

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))

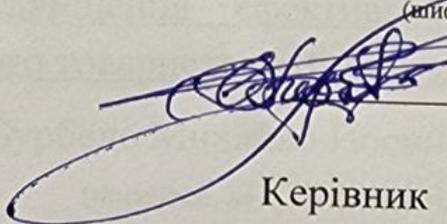
менеджменту

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

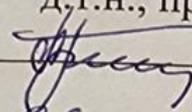
на тему:

«Підвищення ефективності системи електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький завод «Маяк»

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

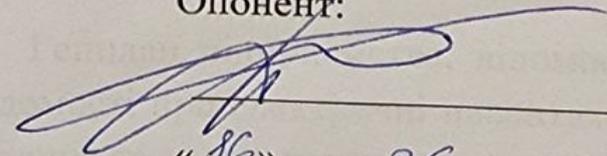

Бірюкова Олена Олександрівна
(прізвище та ініціали)

Керівник д.т.н., професор каф. ЕСЕЕМ


Бурбело М.Й.
(прізвище та ініціали)

«16» 06 2025 р.

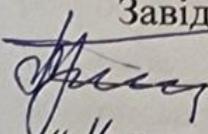
Опонент:


Градко В.В.
(прізвище та ініціали)

«16» 06 2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ


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

«16» 06 2025 р.

Вовочинський Віталій

Вінниця – 2025 року

Вінницький національний технічний університет

Факультет

Електроенергетики та електромеханіки

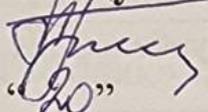
Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Освітньо-кваліфікаційний рівень _____ магістр _____

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

 проф. М. Й. Бурбело
"20" 03 _____ 2025 року

**ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Бірюкова Олена Олександрівна

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Підвищення ефективності системи електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький завод «Маяк»»

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

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

затверджені _____ наказом _____ вищого _____ навчального _____ закладу _____ від

«_20_»_03_____2025 року №_96_

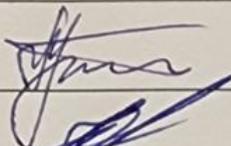
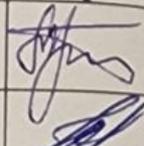
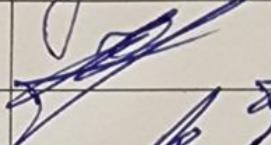
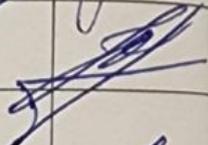
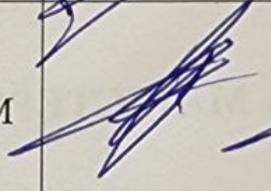
2. Термін подання студентом роботи «_09_»_06_____2025 року

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. Дослідження режимів, що підвищують ефективність системи електропостачання підприємства. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням об'ємів язкових креслень)
 Генеральний план з силовими та живильними мережами. Однолінійна
 електропостачання заводу. Креслення по компенсації реактивної потужності
 Основні техніко-економічні показники системи електропостачання. Інформація
 про надійність системи електропостачання.

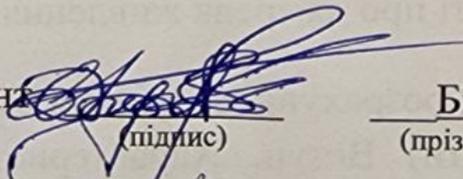
6. Консультанти розділів роботи

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

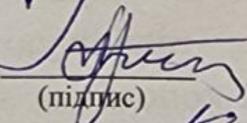
7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітки
1	Характеристика підприємства та технологічного процесу	17.02.25	
2	Синтез зовнішньої СЕП	24.02.25	
3	Науково дослідна частина	31.03.25	
4	Синтез результатів наукової роботи	14.04.25	
5	Економічна частина	28.04.25	
6	Графічна частина	06.06.25	

Студент 
 (підпис)

Бірюкова О.О.
 (прізвище та ініціали)

Керівник роботи 
 (підпис)

Бурбело М.Й.
 (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль 
 (підпис)

Войтюк Ю.П.
 (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП.....	7
1.ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА.....	9
1.1 Характеристика технологічного процесу.....	9
1.2 Відомості про електричні навантаження заводу.....	10
2. РОЗРОБКА ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРАТ «МАЯК» З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ ЇЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	11
2.1 Розрахунок електричних навантажень ПраТ «Маяк»	11
2.2 Автоматизований розрахунок кількості та потужності цехових підстанцій.....	17
2.3 Визначення перерізів живлячих ліній за допомогою САПР.....	24
2.4 Аналіз та синтез місця встановлення центрального розподільчого пункту 10кВ.....	26
2.5 Розробка питань оптимальної компенсації реактивної потужності	30
3. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ, ЩО ПІДВИЩУЮТЬ ЕФЕКТИВНІСТЬ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА.....	36
3.1 Питання забезпечення надійності електропостачання під час проектування системи електропостачання.....	36
3.2 Тривалість ремонтів та пошкодження електротехнічного обладнання	40
3.3 Характеристика режимів напруги в розподільчих мережах ПраТ «Маяк».....	46
3.4 Визначення відпайок цехової трансформаторної підстанції.....	46
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ.....	50
4.1 Техніко-економічне обґрунтування роботи.....	50
4.3 Розрахунок поточних витрат.....	53
4.3.1 Розрахунок потреби в робочій силі.....	53
4.3.2 Розрахунок витрат по заробітній платі.....	55
4.3.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються.....	57

4.3.4	Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат	58
4.4.	Розрахунок собівартості електроенергії.....	59
4.4.1	Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію.....	59
5.	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	64
5.1	Технічні рішення з безпечної організації об'єкта проектування	64
5.1.1	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час виконання робіт з вимірювальними приладами, пристроями релейного захисту, автоматики, телемеханіки і зв'язку, з електролічильниками.....	64
5.1.2	Електробезпека.....	67
5.2	Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	68
5.2.1	Мікроклімат.....	68
5.2.2	Склад повітря робочої зони.....	69
5.2.3	Виробниче освітлення.....	69
5.2.4	Виробничий шум.....	70
5.2.5	Виробничі вібрації.....	71
5.2.6	Психофізіологічні фактори.....	71
5.3	Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи СЕП ПрАТ «Маяк» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	73
	ВИСНОВКИ.....	80
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	82
	ДОДАТКИ	85
	Додаток А – Технічне завдання	86
	Додаток Б – Вихідні дані для проектування.....	89
	Додаток В – ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ.....	91
	Додаток Г – Ілюстративний матеріал.....	92

АНОТАЦІЯ

Бірюкова Олена Олександрівна. «Підвищення ефективності системи електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький завод «Маяк». МКР. Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка Вінниця: ВНТУ, ФЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2025 – 97 с.

Магістерська кваліфікаційна робота відображає сучасний стан системи електропостачання ПрАт «Маяк» та дає рекомендації з підвищення її ефективності. У зв'язку з цим в роботі розглянуті основні питання електропостачання споживачів підприємства та проаналізовані його режими з точки зору надійності живлячих ліній та обладнання, режими напруги різного класу та визначенні способи її регулювання.

В роботі розроблені економічні характеристики запропонованої системи електропостачання та визначенні необхідні показники.

Ключові слова: електричні навантаження, схеми електпостачання, трансформаторна підстанція, електричне обладнання, регулювання напруги, надійність електропостачання.

Рисунків – 28

Таблиць - 25

Бібліографій – 22

Abstract

Biryukova Olena Oleksandrivna. “Improving the efficiency of the power supply system of the private joint-stock company “Vinnytsia Plant “Mayak”. MKR. Specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics Vinnytsia: VNTU, FEEM, Department of ESEEM, 2025 – 90 p.

The master's qualification work reflects the current state of the power supply system of the Mayak PJSC and gives recommendations for improving its efficiency. In this regard, the work considers the main issues of power supply to the enterprise's consumers and analyzes its modes from the point of view of the reliability of power lines and equipment, voltage modes of different classes and determines the methods of its regulation.

The paper develops the economic characteristics of the proposed power supply system and determines the necessary indicators.

Keywords: electrical loads, power supply schemes, transformer substation, electrical equipment, voltage regulation, power supply reliability.

Drawings – 28

Tables - 25

Bibliographies – 22

ВСТУП

Актуальність теми. До систем електропостачання промислових підприємств, що працюють в умовах воєного стану висувуються особливі вимоги, що стосуються безперебійності живлення споживачів. В цьому сенсі актуальним є питання, які пропонується розробити в магістерській кваліфікаційній роботі, що стосуються надійності роботи зовнішніх ліній живлення, забезпечення їх відповідною напругою та підтримання її на рівні, який визначений відповідними стандартами.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є проектування системи електропостачання ПрАт «Маяк», яка б забезпечувала надійне та безперебійне живлення споживачів електроенергії.

Вирішення цих питань в роботі рекомендовано використовувати методологію автоматизованого проектування, що реалізує сучасні методи визначення якісних показників електропостачання та підвищити загальну ефективність забезпечення споживачів якісною електроенергією в необхідному об'ємі.

В магістерській кваліфікаційній роботі використовуються методи оптимізаційних розрахунків з побудовою відповідних математичних моделей, що забезпечують прийняття оптимальних рішень.

Об'єкт дослідження – система електропостачання приватного акціонерного товариства «Маяк».

Предмет дослідження – застосування сучасної методології проектування, що дає можливість підвищити ефективність електропостачання споживачів відповідальних за технологічний процес.

Методи досліджень. Використовуються методи математичного моделювання, статистики, показники надійності живлячих ліній.

Новизна. Полягає в розробці питань режимів електропостачання, що напряму пов'язані з надійністю живлення, рівнем напруги та її підтриманням в допустимих межах.

Практична цінність. Запропонована методологія проектування може бути використана та поширена на процес проектування сучасних промислових підприємств.

1.ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА.

1.1 Характеристика технологічного процесу

ПрАт «Маяк» є правонаступником створеного в кінці 70-х та початку 80-х років ХХ століття шляхом реорганізації Вінницького заводу радіотехнічної апаратури, що випускав продукцію для військових потреб.

У зв'язку з цим перехід від виробництва оборонних замовлень до продукції, яка випускається підприємством сьогодні був гармонійним та плавним. Сьогодні ПрАт «Маяк» одне із провідних підприємств України з виробництва обладнання для побутового опалення та різноманітних приладів, що реалізуються під торговою маркою „Термія”.

Номенклатура продукції ПрАт «Маяк» є дуже різноманітною. Широкого розповсюдження отримали маслonaповнені електрорадіатори близько п'ятидесяти моделей, електроконвектори близько тристащестидесяти моделей, радіатори для систем індивідуального опалення сто п'ядесят три моделі, конвектори – 20 моделей, тепловентолятори і теплові завіси – 12 моделей, побутові електроплити – 14 моделей, інфрачервоні обігрівачі.

Завдяки використанню якісних матеріалів та комплектуючих, застосування передових технічних рішень підприємство гарантує високу якість своїх виробів. Це підтверджується багатьма сертифікатами та відповідними висновками багатьох європейських країн. Це все дає можливість підприємству підвищувати в декілька разів реалізацію своєї продукції та розширювати експортні можливості.

Найбільш енергоємними частинами підприємства є котельня, цехи гальваніки та фарбування.

Технологічний процес проходить таким чином: на склади матеріального забезпечення надходять необхідні матеріали, які потім направляються в заготівельний цех. В останньому матеріали підлягають розкрою до розмірів певного виду продукції. Отриманні заготовки ідуть на механічну обробку в різних цехах серед яких ковальсько-пресовий, збірний та ін. ці цехи призначені для виготовлення

частин корпусів приладів, на які потім наноситься захисне покриття та друкуються необхідні надписи. На наступному кроці корпуси проходять сушку та поступають у зберальний цех.

Такий простий технологічний процес дозволив зробити підприємству конкурентно спроможні прилади, а також сприяв розділенню заводу на ряд окремих підприємств. До складу останніх війшли ПрАт «Маяк» та ДП «ТКЕ Маяк». Перша частина заводу виготовляє товари народного вжитку, а друга (котельня) забезпечує гарячою водою та опалює частину мікрорайону Вишенька. В свою чергу в складі ПрАт «Маяк» є декілька дочірніх підприємств. Серед них відмітимо зовнішньо комерційну фірму «Маяк», «Будівельник», «Автомобіліст Маяк», культурно-спротивний комплекс «Маяк» та ін.

ПрАт «Маяк» зберігає традиції оборонного підприємства ВЗРТА та вдало поєднує їх з передовими сучасними технологіями, що дає можливість не тільки випускати якісну продукцію, а і розширювати модельні ряди з використанням комплектуючих сучасних світових брендів.

Продукція заводу проходить багаторівневу систему випробування та контролю з подальшою сертифікацією виробів.

Завдяки розвинутій мережі виробництва підприємство має можливість виконувати повний обсяг робіт, що пов'язаний з механозаготівельним виробництвом, штамповкою конструкцій, шліфуванням, зварюванням, гальванічною обробкою та фабуванням, литтям та переробкою пластмас та завершальним монтажем.

1.2 Відомості про електричні навантаження заводу

Завод отримує живлення від підстанції «Західна» 110/10 кВ, що знаходиться безпосередній близькості від нього, живлення споживачів заводу передбачено від центрального розподільчого пункту 10 кВ.

В додатку Б на рисунку Б.1 зображено генеральний план підприємства з розташуванням всіх цехів та позначено джерело зовнішнього живлення.

2. РОЗРОБКА ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРАТ «МАЯК» З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ ЇЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи планується синтезувати та обґрунтувати рішення по проектуванню системи електропостачання, що будуть сприяти підвищенню її ефективності та конкурентоспроможності. Далі будуть наведені основні розрахунки та запропоновані методи, які будуть базуватися на використанні системи автоматизованого проектування (САПР).

2.1 Розрахунок електричних навантажень ПрАТ «Маяк»

Першочерговою задачею проектування системи електропостачання є визначення розрахункових навантажень. В саме такому порядку рекомендують роботи розрахунки проектні організації, що дають можливість уточнення встановлених потужностей споживачів для подальшого визначення оптимальних параметрів як обладнання так і кабельно-провідникових матеріалів. При розрахунку електричних навантажень та визначенні їх значень важливим є вибір алгоритму та методики їх синтезу [2].

В магістерській кваліфікаційній роботі в якості методу розрахунку обраний один із раціональних та ефективних методів, що пов'язаний з застосуванням коефіцієнтів використання. Цей метод і покладений в основу автоматизованої системи проектування, яка дозволяє значно прискорити процес проектування та отримати актуальні рішення. Автоматизація проектувальних процесів передбачає визначення інформаційної бази, на яких базуються подальші розрахунки. В якості інформації в систему САПР закладено наступне: номінальна потужність споживачів цеху (P_i); коефіцієнт їх потужності ($\cos\varphi_i$); відповідні коефіцієнти попиту (K_{pi}) та використання навантаження (K_{vi}); площі цехів (S_i). Для більш точнішого визначення розрахункових навантажень цехів рекомендується враховувати наявність електричного освітлення. В САПР воно враховується відповідними коефіцієнтами: попиту освітлення ($K_{по_i}$); питомою густиною ($R_{пит_i}$); потужності освітлювального

навантаження ($\text{tg}\varphi_{0i}$) та врахуванням коефіцієнту, що передбачає можливість збільшення навантаження при використанні пускорегулюючої апаратури ($K_{\text{пра}_i}$).

Наведемо розрахункові формули необхідні для визначення середніх величин, що описують розрахункову потужність освітлення та силового навантаження.

Величина активної потужності освітлювальних установок цехів дорівнює:

$$P_{\text{poi}} = K_{\text{noi}} \cdot F_i \cdot P_{\text{numi}} \cdot k_{\text{пра}}, \quad (2.1)$$

а реактивна:

$$Q_{\text{poi}} = K_{\text{noi}} \cdot F_i \cdot P_{\text{numi}} \cdot k_{\text{пра}} \cdot \text{tg}\varphi_0, \quad (2.2)$$

де K_{noi} - довідникове значення коефіцієнту попиту освітлення відповідного цеху [2];

F_i - площа цеху, м^2 ;

P_{numi} - потужність освітлення на 1м^2 площі, $\text{кВт}/\text{м}^2$;

$k_{\text{пра}}$ - коефіцієнт, що характеризує втрати потужності в ПРА [2];

$\text{tg}\varphi_0$ - рекомендований коефіцієнт реактивної потужності в освітлювальній мережі [2].

Вираз, що дозволяє визначити середнє значення величин активного силового та освітлювального навантаження цехів наступний:

$$P_{\text{ci}} = K_{\text{vi}} \cdot P_{\text{номі}} + P_{\text{poi}}, \quad (2.3)$$

де $P_{\text{номі}}$ - значення величини номінальної потужності відповідного цеху, кВт ;

K_{vi} - довідникове значення коефіцієнту використання навантаження [2].

Визначимо реактивну складову силового навантаження цеху:

$$Q_{ci} = P_{ci} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2.4)$$

де $\operatorname{tg} \varphi_i$ - паспортні значення коефіцієнтів реактивної потужності відповідних споживачів цеху.

З виразів (2.3)-(2.4) отримаємо повне значення навантаження цеху:

$$S_{ci} = \sqrt{P_{cmi}^2 + Q_{cmi}^2}. \quad (2.5)$$

З врахуванням навантаження освітлення та коефіцієнту попиту K_{ni} силового навантаження визначимо сумарне активне навантаження споживачів цеху:

$$P_{pi} = K_{ni} \cdot P_{номi} + P_{poi}, \quad (2.6)$$

подібний чином можна визначити реактивне розрахункове навантаження:

$$Q_{pi} = K_{ni} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i + Q_{poi}. \quad (2.7)$$

З останніх двох формул визначається повна розрахункова потужність:

$$S_{pi} = \sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}. \quad (2.8)$$

Що дає розрахунковий струм:

$$I_{pi} = \frac{S_{pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.9)$$

де $U_{ном}$ - напруга мережі живлення (номінальна).

Розрахункові потужності для кожного цеху у сумі дають сумарна значення розрахункового електричного навантаження всього підприємства. Для цього використовуються наступні вирази:

$$P_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N P_{ci} ; \quad (2.10)$$

$$Q_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N Q_{ci} ; \quad (2.11)$$

$$P_{p\Sigma} = \left(\sum_{i=1}^N P_{номi} \cdot k_{\Pi i} \right) \cdot K_o + P_{po\Sigma} ; \quad (2.12)$$

$$Q_{p\Sigma} = \left(\sum_{i=1}^N P_{номi} \cdot k_{\Pi i} \cdot tg_{\phi i} \right) \cdot K_o + Q_{po\Sigma} ; \quad (2.13)$$

де $P_{c\Sigma}, Q_{c\Sigma}$ - значення середніх потужностей, які були визначені за виразами (2.10-2.11);

K_o - коефіцієнт одночасності роботи навантаження;

N - кількість цехів на генплані;

З наведених вище виразів можна визначити шукані величини:

$$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2} ; \quad (2.14)$$

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

де $S_{c\Sigma}$ - значення повного середнього навантаження;

$S_{p\Sigma}$ - величина повного розрахункового навантаження;

Сумарний струм:

$$I_{P\Sigma} = \frac{S_{P\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}. \quad (2.16)$$

Наведений алгоритм розрахунку покладений в основу системи САПР та реалізований у вигляді електронного листа EXCEL (рисунок 2.1).

З виконаного розрахунку видно, що середня розрахункова потужність комбінату складає $S_{\text{сум}} = 4114,22$ кВА, а його повна розрахункова - $S_{\text{р сум}} = 4360,01$ кВА.

2.2 Автоматизований розрахунок кількості та потужності цехових підстанцій.

Вагомий внесок у створення ефективної системи електропостачання належить оптимальному вибору кількості трансформаторних підстанцій, що будуть живити відповідні виробничі цехи. Визначення потужності цих трансформаторів є оптимізаційною задачею, яка в магістерській роботі реалізована за допомогою САПР. Такий підхід надасть можливість одночасно розглянути цілий ряд трансформаторів та обрати оптимальний, використовуючи технічні та економічні обмеження.

Основою для визначення потужностей трансформаторів та необхідної кількості підстанцій є попередні розрахунки, де визначенні характеристики розрахункових потужностей цехів підприємства (розділ 2.1).

Сформулюємо основні вимоги, які закладені в систему САПР для визначення характеристик трансформаторів підстанцій. Відмітимо, що в якості критеріальної функції з вибору трансформаторів закладено використання річних приведених затрат, а в якості обмежень в цьому випадку рекомендується застосовувати набір типурозмірів трансформаторів, які відповідають існуючим заводським стандартам. Разом з цим за рекомендаціями [2] потужність трансформаторів цехових підстанцій має кореляційний зв'язок з питомою густиною навантаження. Саме це реалізовано в системі САПР, що пропонується в магістерській кваліфікаційній роботі.

Враховуючи, що ПрАТ «Маяк» за надійністю електропостачання відноситься до II категорії, безперебійне живлення споживачів повинно виконуватися від трансформаторних підстанцій укомплектованих двома трансформаторами.

Для умов нашого підприємства питома густина навантаження становить $\sum \rho_0 = 0,088 \text{ кВА/м}^2$, що підтверджує попередній висновок про необхідність встановлення підстанцій з трансформаторами потужністю 1000 кВА в кількості двох.

Перед визначенням кількості трансформаторних підстанцій необхідно зробити розподіл цехів підприємства, які будуть живитися від них. Цей розподіл базується на аналізі генерального плану підприємства та відповідної потужності цехів, який

показує що надійне електропостачання цехових споживачів може бути реалізовано за допомогою семи трансформаторних підстанцій.

Представимо цей розподіл у вигляді табличної форми на рисунку 2.2.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахункова активна потужність Pp, кВт	Розрахункова реактивна потужність Qp, кВАр	Повна розрахункова потужність Sp, кВА	Середня активна потужність Pс, кВт	Середня реактивна потужність Qс, кВАр	Повна середня потужність Sc, кВА
1									
2		1	Механічний цех	84,024	64,205	105,747	68,624	50,624	85,276
3		2	Заготовельний	87,833	87,643	124,080	65,833	61,922	90,379
4		9	Збірно-монтажний	166,408	146,861	221,946	150,908	131,048	199,867
5		10	Адміністративний корпус	34,248	34,359	48,513	34,248	34,359	48,513
6		21	Склади ОМТС	31,840	22,843	39,187	24,840	17,593	30,440
7		22	Столова	150,415	79,368	170,070	110,415	57,778	124,618
8		23	Термопластавтомати	360,898	299,285	468,848	248,898	203,507	321,505
9		25	Типографія	82,440	70,582	108,527	64,440	49,538	81,280
10			Всього по ТП1	998,106	805,147	1282,372	768,206	606,369	978,685
11		3	Ковально-штамповочний	135,516	135,339	191,523	101,516	95,588	139,437
12		4	Зварювальний	267,568	288,311	393,339	151,568	152,692	215,146
13		8	Фарбувальний	635,390	384,642	742,745	492,890	296,328	575,110
14			Всього по ТП2	1038,474	808,291	1315,965	745,974	544,608	923,621
15		6	Сталеалюмінієвого лиття	853,092	845,591	1201,162	666,792	655,527	935,055
16			Всього по ТП3	853,092	845,591	1315,965	666,792	655,527	935,055
17		6	Сталеалюмінієвого лиття	94,788	93,955	133,462	74,088	72,836	103,895
18		11	Ремонтно-механічний	117,275	89,450	147,494	100,775	74,898	125,560
19		12	Очисні споруди	75,995	54,838	93,714	67,495	48,463	83,091
20		13	Енергоблок	724,320	617,790	952,000	604,320	515,171	794,106
21			Всього по ТП4	1012,377	856,032	1325,783	846,677	711,368	1105,851
22		7	Іструментальний	211,481	124,429	245,371	190,981	111,724	221,260
23		5	Намоточний	358,412	255,468	440,140	255,412	178,218	311,443
24		14	Цех друкованих плат	172,977	182,016	251,099	143,977	143,349	203,171
25		15	Відділ випробувань	86,883	58,714	104,862	76,383	50,839	91,755
26			Всього по ТП5	829,753	620,626	1036,179	666,753	484,130	823,979
27		17	Будівельно-монтажний цех	23,583	13,765	27,306	20,083	11,596	23,190
28		18	Нестандартного обладнання	119,228	121,113	169,952	106,228	104,226	148,820
29		19	Автотранспортний цех	68,352	46,314	82,565	63,352	41,213	75,578
30		20	Тарно-пакувальний	52,612	34,707	63,029	50,112	32,157	59,542
31		24	КСК "Маяк"	76,411	36,746	84,787	72,411	34,809	80,343
32		26	Корпус порошків і металургії	142,380	85,352	166,003	124,380	71,852	143,642
33		16	Котельня	104,052	91,423	138,510	86,852	76,254	115,577
34			Всього по ТП6	586,618	429,421	726,996	523,418	372,107	642,207
35		16	Котельня	936,472	822,807	1246,592	781,672	686,287	1040,193
36			Всього по ТП7	936,472	822,807	1246,592	781,672	686,287	1040,193
37									

Рисунок 2.2 - Розподіл потужності цехів між ЦТП

В автоматизованій системі САПР використовується наступна інформація, яка є основною для вибору потужності трансформаторів. Перерахуємо її:

1. Тип трансформатора;
2. Значення середньої та розрахункової потужності по цеховій трансформаторній підстанції S_p , S_c , кВА;
3. Коефіцієнт ефективності капіталовкладень, що використовується у критеріальній функції $E_c = 0,1$;
4. Амортизаційні відрахування в ТП задаються коефіцієнтом E_a , який складає приблизно 3,6 %;
5. Величина питомої вартості втрат потужності в трансформаторах B_0 , грн./кВт;
6. Кількість трансформаторів в підстанції k_T , шт.;

7. Нормальне значення коефіцієнта навантаження k_n .

Як відзначалося розрахунок потужності трансформаторів цехових підстанцій виконується на основі адекватної математичної моделі, яка дає можливість отримати ефективне рішення щодо забезпечення надійного живлення споживачів та зменшить витрати як в мережах, так і в трансформаторах.

Представимо основні параметри прийнятої в САПР математичної моделі. В першу чергу відмітимо, що критерієм ефективності в ній є приведені затрати при спорудженні, а змінними, які керуються будуть типорозміри трансформаторів відповідної потужності S_T .

Критеріальна функція має вигляд:

$$Z(S_T) = B_{ТП}(S_T) + B_B(S_T) \rightarrow \min_{S_T \in S_{CT}}, \quad (2.17)$$

де $B_{ТП}(S_T)$ - характеристика річних приведених витрати при певній потужності трансформатора S_T .

Визначається як:

$$B_{ТП}(S_T) = (E_e + E_a) K_{ТП}(S_T, K_T), \quad (2.18)$$

де E_e - значення коефіцієнту ефективності вкладень;

E_a - амортизаційні відрахування, що враховуються коефіцієнтом;

$K_{ТП}(S_T, K_T)$ - капіталовкладення в ТП в функції від S_T та кількості трансформаторів k_T .

$B_B(S_T)$ - річні втрати електроенергії, що враховуються їх вартістю.

Останні визначаються за формулою:

$$B_B(S_T) = (\Delta P_{xx}(S_T) + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot K_3^2) \cdot k_T \cdot t \cdot \tau, \quad (2.19)$$

де $\Delta P_{xx}(S_T)$ - втрати х.х у трансформаторі;

$\Delta P_{кз}(S_T)$ - втрати к.з. у трансформаторі;

K_3 - коефіцієнт завантаження в нормальному режимі роботи трансформатору;

S_{CT} - типові значення потужностей трансформаторів, МВА;

τ - число годин максимальних втрат електроенергії.

Коефіцієнт завантаження трансформатору визначається за:

$$K_3 = \frac{S_p}{S_{ТП} \cdot k_T}. \quad (2.20)$$

Змінні втрати потужності (активні) в трансформаторі ТП:

$$\Delta P_{зм} = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_p^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right), \quad (2.21)$$

$\Delta P_{кз}$ - втрати к.з. у трансформаторі;

S_T - потужність трансформатора;

k_T - кількість трансформаторів.

Постійна складова втрат потужності у трансформаторі знаходиться як:

$$\Delta P_{nc} = \Delta P_{xx} \cdot k_T. \quad (2.22)$$

Визначення сумарних втрат активної електричної енергії виконується за формулою:

$$\Delta P = \Delta P_{nc} + \Delta P_{зм}. \quad (2.23)$$

Обмеження, які входять до математичної моделі та відображають керування зміни мають вигляд:

$$S_T \cdot k_T \cdot k_H \geq S_{ТПсм}, \quad (2.24)$$

де $S_{ТПсм}$ - середня потужність навантаження підстанції за максимально завнтажену зміну.

$$k_T \geq 1 \Rightarrow k_{na} \cdot S_T \geq k_{нна} \cdot S_{ТП}, \quad (2.25)$$

де k_{na} - коефіцієнт навантаження трансформатору в після аварійному режимі (його максимальне значення складає $k_{na}=1,3$);

$k_{нна}$ - характеристика у вигляді коефіцієнту, що враховує навантаження в післяаварійному режимі.

Наведена інформація безпосередньо використовується у побудові електронної таблиці Excel, що є складовою САПР (рисунок 2.3).

В таблиці, яка представлена на рисунку 2.3 враховано, що втрата потужності в аварійному режимі складає 20%.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
2	Дані нормального режиму															
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	1282,37				
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	978,685				
5	Кількість трансформаторів										кТ=	2				
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										кн=	1				
7	Дані післяаварійного режиму															
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										кпа=	1,3				
9	Доля навантаження в п.а. режимі										кнна=	0,8				
10	Економічні характеристики															
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Во=	25254,8				
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ее=	0,1				
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Еа=	0,036				
14																
	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPкх, кВт	Ктп, тис. грн.	Е*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2	
15																
16		63	1,28	0,24	646,515	87,926	265,171	0,48	265,651	6708,97	---		---	---	---	
17		100	1,97	0,33	686,543	93,3698	161,981	0,66	162,641	4107,47	---		---	---	---	
18		160	3,1	0,51	738,788	100,475	99,568	1,02	100,588	2540,33	---		---	---	---	
19		250	4,2	0,74	806,355	109,664	55,2544	1,48	56,7344	1432,82	---		---	---	---	
20		400	5,9	0,95	967,815	131,623	30,3201	1,9	32,2201	813,711	---		---	---	---	
21		630	8,5	1,31	1076,83	146,449	17,609	2,62	20,229	510,88	---		---	+	---	
22	V	1000	10,5	2,1	1270,55	172,795	8,63351	4,2	12,8335	324,108	496,903	V	+	+	+	
23		1600	18	2,8	1579,5	214,812	5,78137	5,6	11,3814	287,434	502,246		+	+	+	
24		2500	23,5	3,85	1807,18	245,776	3,09162	7,7	10,7916	272,54	518,316		+	+	+	
25											Змін=					
26											Ст*=	1000				

Рисунок 2.3 – Фрагмент листа Excel щодо визначення потужності ЦТП1

Аналіз отриманих даних з рисунка 2.3 свідчить, що оптимальне значення потужності трансформатора, який рекомендується встановити на трансформаторній підстанції повине бути 1000 кВА.

Аналогічні розрахунки за допомогою САПР проведені для всіх цехів, а результати їх наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 Результати вибору ЦТП

Ділянка	S_c , кВА	S_p , кВА	Марка ТА	S_n , кВА	Кількість	Приведені затрати тис.грн.
ТП1	978,685	1282,37	ТМ-1000/10	1000	2	496,903
ТП2	923,621	1315,96	ТМ-1000/10	1000	2	508,476
ТП3	935,055	1315,96	ТМ-1000/10	1000	2	508,476
ТП4	1105,85	1325,78	ТМ-1000/10	1000	2	511,91
ТП5	823,97	1036,17	ТМ-1000/10	1000	2	421,22
ТП6	642,20	726,99	ТМ-1000/10	1000	2	348,94
ТП7	1040,19	1246,59	ТМ-1000/10	1000	2	484,90

З метою розробки ліній живлення ПрАТ «Маяк», знайдемо для трансформаторів, що планується встановити на цехових підстанціях, втрати потужності в них.

Втрати потужності в трансформаторі можна визначити за виразом:

$$\Delta P_{TR} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2, \quad (2.26)$$

де ΔP_{TR} - величина втрат активної потужності, кВт;

n - кількість трансформаторів;

$\Delta P_{xx}, \Delta P_{кз}$ - паспортні дані трансформатора, що характеризують втрати холостого ходу та короткого замикання у трансформаторі відповідно, кВт;

S_p - розрахункове електричне навантаження, кВА;

$S_{ном.тр}$ - значення номінальної потужності трансформатора.

Величина втрат в трансформаторі, яка характеризує реактивну потужність визначається наступним чином:

$$\Delta Q_{TP} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_p^2}{S_{ном.тр}}, \quad (2.27)$$

де ΔQ_{TP} - реактивні втрати, квар;

I_{xx} - паспортне значення струму х.х. в трансформаторі, А;

$U_{кз}$ - паспортна напруга к.з. у %.

Розрахунок втрат потужності виконаємо в електронних таблицях Ехсел, що вбудовані в САПР наведені на рисунку 2.4.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	№ ТП	Sном_т, кВА	кт	dPxx, кВт	dPкз, кВт	Ixx, %	Uк, %	Pr, кВт	Qр, кВАр	Sp, кВА	dPtr, кВт	dQтр, кВАр	dСтр, кВА	P, кВт	Q, кВАр	R, Ом
2	1	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	998,106	805,147	1282,37	12,83351	77,3343245	78,39194	1010,94	882,4814	1,05
3	2	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	1038,47	808,2913	1315,96	13,29176	79,952915	81,05023	1051,77	888,2442	1,05
4	3	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	853,092	845,5911	1315,96	13,29176	79,952915	81,05023	866,384	925,544	1,05
5	4	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	1012,38	856,0323	1325,78	13,42792	80,730982	81,84009	1025,81	936,7632	1,05
6	5	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	829,753	620,6263	1036,18	9,836754	60,2100231	61,00827	839,59	680,8363	1,05
7	6	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	586,618	429,4213	726,996	6,974747	43,855697	44,40686	593,593	473,277	1,05
8	7	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	936,472	822,8073	1246,59	12,35846	74,6197687	75,63624	948,831	897,4271	1,05
9	Всього							5986,3	4949,713			82,01491	496,656625	503,3828	6068,31	5446,369

Рисунок 2.4 – Інформація про втрати потужності

Наступним етапом проектування системи електропостачання є вибір електротехнічного обладнання, що буде використовуватися 10 кВ. У зв'язку з тим, що центральні розподільчі пристрої 10 кВ комплектуються зі стандартних комірок виготовлених в заводських умовах перелік обладнання та його характеристики не приведені в магістерській кваліфікаційній роботі. Але при замовленні подібного обладнання заводу-виробнику надається інформація про розрахункові електричні навантаження та відповідні струми, значення струмів коротких замикань в мережі живлення, яке дає впевненість у використанні необхідних розподільних комірок.

Зробимо зауваження, що алгоритми вибору обладнання стандартні, наведені в багатьох літературних джерелах, наприклад у [2], тому обмежимося тільки фіксацією рекомендованого обладнання (високовольтні вимикачі), які мають бути встановлені для забезпечення безперебійного живлення підприємства. Це обладнання приведено на однолінійній схемі електропостачання, звернемо увагу тільки на використання сучасних вакуумних вимикачів типу ВРС.

2.3 Визначення перерізів живлячих ліній за допомогою САПР

Живлячі лінії 10 кВ в системах електропостачання відіграють важливу роль. Саме тому актуальним є питання обрати оптимальні перерізи їх та провести роботу по визначенню трас прокладання. При цьому останнє питання має бути вирішене з точки зору архітектурних та інших особливостей (трас водопостачання, тепlopостачання та ін.).

Розрахунок та вибір перерізів кабельних ліній повинен супроводжуватися і вибором матеріалу провідників, що дасть можливість забезпечити ефективне електропостачання та суттєво вплинути економічні показники всієї електропостачальної системи.

Перераховані моменти свідчать про необхідність та доцільність використання автоматизованих систем проектування з використанням відповідних методів вибору.

Застосування системи САПР на базі електронних таблиць Excel потребують використання деяких характеристик провідниково-кабельного матеріалу.

Для застосування електронних таблиць САПР в якості вихідної інформації використовується характеристичні коефіцієнти [1], що перераховані та рекомендується ПУЕ.

Наведемо основні з цих коефіцієнтів:

- для врахування способу прокладки кабельної лінії від ЦРП до відповідної підстанції вводиться коефіцієнт $k_{np}=1$ [1,2];
- для характеристики ґрунту при прокладанні в земляній траншеї застосовується коефіцієнт $k_{zp}=1$ [1,2];
- характеристика оточуючого середовища та температури ґрунту (землі) відображається у коефіцієнті $k_{сер}=1$ [1,2];
- для врахування можливості перевантаження кабелю у після аварійному режимі в розрахунок вводиться коефіцієнт $k_{па}=1,25$ [1,2];

Для характеристики попередньому до аварійного стану кабелю вводиться коефіцієнт $I_d/(I_{доп}k_{доп})$, який береться рівним 0,6.

Для довідки зазначимо, що допустиме навантаження кабельної лінії (попереднє) може тримати 6 год.

Надамо (рисунок 2.5) у вигляді таблиці електронної форми Excel, що дозволяє обрати оптимальне значення переізу кабелю живлення від ЦРП до ТП1.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S		
3	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі						Кдоп=	0,966	Коефіцієнт грунту											1,05
4	Напруга, кВ						U=	10	кдоп=											0,966
5	Довжина КЛ, км						l=	0,228												
6	Активна розрахункова потужність, кВт						P=	1010,9												
7	Реактивна потужність, квар						Q=	882,5												
8	Розрахунковий струм окремого кабелю, А						Iл=	38,74												
9	Кількість кабелів						k=	2												
10	Допустима втрата напруги в КЛ, %						ΔUдоп=	5												
11	Аварійний режим																			
12	Струм КЗ на початку лінії, кА						Iкз=	2,9763												
13	Приведений час КЗ, с						tn=	1,5												
14	Тепловий коефіцієнт C, (А*с ² /(1/2)) мм ²						C=	90												
15	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм ²						Fкз=	40,50												
16	Післяаварійний режим																			
17	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження						Кпа=	1,25												
18	Доля навантаження в післяаварійному режимі						Кпап=	0,8												
19	Допустима втрата напруги в КЛ, %						ΔUпадоп=	5												
20	Економічні характеристики																			
21	Питома вартість втрат						Во=	25254,80												
22	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень						Ее=	10,00%												
23	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію						Еа=	4,00%												
24																				
25	F, мм ²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ko, т. грн/км	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	K, т. грн.	E*K, т. грн	Вв, т. грн	З, т. грн	Доп	Кдоп*Iдоп >= Ir	Кпа*Kдоп >= Кпа*Iр *Ккл	ΔUn <= ΔUnдоп	ΔUpa <= ΔUpaдоп	F >= Fкз	V	
26	10	3,1	0,122	50	150,2235	0,369539601	0,591263	6,3639289	68,501916	9,590268	160,7197496	---	НЕДОП	+	---	+	+	---		
27	16	1,94	0,113	75	217,0823	0,234947524	0,375916	3,98258776	98,989506	13,85853	100,5794562	---	НЕДОП	+	+	+	+	---		
28	25	1,24	0,099	90	312,6848	0,152866105	0,244586	2,54557156	142,584246	19,96179	64,28789984	---	НЕДОП	+	+	+	+	---		
29	35	0,89	0,095	115	408,7598	0,112127204	0,179404	1,82706346	186,394446	26,09522	46,14212166	---	НЕДОП	+	+	+	+	---		
30	50	0,62	0,09	140	581,5845	0,080507469	0,128812	1,27278578	265,202532	37,12835	32,14394992	69,2723	ДОП	+	+	+	+	+	V	
31	70	0,443	0,086	165	795,3908	0,059706318	0,09553	0,90942597	362,698182	50,77775	22,96737067	73,74512	ДОП	+	+	+	+	+		
32	95	0,326	0,083	205	1030,853	0,045920597	0,073473	0,66923897	470,069082	65,80967	16,90149625	82,71117	ДОП	+	+	+	+	+		
33	120	0,258	0,081	240	1304,462	0,037882588	0,060612	0,52964312	594,834786	83,27687	13,37603077	96,6529	ДОП	+	+	+	+	+		
34	150	0,206	0,079	275	1608,217	0,031688532	0,050702	0,42289334	733,346838	102,6696	10,68008659	113,3486	ДОП	+	+	+	+	+		
35	185	0,167	0,077	310	2165,31	0,026992689	0,043188	0,34283101	987,38136	138,2334	8,658128446	146,8915	ДОП	+	+	+	+	+		
36	240	0,129	0,075	355	3003,084	0,022412093	0,035859	0,26482156	1369,406304	191,7169	6,688013386	198,4049	ДОП	+	+	+	+	+		
37	Мінімальні затрати на КЛП													69,2723						
38	Оптимальний переріз КЛП													50						

Рисунок 2.5 – Фрагмент електронної таблиці Excel вибору кабельної лінії на ділянці ЦРП - ТП1

Аналогічно знайдемо перерізи кабельних ліній для всіх інших ділянок мережі ЦРП-ТП. Результати вибору представимо в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 Результати вибору КЛ 10 кВ

Ділянка	Марка	Переріз,	Приведені затрати тис грн.
ЕС - ЦРП	АПвЭгаПу 10	1x300	725,4
ЦРП -ТП-1	ААБ	50	69,2723
ЦРП -ТП-2	ААБ	50	117,018
ЦРП -ТП-3	ААБ	50	108,542
ЦРП -ТП-4	ААБ	50	118,037
ЦРП -ТП-5	ААБ	50	95,6249
ЦРП -ТП-6	ААБ	50	78,195
ЦРП -ТП-7	ААБ	50	111,439

Аналіз проведених розрахунків дає можливість рекомендувати до впровадження в систему електропостачання підприємства кабелі марки ААБ переізо 50 мм². Ці лінії будуть прокладені для живлення цехових споживачів від ЦРП.

2.4 Аналіз та синтез місця встановлення центрального розподільчого пункту 10кВ.

В магістерській кваліфікаційній роботі вибір оптимального місця розташування центрального розподільчого пункту буде виконаний також за допомогою системи САПР з використанням електронного процесора Excel.

Використання системи САПР передбачає створення математичної моделі, яка описує процес визначення координат центру, в склад якої входить критеріальна функція та обмеження. За критерій оптимальності (функція цілі) в загальному випадку рекомендується обирати приведені затрати в систему електропостачання, які повинні наближатися до мінімального значення. В якості керованих змінних (обмежень) в цьому випадку необхідно обрати координати місця встановлення ЦРП.

Окрім того при проведенні розрахунків потрібно враховувати архітектурні особливості забудови території підприємства та у разі необхідності проводити коректування отриманих результатів.

Представимо математичну модель у наступному загальному вигляді:

$$\left. \begin{array}{l} Z(x_0, y_0) = \left[(E_e + E_{a_{жс}}) \cdot (a_{жс} + K_0(F_{жс})) + 3 \cdot I_{жс}^2 \cdot r_0(F_{жс}) \cdot k_{жс} \cdot B_0 \right] \cdot \rho((x_0, y_0), (x_{жс}, y_{жс})) + \\ \sum_{i=1}^n \left[(E_e + E_a) \cdot (a + K_0(F_i) \cdot k_i) + 3 \cdot I_i^2 \cdot r_0(F_i) \cdot k_i \cdot B_0 \right] \cdot \rho((x_0, y_0), (x_{жс}, y_{жс})) \rightarrow \min_{x_0, y_0}; \\ \min_{i=1}^n(x_i) \leq x_0 \leq \max_{i=1}^n(x_i); \\ \min_{i=1}^n(y_i) \leq y_0 \leq \max_{i=1}^n(y_i). \end{array} \right\} \quad (2.28)$$

де $Z(x_0, y_0)$ - функція приведених затрат в залежності від керованих змінних;

E_e - нормоване значення значення коефіцієнту ефективності капіталовкладень;

E_a - амортизаційні відрахування;

$K_0(F_i)$ - вартісні характеристики ліній живлення з перерізом F_i ;

I_i - струмова характеристика лінії живлення до ЦТП;

$r_0(F_i)$ - питоме значення опору живлячої лінії;

B_0 - втрати в лінії живлення (питомі);

$I_{жс}$ - струм в лінії;

k_l - кількість ліній живлення 10 кВ;

$a_{жс}$ - питома вартість;

k_i - кількість кабельних живлячих ліній, що прокладенні від ЦРП до ЦТП;

F_i - переріз лінії;

n - кількість цехових ТП (див. генплан підприємства);

x_0, y_0 - координати центру розташування ЦРП;

x_i, y_i - координати місця розташування ЦТП;

$x_{жс}, y_{жс}$ - координати зовнішнього джерела електропостачання підприємства.

Алгоритм, який закладений у розрахунок електронної форми САПР передбачає використання елементів евклідової математики, що дозволяє застосувати наступні вирази:

$$L = \sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2} \quad (2.29)$$

Останнє зауваження використовується при визначенні довжин кабельних ліній живлення, які прокладенні від ЦРП до ТП під прямими кутами, що спрощує розрахунки. Тобто ці довжини будуть знайдені за виразом:

$$L = |x_0 - x_i| + |y_0 - y_i| \quad (2.30)$$

Надамо зразок електронного листа Excel, що сформований на базі перерахованих коефіцієнтів та електричних навантажень, який відображає розрахунок та визначення центру електричних навантажень підприємства (рисунок 2.6)

	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 =	Е
4	Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ)										МетрикаР =	НЕ
5												
6	Економічні характеристики мережі											
7	Питоми втрати, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км										a=	7
8	Питоми втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої КЛ тис.грн/км										аж=	10
9	Питома вартість втрат, грн/кВт										Во=	25254,80
10	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ее=	0,1
11	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Еа=	4,00%
12	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії										Еаж=	5,00%
13												
14												
15	Лінії 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	202	7	300	2	6068,31	5446,37	235,39	0,099	906,96	252,09	244,205
17	ТП1	180	440	50	2	1010,94	882,481	38,74	0,62	581,5845	279,10	85,070
18	ТП2	360	380	50	2	1051,77	888,244	39,74	0,62	581,5845	220,90	68,966
19	ТП3	175	375	50	2	866,384	925,544	36,60	0,62	581,5845	219,10	63,463
20	ТП4	380	350	50	2	1025,81	936,763	40,10	0,62	581,5845	210,90	66,415
21	ТП5	190	250	50	2	839,59	680,836	31,20	0,62	581,5845	79,10	20,194
22	ТП6	325	120	50	2	593,593	473,277	21,92	0,62	581,5845	185,90	38,844
23	ТП7	360	180	50	2	948,831	897,427	37,70	0,62	581,5845	160,90	47,846
24	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											635,002
25	Оптимальні координати ЦЕМ, м										Xo = 269	Yo = 250

Рисунок 2.6 – Підсумкова електронна форма з координати місця встановлення ЦРП

Визначення оптимальних значень координат ЦРП виконується на основі інформації з рисунку 2.6 з подальшим застосуванням вбудованої в Excel програми «Пошук рішення».

Результат останнього розрахунку дає оптимальне рішення, що відповідає значенню координат центру електричних навантажень $X_0=269$, $Y_0=250$ при якому приведені затрати складають 635,002 тис. грн. за рік.

На рисунку 2.7 наведений генеральний ПрАТ «Маяк», на якому нанесені існуючі трансформаторні цехові підстанції та центральний розподільчий пристрій. При розробці цього рисунку використана інформація з проведених розрахунків.

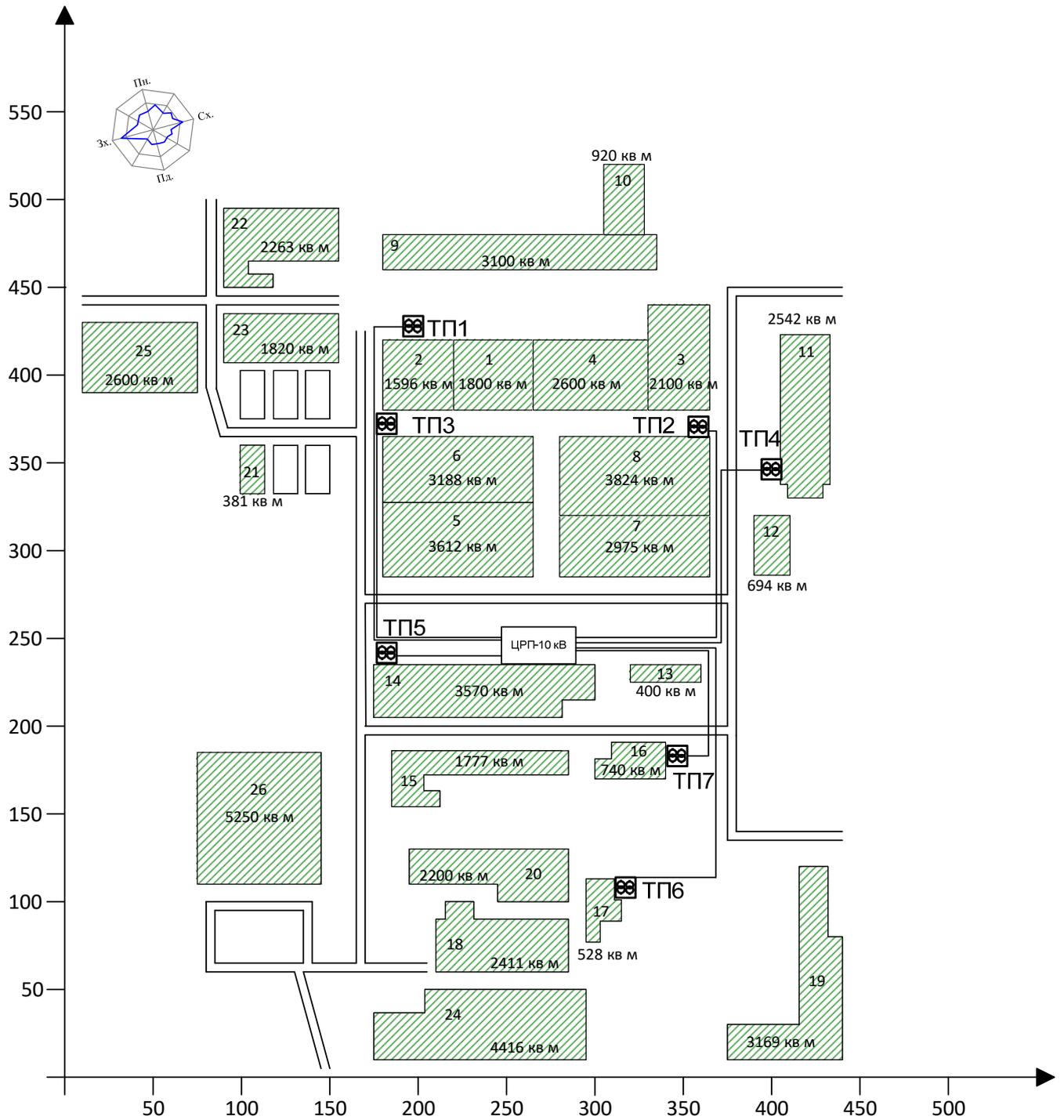


Рисунок 2.6 - Генплан ПрАТ «Маяк» з умовним нанесенням ЦТП, ЦРП та ліній живлення.

2.5 Розробка питань оптимальної компенсації реактивної потужності

Для визначення та впровадження в магістерській роботі виконанні розрахунки оптимальної компенсації реактивної потужності, що сприяють зниженню втрат електроенергії, підвищують ефективність електропостачання.

Мета даного розділу є вибір компенсуючих пристроїв, які встановлюються на стороні 0,4 кВ цехових трансформаторних підстанцій для покращення режимів споживання електричної енергії. Для цього використаємо та побудуємо спеціальні математичні моделі, які відображають процес компенсації та мають в своєму складі критеріальну функцію ефективності та відповідні обмеження. В якості критеріальної функції рекомендується обирати річні приведені затрати, які виражаються в залежності від основних характеристик процесу компенсації. Обмеженнями в даному випадку можуть бути потужності пристроїв компенсації, які в свою чергу входять складовими в функцію цілі. Ця задача досить складна, тому приймемо ряд припущень:

- Не враховуються можливий негативний (позитивний) вплив силових елементів на процес компенсації в системі електропостачання.
- Не враховується значення постійної складової затрат в процесі визначення потужності КУ.
- Не враховується також можливі змінні рівня напруги у вузлах підключення компенсуючи пристроїв.

Наведемо спрощену схему живлення споживачів ПрАТ «Маяк», на якій базуються подальші розрахунки (рисунок 2.7) і схему заміщення 2.8).

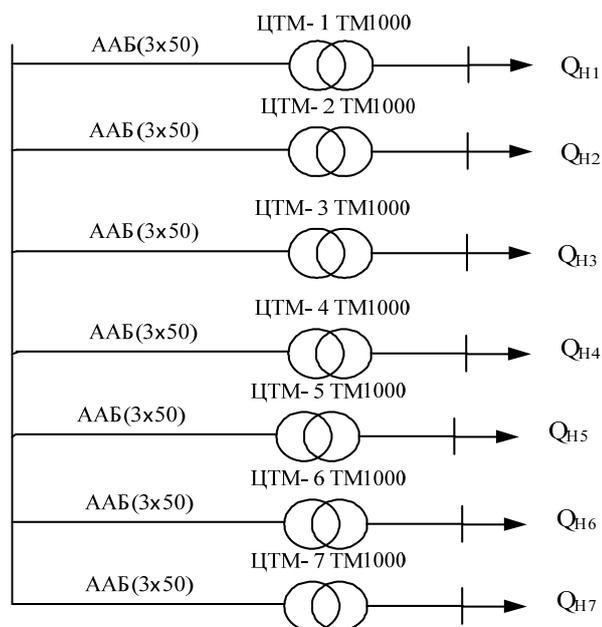


Рисунок 2.7 – Спрощена однолінійна схема електропостачання

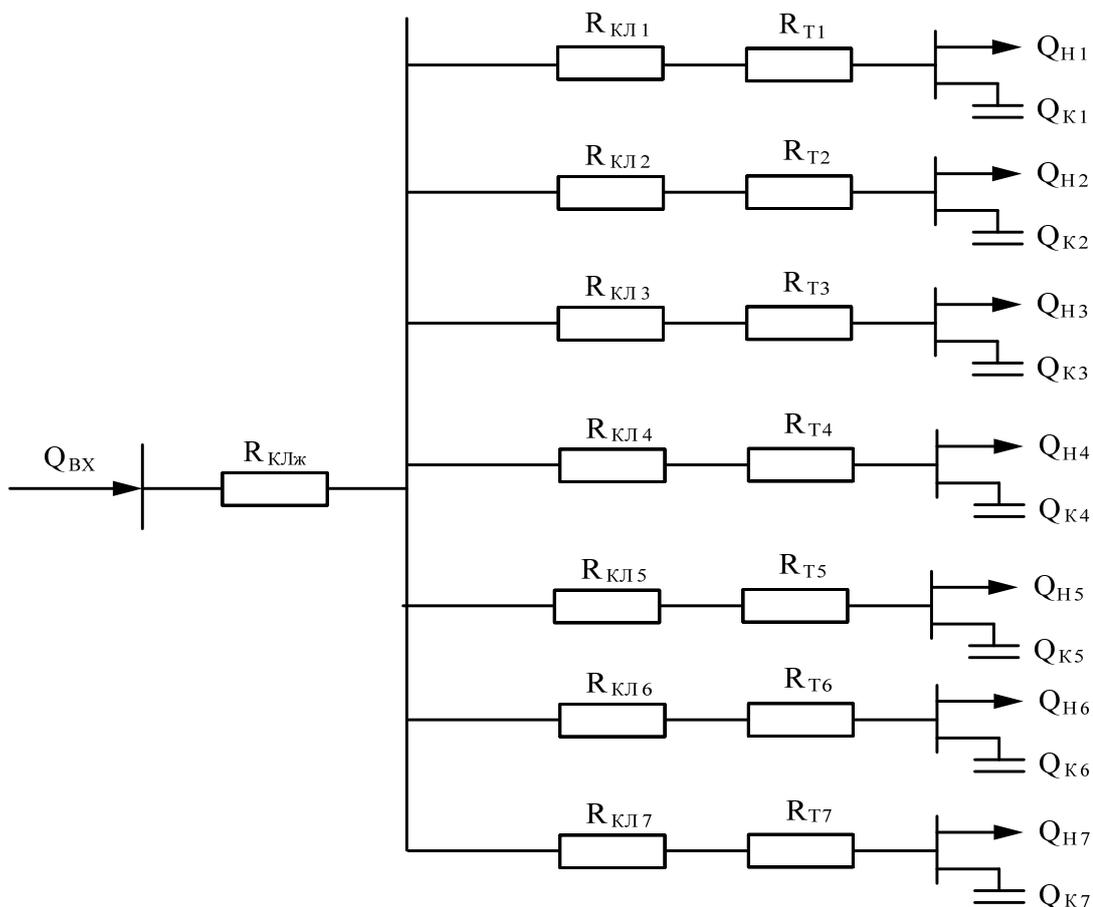


Рисунок 2.8 – Схема заміщення

Математичну модель, яка описує процес компенсації реактивної потужності та базується на відмечених вище спрощеннях представимо наступним чином:

$$\left\{ \begin{array}{l} 3(Q_K) = \frac{B_0}{U^2} \times \sum_{i=1}^n [(Q_{Hi} - Q_{Ki})^2 (R_{KLi} + R_{Ti})] + \\ + [(E_e + E_a) \cdot B_{k0} + B_0 \cdot \Delta P_k] \times \sum_{i=1}^n Q_{Ki} \rightarrow \min_{Q_K}; \\ Q_{Ki} \geq 0, i=1, 2..n; \\ \sum_{i=1}^n Q_{Hi} - \sum_{i=1}^n Q_{Ki} = Q_{BX} \end{array} \right. \quad (2.31)$$

де B_0 – характеристика активної потужності у вигляді питомої вартості втрат;

U – номінальна напруга живлячої мережі;

n – кількість цехових підстанцій;

Q_{Hi} – характеристика віток електричної мережі у вигляді сумарного значення реактивного навантаження, квар;

Q_{Ki} – потужність компенсуючи пристроїв (сумарна), квар;

R_{KLi} , R_{Ti} – характеристика живлячих ліній та трансформатора у вигляді їх опорів;

B_{k0} – вартісна характеристика компенсуючи пристроїв;

E_e , E_a – відповідно стандартні величини коефіцієнтів ефективності та амортизаційних відрахувань %;

Q_{BX} – вхідна реактивна потужність, яка задається енергопостачальним підприємством.

Для вирішення математичної моделі за виразом (2.31) вона повина бути представлена у вигляді, що дозволяє використати прикладну програму MathCad. Вихідні дані та відповідна математична модель для розрахунку КРП наведено на рисунках 2.9 та 2.10. Результати розв'язку в MathCad представлені на рисунку 2.11.

Вихідні дані

Вхідна реактивна потужність, квар

$Q_{BX} := 200 \quad \text{квар}$

Кількість ланцюгів КЛ, штук

$k := 2 \quad \text{шт}$

Питова вартість втрат активної потужності, грн/кВт

$Bo := 25254.8 \quad \frac{\text{грн}}{\text{кВт}}$

Напруга, кВ:

$U := 10 \quad \text{кВ}$

РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ**ТРАНСФОРМАТОРИ**

$$R_{oKJL} := \begin{pmatrix} 0.62 \\ 0.62 \\ 0.62 \\ 0.62 \\ 0.62 \\ 0.62 \\ 0.62 \end{pmatrix} \frac{\text{ом}}{\text{км}}$$

$$L_{KJL} := \begin{pmatrix} 279.1 \\ 220.9 \\ 219.1 \\ 210.9 \\ 79.1 \\ 185.9 \\ 160.9 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \text{ км}$$

$$R_T := \begin{pmatrix} 1.05 \\ 1.05 \\ 1.05 \\ 1.05 \\ 1.05 \\ 1.05 \\ 1.05 \end{pmatrix} \text{ Ом}$$

$$R_{KJL} := \begin{pmatrix} R_{oKJL_1} \cdot L_{KJL_1} \\ R_{oKJL_2} \cdot L_{KJL_2} \\ R_{oKJL_3} \cdot L_{KJL_3} \\ R_{oKJL_4} \cdot L_{KJL_4} \\ R_{oKJL_5} \cdot L_{KJL_5} \\ R_{oKJL_6} \cdot L_{KJL_6} \\ R_{oKJL_7} \cdot L_{KJL_7} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.173 \\ 0.137 \\ 0.136 \\ 0.131 \\ 0.049 \\ 0.115 \\ 0.1 \end{pmatrix} \text{ ом}$$

Рисунок 2.9 – Вихідні дані для компенсації реактивних навантажень

$$z(Q_K) := \frac{B_0 \cdot 10^{-3}}{U^2} \cdot \sum \left[\begin{array}{l} (Q_{H_1} - Q_{K_1})^2 \cdot \left(\frac{R_{KJ_1} + R_{T_1}}{k} \right) \\ (Q_{H_2} - Q_{K_2})^2 \cdot \left(\frac{R_{KJ_2} + R_{T_2}}{k} \right) \\ (Q_{H_3} - Q_{K_3})^2 \cdot \left(\frac{R_{KJ_3} + R_{T_3}}{k} \right) \\ (Q_{H_4} - Q_{K_4})^2 \cdot \left(\frac{R_{KJ_4} + R_{T_4}}{k} \right) \\ (Q_{H_5} - Q_{K_5})^2 \cdot \left(\frac{R_{KJ_5} + R_{T_5}}{k} \right) \\ (Q_{H_6} - Q_{K_6})^2 \cdot \left(\frac{R_{KJ_6} + R_{T_6}}{k} \right) \\ (Q_{H_7} - Q_{K_7})^2 \cdot \left(\frac{R_{KJ_7} + R_{T_7}}{k} \right) \end{array} \right]$$

Рисунок 2.10 – Спрощена модель балансової задачі КРН

$$x := \text{Minimize}(Z, Q_K) = \begin{pmatrix} 237.384 \\ 238.261 \\ 249.43 \\ 252.713 \\ 173.917 \\ 113.335 \\ 240.161 \end{pmatrix}$$

Рисунок 2.11 – Результати розрахунку

На основі отриманих результатів (рисунок 2.11) виберемо стандартні комплектні компенсуючі установки, що повинні бути встановленні на шиних 0,4 кВ цехових трансформаторних підстанцій.

ЦТП1: КУ типу УКР 0,4-250/50;

ЦТП2: КУ типу УКР 0,4-250/50;

ЦТП3: КУ типу УКР 0,4-250/50;

ЦТП4: КУ типу УКР 0,4-250/50.

ЦТП5: КУ типу УКР 0,4-200/50.

ЦТП6: КУ типу УКР 0,4-150/25.

ЦТП7: КУ типу УКР 0,4-250/50.

3. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ, ЩО ПІДВИЩУЮТЬ ЕФЕКТИВНІСТЬ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

Режими роботи системи електропостачання сучасного підприємства повинні задовольняти основні вимоги щодо безперебійного живлення споживачів електроенергії. Ці вимоги, особливо в період військового стану стосується забезпечення безумовного виконання основного технологічного процесу за рахунок підвищення якості електропостачання, що передбачає забезпечення надійності, використання раціональних схем живлення, застосування сучасного електротехнічного обладнання і матеріалів та ін..

3.1 Питання забезпечення надійності електропостачання під час проектування системи електропостачання.

Надійність системи електропостачання повинна прогнозуватися та забезпечуватися на етапі проектування та створення системи електропостачання підприємства. Розрахунки показників надійності рекомендуються визначати з застосуванням теорії ймовірності, що базується на визначенні ймовірної тривалості втрати електроживлення.

Перерви в електропостачанні промислового підприємства відбуваються внаслідок виникнення аварійних режимів та можливих планових відключень при ремонтах елементів системи електропостачання. Під елементами системи електропостачання розуміється лінії живлення, трансформатори підстанцій, комутаційно-захисні апарати та ін.. Відмічене вимагає детальної розробки можливих та конкурентно спроможних схем живлення споживачів, які б в подальшому могли б забезпечувати допустиму ступінь надійності електропостачання.

Любий аварійний стан будь-якого елемента системи електропостачання та пов'язаний з ним простій підприємства може розглядатися як випадкова подія, що виходячи з теорії ймовірності свідчить про те може чи ні вона відбутися.

Стосовно систем електропостачання під випадковою подією прийнято розглядати наступні стани системи електропостачання: робочий, аварійний, плановий ремонт, що можуть виникати в будь який момент часу. У випадку розгляду стану системи електропостачання за досить великий проміжок часу, то кожен з них може мати місце. Час певного стану на визначеному періоді часу визначається його ймовірністю – відносна ймовірна тривалість.

Таким чином ймовірністю певного стану роботи системи електропостачання в подальшому будемо розуміти тривалість цього стану у певний період спостереження до тривалості цього періоду.

Ймовірність аварійного простою, якщо користуватися зауваженням зробленим вище, буде дорівнювати [3]:

$$q = \frac{t_q}{T}, \quad (3.1)$$

Даний вираз показує тривалість t_q аварійного простою за час спостереження T .

Таким же чином можна визначити ймовірність планового ремонту за період часу T .

$$f = \frac{t_f}{T}, \quad (3.2)$$

Інформація про значення аварійності окремих елементів системи електропостачання, їх тривалість та періоди проведення планових ремонтів можуть бути визначенні з довідникових даних. Деякі з них ми надамо для орієнтиру в магістерській роботі.

Ця інформація може бути використана для визначення ймовірності перерв електропостачання за допомогою загальної теорії ймовірності.

Зазвичай прийнято (вимоги теорії ймовірності), стан окремого елементу системи електропостачання визначати як просту подію, у разі виходу з ладу декількох елементів системи живлення будемо вважати цю подію складною. Крім того події або стани можуть бути в загальному випадку сумісні – несумісні, залежні

– незалежні. Наприклад, несумісними подіями вважаються аварійні простої обох ланцюгів двокової повітряної лінії, ремонт одного елементу системи електропостачання з аварійним простоєм іншого і т.д.

Незалежними подіями умовно можна вважати аварійні стани окремих елементів систем електропостачання (цей висновок зроблений без врахування характеру розвитку аварійного режиму). У випадку коли розглядається повітряні лінії, що проходять по одній трасі та кабельні лінії, що прокладенні в одній траншеї, такі події не можна вважати незалежними. Незалежними подіями можна вважати планові простої елементів системи електропостачання. Звісно і в такому випадку можливі виключення, які стосуються непередбачувальних подій таких як паводок, ураган та інші, які можуть спровокувати аварійне відключення елемента.

При визначенні складних подій застосовуються відомі теореми з теорії ймовірності. Наприклад, якщо електропостачання споживача виконується по одно ланцюговій лінії (рисунок 3.1), то перерви в його живленні будуть відбуватися як при аварійних ситуаціях любого елемента так і при виводі їх в ремонт.

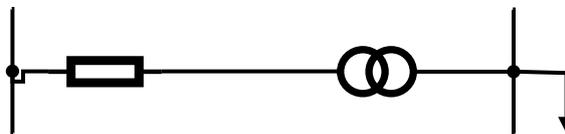


Рисунок 3.1 - Нерезервована схема живлення

В цьому випадку ймовірність такої складної події буде дорівнювати сумі ймовірностей аварійних простоїв та ремонту.

(3.3)

$$h \approx q_b + q_l + q_b + f_b + f_l + f_r.$$

Зробимо зауваження, що аварійні простої та планові ремонти окремих елементів системи електропостачання не є несумісними подіями і їх вплив на еперерву в живленні споживачів зазвичай малий та ним можна знехтувати. У випадку, коли плановий ремонт всіх елементів електропередачі здійснюється

одночасно, то деякими складовими у виразі (3.3) можна нехтувати, а враховувати тільки один який має найбільше значення.

Для визначення появи двох незалежних подій потрібно знайти добуток їх ймовірностей. Наприклад, ймовірність перерви живлення споживачів від двотрансформаторної підстанції (рисунок 3.2), що обумовлено співпадінням аварійних простоїв трансформаторів буде дорівнювати виразу (4.4)

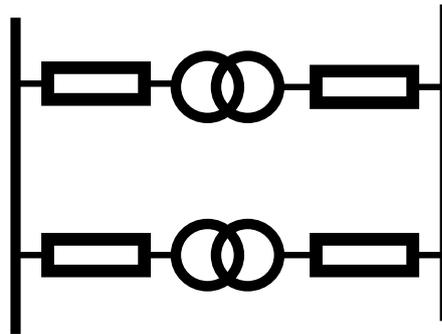


Рисунок 3.2 – Підстанція з двома трансформаторами

$$h=q^2 \quad (4.4)$$

Ймовірність того, що відбудеться дві незалежні події визначається як добуток однієї на умовну ймовірність другої при умові, що перша мала місце. Прикладом може бути визначення ймовірності простою одного з ланцюгів лінії живлення при умові планового ремонту другої [3.5].

$$h=2 \cdot q \cdot k_f \cdot f \quad (3.5)$$

де $k_f < 1$ - коефіцієнт, що враховує обмеження, які накладаються на планові ремонти ліній.

Крім того, якщо дволанцюгові лінії живлення виконанні на дво- чи одно ланцюгових опорах, що проходять по одній трасі, ймовірності пошкодження кожного з ланцюгів визначається окремо, відповідно як q' і q'' . В цьому випадку ймовірність втрати живлення в схемі 3.3 буде:

$$h=2 \cdot q' \cdot k_f \cdot f + q'' \quad (3.6)$$

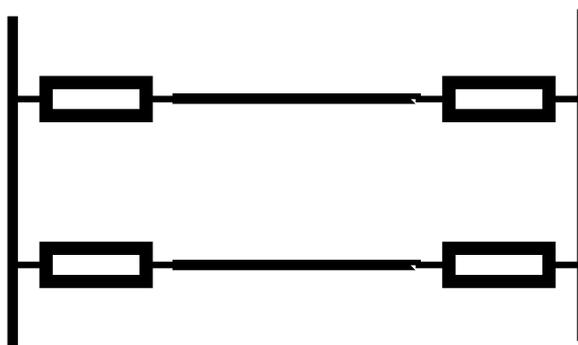


Рисунок 3.3 - Резервована схема електропостачання

Формула (3.6) дозволяє врахувати одночасність аварійного простою одного ланцюга лінії з проведенням планового ремонту другого, а також одночасне пошкодження обох ланцюгів.

Наведенні теоретичні відомості дозволяють визначити ймовірність перерв електропостачання практично в любых умовах.

3.2 Тривалість ремонтів та пошкодження електротехнічного обладнання

Зазвичай для визначення ймовірності планових ремонтів та аварійних простоїв окремих елементів певної системи електропостачання рекомендують користуватися інформацією про питомі пошкодження цих елементів та тривалістю і періодичністю планових ремонтів.

Значення характеристик надійності елементів системи електропостачання приймається наступні значення пошкоджень в рік на 100 км ПЛ напругою:

110 кВ становить 0,5 - 0,7;

35 кВ з підвісними ізоляторами становить 0,8 - 1,0;

35 кВ з штирьовими ізоляторами становить 1,0 - 1,5;

6-10 кВ становить 3,5;

для кабельних ліній 6-10 становить 2-4.

Діапазон приведених значень відповідає різним районам з відповідною середньою інтенсивністю грозової діяльності та середніми кліматичними умовами. Це стосується менших значень. Великі граничні значення використовуються у випадку грозових районів з значною ожеледицею та вітрами.

Наведенні значення характерні для повітряних ліній на дволанцюгових та одноланцюгових опорах, що проходять по одній трасі. Кількість пошкоджень приведена для кожного з ланцюгів. У випадку відключення обох ланцюгів одночасно необхідно користуватися значеннями, які складають 15-25 % від загального числа.

Час необхідний для усунення пошкоджень та проведення аварійного ремонту в середньому має такі значення:

35-110 кВ з підвісними ізоляторами становить 8-10 год;

6-35 кВ з штирьовими ізоляторами становить 4-6 год;

для кабельних ліній 6-10 кВ становить 10-15 год.

Орієнтуючись на кількість пошкоджень ліній за рік m , час аварійного ремонту $t_{a.v.p}$ та довжину лінії l , можна визначити ймовірність простою при аварії:

одноланцюгова ПЛ

$$q = \frac{mt_{a.v.p}}{8760} \cdot \frac{l}{100} \quad (3-7)$$

дволанцюгова ПЛ

$$\begin{cases} q' = \frac{(1 - (0,15 + 0,25))mt_{a.v.p}}{8760} \\ q'' = \frac{(0,15 + 0,25)mt_{a.v.p}}{8760} \cdot \frac{l}{100} \end{cases} \quad (3-8)$$

Відмітимо, що в теперішні час планові ремонти повітряних ліній проводяться без їх відключення.

Приведемо (таблиця 3.1) усередненні значення пошкоджень обладнання розподільних підстанцій, тривалість аварійних та планових ремонтів останнього.

Таблиця 3.1 - Інформація про пошкодження елементів СЕП

Найменування обладнання	Очікуване число пошкоджень м, разів/рік	Тривалість аварійного режиму	Тривалість запланованого ремонту
Трансформатори з двома обмотками:			
110 кВ і вище			
20-35 кВ	0,01	90	25
6-10 кВ	0,02	90	20
Трансформатори з трьома обмотками:	0,007	60	10
110 кВ і вище			
Комірки розподільчих пристроїв з вимикачами;	0,015	90	25
лінійні			
110 кВ і вище	0,03	25	25
20-35 кВ	0,02	20	20
3-10 кВ	0,005	15	15
Генераторів, трансформаторів, шини зєднувальні і секційні			
110 кВ і вище	0,01	25	25
20-35 кВ	0,007	20	20
3-10 кВ	0,002	15	15
Комірки розподільчих пристроїв з відокремлювачами			
110 кВ і вище	0,006	15	-
35 кВ	0,004	10	-

Виконуючи оцінку надійності схем електропостачання, що мають в своєму складі підстанції з збірними шинами, слід враховувати, що пошкодження в комірках розподільчих пристроїв відбувається внаслідок відключення тільки того ланцюга, де відбулося пошкодження, а друга частина за рахунок релейного захисту шин повинна повністю відключатися.

Наведемо дані про пошкодження комірок розподільчих пристроїв, що викликаються відключення збірних шин [3]:

при нарузі

110 кВ і вище становить 25%;

20-35 кВ становить 15%;

3-10 кВ становить 10%.

Зазвичай поневлення роботи після аварії на збірних шинах відбувається приблизно через 0,7 години, а у разі присутності в схемі роз'єднувачів, що мають дистанційне керування цей час може бути скорочений до хвилини.

В якості прикладу розглянемо розрахунок надійності системи електропостачання ПрАТ «Маяк».

Розрахунок кількісних показників надійності визначають використовуючи аналітичний метод. Він базується на тому, що ймовірність відмов можна визначити користуючись формулою $p(t) = e^{-\omega t}$ що свідчить про залежність ймовірності безвідмовної роботи від частоти виникнення відмов.

Коли елементи системи послідовно з'єднанні частота відмов (одного кола системи) (рисунок 3. 4) дорівнює сумі частоти відмов її окремих елементів:

$$\omega_{oc} = \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (3.9)$$

середнє значення тривалісті відновлення буде

$$t_{в.оc} = \frac{\sum_{i=1}^n t_{вi} \omega_i}{\omega_{oc}}, \quad (3.10)$$

де $\omega_i, t_{вi}$ – частота відмов і тривалісті відновлення відповідно для окремих елементів.

На рисунку 3.4 також представлено блок схему алгоритму, що може використовуватися для визначення надійності у разі електропостачання по двоколовій лінії.

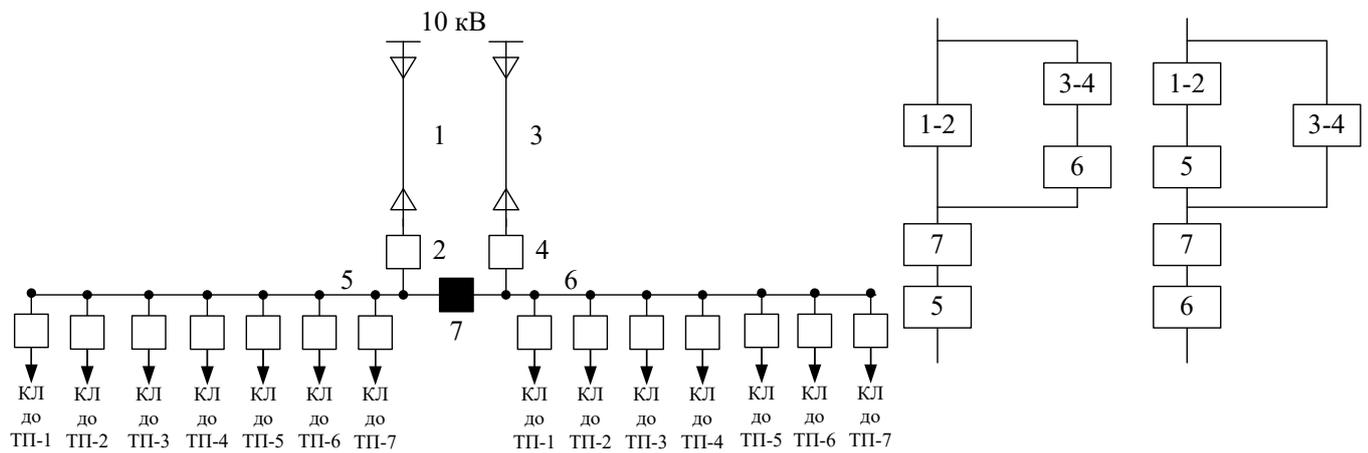


Рисунок 3.4 – Блок-схема для визначення надійності двокової системи живлення

Визначимо частоту відмов кола що складається з елементів 1-2, 3-4 та усієї вітки живлення навантаження:

$$\omega_{1-2} = \omega_{3-4} = \frac{0,75}{100} \cdot 0,85 + 0,004 = 0,01037 \text{ (рік}^{-1}\text{)};$$

$$\omega_5 = \omega_6 = 0,03 \cdot 4 = 0,12 \text{ (рік}^{-1}\text{)};$$

$$\omega_{\text{oc}} = \omega_{1-2} + \omega_5 = \omega_{3-4} + \omega_6 = 0,01037 + 0,12 = 0,13037 \text{ (рік}^{-1}\text{)}.$$

Значення середньої тривалісті відновлення кола 1-2:

$$t_{\text{в.1-2}} = \frac{0,75}{100} \cdot 0,85 \cdot 16 + 0,004 \cdot 8 = 12,92 \text{ (ГОД)};$$

$$t_{\text{в.oc}} = \frac{0,01037 \cdot 12,92 + 0,12 \cdot 7}{0,13037} = 7,47 \text{ (ГОД)}.$$

Величина коефіцієнту аварійного простою кола 1-2 та вітки живлення навантаження 1-2,5:

$$k_{a.1-2} = \frac{0,01037 \cdot 12,92}{8760} = 1,529 \cdot 10^{-4};$$

$$k_{a.oc} = \frac{0,13037 \cdot 7,47}{8760} = 1,1118 \cdot 10^{-4}.$$

Плановий простій вітки живлення навантаження 1-2,7:

$$k_{п.ос} = 1,2 \cdot k_{п.маx} = 1,2 \cdot \frac{5}{8760} = 6,849 \cdot 10^{-4}.$$

Звідки визначимо частоту одночасних відмов двох кіл 1-2 та 3-4,7:

$$\begin{aligned} \omega_{дк} &= 0,01037 \cdot (1,1118 \cdot 10^{-4} + 0,5 \cdot 6,849 \cdot 10^{-4}) + \\ &+ 0,13037 \cdot (0,1529 \cdot 10^{-4} + 0,5 \cdot 6,849 \cdot 10^{-4}) = 0,513 \cdot 10^{-4} \text{ (рік}^{-1}\text{)}. \end{aligned}$$

Враховуючи частоти відмови секційного вимикача 7 та секції шин 5 отримаємо:

$$\omega = \omega_{дк} + \omega_{сек} + \omega_5 = 0,512 \cdot 10^{-4} + 0,004 + 4 \cdot 0,03 = 0,124 \text{ (рік}^{-1}\text{)}.$$

Таким чином частота відмови живлення секції збірних шин двокової системи складає $0,1244 \text{ рік}^{-1}$. У зв'язку з тим, що в МКР запроєктовано систему, що має дві секції збірних шин, ймовірність пошкодження одночасно цих двох секцій досить мала. Це дозволяє зробити висновок, що запропонована та спроектована система електропостачання ПрАТ «Маяк» відповідає нормам надійності по частоті відмов.

3.3 Характеристика режимів напруги в розподільчих мережах ПраТ «Маяк».

Значною мірою ефективність роботи системи електропостачання залежить від режимів напруги в її розподільчих мережах. Режими напруги значно впливають на роботу різноманітних споживачів електричної енергії, а тому нехтування аналізом режимів може привести до непередбачувальних наслідків. Окрім того величина напруги та загалом якість електричної енергії є важливим показником роботи спроможності системи електропостачання. Враховуючи важливість цього питання всі основні вимоги до режимів напруги та якості електричної енергії в розподільчих мережах регламентуються державним стандартом ДСТУ EN 50160.

Для ПраТ «Маяк» актуальним є визначення та розрахунок рівнів напруги на споживачах підприємства, що живляться від певних трансформаторних підстанцій. Розрахунок рівнів напруг на шинах під'єднання споживачів передбачає визначення відповідних відпайок на трансформаторах живлячих підстанцій.

Приведемо методику цього розрахунку на прикладі.

3.4 Визначення відпайок цехової трансформаторної підстанції

Регулювання напруги виконується за допомогою відпайок на трансформаторах цехових підстанцій. Зробимо зауваження про вихідну інформацію для розрахунку. Нею мають бути: схема зовнішнього електропостачання, схема електропостачання обраного цеху, параметри електричних мереж, навантаження узлів цих мереж та значення напруги вузлі навантаження в режимі максимальних та мінімальних навантажень енергосистеми.

Розрахунок полягає у забезпеченні рівнів напруги на споживачах, які б відповідали допустимим по стандартам значенням. Мета досягається за рахунок вибору відповідних відпайок трансформатора цехових підстанцій та раціональної побудови розподільчих мереж підприємства і встановлення можливих місцевих засобів регулювання.

При розрахунку враховують наступне: у системі має бути забезпечено рівень напруги $1,05U_H$ в максимальному режимі роботи та $1,0U_H$ в мінімальному режимі.

Для визначення відпайок створимо та скористуємося наступною схемою (рисунок 3.5)

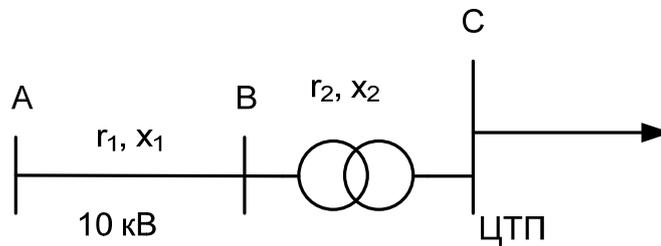


Рисунок 3.5 – Схема мережі.

Визначимо втрати напруги в живлячих лініях системи електропостачання:

$$\Delta U_{AB}^{\max} = \frac{P_c^{\max} \cdot r_1 + Q_c^{\max} \cdot X_1}{U_A^{\max}} = \frac{767,49 \cdot 0,92 \cdot 4 + 115,12 \cdot 0,0374 \cdot 4}{2 \cdot 10,5} = 0,135 (\text{кВ}),$$

$$\Delta U_{AB}^{\min} = \frac{P_c^{\max} \cdot r_1 + Q_c^{\max} \cdot X_1}{U_A^{\min}} = \frac{767,49 \cdot 0,92 \cdot 4 + 115,12 \cdot 0,0374 \cdot 4}{2 \cdot 10} = 0,142 (\text{кВ}).$$

Втрати напруги в трансформаторі цехової підстанції:

$$U_{Ka} = \frac{\Delta P_K}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot 100 = \frac{8,5}{630} \cdot 100 = 1,35\%,$$

$$U_{Kp} = \sqrt{U_K^2 - U_{Ka}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,35^2} = 5,33\%,$$

$$\Delta U_T = \frac{U}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot (U_{Ka} \cdot P_M + U_{Kp} \cdot Q_M) =$$

$$= \frac{10,5}{630} \cdot (0,0135 \cdot 767,49 + 0,0533 \cdot 115,12) = 0,275 (\text{кВ}).$$

Визначимо напругу на шинах 0,4 кВ підстанції в різних режимах роботи системи електропостачання враховуючи, що коефіцієнт трансформації при відпайці +2,5% наступний:

$$K_T = \frac{10(1+0,025)}{0,4} = 25,625.$$

$$U_2^{\max} = U_A - \Delta U_{AB} - \Delta U_T = 10,5 - 0,135 - 0,275 = 10,09(\text{кВ}),$$

$$U_2^{\min} = U_A - \Delta U_{AB} - \Delta U_T = 10,0 - 0,142 - 0,275 = 9,583(\text{кВ}),$$

$$U_2^{\max} = \frac{U_2'}{K_T} = \frac{10,09}{25,625} = 0,394(\text{кВ}),$$

$$U_2^{\min} = \frac{U_2'}{K_T} = \frac{9,583}{25,625} = 0,374(\text{кВ}).$$

Результат показує, що на шинах 0,4 кВ напруга в максимальному та мінімальному режимі складає 0,394 та 0,374 кВ відповідно при встановленій відпайці +2,5%.

Виконаємо розрахунки рівня напруги при роботі трансформатора підстанції на різних відпайках, що є у трансформатора, а результати наведемо в таблиці 3.2

Таблиця 3.2 – рівень напруги на шинах трансформатора при різних відпайках та режимах роботи.

Режим вузлів	U_K^{\max} , кВ	Відгалудж. ТП,%	$K_{тр}$, при $U_{1ном}=10$ кВ	U_2 , при $U_K=U_{1ном}$	Висновок
MAX	10,09	5	26,25	0,384	Допустимо
		2,5	25,625	0,394	Допустимо
		0	25	0,404	Не допустимо
		-2,5	24,375	0,414	Не допустимо
		-5	23,75	0,425	Не допустимо
MIN	9,583	5	26,25	0,365	Допустимо
		2,5	25,625	0,374	Допустимо
		0	25	0,383	Допустимо
		-2,5	24,375	0,393	Допустимо
		-5	23,75	0,403	Не допустимо

Допустимість вибору відповідної відпайки оцінюється за наступною умовою:

$$U_H \leq U_K \leq 1,05U_H, \quad (3.11)$$

де $U_n = 0,4$ кВ – значення номінальної напруги.

З аналізу таблиці 3.2. видно, що жодна відпайка трансформатора не відповідає умові (3.11). Лише при роботі трансформатора з відпайкою +2,5% забезпечується необхідний рівень напруги на шинах трансформатора в межах $\pm 5\%$, що відповідає вимогам стандарту.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

4.1 Техніко-економічне обґрунтування роботи

Суть техніко-економічного обґрунтування роботи полягає у проведенні попередніх техніко економічних розрахунків, які підтверджуються доцільність капіталовкладень в даний енергетичний об'єкт [22].

Доцільність реалізації проекту обґрунтовується:

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

Вихідні дані для розрахунку:

- виручка $V = 321$ (млн. грн/рік);
- середньооблікова чисельність персоналу $Ч = 510$;
- середньорічний фонд заробітної плати одного працівника разом з нарахуванням на соціальні потреби $Z_{\text{ПІ}}$, грн/рік;

- питома заробітна плата в собівартості продукції $d = 12\%$;
- первісна або балансова вартість основних фондів $\Phi = 111$ млн грн;
- нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень: $E_{\text{Н}} = 0,1$;
- нормований термін окупності, років: $T_{\text{ок}} = 10$.
- середньомісячна зарплата одного працівника $Z = 15000$ грн/міс.

Середньорічний фонд заробітної плати одного працівника:

$$Z_{\text{ПІ}} = Z \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 15000 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 0,18 \text{ (млн грн/рік)}, \quad (4.1)$$

Повна собівартість реалізованої продукції:

$$C = 200 \text{ (млн грн/рік)}. \quad (4.2)$$

Балансовий прибуток:

$$\Pi = V - C = 321 - 200 = 121 \text{ (млн грн/рік)}, \quad (4.3)$$

Визначаємо термін окупності даного підприємства:

$$T_{\text{ор}} = \frac{\Phi}{\Pi} = \frac{111}{121} = 0,9 \text{ (років)}, \quad (4.4)$$

$$T_{\text{ор}} = 0,9 < T_{\text{ок}} = 10 \text{ (років)}.$$

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

Відповідно до схеми електричної мережі підприємства та вихідних даних у табл. 4.1, 4.2, необхідно виконати такі розрахунки:

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

2. Розрахувати оплату за спожиту електроенергію.

3. Розрахувати величину складових експлуатаційних витрат:

- витрат в мережах підприємства;

- витрат на заробітну плату;

- витрат на матеріали;

- амортизаційних витрат.

4. Розрахувати собівартість електроенергії на підприємстві.

Таблиця 4.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій

Підстанція	Тип трансформатора	Кількість	Потужність підстанції, кВА
ТП-1	ТМ-1000	2	1282,37
ТП-2	ТМ-1000	2	1315,96
ТП-3	ТМ-1000	2	1315,96
ТП-4	ТМ-1000	2	1325,78
ТП-5	ТМ-1000	2	1036,17
ТП-6	ТМ-1000	2	726,99
ТП-7	ТМ-1000	2	1246,59

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Лінія	Довжина лінії, км
АПвЭгаПу 10	0,25
ААБ 3*50	1,36

Рекомендації до виконання:

1. Оплату за спожиту електроенергію розраховують по тарифам: 6,5 грн/кВт·год

2. Прийняти норму амортизації – 6%,

3. Нарахування:

– в пенсійний фонд – 33,3%,

– у фонд зайнятості – 1,5%,

– на соціальне страхування – 1,5%.

4.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередач виконуємо за вартістю кабелів та вартістю їх прокладання [22].

Капітальні вкладення для ліній електропередач:

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

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

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

L – довжина лінії електропередачі, км.

n – кількість кабелів в траншеї, шт.

Результати розрахунків заносимо в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередач

Назва лінії	Кількість	Довжина, км	$K_{\text{пит}}$, тис.грн	$K_{\text{прок}}$, тис.грн	Кл, тис.грн
АПвЭгаПу 10	2,00	0,25	906,96	90,70	479,96
ААБ 3*50	2,00	1,36	581,58	58,16	1655,99
Разом					2135,95

Капітальні вкладення для електричних підстанцій [22]:

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

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

$K_{\text{пост}}$ – 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.

Результати розрахунків заносимо в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип	Кількість	Код, тис.грн	Кпост, тис.грн	Кпс, тис.грн
ТП-1	ТМ-1000	2,00	1270,55	254,11	1524,66
ТП-2	ТМ-1000	2,00	1270,55	254,11	1524,66
ТП-3	ТМ-1000	2,00	1270,55	254,11	1524,66
ТП-4	ТМ-1000	2,00	1270,55	254,11	1524,66
ТП-5	ТМ-1000	2,00	1270,55	254,11	1524,66
ТП-6	ТМ-1000	2,00	1270,55	254,11	1524,66
ТП-7	ТМ-1000	2,00	1270,55	254,11	1524,66
Разом					10672,62

Кількість вимикачів 17 шт. Вартість вимикача 50 тис. грн.

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{\text{пс}} = 10672,62 + (17 \cdot 50) = 11522,62 \text{ (тис. грн).}$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 11522,62 + 2135,95 = 13658,57 \text{ (тис. грн).}$$

4.3 Розрахунок поточних витрат

4.3.1 Розрахунок потреби в робочій силі

Планова трудомісткість визначається, люд.-год/рік:

$$T = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot h, \quad (4.7)$$

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

$t_{\text{норм}}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. [22];

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

Проводимо розрахунки трудомісткості ремонту електрообладнання та заносимо їх результати до табл.4.6.

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

$$T_{\text{то}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h, \quad (4.8)$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год [22];

$K_{\text{ср}}$ – 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 електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	К-ть	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю облад. рем/рік	Норма трудомісткості люд.год.	Заг. трудмісткість люд.год.	К-сть на одиницю облад. огл/рік	Норма трудомісткості люд.год.	Заг. трудмісткість люд.год.
ТМ-1000	14	0,33	300	1386,00	12	20	3360,00
Вимикач	17	1,00	16	272,00	12	2	408,00
АПвЭгаПу 10	0,25	1,00	54	13,61	1	13,50	3,40
ААБ 3*50	1,36	1,00	54	73,22	1	13,50	18,30
Разом				1744,83			3789,71

Таблиця 4.6 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-ть	Технічне обслуговування				Загальна трудомісткість обслуговування люд.год.
		Змінність роботи	Коеф. складності	К-ть місяців	Загал. трудомісткість люд.год.	
ТМ-1000	14,00	3,00	0,10	12,00	15120,00	18480,00
Вимикач	17,00	3,00	0,10	12,00	979,20	1387,20
АПвЭгаПу 10	0,25	3,00	0,10	12,00	48,99	52,39
ААБ 3*50	1,36	3,00	0,10	12,00	263,59	281,89
Разом					16411,78	20201,48

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$N_{\text{обс}} = \frac{20201,48}{1900 \cdot 1,05} = 10,13,$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$N_{\text{тр}} = \frac{1744,83}{1900 \cdot 1,1} = 0,83.$$

Приймаємо за нормами ПУЕ [1] $N_{\text{тр}} = 10$ чол., $N_{\text{обс}} = 2$ чол.

4.3.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Фонд прямої заробітної плати:

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

$$\Phi_e = N_{\text{обс}} \cdot \beta_n \cdot t_{\text{ге}} \cdot \Phi_d, \quad (4.9)$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{\text{ге}} = ((K3 + K4) / 2) \cdot C_1, \quad (4.10)$$

де $K3$, $K4$ – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, [22];

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

$$C_i = \frac{Z_{\min} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H}, \quad (4.11)$$

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

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{ге} = ((1,18+1,27)/2) \cdot 45,45 = 55,68 \text{ (грн/год)},$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 10 \cdot 0,9 \cdot 55,68 \cdot 1900 = 952159,09 \text{ (грн/рік)}.$$

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

$$\Phi_p = T_{пр} \cdot t_{гр}, \quad (4.12)$$

$$t_{гр} = (K4+K5)/2 \cdot C_I, \quad (4.13)$$

де K4, K5 – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, [22].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

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

$$\Phi_p = 1744,83 \cdot 59,77 = 104293,04 \text{ (грн/рік)}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн/рік:

$$\Phi_o = \Phi(1+0,05+0,01+\alpha), \text{ (грн/рік)}, \quad (4.14)$$

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:

$$\Phi_{oe} = 952159,09 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 1199720,45 \text{ (грн/рік)},$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{ор} = 104293,04 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 136623,89 \text{ (грн/рік)}.$$

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

$$\Phi_{од} = \Phi_o \cdot 1,15, \quad (4.15)$$

$$\Phi_{оед} = 1199720,45 \cdot 1,15 = 1379678,52 \text{ (грн/рік)},$$

$$\Phi_{орд} = 136623,89 \cdot 1,15 = 157117,47 \text{ (грн/рік)}.$$

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

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

$$C_{зп} = \Phi_{об} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{п} + \beta_{з} + \beta_{с}}{100} \right), \quad (4.16)$$

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:

$$C_{зпЕ} = 1862566,01 \text{ (грн/рік)},$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{зпР} = 212108,59 \text{ (грн/рік)}.$$

4.3.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Необхідні для розрахунку дані заносимо до табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Вартість матеріалу	Грн
ТМ-1000	533631,00
Лінії	106797,42

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_m = 0,01 \cdot \left(\sum_{i=1}^n C_{0i} \cdot T_i + L \cdot C_{л0} \right), \quad (4.17)$$

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

T_i – трудомісткість обслуговування i -го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

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

Отже, вартість матеріалів на ремонт:

$$C_{мпр} = 7488854,22 \text{ (грн/рік)},$$

і вартість матеріалів на технічне обслуговування:

$$C_{мто} = 98972013,77 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, можна розрахувати:

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

$$C_{обс} = C_{зпс} + C_{мто}, \quad (4.18)$$

$$C_{обс} = 1862566,01 + 98972013,77 = 100834579,78 \text{ (грн/рік)};$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

$$C_{пр} = C_{зпр} + C_{мпр}, \quad (4.19)$$

$$C_{пр} = 212108,59 + 7488854,22 = 7700962,81 \text{ (грн/рік)}.$$

4.3.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K, \quad (4.20)$$

де a – норма амортизації, %

K – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 1365857 = 819,51 \text{ (тис.грн/рік).}$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат є інші витрати:

$$C_{ip} = \beta_{ip}(C_{обс} + C_{пр} + C_a); \quad (4.21)$$

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

$$C_{ip} = 0,25 \cdot (100834579,78 + 7700962,81 + 819514,10) = 27338764,17 \text{ (грн/рік).}$$

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

Таблиця 4.8 – Кошторис річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації енергоустановки і мереж	100834579,78	73,77
Витрати на поточний ремонт	7700962,81	5,63
Витрати на амортизацію	819514,10	0,60
Інші витрати	27338764,17	20,00
Разом	136693820,86	100,00

4.4. Розрахунок собівартості електроенергії

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

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

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_{п} \cdot P_{ном} \cdot T_{mi}, \quad (4.22)$$

де P_p – розрахункова потужність і-го цеху, кВт;

T_{mi} – річна тривалість використання максимуму активного навантаження і-ого цеху, год.;

K_{Π} – коефіцієнт попиту.

Визначаємо річні витрати активної електроенергії. Результати розрахунків заносимо в табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Річні витрати активної електроенергії

Назва	T_m , год.	$\cos \varphi$	P_p , кВт	E_a , кВт·год/рік
Підприємство	6000	0,96	7776	46656000,00

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot n \cdot I_M^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (4.23)$$

де I_M – максимальний струм у лінії, А;

τ – час максимальних втрат, год/рік.

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

$$R = r_0 \cdot L; \quad (4.24)$$

де r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км [22].

Для лінії ЦРП –ТП1. Струм лінії живлення, А:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3}U_H}. \quad (4.25)$$

Виконуємо розрахунок втрат електроенергії в лініях і результати заносимо до табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Втрати електроенергії в лініях

Лінія	К-сть ліній	Довжина, км	I_M , А	R , Ом	τ , год/рік	$\Delta E_{\text{л}}$, кВт·год.
АПвЭгаПу 10	2,00	0,25	235,00	0,10	4591,78	75313,60
ААБ 3*50	2,00	1,36	40,00	0,62	4591,78	13665,14
Разом						88978,74

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

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.26)$$

де n - кількість трансформаторів;

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

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

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

S_H - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Проводимо розрахунок і результати зводимо у табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Втрати енергії в трансформаторі

№	Тип	шт	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_H , кВА	ΔE_T , кВт·год/рік
ТП-1	ТМ-1000	2,00	2,10	10,50	1282,37	1000,00	76435,07
ТП-2	ТМ-1000	2,00	2,10	10,50	1315,96	1000,00	78539,06
ТП-3	ТМ-1000	2,00	2,10	10,50	1315,96	1000,00	78539,05
ТП-4	ТМ-1000	2,00	2,10	10,50	1325,78	1000,00	79164,42
ТП-5	ТМ-1000	2,00	2,10	10,50	1036,17	1000,00	62674,27
ТП-6	ТМ-1000	2,00	2,10	10,50	726,99	1000,00	49532,82
ТП-7	ТМ-1000	2,00	2,10	10,50	1246,59	1000,00	74253,71
Разом							499138,40

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

$$E = E_a + \Delta E_{л} + \Delta E_T; \quad (4.27)$$

$$E = 46656000,00 + 88978,74 + 499138,40 = 47244117,14 \text{ (кВт·год/рік)}.$$

Оплата за спожиту електроенергію:

$$П = 6,5 \cdot 47244117,14 = 307086761,44 \text{ (грн)}.$$

4.4.2 Розрахунок собівартості електроенергії

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

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (4.28)$$

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

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

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

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_{\text{п}}, \quad (4.29)$$

де Π – оплата за спожиту електроенергію;

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

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

$$C_{\text{п}} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a + C_{\text{ір}}, \quad (4.30)$$

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

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

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

$$C_{\text{п}} = 100834579,78 + 7700962,81 + 819514,10 + 27338764,17 = 136693820,86 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, сумарні витрати:

$$C_{\text{сум}} = 307086761,44 + 136693820,86 = 443780582,30 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, собівартість електроенергії:

$$S = 443780582,30 * 100 / 46656000,00 = 9,51 \text{ (грн/кВт·год)}.$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в табл. 4.12.

Таблиця 4.12 –Результати розрахунків

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисно спожитої електроенергії	E_a	46656000,00	кВт·год
Річне споживання електроенергії із втратами	E	47244117,14	кВт·год
Плата за електроенергію	Π	307086761,44	грн
Витрати на передачу і розподіл електроенергії	$C_{\text{п}}$	136693820,86	грн
Сумарні витрати підприємства	$C_{\text{сум}}$	443780582,30	грн
Собівартість електроенергії	S	951,18	коп/кВт·год

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено розрахунок основних техніко-економічних показників спроектованої СЕП та розраховано собівартість електричної енергії, яка склала 951 коп/кВт·год.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Розділ магістерської кваліфікаційної роботи присвячений розробці вимог з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час впровадження результатів щодо підвищення ефективності функціонування системи електропостачання ПрАТ «Маяк».

Отже, під час ремонту та обслуговування діючих електроустановок на працівників ПрАТ «Маяк» впливають такі шкідливі та небезпечні виробничі фактори [13, 14].

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо).

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, в основному аерозолі фіброгенної дії (пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення з безпечної організації об'єкта проектування

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час виконання робіт з вимірювальними приладами, пристроями релейного захисту, автоматики, телемеханіки і зв'язку, з електролічильниками

Для забезпечення робіт, що їх провадять в колах вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту, всі вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму і напруги слід постійно заземлювати. За необхідності розриву кола струму

вимірювальних приладів і реле кола вторинної обмотки трансформатора струму попередньо закорочується на спеціально призначених для цього затискачах.

Розривати кола, підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, забороняється. За необхідності розриву цих кіл вони мають бути попередньо замкнуті перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (рахуючи від трансформатора струму). Під час встановлення перемички слід застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до їх вторинних обмоток, слід виконувати такі заходи безпеки: зажими вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що до них підключаються, мають бути замкнені накоротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформатора струму закоротку слід переносити на найближчу збірку затискачів і знімати тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл; під час перевірки полярності до подавання імпульсів струму в первинну обмотку прилади слід приєднувати до затискачів вторинної обмотки. Забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмопровідні під час монтажних та зварювальних робіт.

Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗАіТ) проводиться за виконавчими схемами. Під час робіт в пристроях РЗАіТ слід користуватися слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

Під час перевірки кіл вимірювання, сигналізації, керування і захисту за необхідності в приміщенні електроустановок напругою понад 1000 В дозволяється залишатися одному члену бригади за умовами роботи (наприклад, регулювання вимикачів, перевірка ізоляції); працівник, який перебуває окремо від керівника робіт, повинен мати групу III. Під час робіт в колах трансформаторів напруги з подачею напруги від стороннього джерела знімаються запобіжники з боку вищої і нижчої напруги, а також відключаються автомати від вторинних обмоток.

За необхідності проведення будь-яких робіт в колах чи на апаратурі РЗАіТ за умови ввімкненого основного обладнання слід вжити додаткових заходів щодо запобігання його випадковому відключенню. Забороняється на панелях або поблизу

місця розміщення релейної апаратури провадити роботи, які викликають сильний струс релейної апаратури, що може спричинити до помилкових дій реле.

Перемикання, вмикання і вимикання вимикачів, роз'єднувачів та іншої комутаційної апаратури, пускання і зупинення агрегатів, регулювання режиму їх роботи, необхідні під час налагодження або перевірки пристроїв РЗАіТ, провадять тільки оперативні працівники.

Записувати покази електролічильників та інших вимірювальних приладів, встановлених на щитах керування і в РУ, дозволяється:

- одноособово працівникам з групою II за наявності місцевих оперативних працівників (з чергуванням двох осіб) і з групою III — без місцевих оперативних працівників;

- працівникам інших організацій з групою III у супроводі місцевого оперативного працівника.

Встановлення і зняття електролічильників та інших вимірювальних приладів, підключених до вимірювальних трансформаторів, повинні провадити за нарядом зі зняттям напруги два працівники, один з яких повинен мати групу IV, а другий — групу III. За наявності в колах електролічильників контактів (блоків), що дозволяють працювати без розмикання кіл, підключених до вторинних обмоток трансформатора струму, ці роботи можна виконувати за розпорядженням, не знімаючи напруги зі схеми електролічильника. За відсутності вказаних контактів напругу і струм в колах електролічильника слід відключити.

Приєднання вимірювальних приладів, встановлення і зняття електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і напруги. Встановлення і зняття електролічильників безпосереднього ввімкнення допускається провадити за розпорядженням одному працівнику з групою III. Встановлення і зняття електролічильників, а також приєднання вимірювальних приладів виконуються зі зняттям напруги.

Роботи з електролічильниками на різних приєднаннях, розміщених в одному приміщенні, можна виконувати за одним нарядом (розпорядженням). Оформлення в наряді переходу з одного робочого місця на інше не вимагається.

5.1.2 Електробезпека

Живлення силового обладнання ПрАТ «Маяк» та систем освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В), з'єднаної з силовим трансформатором. Категорія умов за небезпекою електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю на об'єктах, що будуються та реконструюються, струмопровідної підлоги.

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам: для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно: розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні – написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

- при живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі. Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

- електрозахисні засоби захисту. Електротехнічний персонал повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної

перевірки. Забороняється користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов.

Використовуються основні та додаткові електрозахисні засоби. До основних відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками. До додаткових відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Забороняється користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 5.1.

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

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

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	ІІБ	15-29	70 при 25°С	0,2-0,5
Холодний	ІІБ	13-23	не більш 75	не більш 0,4

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (СО)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено: провітрювання приміщень; встановлення пиловловлюючих засобів.

5.2.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – малої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи V, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 5.3.

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення виробничих приміщень

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Малої точності	Від 1,0 до 5,0 включно	V	в	малий середній великий	світлий середній темний	-	200	1	0,6

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

Для забезпечення нормативних значень освітлення передбачено:

- використання додаткового штучного освітлення, а саме світлодіодних ламп;
- необхідна кількість природного світла (великі вікна);
- для підтримки постійної освітленості повинно бути організовано систематичне, не рідше двох разів на місяць, очищення арматури світильників і ламп від пилу та бруду, а в приміщеннях із значним виділенням пилу, диму та кіптяви - не рідше чотирьох разів на місяць згідно з графіком.

5.2.4 Виробничий шум

Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки». Нормативні значення звукового тиску на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях наведено в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

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

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

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).

- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

5.2.5 Виробничі вібрації

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в роботі, є робота пристроїв під час електромонтажних робіт. Для умов, що розглядаються в роботі параметри вібрацій не повинні перевищувати наведені в таблиці 5.5 середньоквадратичні значення, $\text{м/с} \cdot 10^{-2}$ та логарифмічні рівні, дБ.

5.2.6 Психофізіологічні фактори

Фактори трудового процесу вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу [1].

Фізичні навантаження.

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

Таблиця 5.5 Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

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

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

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

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

По горизонталі: до 12

По вертикалі: до 8

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

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

Сенсорні навантаження:

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

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

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) Розбірливість слів та сигналів від 70% до 50%

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

Емоційне навантаження:

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

Монотонність навантажень:

Кількість елементів (приймів), необхідних для реалізації простого завдання або в операціях, які повторюються багаторазово 5-2

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

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

Режим праці

Фактична тривалість робочого дня (год.) 8

Змінність роботи Однозмінна робота

Наявність регламентованих перерв та їх тривалість Перерви регламентовані тривалості 1 год.

5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи СЕП ПрАТ «Маяк» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

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

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

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

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

5.3.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання в заводу будівельних матеріалів в умовах дії іонізуючих випромінювань

Для визначення граничного значення дози опромінення $D_{\text{грі}}$, для елементів системи, при яких виникають незворотні зміни [11]. Отримані дані заносимо в таблицю 5.6.

Таблиця 5.6 – Граничні значення експозиційних доз елементів СЕП заводу

№пп блоку	Блоки (елементи) СЕП	$D_{\text{грi}}, P$	$D_{\text{гр}}, P$
1	Блок живлення	10^5	10^4
2	Блок керування (МПК)	5×10^5	
3	Мікросхеми PIC16F877	10^4	
4	Транзистори КТ3102В	10^4	
5	Конденсатори Modulo 10	10^7	
6	Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм	10^7	

Проаналізувавши дані таблиці 5.1, визначили, що самим уразливими елементами системи електропостачання з мінімальною дозою $D_{\text{грi}} = 10^4 P$ є такі мікросхеми та діоди. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_m = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{\text{осл}}}, \quad (5.1)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 6,27$ Р/год);

t_k – час кінця опромінення ($t_k = 131400$ год (5 років));

t_n – час початку опромінення ($t_n = 1$ год).

$K_{\text{осл}}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{\text{осл}} = 2$).

$$D_m = \frac{2 \cdot 6,27 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{2} = 2266,55 \text{ (P)}.$$

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

$$t_d = \frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (5.2)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 2 + 2 \cdot 6,27 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 6,27} = 1595,89 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $D_m = 2266,55 \text{ Р}$, а допустима - 10^4 Р . Отже, система електропостачання є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 1595,89 год. при рівні радіації 6,27 Р/год, це більше ніж час морального елементів СЕП.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання заводу будівельних матеріалів в умовах дії електромагнітного імпульсу

Початкові дані: $E_B = 9,24 \text{ кВ/м}$. $U_{\text{ж}} = 220\text{В}; 5\text{В}$.

Оцінка стійкості роботи системи електропостачання ведеться в послідовності:

1. Визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_B = 10^{-3} \cdot 9,24 \cdot 10^3 = 9,24 \text{ (В/м)};$$

2. Система електропостачання ПАТ «Маяк» розподіляється на окремі функціональні вузли, зокрема: система живлення, мікропроцесорний блок.

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

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

3. Для кожної ділянці визначаються наведені напруги у струмопровідних частинах.

На ділянці системи живлення:

$$U_{B,\text{ж}} = E_{\Gamma} \cdot l_{B,\text{ж}} = 9,24 \cdot 0,13 = 1,08 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma,\text{ж}} = E_B \cdot l_{\Gamma,\text{ж}} = 92,4 \cdot 10^3 \cdot 0,11 = 1760 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{B,\text{м}} = E_{\Gamma} \cdot l_{B,\text{м}} = 9,24 \cdot 0,017 = 0,272 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma,\text{м}} = E_B \cdot l_{\Gamma,\text{м}} = 92,4 \cdot 10^3 \cdot 0,021 = 336 \text{ (В)}.$$

На ділянці системи живлення:

$$U_{B,\text{ж}} = E_{\Gamma} \cdot l_{B,\text{ж}} = 9,24 \cdot 0,13 = 1,08 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma,\text{ж}} = E_B \cdot l_{\Gamma,\text{ж}} = 92,4 \cdot 10^3 \cdot 0,11 = 1760 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{B.M} = E_{\Gamma} \cdot I_{B.M} = 9,24 \cdot 0,017 = 0,272 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma.M} = E_B \cdot I_{\Gamma.M} = 9,24 \cdot 10^3 \cdot 0,021 = 336 \text{ (В)}.$$

4. Визначається допустиме коливання напруги живлення

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

На ділянці системи живлення:

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

На ділянці мікропроцесорного блоку:

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

5. Визначаються коефіцієнти безпеки

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

Для ділянки живлення

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

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

Для ділянки мікропроцесорного блоку

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

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

6. Результати розрахунків заносимо в таблицю 5.7

7. Дані таблиці аналізуємо і робимо висновки.

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

Табл. 5.7 Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки елементів СЕП.

Дільниця СЕП	U _д , В	E _в , В/м	E _г , В/м	U _в , В	U _г , В	K _{БВ} , дБ	K _{БГ} , дБ
Блок живлення	231	11400	11,4	1,08	1760	46,63	-17,63
Мікропроцесорний блок	5,2	11400	11,4	0,272	336	33,31	-28,6

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

Визначається перехідне гасіння енергії електричного поля екраном (А, дБ).

Для сталевих екранів визначається за допомогою формули

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

де t - товщина стінки екрану, см;

f – частота $f = 15000$ Гц.

Для дільниці живлення

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

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

Для дільниці мікропроцесорного блоку

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

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

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

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

Отже, після проведених розрахунків визначено, що робота системи електропостачання заводу при заданому рівні радіації 6,27 Р/год буде досить стійка. До дії ЕМІ система керування виявилась нестійкою. Застосування екранування блоків СЕП суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів система буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 9,24 кВ/м. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади, які б вимикали радіотехнічні схеми на період впливу ЕМІ.

ВИСНОВКИ

Розробка магістерської кваліфікаційної роботи проводилася під кутом зору підвищення ефективності та надійності електропостачання основних споживачів ПрАТ «Маяк». За основу була взята існуюча система електропостачання, яка в процесі виконання роботи була удосконалена та приведена до вимог сучасних методик проектування.

В рамках цього були вирішені питання проектування системи електропостачання з використанням елементів системи САПР та математичного моделювання, що дозволило прийняти оптимальні рішення щодо вибору основного електротехнічного обладнання та матеріалів провідників.

Прийняті технічні рішення щодо впровадження та будівництво семи двотрансформаторних розподільчих підстанцій дозволили створити гнучку та ефективну систему живлення. Підвищенню надійності електропостачання сприяло впровадження кабелів з зшитого поліетилену АПвЭгаПу-10 для зовнішнього живлення ЦРП підприємства.

Поряд з цим за допомогою САПР було визначено оптимальне місце встановлення ЦРП з урахуванням особливостей архітектурних споруд та шляхів сполучення в середині підприємства.

Виконано розрахунок мереж 10 кВ, що живлять цехові трансформаторні підстанції та обрано відповідне обладнання. При виконанні розрахунків з використанням САПР були використанні оригінальні математичні моделі, які дозволили отримати нетривіальні рішення.

В магістерській кваліфікаційній роботі окремим розділом розглянуті питання надійності запропонованої системи електропостачання з проведенням необхідних розрахунків, які дозволили зробити висновок про ефективність її роботи та забезпеченню безперервного живлення технологічного процесу ПрАТ «Маяк».

В роботі виконанні необхідні перевірки обладнання та матеріалів, що підтвердили роботоздатність всієї системи електропостачання та її комплектуючих елементів.

Економічний розділ кваліфікаційної роботи шляхом проведення необхідних розрахунків підтвердив доцільність впровадження розробленої системи електропостачання. Були також визначенні основні показники ефективності системи живлення, а саме собівартість електричної енергії, капітальних вкладень, витрат електроенергії та ін..

Проведений аналіз та синтез системи електропостачання та отриманих результатів показав ефективність застосування системи САПР для проектування, що сприяло створенню оптимальної сучасної системи електропостачання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання). – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2017, 617 с.
2. Бурбело М.Й. «Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків» Вінниця: ВНТУ, 2005р
3. Бурбело, М. Й. Спеціальні питання електропостачання: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2024. – 89 с
3. ДСТУ 3463-96: 1999. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів. [Чинний від 01.01.1999]. Київ, 1999. 204 с. (Інформація та документація).
4. Півняк Г. Г., Жежеленко І. В., Папаїка Ю. А. Енергетична ефективність систем електропостачання : монографія. Дніпро : НТУ «Дніпровська політехніка», 2018. 148 с.
5. 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).
6. 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).
7. 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.
8. Кабельно-провідникова продукція [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://ibud.ua/ua/catalog/kabelno-provodnikovaya-produktsiya-1189>

9. Трансформатори силові [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099>
10. MATLAB – високорівнева мова технічних розрахунків: веб-сайт. URL: <http://matlab.products/matlab> (дата звернення: 06.05.2023)
11. Simulink – моделювання і симуляція динамічних систем: веб-сайт. URL: <http://matlab.products/simulink> (дата звернення: 06.05.2023)
12. Офіційний сайт групи компаній KNESS: Головна сторінка [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://kness.energy/>
13. 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.
14. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
15. 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->
16. 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.
17. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
18. 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>.
19. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

20. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
21. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
22. 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>.

Додатки

Додаток А – Технічне завдання

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

_____ 2025р.
“ ” _____

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.
“ ” _____ 2025 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

**«Підвищення ефективності системи електропостачання приватного
акціонерного товариства «Вінницький завод «Маяк»»**

Науковий керівник:

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ-23м

Бірюкова О.О.

(підпис)

Вінниця 2025 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № 96 від 20.03.2025р.

Дата початку роботи 17.02.2025р.

Дата закінчення роботи 06.06.2025р.

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

- а) мета: підвищити ефективність системи електропостачання ПрАТ «Маяк».
- б) призначення розробки: виконання магістерської кваліфікаційної роботи.
- в) вихідні дані для виконання МКР: генплан підприємства; відомості про особливості технологічних процесів; відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Терешкевич Л.Б., Шулле Ю.А. Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Вінниця: ВНТУ, 2024 р.

3.2 Лисенко Г.Л., Буда А.Г., Обертюх Р.Р. Методичні вказівки до оформлення дипломних проєктів (робіт) у Вінницькому національному технічному університеті. Вінниця: ВНТУ, 2006 р.

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

3.4 Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. X : Міненерговугілля України, 2017 р.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для проектування	17.02.25	24.02.25
4.2 Проведення необхідних розрахунків	24.02.25	31.03.25
4.3 Розробка робочих креслень	31.03.25	19.05.25
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	19.05.25	6.06.25

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

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

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

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

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

ДОДАТОК Б – Вихідні дані для проектування
Таблиця Б.1 – Електричні навантаження заводу

№	Цех	Рн, кВт
1	Механічний цех	220
2	Заготівельний	220
3	Ковально-штамповочний	340
4	Зварювальний	580
5	Намоточний	1030
6	Сталеалюмінієвого лиття	1380
7	Іструментальний	410
8	Фарбувальний	950
9	Збірно-монтажний	310
10	Адміністративний корпус	70
11	Ремонтно-механічний	330
12	Очисні споруди	170
13	Енергоблок	1200
14	Цех друкованих плат	290
15	Відділ випробувань	210
16	Котельня	1720
17	Будівельно-монтажний цех	70
18	Нестандартного обладнання	260
19	Автотранспортний цех	100
20	Тарно-пакувальний	50
21	Склади ОМТС	70
22	Столова	400
23	Термопластавтомати	1120
24	КСК "Маяк"	40
25	Типографія	90
26	Корпус порошків і металургії	90
	Всього по підприємству	11720

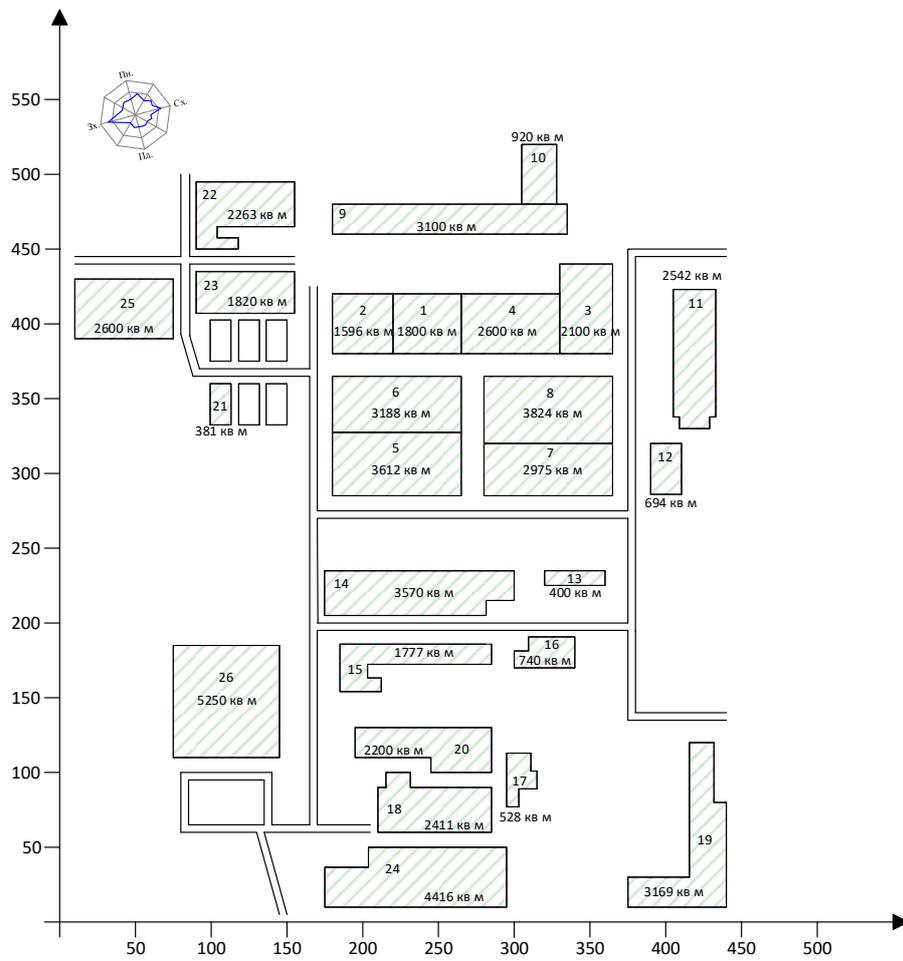


Рисунок Б.1 – Спрощений генеральний план ПрАТ «Маяк»

Додаток В

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Назва роботи: Підвищення ефективності системи електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький завод «Маяк»

Тип роботи: магістерська кваліфікаційна робота
(бакалаврська кваліфікаційна робота / магістерська кваліфікаційна робота)

Підрозділ Кафедра ЕСЕМ, ФЕЕМ, ЕСЕ-23м
(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism 3%

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

Запозичення, виявлені у роботі, є законними і не містять ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту

У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.

У роботі виявлено ознаки плагіату та/або текстових маніпуляцій як спроб укриття плагіату, фабрикації, фальсифікації, що суперечить вимогам законодавства та нормам академічної доброчесності. Робота до захисту не приймається.

Експертна комісія:

Бурбело М. Й., завідувач кафедри ЕСЕМ
(прізвище, ініціали, посада) _____ (підпис)

Бабенко О. В., доцент кафедри ЕСЕМ
(прізвище, ініціали, посада) _____ (підпис)

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

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

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

Здобувач _____ Бірюкова О.О.
(підпис) (прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Г – Ілюстративний матеріал

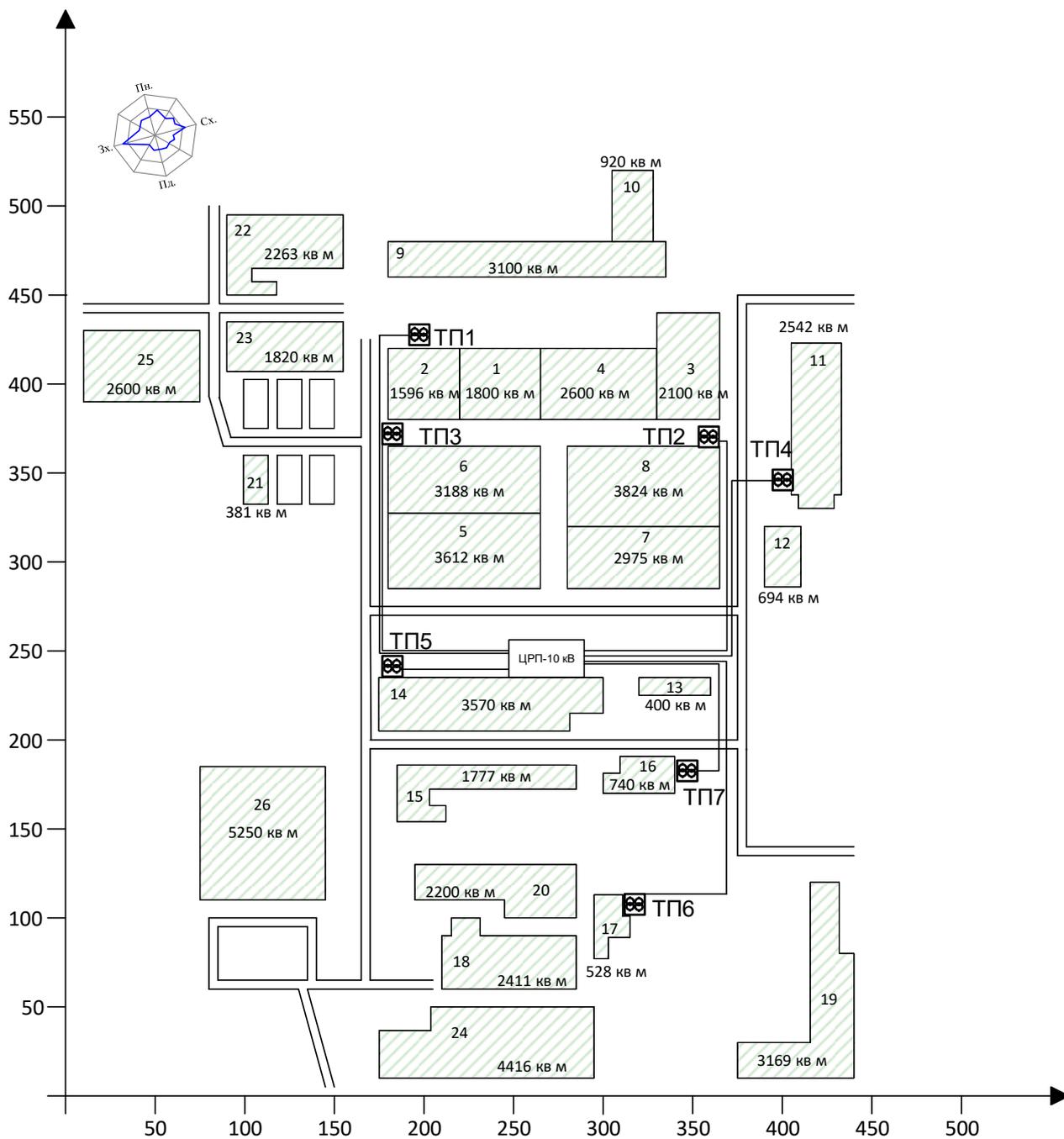


Рисунок Г.1 – Генеральний план ПрАТ «Маяк» з умовним нанесенням ЦТП, ЦРП та розподільної мережі 10 кВ

ДОДАТОК Г – Ілюстративний матеріал (продовження)

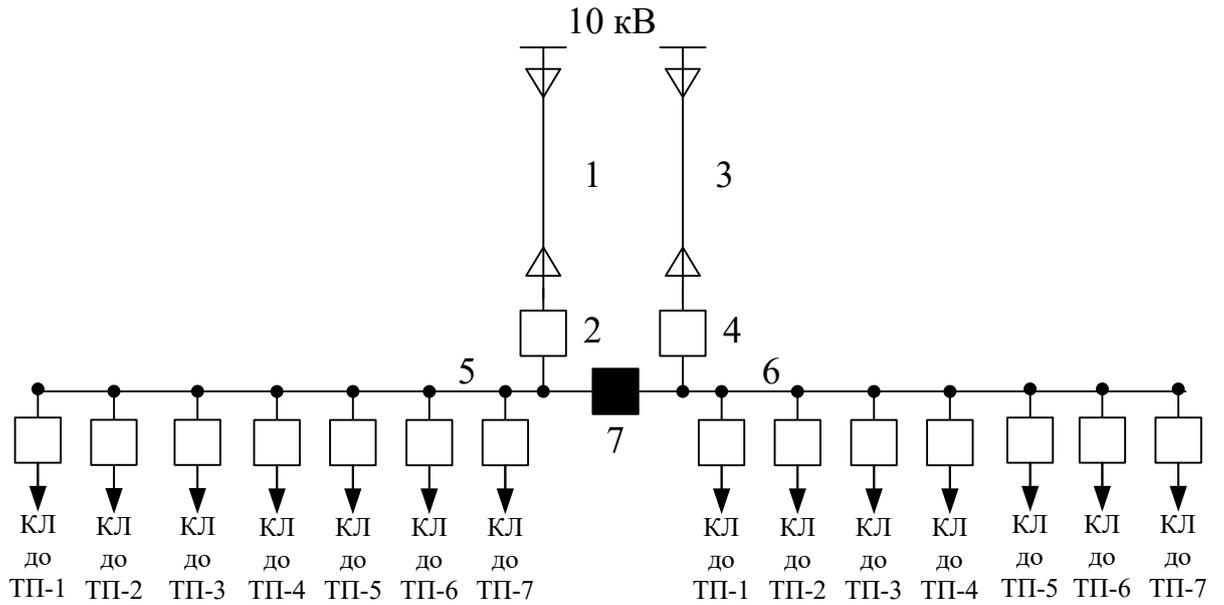


Рисунок Г.3 – Умовна схема електропостачання споживачів

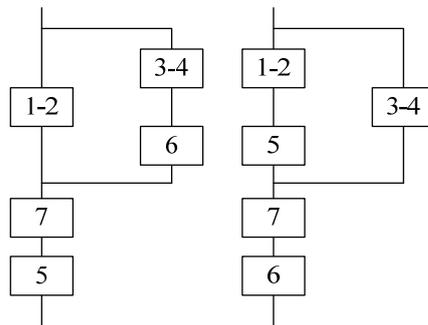


Рисунок Г.4 – Блок-схема для визначення надійності двоколової системи живлення

ДОДАТОК Г – Ілюстративний матеріал (продовження)

Таблиця Г.1 Інформація про пошкодження підстанцій

Найменування обладнання	Очікуване число пошкоджень м, разів/рік	Тривалість аварійного режиму	Тривалість запланованого ремонту
Трансформатори з двома обмотками:			
110 кВ і вище			
20-35 кВ	0,01	90	25
6-10 кВ	0,02	90	20
Трансформатори з трьома обмотками:	0,007	60	10
110 кВ і вище			
Комірки розподільчих пристроїв з вимикачами; лінійні	0,015	90	25
110 кВ і вище	0,03	25	25
20-35 кВ	0,02	20	20
3-10 кВ	0,005	15	15
Генераторів, трансформаторів, шини з'єднувальні і секційні			
110 кВ і вище	0,01	25	25
20-35 кВ	0,007	20	20
3-10 кВ	0,002	15	15
Комірки розподільчих пристроїв з відокремлювачами			
110 кВ і вище	0,006	15	-
35 кВ	0,004	10	-

ДОДАТОК Г – Ілюстративний матеріал (продовження)

Компенсація реактивної потужності

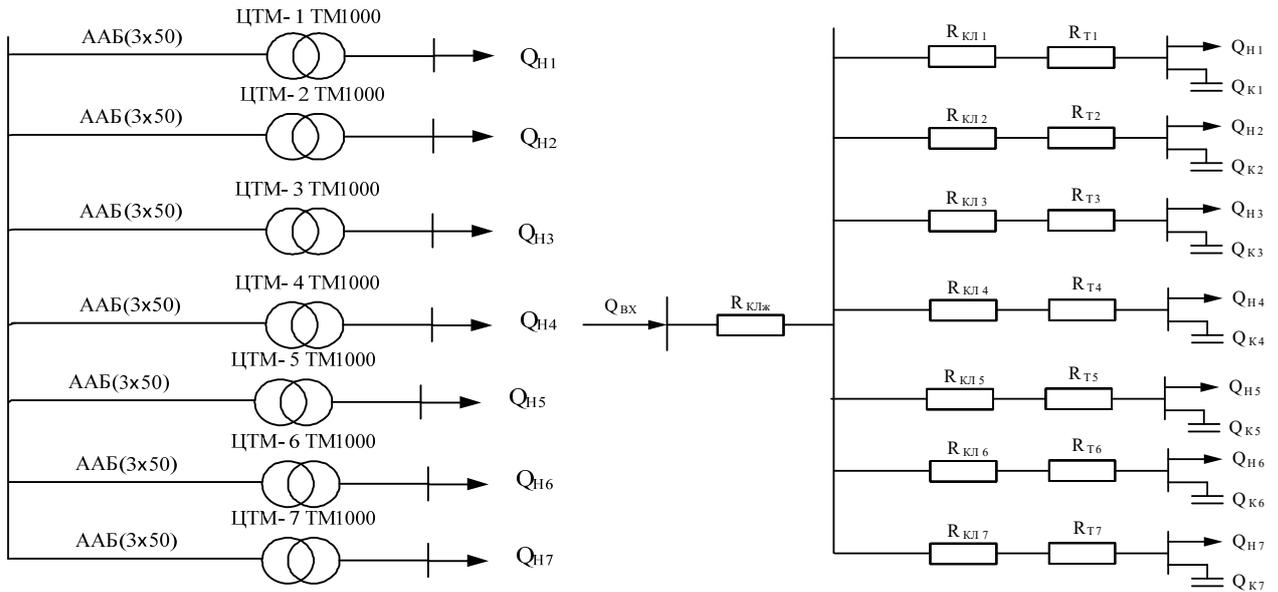


Рисунок Г.5– Спрощена однолінійна схема електропостачання та схема заміщення

$$\left\{ \begin{array}{l} 3(Q_K) = \frac{B_0}{U^2} \times \sum_{i=1}^n [(Q_{Hi} - Q_{Ki})^2 (R_{КЛi} + R_{Ti})] + \\ + [(E_e + E_a) \cdot B_{к0} + B_0 \cdot \Delta P_K] \times \sum_{i=1}^n Q_{Ki} \rightarrow \min; \\ Q_{Ki} \geq 0, i=1, 2..n; \\ \sum_{i=1}^n Q_{Hi} - \sum_{i=1}^n Q_{Ki} = Q_{ВХ} \end{array} \right.$$

Типи конденсаторних установок, що встановлюються на відповідній ЦТП

ЦТП1: КУ типу УКР 0,4-250/50;

ЦТП2: КУ типу УКР 0,4-250/50;

ЦТП3: КУ типу УКР 0,4-250/50;

ЦТП4: КУ типу УКР 0,4-250/50.

ЦТП5: КУ типу УКР 0,4-200/50.

ЦТП6: КУ типу УКР 0,4-150/25.

ЦТП7: КУ типу УКР 0,4-250/50.

ДОДАТОК Г – Ілюстративний матеріал (продовження)

Техніко-економічні показники СЕП ПрАТ «Маяк»

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисно спожитої електроенергії	E_a	46656000,00	кВт·год
Річне споживання електроенергії із втратами	E	47244117,14	кВт·год
Плата за електроенергію	Π	307086761,44	грн
Витрати на передачу і розподіл електроенергії	C_{Π}	136693820,86	грн
Сумарні витрати підприємства	$C_{\text{СУМ}}$	443780582,30	грн
Собівартість електроенергії	S	951,18	коп/кВт·год