Втрати потужності та збільшення витрат на електроенергію [14]. Погана якість електроенергії призводить до збільшення втрат активної та реактивної потужності. Це, у свою чергу, підвищує витрати на електроенергію як кінцевих користувачів, так енергосистеми загалом;
- Порушення роботи чутливого обладнання. Чутливе електронне обладнання, таке як сервери, комп'ютерні системи, системи управління, дуже вразливе до порушень якості електроенергії.;
- Часті аварійні відключення. Нестабільна напруга може спричинити спрацювання захисних пристроїв, що викликає відключення електроустановок. Часті відключення та перезавантаження обладнання викликають простої, що позначається на продуктивності і збільшує експлуатаційні витрати [14];
- Порушення у виробничих процесах. У виробничих підприємствах, особливо у тих, які використовують точне обладнання та складні автоматизовані процеси, коливання напруги можуть порушувати технологічні процеси, призводити до браку продукції та простою виробничих ліній;
- Зниження надійності електропостачання. Зниження якості електроенергії у довгостроковій перспективі веде до зниження загальної надійності електропостачання. Це пов'язано з необхідністю частих аварійних ремонтів, зниженням пропускної спроможності мережі та збільшенням ймовірності аварій в енергетичній системі;

- Фінансові втрати. Усі вищезгадані наслідки ведуть до прямих і непрямих фінансових втрат. Це може бути як зростання витрат на обслуговування та ремонт, так і зниження прибутку через простої або втрати продуктивності;

2.3 Основні властивості пристроїв регулювання напруги

Основні властивості пристроїв регулювання напруги (ПРН) залежать від типу обладнання та його призначення. Проте всі ПРН виконують спільну функцію – підтримують стабільний рівень напруги в електричній мережі, що сприяє підвищенню якості електропостачання та зниженню втрат енергії [15].

Основні властивості пристроїв регулювання напруги:

1. Діапазон регулювання напруги. ПРН можуть регулювати напругу в межах певного діапазону. Наприклад, автотрансформатори можуть змінювати напругу на певні відсотки від номінального значення. Діапазон регулювання залежить від типу пристрою та його технічних характеристик, і зазвичай становить від -10% до $+10\%$ номінальної напруги.

2. Швидкість реакції. Це час, необхідний пристрою для виконання коригування напруги після виявлення відхилення. Швидкість реакції критична для таких пристроїв, як статичні тиристорні компенсатори, які повинні швидко реагувати на короткочасні коливання напруги.

3. Точність регулювання. Точність характеризується тим, наскільки близько пристрій може підтримувати напругу до заданого рівня. Сучасні системи можуть забезпечувати високу точність (часто з похибкою в межах кількох відсотків).

4. Навантажувальна здатність. Пристрої регулювання напруги мають максимальне допустиме навантаження, при якому вони можуть ефективно працювати. Це критично для великих розподільчих мереж, де навантаження може бути значним і змінюватися протягом доби.

5. Можливість регулювання під навантаженням (РПН). Деякі пристрої, наприклад автотрансформатори з регулюванням під навантаженням, можуть регулювати напругу без відключення електропостачання. Це є важливою

властивістю, оскільки дозволяє підтримувати стабільність мережі під час експлуатації.

6. Автоматичний режим роботи. Багато пристроїв для регулювання напруги працюють в автоматичному режимі, використовуючи системи контролю та управління.

2.4 Загальний аналіз пристроїв регулювання під навантаженням (РПН)

Для регулювання напруги на шинах споживачів з метою забезпечення стабільності технологічних процесів, а значить і якості продукції, що випускається переважно використовуються пристрої, що змінюють коефіцієнт трансформації трансформаторів [15].

Зміна коефіцієнта трансформації досягається зміною числа витків однієї з обмоток трансформатора, забезпеченої додатковими регулювальними відгалуженнями.

На рисунку 2.1 відгалуження зі знаком «+» дозволяють збільшити число витків обмотки вищої напруги (ВН), а зі знаком «-» зменшити.

Для комутації регулювальних відгалужень служать перемикачі. По конструктивному виконанню перемикаючих пристроїв розрізняють трансформатори з пристроями перемикання без збудження (ПБЗ) та з пристроями регулювання під навантаженням (РПН).

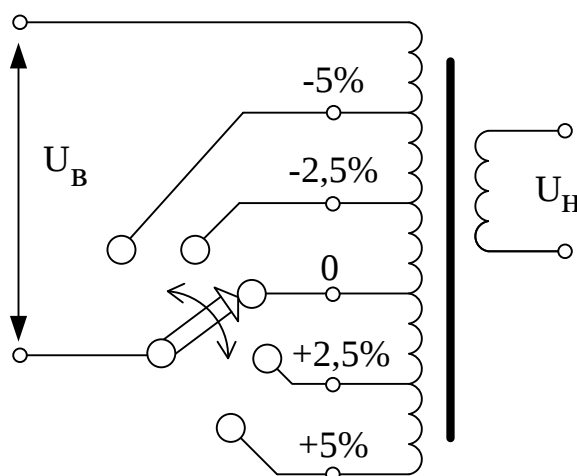


Рисунок 2.1 – Силовий двохобмотковий трансформатор з пристроєм РПН

Математична модель роботи системи автоматичного регулювання величини напруги силового трансформатора з РПН (з вісьмома ступенями перемикачів відгалужень) типу РНОА 110/10 можна реалізувати за допомогою наступної функції [19]:

$$u(t) = K_1 \left| (U(t) - U_y) - K_2 (I(t) - I_{\min}) \right|, \quad (2.1)$$

$$K_m = \begin{cases} \frac{U_{i+1}}{U_{H.H}}, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) \leq u_{H.3}; \\ u(t - \tau_3) \leq u_{H.3}; \\ \frac{dU_{or}}{dt} \leq 0; \end{cases} \\ \frac{U_i}{U_{H.H}}, \text{ якщо } u_{H.3} \leq u(t) \leq u_{B.3}; \\ \frac{U_{i-1}}{U_{H.H}}, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) \geq u_{H.3}; \\ u(t - \tau_3) \geq u_{B.3}; \\ \frac{dU_{or}}{dt} \geq 0; \end{cases} \end{cases} \quad (2.2)$$

$$U(t) \Big|_{t_{\text{пер}} \rightarrow \min} \rightarrow U_{\text{ном}} \pm \Delta U, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) \leq u_{H.3l}; \\ u(t) \geq u_{B.3l}; \end{cases}, \quad (2.3)$$

В даній математичній моделі роботи системи автоматичного регулювання силового трансформатора з РПН прийняті такі позначення впливових величин:

$u(t)$ – приведена величина дійсної напруги на шинах ПС з урахуванням струмової компенсації навантаження;

$u_{H.3}$, $u_{B.3}$ - зони нечутливості трансформатора, для нижньої та верхньої межі відповідно, величини яких задаються з умов надійності;

U_y - положення регулятора напруги як відповідає номінальній величині на підстанції;

$U(t)$ – величина діючого значення номінальної напруги мережі;

$I_{\min}$ – величина струму для мінімального режиму навантаження підстанції;

$I(t)$ – величина діючого значення струму на шинах підстанції;

$U_{н.н}$ – величина діючого значення напруги на стороні низької напруги трансформатора;

U_i – величина дійсної напруги, генерація якої виникає в обмотці трансформатора після підключення і-того відгалуження регулятора напруги;

K_1 – коефіцієнт який передає спектр чутливості регулятора пристрою РПН;

K_2 – коефіцієнт для визначення величини нахилу зустрічного регулювання напруги мережі ($K_2 = \frac{0,05U_{ном}}{I_{max} - I_{min}}$);

I_{max} – величина струму навантаження мережі при роботі на максимальне навантаження;

t_z - час який характеризує затримки сигналу між елементами АСУ;

$u_{в.зл}$, $u_{н.зл}$ – межі зони регулювання для верхньої та нижньої межі відповідно, які обумовлені точністю при регулюванні напруги;

$dU_{ог}$ – похідна величини обвідної контрольованої дійсної напруги;

$t_{рег}$ – величина часу протягом якого значення регульованої напруги мережі набуде значення нечутливості (задається параметрами які характеризують надійність системи).

Переваги пристроїв РПН:

- Підвищення надійності мережі: Завдяки постійному регулюванню напруги;
- Зменшення втрат енергії: Завдяки ефективнішому використанню трансформаторів
- Можливість роботи під навантаженням: Зміна параметрів трансформатора без необхідності відключення мережі.

Недоліки пристроїв РПН:

- Складність конструкції: Особливо для механічних варіантів, що потребують регулярного обслуговування;
- Витрати на експлуатацію: Електронні та механічні РПН потребують різних форм обслуговування та мають різні витрати;
- Зниження надійності при недостатньому обслуговуванні: Зокрема для механічних варіантів, у яких зношуються контакти.

2.5 Загальний аналіз пунктів автоматичного регулювання напруги (ПАРН)

Пункт автоматично регулювання напруги (ПАРН) – пристрій призначений для регулювання напруги електричних мереж, з будь-яким способом заземлення нейтралі, трифазного змінного струму частотою 50 Гц з номінальною напругою 6 або 10 кВ та номінальним струмом до 600 А [14].

ПАРН необхідно використовувати при реконструкції або будівництві нових електричних мереж, щоб досягти збільшення пропускної здатності ліній 6-10 кВ. Зокрема ПАРН доцільно використовувати в існуючих лініях, які не відпрацювали свій нормативний термін, але не забезпечують нормовані рівні напруги споживачів. При цьому установка ПАРН дозволяє суттєво збільшити пропускну здатність ЛЕП і покращити показники якості електроенергії [14].

ПАРН здатні виконувати наступні функції:

- збільшення пропускної здатності існуючих ліній для підключення нових споживачів;
- передача електроенергії по лініях 6 і 10 кВ на великі відстані;
- забезпечення нормованих показників якості електроенергії (забезпечення необхідного рівня напруги по всій довжині ліній та зменшення несиметрії напруг в лініях;
- автоматично підвищувати або понижувати рівні напруги на лініях електропередач в критичних рівнях падіння або підйому напруги;
- автоматично підтримувати нормовані рівні напруги в заданих межах при прямому та зворотному напрямку потоку потужності;

ПАРН необхідно використовувати в регіонах для яких характерний помірний клімат протягом року, при верхньому робочому значенні температури навколишнього середовища + 55°C і при нижньому робочому значенні температури навколишнього середовища - 45°C [14].

Функціональна схема ПАРН зображена на рисунку 2.2. На схемі: 1 – ВДТ з вторинною 2 та первинною 3 обмотками; 4, 26 – перший та другий тиристорні ключі; 6, 14 – перший та другий синхронізуючі трансформатори; 7, 16, 24, 25 –

тиристори; 8, 17 – захисні діоди; 10, 19 – захисні резистори; 12, 21 – обмежуючі діоди; 15, 23 – струмообмежуючі резистори; 27 – блок управління; 28 – первинна обмотка 2 СТ. В моментах коли значення напруги відхиляються від заданої ключ 4 у відкритому положенні, а ключ 26 в закритому, при цьому прикладається вхідна напруга до первинної обмотки ВДТ 1, що забезпечує зменшення перенапруги, якщо напруга стане меншою заданої, то тиристорний ключ 4 переходить в закритий стан, а первинна обмотка ВДТ 3 шунтується за допомогою ключа 26, керування яким здійснюється від блока керування 27.

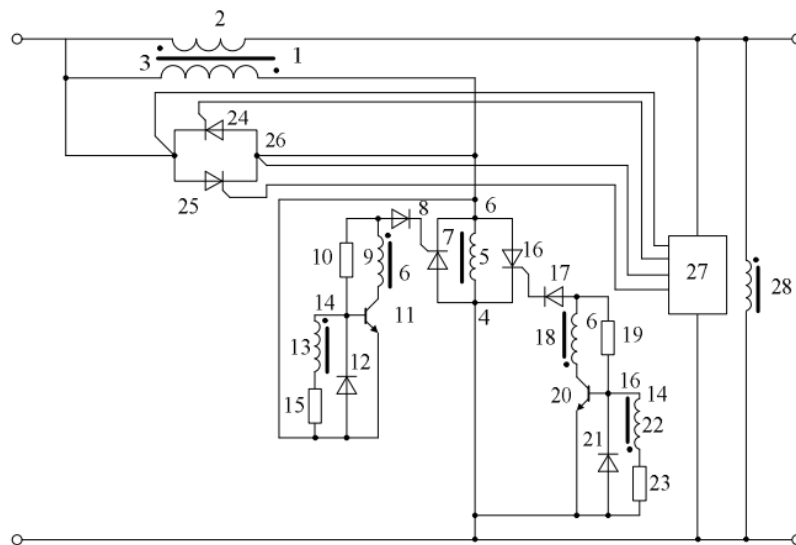


Рисунок 2.2 – Функціональна схема ПАРН

ПАРН складається з [14]:

- вольтододаткових трансформаторів (силових модулів). У складі ПАРН може бути два або три ВДТ рисунок 2.3;
- низьковольтних шаф контролю і управління на базі мікропроцесорних пристроїв;
- з'єднувальних кабелів;
- обмежувачів перенапруг нелінійних (ОПН);
- роз'єднувачів;
- монтажного комплекту для установки елементів ПАРН;
- програмного забезпечення.

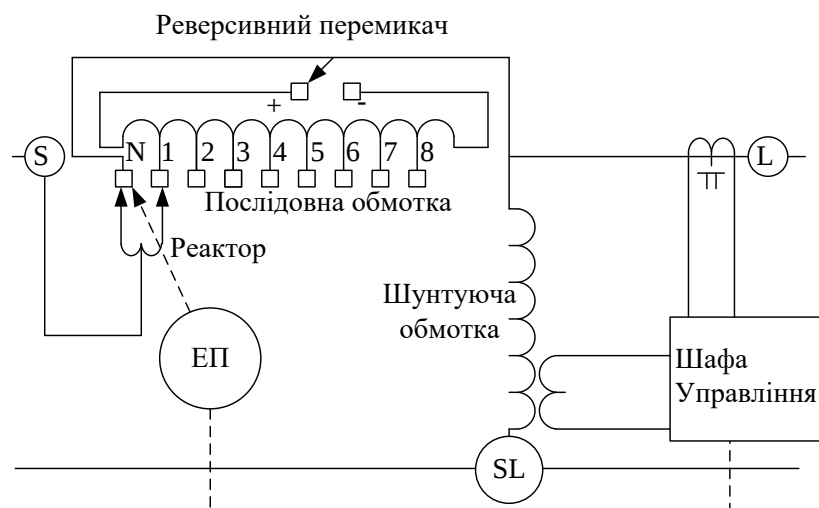


Рисунок 2.3 – Функціональна схема регулятора ВДТ

На рисунку 2.3 літерою S позначається високовольтний ввід з боку джерела (Sourcebushing), літерою L високовольтний ввід з боку навантаження (Loadbushing); буквами SL високовольтний ввід загальної точки (Source-loadbushing).

ВДТ виконані на базі однофазного масляного автотрансформатора зовнішньої установки, що має загальну і послідовну обмотки. Послідовна обмотка має 32 ступені для регулювання вихідної напруги в діапазоні $\pm 10\%$. Регулювання здійснюється під навантаженням за допомогою перемикача ступенів. ВДТ оснащений вбудованими вимірювальними трансформаторами струму і напруги.

Управління перемикачем ступенів здійснюється від мікропроцесорного пристрою контролю і управління.

Роз'єднувачі використовуються для здійснення безперервності електропостачання при проведенні ремонтних або профілактичних робіт з елементами ПАРН, а також забезпечують видимий розрив для виконання безпечних методів роботи персоналом [16].

ОПН використовуються для захисту обмоток ПАРН від грозових і комутаційних перенапруг.

ПАРН з номінальним струмом до 200 А включно можуть бути встановлені на опори ЛЕП.

ПАРН з номінальним струмом 300 А і вище необхідно встановлювати на постамент або фундамент. Також можлива установка ПАРН всіх номіналів в блок-боксі повної заводської готовності.

2.6 Загальний аналіз тиристорних регуляторів напруги (ТРН)

Тиристорний регулятор напруги (ТРН) – це електронний пристрій, що використовується для регулювання напруги в електричних ланцюгах. Він працює на основі тиристорів – напівпровідникових компонентів, які можуть перемикатися між станами провідності та непровідності під впливом керуючого сигналу [16].

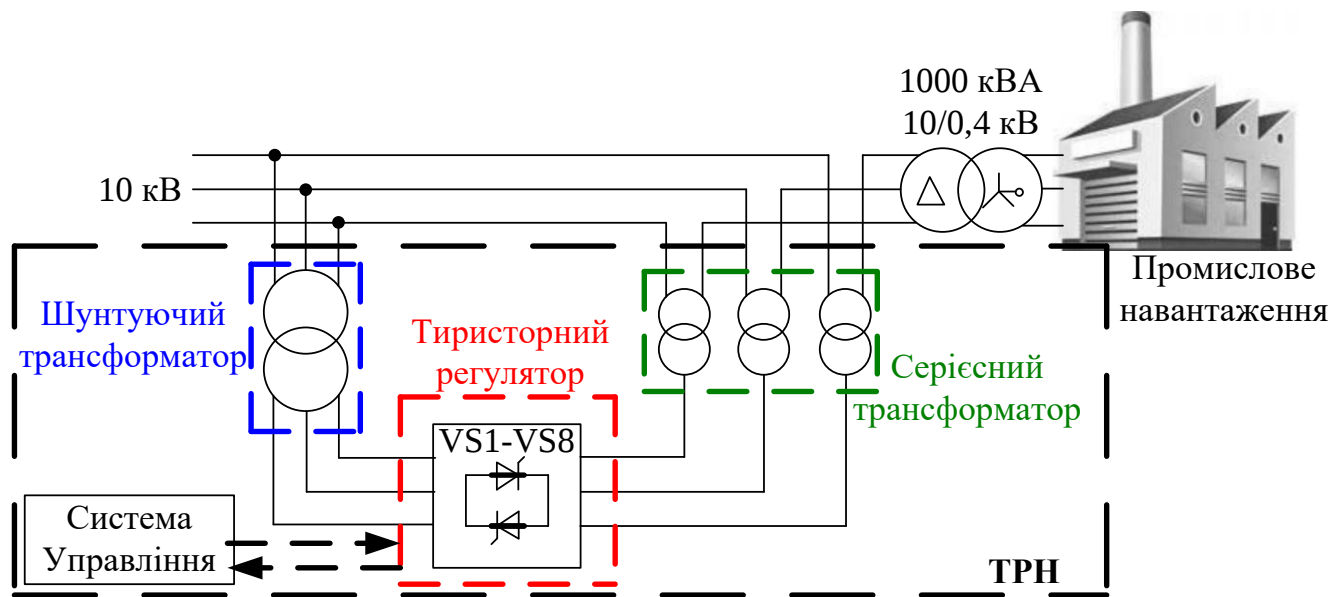


Рисунок 2.4 – Схема підключення ТРН до мережі підприємства

ТРН дозволяє плавно змінювати вихідну напругу в межах від мінімального до максимального значення, зазвичай у мережах змінного струму. Це досягається за рахунок фазового керування, тобто зміни моменту включення тиристора відносно синусоїдальної форми напруги [17].

Основні переваги ТРН:

Енергоефективність — мінімізація втрат енергії, оскільки регулювання напруги відбувається без значних теплових втрат.

Точність — забезпечує високоточне керування напругою.

Компактність — малий розмір і вагу порівняно з іншими типами регуляторів (наприклад, трансформаторами)

Високий комутаційний ресурс.

Плавне регулювання та висока швидкодія.

2.7 Висновки по розділу 2

1. В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи проведено загальний аналіз параметрів якості електричної енергії. Наведено основні норми якими регламентується ЯЕЕ згідно державних норм.

2. Описано негативні наслідки викликані зниженням якості електричної енергії.

3. Проаналізовано основні властивості пристроїв регулювання напруги.

4. Здійснено загальний аналіз пристроїв РПН, ПАРН та ТРН для регулювання напруги в мережах 10 кВ. Регулювання напруги дозволяє не тільки підвищити якість електроенергії, а й покращити хід виробничих процесів на промислових підприємствах: знизити брак продукції, підвищити її якість, збільшити продуктивність праці людей та продуктивність механізмів, а також в окремих випадках скоротити втрати енергії.

З ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПАТ «МПМБЗ» З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИСТРОЇВ АРН В МЕРЕЖІ 10 КВ

3.1 Аналіз стану параметрів напруги на підприємстві

На рисунку 3.1 представлений добовий графік споживання підприємством активної енергії.

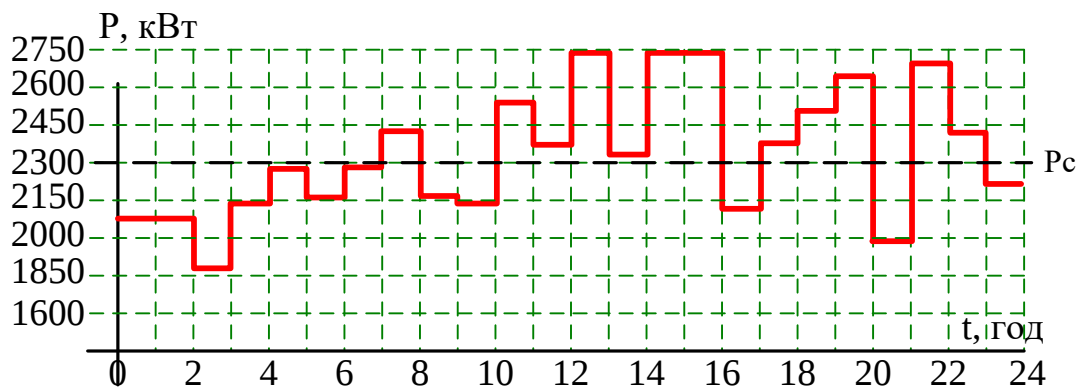


Рисунок 3.1 – Типовий добовий графік навантаження для даного підприємства

Добовий графік стану напруги на підприємстві зображено на рисунку 3.2.

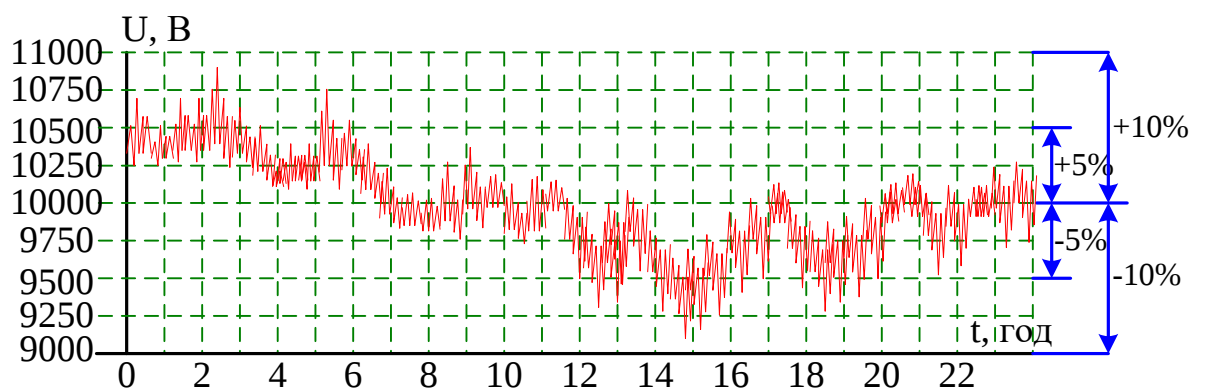


Рисунок 3.2 – Добовий графік стану напруги на підприємстві

Як видно з рисунку 3.2 в системі електропостачання заводу наявні не нормовані відхилення рівнів напруги, і явища спаду напруги так і явища пов'язані із перенапругами.

Для ефективного усунення даних негативних явищ та покращення якості електропостачання пропонується використати пристрій регулювання напруги. Для обрання кращого типу пристрою, який найбільш ефективно зможе покращувати стан напруги проведемо їх порівняльний аналіз.

3.2 Порівняння пристроїв регулювання напруги для можливості покращення якості електропостачання заводу

Здійснюємо порівняльний аналіз пристроїв регулювання напруги на можливість підвищення якості електропостачання заводу відповідно до добового графіку зміни напруги на заводі [16].

Таблиця 3.1 – Порівняльний аналіз пристроїв регулювання напруги

Параметр	РПН	ПАРН	ТРН	Необхідно
Діапазон регулювання напруги	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$
Швидкість реакції	Низька	Низька	Висока	Середня
Точність регулювання	Низька	Низька	Висока	Середня
Навантажувальна здатність, кВА	до 6300	до 2500	до 1000	до 1000
Можливість регулювання під навантаженням	Наявна	Наявна	Наявна	Необхідна
Автоматичний режим роботи	Наявна	Наявна	Наявна	Необхідна

Отже з аналізу пристроїв регулювання напруги приходимо до висновку, що найбільш ефективним для регулювання напруги в СЕП ПАТ «МПМБЗ» є використання тиристорного регулятора напруги. Який задовольняє усім необхідним параметрам даної СЕП.

3.3 Моделювання основних режимів роботи пристрою ТРН

На рисунку 3.3 зображена принципова електрична схема підєднання тиристорного регулятора напруги до мережі.

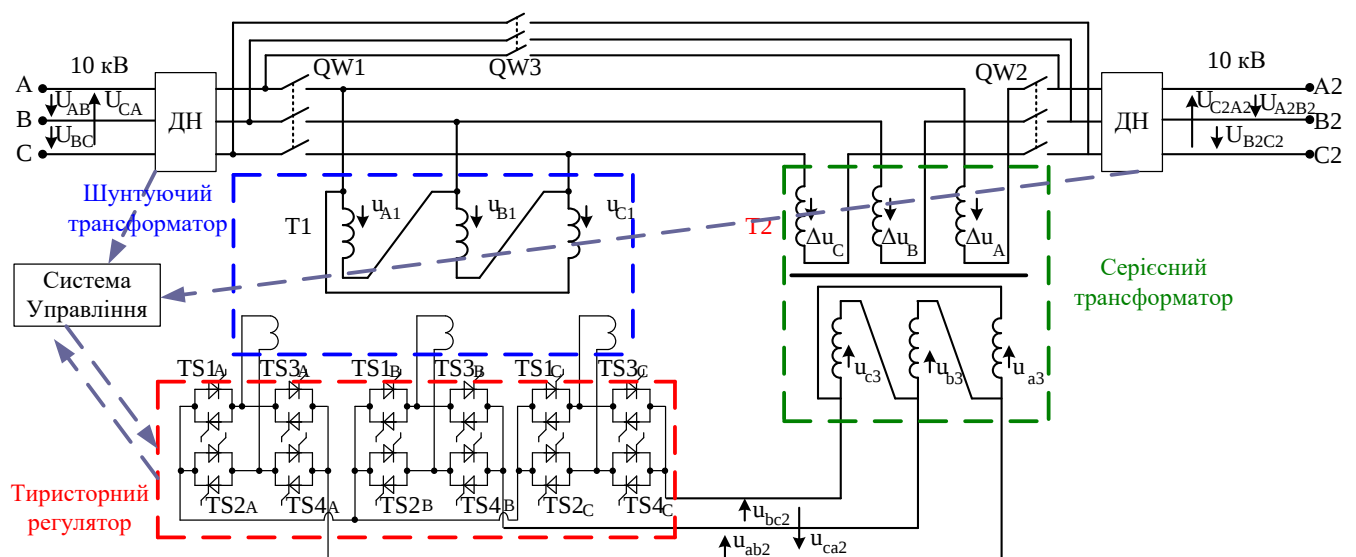


Рисунок 3.3 – Принципова електрична схема підєднання ТРН до мережі

На рисунку 3.4 зображено алгоритм управління ТРН.

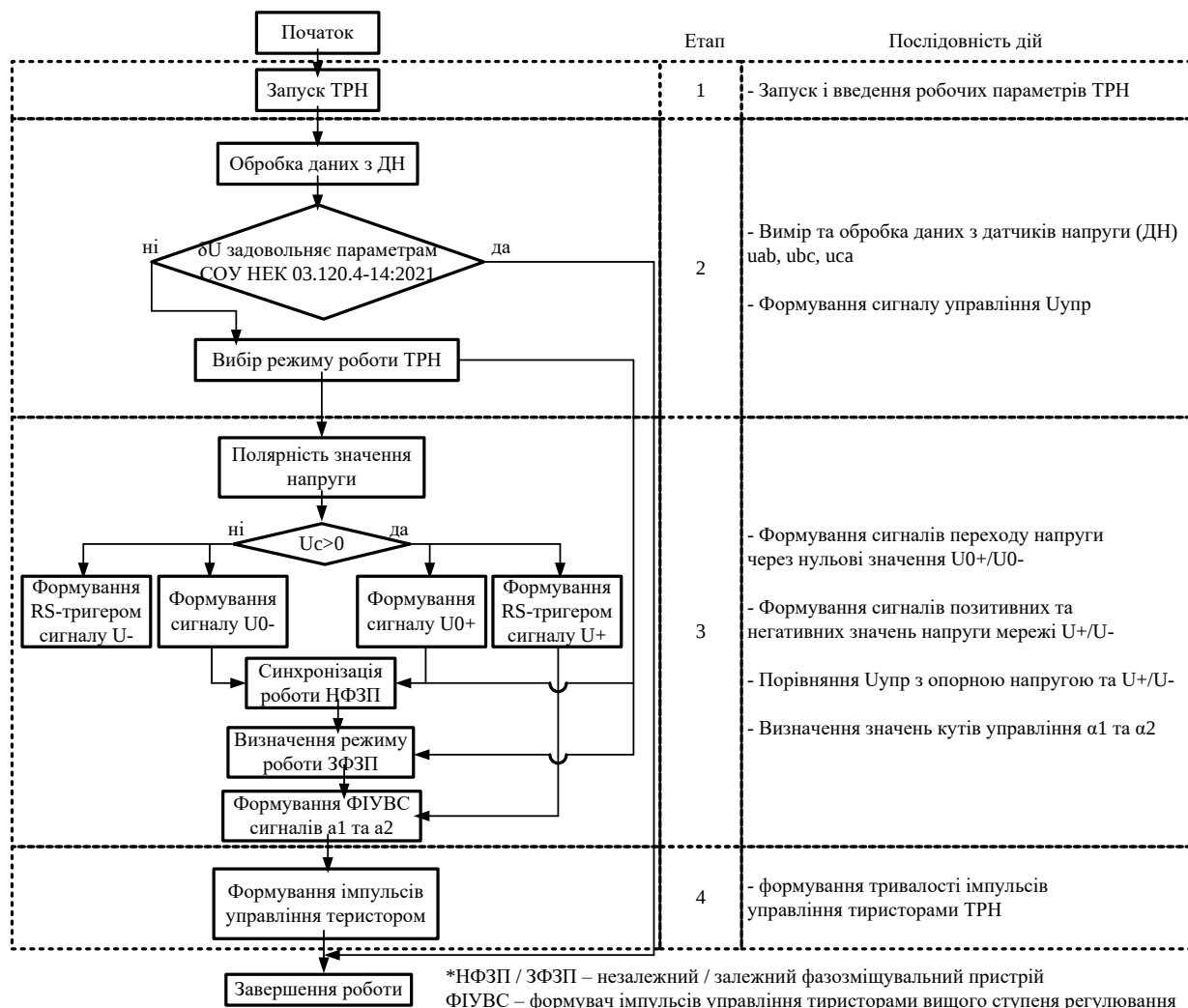


Рисунок 3.4 – Алгоритм управління тиристорним регулятором напруги

На рисунку 3.5 зображено програмна реалізація блоку регулювання у програмному комплексі LabVIEW [22].

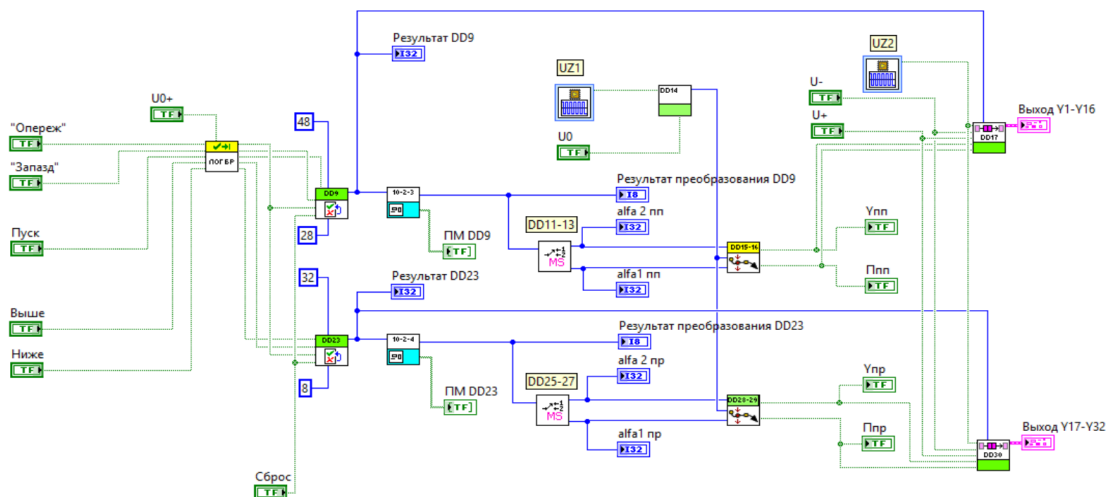


Рисунок 3.5 – Програмна реалізація блоку регулювання ТРН

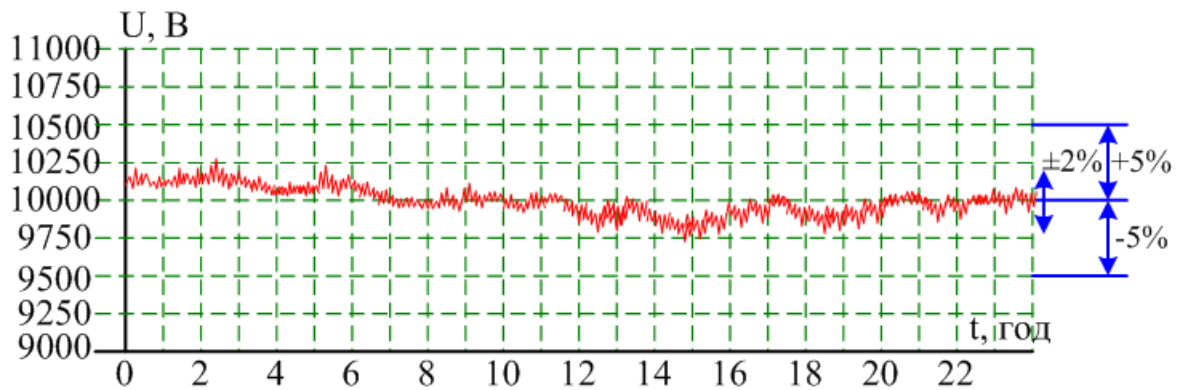


Рисунок 3.8 – Добовий графік стану напруги після використання ТРН

В цілому використання ТРН дає змогу досягти таких переваг [22]:

- плавне регулювання напруги: ТРН дозволяє точно і плавно змінювати напругу в межах необхідного діапазону, що важливо для живлення обладнання, чутливого до коливань напруги;
- енергоефективність: завдяки використанню напівпровідникових компонентів (тиристорів), процес регулювання напруги відбувається з мінімальними втратами енергії, що підвищує загальну ефективність системи;
- захист обладнання: ТРН захищає обладнання від перенапруги та стрибків напруги, що може запобігти пошкодженню чутливої електроніки та двигунів;
- збільшення терміну служби обладнання: завдяки стабільній напрузі і відсутності різких стрибків, електродвигуни та інші електричні пристрої працюють в оптимальних умовах, що подовжує їхній термін служби;
- зниження пускових струмів: ТРН дозволяє керувати пуском електродвигунів, знижуючи пускові струми, що зменшує механічне та теплове навантаження на двигун та мережу;
- можливість автоматизації: ТРН легко інтегрується в автоматизовані системи керування, дозволяючи дистанційне керування та програмоване регулювання напруги для різних робочих режимів.

Ці переваги роблять тиристорні регулятори незамінними в багатьох промислових галузях, де важливе точне і стабільне регулювання напруги.

3.4 Висновки по розділу 3

У даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було досліджено можливість підвищення якості електропостачання ПАТ «МПМБЗ» за допомогою використання пристрою ТРН в мережі 10 кВ. Використання пристрою ТРН в СЕП підприємства дозволить значно оптимізувати рівень напруги в мережах даного підприємства, мінімізувати величину відхилення напруги, що дає змогу покращити показники якості електроенергії та зменшити втрати пов'язані з даним несприятливим явищем.

Для дослідження роботи ТРН при роботі в СЕП ПАТ «МПМБЗ» здійснено удосконалення математичної моделі для ТРН у середовищі MatLAB, Simulink. Удосконалена модель дає змогу досліджувати вплив роботи ТРН на якість електричної енергії в СЕП підприємств.

Удосконалена математична модель дає змогу визначити оптимальні параметри ТРН для місця його приєднання та оптимальні режими його роботи.

В результаті моделювання було показано можливість ТРН здійснювати коригування величини напруги відповідно допустимих норм.

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 [5].

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 1км лінії, тис. грн./км [5];

$K_{\text{прок}}$ - 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:

$$K_{\text{л1}} = (556,0 + 27,8) \cdot 0,221 = 251,9 \text{ (тис.грн.)}$$

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

Таблиця 4.3 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередачі

Назва лінії	Марка кабелю	Кількість	Довжина, км	$K_{\text{пит}}$, тис.грн	$K_{\text{прок}}$, тис.грн	$K_{\text{л}}$, тис.грн
ЦРП-ТП1	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,221	556,00	27,800	251,90
ЦРП-ТП2	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,110	556,00	27,800	125,38
Разом						377,27

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. [5];

$K_{\text{пост}}$ - 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:

$$K_{\text{пс1}} = 1142,0 + 228,4 = 1370,4 \text{ (тис.грн),}$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип т-ра	Кількість	Код, тис.грн	Кпост, тис.грн	Кпс, тис.грн
КТП-1	ТМ-1000	2	1142,00	228,40	1370,40
КТП-2	ТМ-1000	2	1142,00	228,40	1370,40
Разом:					2740,8

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми, зображеної на рис.1, кількість вимикачів 10 кВ – 7 шт.. Відповідно до рекомендацій приймаємо вартість вимикача 10 кВ рівною (68–74) тис. грн.. Сумарна вартість вимикачів:

$$K_B = 7 \cdot 70 = 490,0 \text{ (тис. грн.),} \quad (4.7)$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{\text{пс}} = 2740,8 + 490 = 3230,8 \text{ (тис.грн.),} \quad (4.8)$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 377,27 + 3230,8 = 3608,07 \text{ (тис.грн.).} \quad (4.9)$$

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. [5];

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 [5];

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

h – кількість обладнання в групі.

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

Таблиця 4.5 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	n, шт	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на оди-ницю облад-нання рем/рік	Норма трудо-міст-кості люд.-год.	Заг. трудоміст-кість люд.-год.	К-сть на оди-ницю облад-нання огл./рік	Норма трудо-міст-кості люд.-год.	Заг. трудо-міст-кість люд.-год.
Вимикач 10кВ	7	1	16	112	12	1	84
ТМ-1000	8	0,33	120	316,8	12	20	1920
Кабельна лінія 35 мм ² , км	0,662	1	46	30,452	1	11,5	7,613
Разом:				459,252			2011,613

Таблиця 4.6 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-сть, шт.	Технічне обслуговування				Загальна трудомісткість обслуговування люд.-год.
		Змінність роботи	Коеф. склад. ремонтів К _{ср}	К-сть місяців в році	Загал. трудомісткість люд.-год.	
Вимикач 10кВ	7	2	0,1	12	268,8	352,8
ТМ-1000	8	2	0,1	12	2304	4224
Кабельна лінія 35 мм ² , км	0,662	2	0,1	12	73,0848	80,6978
Разом:					2645,884	4657,5

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$H_{\text{обс}} = \frac{4657,4978}{1900 \cdot 1,05} = 2,33. \quad (4.12)$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$H_{\text{тр}} = \frac{459,252}{1900 \cdot 1,1} = 0,22. \quad (4.13)$$

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:

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

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

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

де $K3, K4$ – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, [5];

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:

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

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:

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

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

де $K4$, $K5$ – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, [5].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

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

$$\Phi_p = 459,252 \cdot 59,77 = 27450,74 \text{ (грн./рік)}.$$

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:

$$\Phi_{op} = 27450,74 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 35960,48 \text{ (грн./рік)}. \quad (4.23)$$

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:

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

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

$$\Phi_{орд} = 35960,48 \cdot 1,15 = 41354,55 \text{ (грн./рік)}.$$

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

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

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

Розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

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

і ремонтному персоналу:

$$C_{\text{зпр}} = 41354,55 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100} \right) = 56242,18 \text{ (грн./рік)}.$$

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.			
Силові трансформатори		1000	1600	2500	10000	1000	1600	2500	10000
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 ТП,

Отже, вартість матеріалів на ремонт: $C_{мпр} = 71905,98$ (грн/рік); і вартість матеріалів на технічне обслуговування: $C_{мто} = 958692,44$ (грн / рік).

Отже, можна розрахувати:

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

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

$$C_{обс} = 562908,84 + 958692,44 = 1521601,27 \text{ (грн/рік);}$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

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

$$C_{пр} = 56242,18 + 71905,98 = 128148,17 \text{ (грн/рік).}$$

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.

$$C_a = 0,06 \cdot 3608073,8 = 216484,428 \text{ (грн/рік).}$$

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.

$$C_{ip} = 0,25 \cdot (1521601,27 + 128148,17 + 216484,428) = 466558,47 \text{ (грн/рік).}$$

4.3. Розрахунок собівартості електроенергії

4.3.1 Розрахунок оплати за електроенергію

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

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

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для Зав.управ.:

$$E_{a1} = 0,6 \cdot 30 \cdot 4000 = 72000 \text{ (кВт год./ рік)}.$$

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

Таблиця 4.9 – Річні витрати активної електроенергії по цехах

№	Назва цеху	К-сть змін	Sp, кВА	Tм, год.	Kп	Pн, кВт	Ea, кВт·год./рік
1	Заводоуправління	2	54,58	4000	0,6	30	72000
2	Склад	2	35,34	4000	0,8	25	80000
3	Ковальський цех	2	104,92	4000	0,4	170	272000
4	Енергомеханічний відділ	2	149,98	4000	0,8	75	240000
5	Їдальня	2	51,31	4000	0,5	30	60000
6	Компресорна	2	353,19	4000	0,7	360	1008000
7	Цех точного литва	2	145,94	4000	0,6	81	194400
8	Модельний цех	2	63,52	4000	0,4	45	72000
9	Механічний цех	2	743,58	4000	0,4	1200	1920000
10	Відкритий склад металу	2	31,91	4000	0,4	11	17600
11	Механоскладальний цех	2	516,79	4000	0,4	550	880000
12	Хімічний склад	2	11,44	4000	0,4	10	16000
13	Тарний цех	2	17,30	4000	0,4	16	25600
14	Транспортний цех	2	69,76	4000	0,5	45	90000
15	Гараж	2	21,35	4000	0,6	13	31200
16	Ремонтно-монтажний	2	90,61	4000	0,6	88	211200
17	Склад	2	22,70	4000	0,8	12	38400
18	Парова котельня	2	106,73	4000	0,6	120	288000
19	Склад готової продукції	2	20,96	4000	0,6	18	43200
20	Цех метал.конструк-й	2	261,31	4000	0,5	120	240000
21	Цех нової техніки	2	140,32	4000	0,6	140	336000
	Разом					3159,000	6135600

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

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

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

τ – час максимальних втрат, год./рік.

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

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

де r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км (див. табл. 10.25 [2]),

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження:

$$\tau_{\text{м}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405,8 \text{ (год)}, \quad (4.34)$$

Для лінії ГПП –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ГПП до ТП1:

$$R = 0,221 \cdot 0,868 = 0,192 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot 2 \cdot 44,63^2 \cdot 0,192 \cdot 2405,3 \cdot 10^{-3} = 5514,44 \text{ (кВт·год./рік)}.$$

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	$I_{\text{м}}$, А	R, Ом	τ , год./рік	R _{пит} , Ом/км	$\Delta E_{\text{л}}$, кВт·год.
ЦРП-ТП-1	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,221	44,63	0,192	2405,29	0,868	5514,44
ЦРП-ТП-2	АПвЭгаПу-10 3х35	2	0,110	41,93	0,095	2405,29	0,868	2422,97
Разом								7937,4

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

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

де n - кількість трансформаторів;

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

Відповідно втрати енергії в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 2,1 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{1546,06}{1000} \right)^2 \cdot 2405,8 = 66976,13 \text{ (кВт} \cdot \text{год/рік)}.$$

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

Таблиця 4.11 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип	ш	$\Delta P_{\text{х}}$	$\Delta P_{\text{к}}$	S_p , кВА	S_n	ΔE_T
КТП-1	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1546,06	1000	66976,13
КТП-2	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1452,61	1000	63437,51
разом							130413,64

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

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

$$E = 6135600 + 7937,4 + 130413,64 = 6273951,05 \text{ (кВт} \cdot \text{год./рік)}.$$

Оплата за спожиту електроенергію на напрузі 10 кВ:

$$П_1 = 6,649 \cdot 6273951,05 = 41715500,5 \text{ (грн.)}; \quad (4.38)$$

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:

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

де Π – оплата за спожиту електроенергію;

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

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

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

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 електроустановок підприємства, грн/рік;

$$C_{\Pi} = 1521601,27 + 128148,17 + 216484,428 + 466558,47 = 2332792,33 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 41715500,5 + 2332792,33 = 44048292,84 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, собівартість електроенергії:

$$S = \frac{44048292,84 \cdot 100}{61356000,00} = 717,91 \text{ (коп./кВт·год.)}.$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.12.

Таблиця 4.12 – Результати розрахунків

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	E_a	6135600	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	E	6273951,05	кВт·год.
Плата за електроенергію	Π_1	41715500,5	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.енергії	C_{Π}	2332792,33	грн.
Сумарні витрати під-ва	$C_{\text{сум}}$	44048292,84	грн.
Собівартість ел.енергії	S	717,91	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 717,91 коп/кВт·год.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випусковій кваліфікаційній роботі розробляється система електропостачання ПАТ «МПМБЗ». ПАТ «МПМБЗ» є деревообробним підприємством, яке займає значну територію, має у своєму складі велику кількість обладнання з різними виробничими потужностями, умовами експлуатації, та характером середовища, в якому встановлене дане обладнання. Підприємство відноситься до I категорії електропостачання, живлення здійснюється від двох підстанцій 35/10 кВ, які знаходяться на відстані 3,7 км [3].

На оперативно-ремонтний персонал, який здійснює технічне обслуговування та експлуатацію електричного обладнання цеху з виробництва гранульованого палива (пелет), впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [28]:

а) фізичні:

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

підвищений рівень шуму на робочому місці;

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

підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

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

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.

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

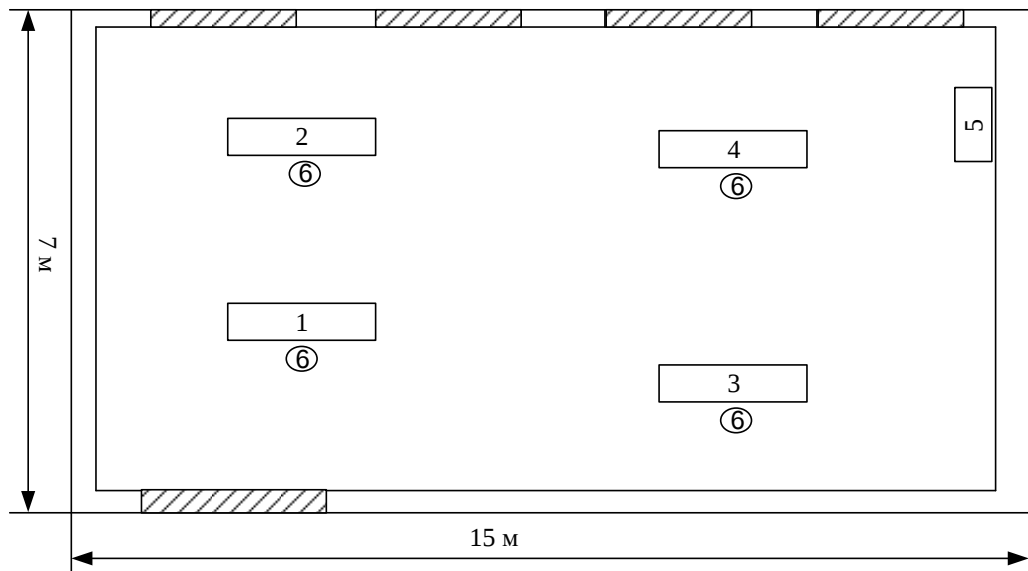


Рисунок 5.1. Робоче приміщення

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

5.1.2 Електробезпека

Живлення здійснюється від п/ст 10/0,4 кВ кабельними лініями, що прокладені в траншеях. У приміщенні цеху використовується трифазна чотирьохпровідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Відповідно з [31] умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною.

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

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

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

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

В установках напругою до 1 кВ огороження роблять суцільними. Безпечні відстані між огороженнями і не ізолюваними струмоведучими частинами регламентується ПУЕ [2] і в установках до 1 кВ із суцільними огороженнями - 5 см. Висота розміщення не огорожених струмоведучих частин залежить від значення напруги і рівня підготовки людей, що працюють з електроустаткуванням. Струмоведучі частини напругою до 1 кВ у місцях, де працюють люди, висота розміщення повинна бути не менше 3,5 м. Постійний контроль за ізоляцією, тому що протягом часу відбувається старіння ізоляції, що може привести до пробоя і створити небезпеку при дотику людини до ізолюваних проводів. Використовують наступні кольори для маркування ізоляції: чорна - для силових ланцюгів; червона - для ланцюгів керування.

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

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

Передбачена проектом апаратура повинна експлуатуватися у відповідності з паспортними значеннями номінального струму та напруги. В процесі експлуатації слід постійно контролювати стан контактних сполучень та ізоляції апаратури, відсутність слідів дуги та оплавлення ошиновування, опір ізоляції силових та освітлювальних мереж, правильність підключення. На всіх підготовлених місцях роботи після накладання заземлення вивішується плакат "Працювати тут".

На стругальних деревообробних верстатах ножові вали повинні бути збалансовані, мати циліндричну форму, а також пристрої для швидкого та надійного закріплення ножів на ножовому валу — для запобігання вилітання ножів. Вставні стружколамачі повинні щільно прилягати до поверхні ножів по всій їхній довжині, бути однакової форми і не мати вироблених та вищерблених ділянок. Механізм подавання заготовок повинен бути заблокований з ножовими валами верстата так, щоб зупинення будь-якого з них викликало зупинення механізму подавання оброблюваного матеріалу.

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

Поздовжньо-фрезерні стругальні верстати повинні мати обмежувачі граничного перерізу заготовок, що пропускаються через верстат. Обмежувачі повинні установлюватись перед подавальними пристроями. Подавальні механізми необхідно закривати щитками або кожухами, а неробочу частину нижніх ножових валів — висувним огородженням відповідно до ширини оброблюваного матеріалу. Леза ножів не повинні виступати за краї стружколамачів більше ніж на 1,5 мм і повинні описувати коло одного діаметра.

Верстати, обладнані заточувальними пристроями, повинні мати блокувальний пристрій, — для унеможливлення ввімкнення привода шліфувального круга та переміщення каретки цього пристрою під час обертання ножового вала. У разі відсутності на фугувальному верстаті автоподавача за готової робоча частина

ножового вала повинна бути повністю закрыта автоматично діючим огороженням, яке повинно відкривати ножовий вал тільки на ширину оброблюваної деталі. Неробоча частина різального інструмента фугувальних та чотиристоронніх стругальних верстатів повинна бути повністю закрыта висувним огороженням відповідно до ширини оброблюваних заготовок.

Забороняється закріплювати напрямну лінійку струбцинами.

Краї столів біля щілини ножового вала фугувальних верстатів необхідно забезпечити закріпленими врівень з поверхнею стола сталевими гостроскошеними накладками, які повинні мати рівні, без вищербин та зазубрин краї. Відстань між кромками накладок та траєкторією, що описується лезами ножів, не повинна перевищувати 3 мм. Рейсмусові та чотиристоронні стругальні верстати повинні мати блокувальний пристрій — для запобігання можливості переміщення стола по висоті механічним приводом під час обертання ножового вала. Для безпечного пропускання через рейсмусовий верстат одночасно кількох заготовок, що відрізняються за товщиною, передні подавальні вальці та передні притискачі повинні бути секційними. Незалежно від наявності чи відсутності секційних подавальних вальців усі верстати повинні мати запобіжні упори. На передньому краю стола рейсмусового верстата повинна бути додатково установлена завіса із затримувальних хитних планок. У разі вимкнення противикидних пристроїв повинен автоматично вимикатись привод подавання заготовок у напрямку обробки.

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

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99 [34].

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

Робота оператора верстата відноситься до категорії Іб по важкості праці.

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

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

Таблиця 5.1- Допустимі норми параметрів повітря

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

5.2.2 Склад повітря робочої зони

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

При деревообробці виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах в цеху і знаходяться повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно до [32] наведено в таблиці 5.2.

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

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТу 12.1.004-91. ССБТ проектом передбачені наступні рішення [30]:

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

необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;

застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

5.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення.

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

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 [36] розряд зорової роботи IV, підрозряд «в» таблиця 5.3.

Таблиця 5.3 - Норми освітленості при штучному освітленні

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

Нормоване значення КПО для даного виробничого приміщення розраховуємо за формулою:

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

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

Природне $e_N = 1,5 \cdot 0,95 = 1,425$.

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

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

Штучне освітлення.

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

Для освітлення вибираємо світильники прямого світла ЛПО-02 з двома люмінесцентними лампами. Висота підвісу світильників над поверхнею 4,5 м.

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

5.2.4 Виробничий шум

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

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

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

Шум має кумулятивний ефект, тобто акустичні подразнення, накопичуючись в організмі людини, все сильніше пригнічують нервову систему. Тому перед втратою слуху від впливу шумів виникає функціональний розлад центральної нервової системи. Особливо шкідливий вплив шуму позначається на нервово-психічній діяльності людини. Процес нервово-психічних захворювань вищий серед

осіб, що працюють у гомінких умовах, ніж у людей, що працюють у нормальних звукових умовах.

Відповідно до [37] рівень звуку вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

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

де L - рівень шуму, дБ;

p - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, 5-10 м/с;

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

При санітарно-гігієнічному нормуванні шуму використовують два методи:

нормування за гранично допустимим спектром шуму;

нормування рівня звуку за шкалою А шумоміра.

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

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

Таблиця 5.4 - Допустимі рівні звукового тиску

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

Для зменшення рівня шуму до допустимого в цеху двигуни виконуються в металевому кожусі, а також виконують змащення, застосовують пластмасові деталі, використовують протишумні навушники, які закривають вушну раковину.

5.2.5 Виробничі вібрації

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

Таблиця 5.5 - Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

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

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

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

5.2.6 Психофізичні фактори

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

для чоловіків – до 30;

для жінок – до 7.

Робоча поза.

Перебування в незручній та/або фіксованій позі більше 50% часу зміни; перебування у вимушеній позі (на колінах, навпочіпки тощо) більше 25% часу зміни

перебування в позі «стоячи» більше 80 % часу зміни. Що перевищує допустимі норми, і є критичними.

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

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

По горизонталі – до 12;

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

Характер виконуваної роботи, робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності.

Сенсорні навантаження.

Навантаження на слуховий аналізатор при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів складає від 50% до 70% що у свою чергу є незначним перевищенням допустимої норми.

Організм людини може безхворобливо переносити вплив небезпечних та шкідливих чинників тільки доти, доки вони не перевищують оптимальних і допустимих рівнів та часу витривалості, що зумовлено функціональними можливостями людського організму.

Дослідження фізіології праці показують, що для виконання тривалої фізичної роботи вибрано важкі величини темпу і навантажень, при цьому стомлення буде виникати швидше, що у свою чергу відобразиться на робочому персоналі.

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

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

збільшення кількості змін працівників,

зміна технологічного процесу;

Для збереження високої і стійкої працездатності потрібно застосовувати дві

взаємодоповнюючі форми чергування періодів праці і відпочинку на виробництві:

- 1 – обідня перерва в середині робочого дня;
- 2 – технологічні короткочасні перерви.

При виконанні особливо важких робіт більш ефективним є сполучення роботи протягом 15...20 хв із відпочинком такої ж тривалості.

При роботах, що вимагають великої нервової напруги й уваги, швидких і точних рухів рук, доцільне введення більш частих, але більш коротких перерв тривалістю 5...10 хв.

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

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

Варто враховувати індивідуальні якості працюючого, оскільки помилки на виробництві, а також нещасні випадки є наслідком зіткнення якостей людини з особливостями конкретної професійної діяльності. З метою поліпшення безпеки і захисту здоров'я працівників під час роботи необхідно проводити професійний психофізіологічний відбір для широкого кола професій.

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи СЕП ПАТ «МППМБЗ» в умовах надзвичайних ситуацій

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

В блоках СЕП можуть початися відновлювані чи не відновлювані зміни через деякий час після радіоактивного зараження при рівнях радіації значно нижчих від критичних. Імпульсна напруга найбільш легко виникає в високоомних неекраних і несиметричних колах. В результаті наявності таких кіл імпульсу струму чи напруги проникає в систему і спричинює пошкодження, ступінь яких залежить від чутливості складових системи вузлів.

Електромагнітний імпульс являє собою велику небезпеку для апаратури, добре захищеної від дії інших уражаючих факторів. Тому слід пам'ятати про те, що ЕМІ проникає в захищені блоки апаратури і вона може вийти з ладу, знаходячись в надійно захищених спорудах. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи електросхем радіоапаратури, викликає коротке замикання в радіопристроях тощо. Найбільш часто виходять з ладу напівпровідникові прилади, резистори, конденсатори. В резисторах електромагнітний імпульс викликає іскріння в міжконтактних з'єднаннях, що приводить до локального нагріву і порушує опір покриття. В конденсаторах електромагнітний імпульс викликає нагрів шару металізації і його вигорання, порушення контактів між обкладинками і виводами.

5.3.1 Дослідження безпеки роботи СЕП ПАТ «МППМБЗ» в умовах впливу іонізуючих випромінювань

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

За критерій безпеки роботи електричного обладнання в цих умовах приймається таке значення граничного значення рівня радіації ($R_{зв}$, Р/год), при якому можуть виникнути тимчасові зміни, але система буде працювати з потрібною якістю. Отримані значення занесемо до таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 - Граничні рівні радіації для обладнання СЕП

Блоки СЕП	Елементи пристрою	$R_{грі}$, Р/год	$R_{гр}$, Р/год
Блок живлення	Мікросхема 78В05	105	
	Транзистор СП1-10,	105	
Блок керування	Діод Д220А	104	

Продовження таблиці 5.6

	Конденсатор X7R	106	
	Резистор R12	107	104
Силові елементи	Транзистори, T143-1000	105	
	Дросель TPA11	105	
	Реактор BP2MC	105	

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

$$P_{гр} = P_{зв} \cdot K_{пос} \cdot K_{н}; \quad (5.3)$$

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

Можлива експозиційна доза опромінення в заданих умовах:

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

Допустимий час роботи СЕП визначається за формулою:

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

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

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

5.3.2 Дослідження безпеки роботи СЕП ПАТ «МПМБЗ» в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

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

де $U_{ж}$ – напруга живлення, В;

N – допустиме відхилення напруги, %.

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

Вертикальна складова напруги наведення на струмопровідних частинах СЕП:

$$U_v = \frac{U_d}{100} = 2,53 \text{ (В)}.$$

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

$$U_v = E_\Gamma \cdot l_v; \quad (5.7)$$

Звідки:

$$E_\Gamma = \frac{U_v}{l_v}; \quad (5.8)$$

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

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

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

Звідки:

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

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

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

5.4 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи СЕП ПАТ «МПМБЗ» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

В даному розділі було проведено оцінку безпеки роботи СЕП ПАТ «МПМБЗ» в умовах дії загрозливих чинників НС.

Розглянемо способи підвищення безпеки роботи обладнання системи електропостачання.

Для боротьби з впливом іонізуючого опромінення використовують алюмінієві сплави, леговані елементами з високим атомним номером (лантаноїдами і рідкоземельними елементами), сплави на основі тугоплавких і рідкоземельних елементів і багатошарові матеріали. Також для боротьби з впливом іонізуючого випромінювання можна використати новітній вітчизняний метод, що полягає в захисному покритті радіоелектронної апаратури, що розміщується на поверхнях даних елементів, які піддаються впливу іонізуючого випромінювання, відмінним тим, що захисне покриття виконане у вигляді наноструктури, яка включає сукупність атомів рідкоземельних елементів, введених в структуру армованої атомно-молекулярної металічної матриці, або утворює її захисний шар.

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

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

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

Визначаємо перехідне гасіння електричного поля екраном зі сталі:

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

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

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

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

Розрахуємо товщину захисного екрану:

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

де A - перехідне затухання екрану, дБ;

f - найбільш характерна частота, (15 кГц).

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

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

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

Отже, при екрануванні блоку живлення з використанням екрану товщиною 0,09 см зі сталі, блоку керування з використанням екрану товщиною що дорівнює 0,1 см, силових елементів 0,12 см, система електропостачання буде стійко працювати в умовах дії електромагнітного імпульсу.

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

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

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

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

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

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

ВИСНОВКИ

В процесі автоматизованого пошуку оптимальних рішень проектування СЕП ПАТ «МПМБЗ» здійснено наступні оптимальні проектні рішення за критеріями якості, надійності та економічності:

Для ПАТ «МПМБЗ» у роботі проведено розрахунок навантаження споживачів та освітлювальних мереж. Розроблено проект внутрішньої мережі 10 кВ. За економічними показниками було обрано трансформатори марки ТМ – 1000/10. Для радіальної схеми живлення ЦТП від ЦРП 10 кВ обрано кабельні лінії АПвЭгаПу-10 перерізом 35 мм². Живлення ЦРП підприємства від ПС 110/10 мережі доцільно виконати КЛ марки АПвЭгаПу-10 3х95 мм² L = 1800 м

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

В другому розділі магістерської кваліфікаційної роботи проведено загальний аналіз параметрів якості електричної енергії. Наведено основні норми якими регламентується ЯЕЕ згідно державних норм. Описано негативні наслідки викликані зниженням якості електричної енергії. Проаналізовано основні властивості пристроїв регулювання напруги. Здійснено загальний аналіз пристроїв РПН, ПАРН та ТРН для регулювання напруги в мережах 10 кВ.

В науковій частині магістерської кваліфікаційної роботи удосконалено математичну модель, яка дає змогу досліджувати вплив використання тиристорного регулятора напруги на якість електричної енергії в СЕП підприємств. Удосконалена математична модель дає змогу визначити оптимальні параметри ТРН для місця його приєднання та оптимальні режими його роботи.

Також в третьому розділі магістерської кваліфікаційної роботи було показано, що використання пристрою ТРН в СЕП підприємства дозволить значно оптимізувати рівень напруги в мережах даного підприємства, мінімізувати величину відхилення напруги, що дає змогу покращити показники якості електроенергії та зменшити втрати пов'язані з даним несприятливим явищем.

Четвертий розділ роботи був присвячений економічним розрахункам спроектованої СЕП. Тобто економічної доцільності будівництва пропонованого проекту. Визначено очікувану вартість електроенергії у мережі.

У п'ятому розділі були проаналізовані стандарти охорони праці та електробезпеки. Проведено аналіз стабільності роботи бота на робочому місці підприємства під впливом іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів.

Виконані розрахунки дозволять забезпечити максимально надійне електропостачання даного підприємства.

Аналіз отриманих результатів і розрахунків для реальних споживачів електроенергії, виконаних за допомогою розробленої комп'ютерної моделі, дозволяє стверджувати, що розроблена комп'ютерна модель може бути використана в реальному процесі проектування СЕП споживачів електроенергії. Щоб використовувати його, досить мати програму електронної обробки даних Excel, яка широко доступна для проектної організації.

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. Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання). – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2017, 617 с.
3. 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.
4. Бурбело, М. Й. Спеціальні питання електропостачання: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2024. – 89 с.
5. Демов О.Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2006. 95 с.
6. Офіційний сайт ПАТ «Завод Південкабель». URL: <http://www.yuzhcable.info> (дата звернення: 17.10.2024).
7. Тарифи ПАТ "Вінницяобленерго" : веб-сайт. URL: <http://www.voe.com.ua/consumers/individuals/fees> (дата звернення: 15.10.2021).
8. Трансформатори силові. URL: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099> (дата звернення: 17.10.2024).
9. Бурбело, М. Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання : навчальний посібник / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 123 с.
10. 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).
11. Силові вимикачі. URL: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099> (дата звернення: 18.10.2024).

12. ДСТУ ІЕС/TR 60909-4:2008 (ІЕС/TR 60909-4:2000, IDT): 2008. Національний стандарт України. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання. . [Чинний від 01.01.2008]. Київ, 2008. 82 с. (Інформація та документація).
13. 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.
14. Регулювання напруги в електричних системах - Конспект лекцій з курсу Електричні системи и мережі. URL: http://forca.com.ua/knigi/navchannya/konspekt-lekcii-z-kursu-elektrichni-sistemi-i-merezhi_11.html (дата звернення: 18.10.2024).
15. В.В. Грабко. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з прилаштуваті РПН. Монографія. - Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005, 109 с.
16. K. Satoh and M. Jamamoto. The present state of the art in high power semiconductor devices // IEEE Proc., vol. 89, no. 6, pp. 813-821, June 2001.
17. Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks, EN 50160-2010 ed3.0, July 2010.
18. MATLAB – високорівнева мова технічних розрахунків: веб-сайт. URL: <http://matlab.products/matlab> (дата звернення: 06.05.2023)
19. Simulink – моделювання і симуляція динамічних систем: веб-сайт. URL: <http://matlabproducts/simulink> (дата звернення: 06.05.2023)
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. E.N. Sosnina, A.A. Loskutov, A.A. Sevostyanov and R.Sh. Bedretdinov. EMC research of transformer – Thyristor regulator // in proc. 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, Latin America, Jan. 2017, pp. 1-6.
22. E.B. Solntsev, S.A. Petritsky and S.N. Iurtaev. Design and analytical model of

6 – 20 kV distribution electric network section with thyristor voltage regulator // Smart Electrical Engineering, no. 2, pp. 39-52, 2018.

23. 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.

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

25. 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->.

26. 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.

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

28. 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>.

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

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

31. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

32. 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>.

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

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

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

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

37. 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.

38. 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.

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

ДОДАТКИ

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ” _____ 2024р.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМ

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

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи
на тему:

Підвищення якості електропостачання приватного акціонерного товариства
«Могилів-Подільський машинобудівний завод» з використанням пристроїв
автоматичного регулювання напруги в мережах 10 кВ

08-17.МКР.000.00.000 ТЗ

Науковий керівник:

к.т.н., доц. Кравець О.М. _____
(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕМ-23м

Гуйван В.Ю. _____
(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № ____ від ____ . ____ .24р.

Дата початку роботи ____ . ____ .24р.

Дата закінчення роботи ____ . ____ .24р.

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

а) мета – підвищення якості електропостачання системи електропостачання ПАТ «МПМБЗ»;

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		
4.2 Проведення дослідних розрахунків		
4.3 Розробка робочих креслень		
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи		

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

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

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

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

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

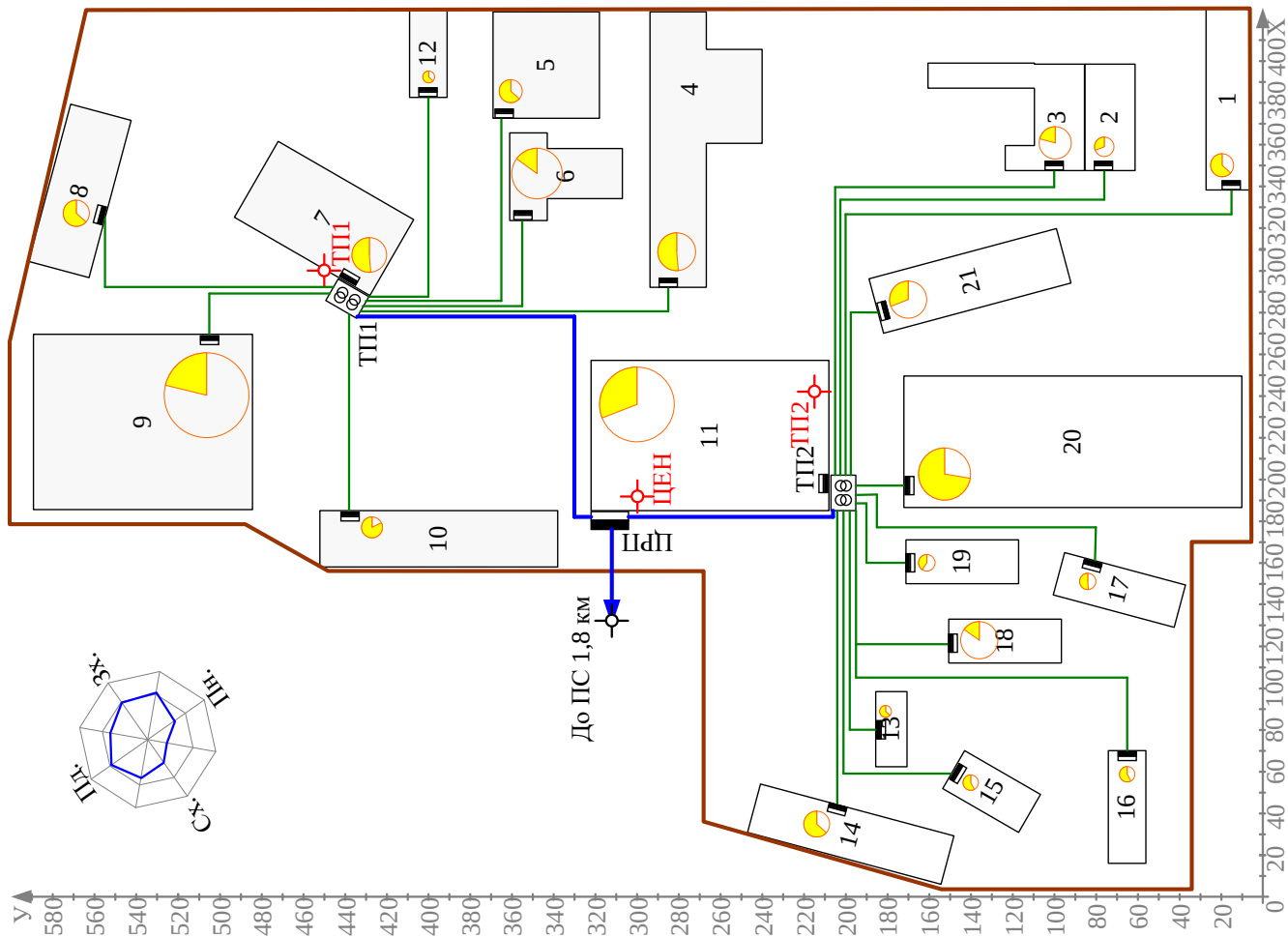
7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Додаток Б – План підприємства із силовими та живильними мережами

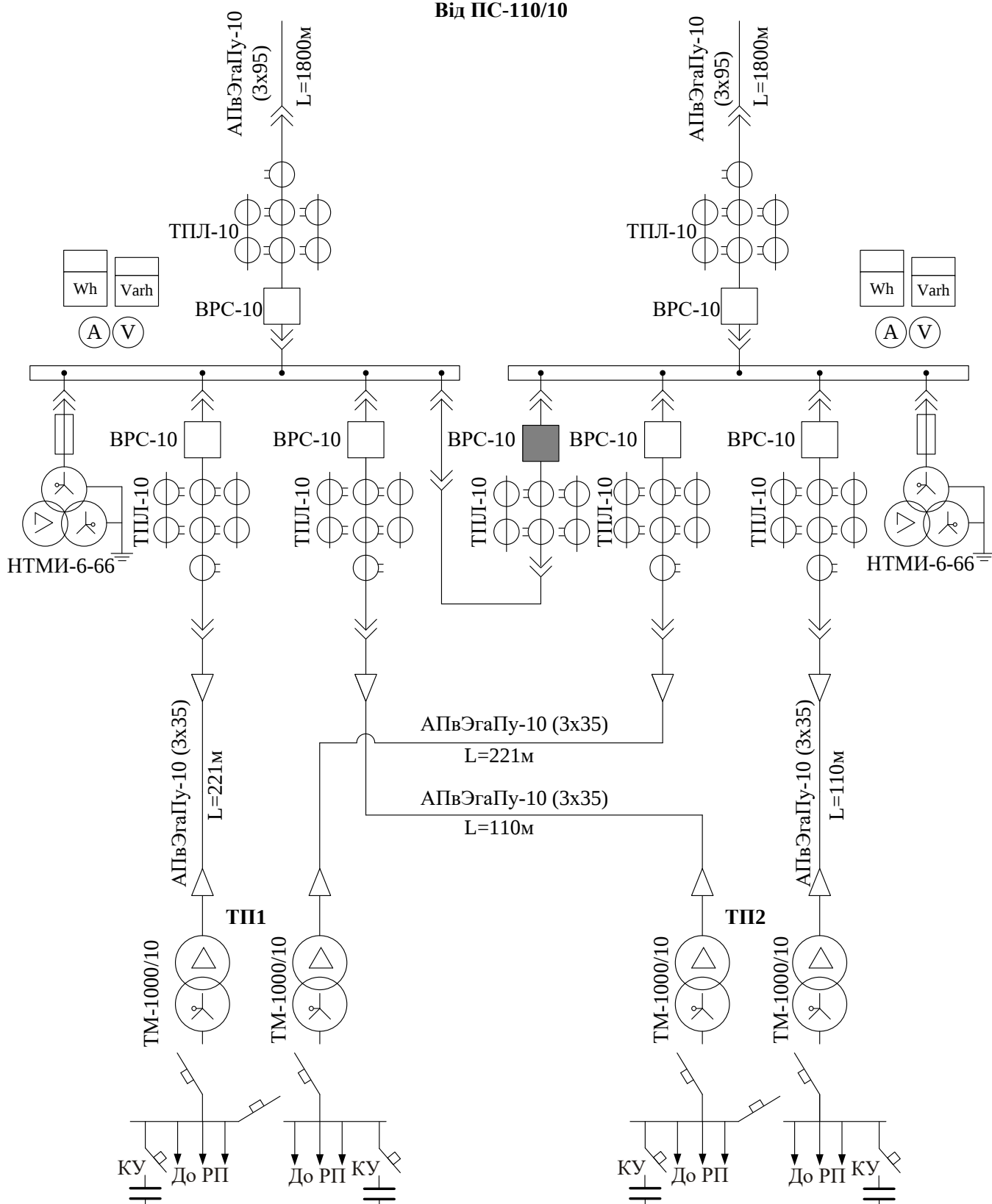


№	Назва	Р, кВт	Площа	X	Y
1	Заводоуправління	30	1827	382	17
2	Склад	25	1224	370	59
3	Ковальський цех	170	1530	370	108
4	Енергомеханічний відділ	75	4680	361	245
5	Їдальня	30	2601	399	321
6	Компресорна	360	1764	345	312
7	Цех точного литва	81	3150	343	453
8	Модельний цех	45	2340	338	567
9	Механічний цех	1200	8820	228	537
10	Відкритий склад металу	11	3078	169	367
11	Механоскладальний цех	550	9936	232	378
12	Хімічний склад	10	756	137	259
13	Гарний цех	16	540	80	178
14	Транспортний цех	45	2304	29	197
15	Гараж	13	882	50	130
16	Ремонтно-монтажний	88	972	43	65
17	Склад	12	1260	147	69
18	Парова котельня	120	1134	123	124
19	Склад готової продукції	18	1134	161	144
20	Цех метал.конструк-й	120	10206	218	91
21	Цех нової техніки	140	2511	292	126

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

Додаток В – Однолінійна схема електропостачання підприємства

Від ПС-110/10

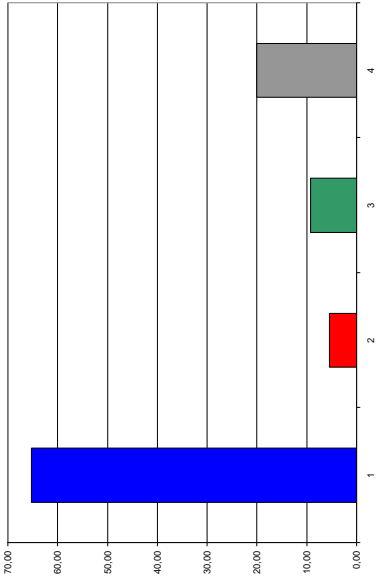


Підсумкова таблиця

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої електрики	Ea	6135600	кВт·год.
Річне споживання електрики із втратами	E	6273951,05	кВт·год.
Плата за електроенергію	П ₁	4171500,5	грн.
Витрати на передачу і розподіл елен.	C _n	2332792,33	грн.
Сумарні витрати під-ва	C _{сум}	44048292,84	грн.
Собівартість електрики	S	717,91	коп/кВт·год.

Сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства	3608,07 тис грн
Загальна потреба підприємства в електроенергії	6273951,05 кВт*год/рік
Тариф	6,649 грн/кВт*год
Оплата за спожиту електроенергію	4171500,5 грн
Собівартість спожитої електроенергії	717,91 грн/кВт*год

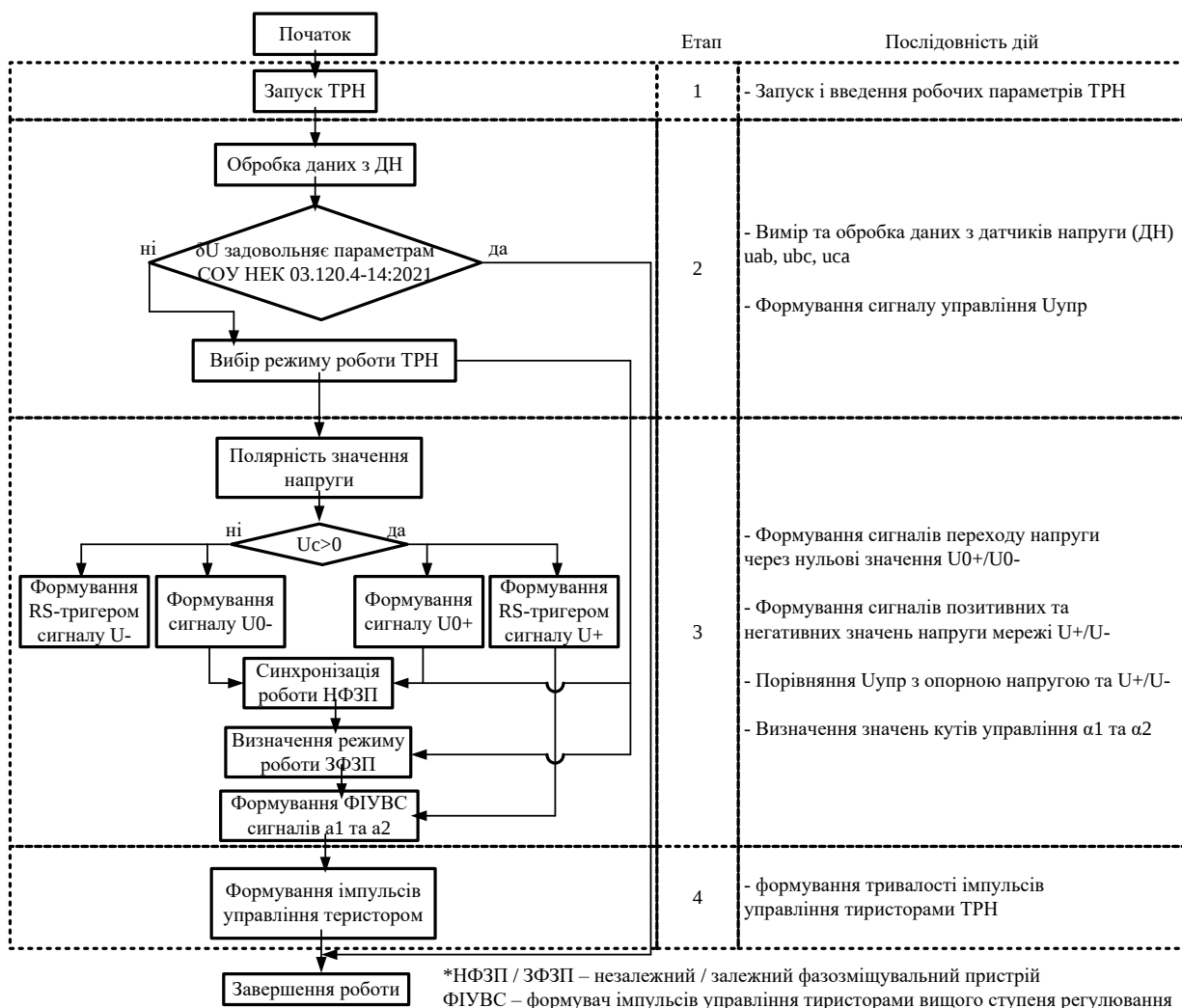
Гістограма кошторису річних поточних витрат



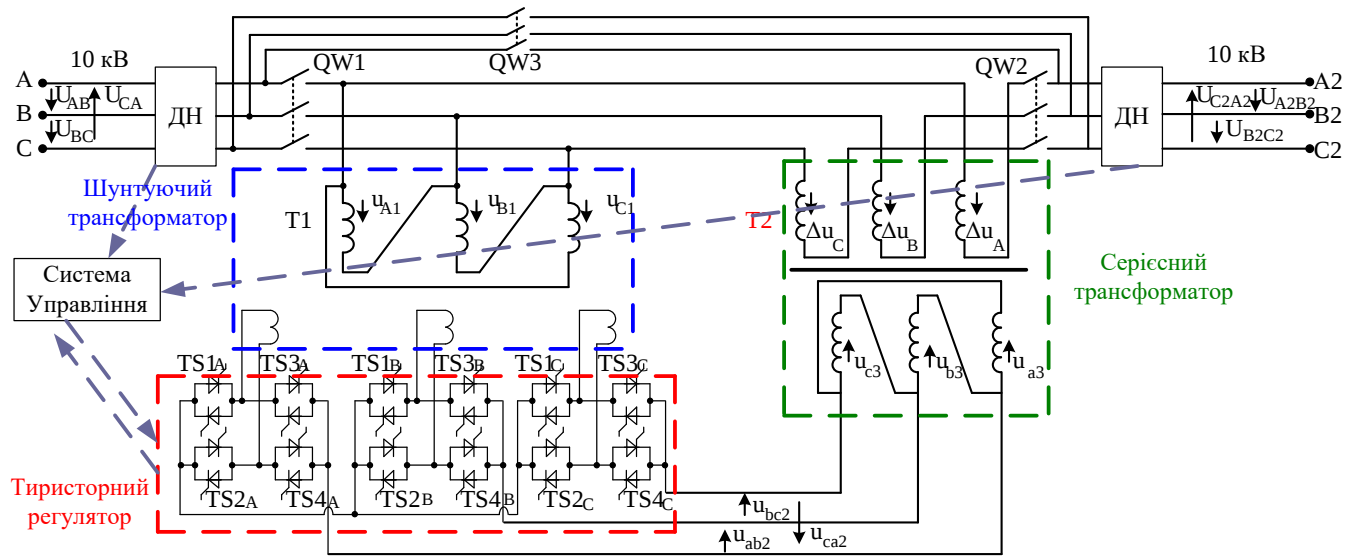
Таблиця кошторису річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Pn, кВт
Витрати по експлуатації обладнання	1521601,27	65,23
Витрати на поточний ремонт	128148,17	5,49
Витрати на амортизацію	216484,43	9,28
Інші витрати	466558,47	20,00
Разом	2332792,33	100

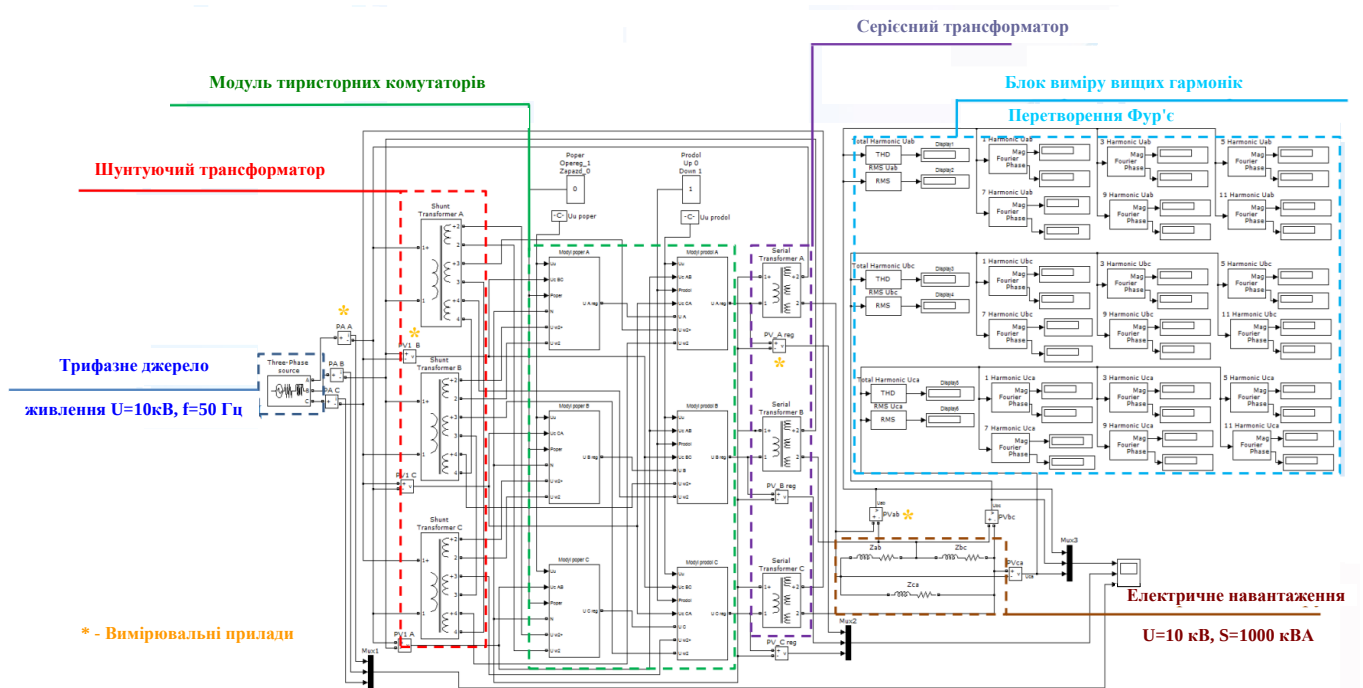
Додаток Д – Алгоритм управління тиристорним регулятором напруги



Додаток Є – Удосконалена математична модель ТРН

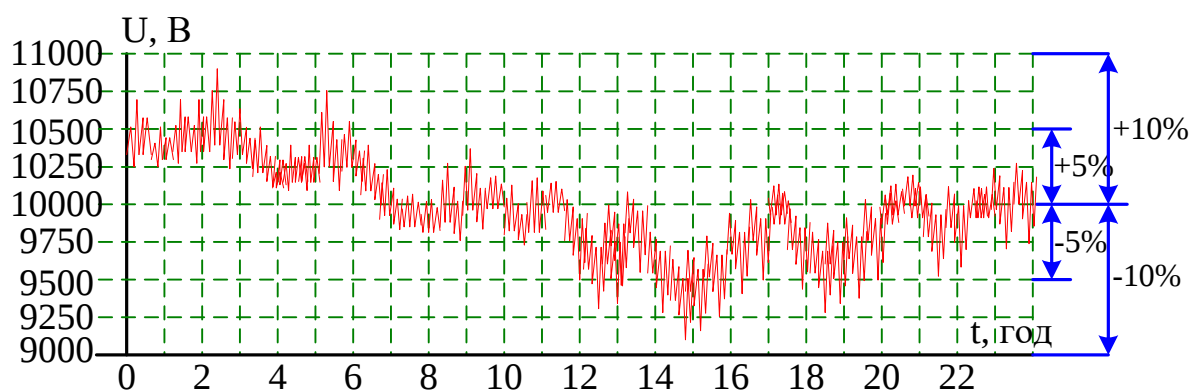


Принципова електрична схема під'єднання ТРН до мережі

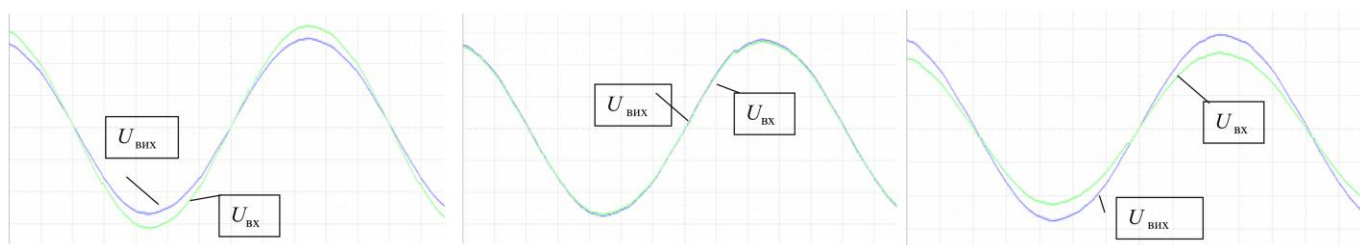


Simulink-модель ТРН

Додаток Ж – Моделювання основних режимів роботи ТРН



Добовий графік стану напруги на підприємстві

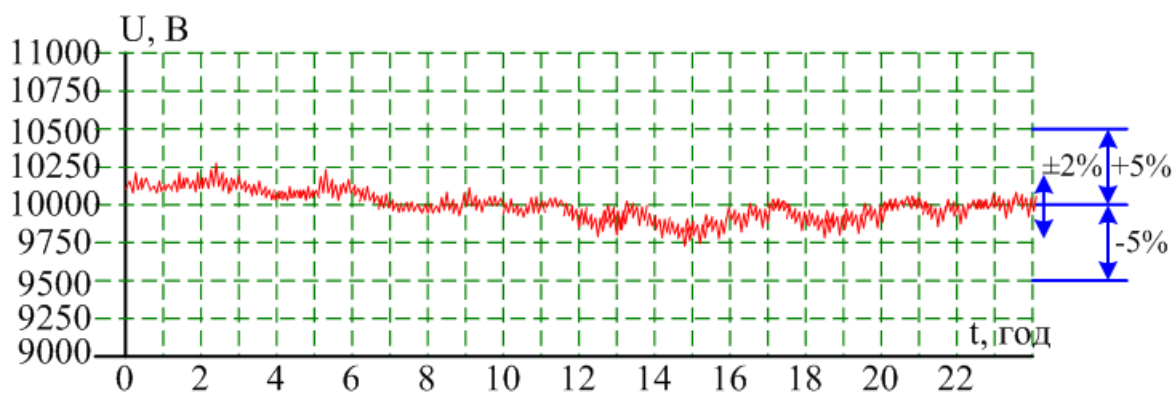


режим зниження напруги

регулювання відсутнє

режим підвищення напруги

Діаграми напруги мережі живлення



Добовий графік стану напруги після використання ТРН

