

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: Оптимізація системи електропостачання Державного підприємства
«45 Експериментальний механічний завод», місто Вінниця

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ-22м
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
Гнатюк Д. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник д.т.н., проф. Бурбело М.Й.
(прізвище та ініціали)
« 12 » 12 2023р.

Опонент:
к.т.н., доц. доц. кафедри ЕЕС, Вінницький УНТ
(прізвище та ініціали)

« 14.12.2023 » 2023р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСЕЕМ
д.т.н., проф. Бурбело М.Й.
(прізвище та ініціали)

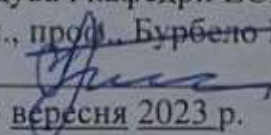
« 15 » 12 2023 р.

Вінниця - 2023

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту
Освітній ступінь – магістр
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСЕМ
д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

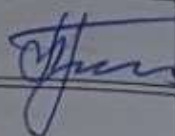
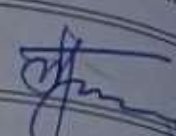
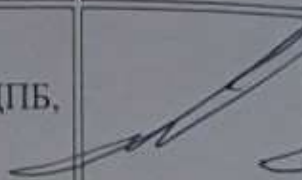


«19» вересня 2023 р.

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ МАГІСТЕРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ**

Гнатюку Дмитру Вадимовичу

1. Тема роботи Оптимізація системи електропостачання Державного підприємства «45 Експериментальний механічний завод», місто Вінниця, керівник Бурбело Михайло Йосипович затверджені наказом по ВНТУ від «18» вересня 2023 року, №247
2. Строк подання студентом роботи «11» грудня 2023 року.
3. Вихідні дані: джерело живлення: кількість, марка та потужність трансформаторів; відстань до джерела живлення; струм або потужність к.з. в заданій точці джерела живлення; вхідна реактивна потужність.
Дані про об'єкт проектування: генплан об'єкта з розміщенням цехів; встановлена активна потужність цехів; середньозважені коефіцієнти потужності цехів..
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки
 - Анотація
 - Вступ
 - Розробка бази даних
 - Автоматизація технічних рішень
 - Автоматизація техніко-економічних рішень
 - Оптимізація компенсації реактивної потужності
 - Охорона праці
 - Додатки.

5. Консультанти розділів роботи

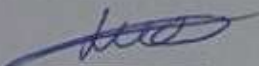
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальний розділ роботи	д.т.н., проф., Бурбело М.Й.		
Економічна частина	Шулліс Ю.А., доц., каф. ЕСЕМ, к.т.н.		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., зав. кафедри БЖДПБ, д.пед.н., професор		

6. Дата видачі завдання «24» вересня 2023 року

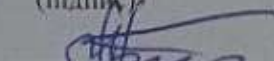
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Розробка бази даних проекту	30.09.2023	
2	Автоматизація технічних проектних розрахунків	10.11.2023	
3	Автоматизація техніко-економічних розрахунків	16.11.2023	
4	Оптимізація компенсації реактивної потужності	28.11.2023	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2023	


Студент


(підпис)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи


(підпис)

Нормоконтроль


(підпис)

Гнатюк Д.В.
(прізвище та ініціали)

Бурбело М.Й.
(прізвище та ініціали)

Войтюк Ю. П.
(прізвище та ініціали)

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет електроенергетики та електромеханіки

(повне найменування факультету)

Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного

(повна назва кафедри)

МЕНЕДЖМЕНТУ

**Пояснювальна записка
до магістерської кваліфікаційної роботи**

Магістр

(освітній ступінь)

на тему: Оптимізація системи електропостачання Державного підприємства
«45 Експериментальний механічний завод», місто Вінниця

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ–22м
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

Гнатюк Д. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

«_____» _____ 2023 р.

Опонент: _____

(прізвище та ініціали)

«_____» _____ 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

«_____» _____ 2023 р.

Вінниця - 2023

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту
Освітній ступінь – магістр
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

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

«19» вересня 2023 р.

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ МАГІСТЕРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ
Гнатюку Дмитру Вадимовичу

1. Тема роботи Оптимізація системи електропостачання Державного підприємства «45 Експериментальний механічний завод», місто Вінниця, керівник Бурбело Михайло Йосипович затверджені наказом по ВНТУ від «18» вересня 2023 року, №247
2. Строк подання студентом роботи «11» грудня 2023 року.
3. Вихідні дані: джерело живлення: кількість, марка та потужність трансформаторів; відстань до джерела живлення; струм або потужність к.з. в заданій точці джерела живлення; вхідна реактивна потужність.
Дані про об'єкт проектування: генплан об'єкта з розміщенням цехів; встановлена активна потужність цехів; середньозважені коефіцієнти потужності цехів..
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки
 - Анотація
 - Вступ
 - Розробка бази даних
 - Автоматизація технічних рішень
 - Автоматизація техніко-економічних рішень
 - Оптимізація компенсації реактивної потужності
 - Охорона праці
 - Додатки.

5. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальний розділ роботи	д.т.н., проф., Бурбело М.Й.		
Економічна частина	Шулле Ю.А., доц., каф. ЕСЕМ, к.т.н.		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., зав. кафедри БЖДПБ, д.пед.н., професор		

6. Дата видачі завдання «24» вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Розробка бази даних проекту	30.09.2023	
2	Автоматизація технічних проектних розрахунків	10.11.2023	
3	Автоматизація техніко-економічних розрахунків	16.11.2023	
4	Оптимізація компенсації реактивної потужності	28.11.2023	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2023	

Студент

_____ (підпис)

Гнатюк Д.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

_____ (підпис)

Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

_____ (підпис)

Войтюк Ю. П.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Гнатюк Д. В. Оптимізація системи електропостачання Державного підприємства «45 Експериментальний механічний завод», місто Вінниця. Магістерська кваліфікаційна робота. 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. ФЕЕЕМ. Кафедра ЕСЕЕМ – Вінниця: ВНТУ, 2023 65 – с.

Перший розділ роботи присвячений створенню загальної бази даних для проектування. Для цього використовувався електронний процесор Excel.

В другому розділі за допомогою Excel було використано методику коефіцієнтів використання та попиту для розрахунку середніх та розрахункових навантажень цехів та підприємства в цілому.

У третьому розділі було визначено кількість, потужність та розташування цехових підстанцій, зокрема, було обрано шість підстанцій ТМ-1000/10. Ця частина також включає визначення ідеальних перерізів для внутрішньозаводської розподільчої мережі та лінії електропостачання, які складаються з повітряних кабелів ААБ 10 кВ перерізом 70 мм² та 240 мм² відповідно.

В четвертому розділі надані пропозиції щодо оптимізації електропостачання ДП "Експериментальний механічний завод №45", а саме вплив напруги на потужність батарей статичних конденсаторів, та оптимізації функціонування джерел реактивної потужності в розподільних електричних мережах

В п'ятому розділі розглядаються питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях, здійснено аналіз норм гігієни праці та електробезпеки.

ANNOTATION

Hnatyuk D.V. Optimization of power supply systems of the State Enterprise 45 "Experimental Mechanical Plant". Master's qualification work. 141 - Electrical power engineering, electrical engineering and electrical engineering. Department of ECEEM - Vinnytsia: VNTU, 2023 65 –p.

The first section of the work is devoted to the creation of a general database for design. An Excel electronic processor was used for this.

In the second section, using Excel, the method of utilization and demand coefficients was used to calculate the average and estimated loads of workshops and the enterprise as a whole.

In the third section, the number, capacity and location of workshop substations were determined, in particular, six TM-1000/10 substations were selected. This part also includes the determination of the ideal cross-sections for the in-plant distribution network and the power supply line, which consist of 10 kV AAB overhead cables of 70 mm² and 240 mm² respectively.

In the fourth section, proposals are given for optimizing the power supply of the State Enterprise "Experimental Mechanical Plant No. 45", namely the effect of voltage on the power of static capacitor batteries, and optimizing the operation of reactive power sources in distribution electrical networks

In the fifth chapter, issues of labor protection and safety in emergency situations are considered, an analysis of occupational hygiene and electrical safety norms is carried out.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1. РОЗРОБКА БАЗИ ДАНИХ ПРОЕКТУ	7
1.1 Створення бази загальних даних на робочому листі Excel.....	7
1.2 Створення бази технічних та економічних даних силових трансформаторів.	8
1.3 Створення бази технічних та економічних даних проводів та кабелів.	8
2. АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНІЧНИХ ПРОЕКТНИХ РОЗРАХУНКІВ	11
2.1 Використання електронного процесора Excel для розрахунку середнього та очікуваного завантаження цехів заводу на основі характеристик завантаження та попиту.	11
3. АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПРОЕКТНИХ РОЗРАХУНКІВ	16
3.1 Визначення кількості та потужності цехових ТП.....	16
3.2 Розрахунок втрат потужності для цехових трансформаторів.	24
3.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення.	25
3.4 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП за критерієм мінімуму затрат в СЕП.....	39
3.5 Визначення оптимальної потужності компенсувальних пристроїв 0,38 кВ за критерієм мінімуму затрат в СЕП.	41
4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ	48
4.1 Техніко-економічне обґрунтування роботи.....	48
4.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання.....	50
4.3 Розрахунок поточних витрат.....	51
4.3.1 Розрахунок потреби в робочій силі	51
4.3.2 Розрахунок витрат по заробітній платі	53
4.3.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються.....	55
4.3.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат.....	56
4.4. Розрахунок собівартості електроенергії	56
4.4.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію	57
4.4.2 Розрахунок собівартості електроенергії	60
4.5 Висновки до розділу.....	61
5. ОПТИМІЗАЦІЯ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	62
5.1 Вплив напруги на потужність БСК.	62
5.1.1 Залежність потужності БСК від реальної напруги.	62

5.1.2 Розгляд передумов доцільності врахування залежності $Q_{БСК}$	62
5.2 Математична модель, яка враховує аналітичну методику та фактичний рівень напруги на затискачах БСК.	65
5.2.1 Елементи взаємної дії реактивної потужності та напруги.	65
5.3 Задачі оптимізації функціонування ДРП в розподільних електричних мережах.	69
5.4 Умови оптимальності режимів ДРП для групового керування перетіканнями реактивної енергії в розподільних електричних мережа.	70
5.5 Адаптивне керування ДРП з децентралізацією базових функцій.	71
5.6 Висновки до розділу.	73
6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.	75
6.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта проєктування	76
6.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	76
6.1.2 Електробезпека	77
6.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.	78
6.2.1 Мікроклімат виробничого приміщення	78
6.2.2 Склад повітря робочої зони.	79
6.2.3 Виробниче освітлення.	79
6.2.4 Виробничий шум	81
6.2.5 Виробничі вібрації.	82
6.2.6 Фактори трудового процесу	82
6.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях.	83
6.3.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ДП «45 ЕМЗ» в умовах дії іонізуючих випромінювань.	84
6.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ДП «45 ЕМЗ» в умовах дії електромагнітного імпульсу	86
6.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи системи електропостачання ДП «45 ЕМЗ» в умовах дії електромагнітного імпульсу.	87
ВИСНОВКИ.	89
ЛІТЕРАТУРА.	90

ВСТУП

Актуальність теми: У цей складний для країни час дуже важливо, щоб бізнес працював якомога ефективніше. Це значною мірою залежить від підвищення стандартів енергопостачання та енергозабезпечення певного підприємства. Таким чином, важливо підтримувати вибір раціональних систем електропостачання, сучасного електрообладнання, кабельно-провідникової продукції, підвищувати надійність електропостачання, покращувати використання вже існуючих електричних мереж, знижувати втрати енергії від активної складової, а також стандартизувати та індустріалізувати будівництво нових об'єктів.

Крім того, важливим компонентом є збір даних про напругу та потужність кожного споживача енергії в системі. Після цього слід визначити основні параметри енергоспоживання, щоб підвищити ефективність енергоспоживання.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є оптимізація електропостачання ДП "45 ЕМЗ". Оцінити існуючу систему електропостачання підприємства, використовуючи існуючі методи розрахунку, з урахуванням внутрішніх і зовнішніх електромереж, електричних навантажень, вибору електрообладнання, розташування трансформаторних підстанцій і компенсації реактивної потужності.

Нижче наведені основні завдання, пов'язані з проектуванням системи електропостачання:

Оптимізація включає вибір напруги та визначення електричних навантажень, які слід використовувати, зберігаючи при цьому надійність системи електропостачання. Це також передбачає максимізацію кількості та потужності трансформаторів і пристроїв компенсації реактивної потужності.

Об'єкт дослідження – процес використання автоматизації обліку електроенергії для покращення якості електропостачання.

Предмет дослідження – система електропостачання Державного Підприємства «45 Експериментальний Механічний Завод».

Методи досліджень. Магістерська робота використовує загальноприйняті методи розрахунку.

Наукова новизна. Пропонується доопрацювати проект системи електропостачання для розвитку підприємства ДП "45 ЕМЗ".

Практична цінність. Створені моделі можуть бути застосовані до реального процесу проектування ЕЕС споживачів електроенергії.

Апробація результатів роботи. Результати роботи доповідались на обласних наукових конференції в 2023, а тези доповідей опубліковані в матеріалах конференції [30].

1. РОЗРОБКА БАЗИ ДАНИХ ПРОЕКТУ

1.1 Створення бази загальних даних на робочому листі Excel.

У загальній базі даних проекту присутні наступні параметри:

- 1) довжина лінії електропередач;
- 2) номінальна напруга мережі в точці к.з.;
- 3) потужність к.з. в характерній точці джерела живлення
- 4) мінімальний час використання навантаження;
- 5) вхідна реактивна потужність, чверть;
- 6) період максимальних втрат;
- 7) тариф на активну потужність, грн./кВт;
- 8) питома вартість втрат, грн./кВт;
- 9) коефіцієнт ефективності капітальних інвестицій;
- 10) частка амортизаційних відрахувань на - ПЛ 0,4-10 кВ;
 - КЛ (6) 10 кВ;
 - ТП;
 - КТП;

Поруч з таблицями даних знаходяться назви відповідних комірок.

На рисунку 1.1 показано загальний вигляд бази даних на аркуші Excel.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	БАЗА ДАНИХ до КП із САПР в ЕС											
2												
3	ЗАГАЛЬНІ ПАРАМЕТРИ ПРОЕКТУ											
4												
5	лінії живлення, км									L= 3.5	K5:= L	
6	на напруга мережі в точці КЗ, кВ									U= 10	K6:= U	
7	потужність КЗ в характерній точці джерела живлення, МВА									Skз= 55	K7:= Skз	
8	реактивна потужність на одну лінію живлення, кВАр									Qвх= 1832	K8:= Qвх	
9											Qвх:= 0,3*Pсум	
10	період використання максимального навантаження, год									Tм= 2800	K10:= Tм	
11	період максимальних втрат, год									τ= 1429.77	K11:= τ	
12	тариф на активну електроенергію, грн/кВт*год									t= 5.00	K12:= t	
13	питома вартість втрат, грн/кВт									Bo= 7148.86	K13:= Bo	
14	коефіцієнт ефективності капіталовкладень									Ee= 0.1	K14:= Ee	
15												
16	Відрахування на амортизацію							Ea, %	Tc, років			
17	ПЛ 0.4-10 кВ на з. б. опорах							3%	33			
18	на дерев'яних опорах							6%	17			
19	КЛ 6-10 кВ із свинцевою оболонкою							2%	50			
20	алюмінієвою оболонкою							4%	50			
21	пластмасовою оболонкою							5%	25			
22	ТП 10-750 кВ - електрообладнання							4.4%	23		H20:=Ea_kl	
23	ТП в цілому							3.6%	---		H17:=Ea_pl	
24	Мачтові ТП та КТП 6-35 кВ							6.6%	16		H23:=Ea_ТП	

Рисунок 1.1 - База загальних даних

1.2 Створення бази технічних та економічних даних силових трансформаторів.

До бази даних технічної та фінансової інформації про силові трансформатори включено:

- 1) силові трансформатори 10 кВ;
- 2) напруга високовольтних трансформаторів;
- 3) втрати трансформаторів к.з.;
- 4) втрати холодних трансформаторів;
- 5) струм високовольтних трансформаторів;
- 6) напруга високовольтних трансформаторів;
- 7) вартість одно- та двотрансформаторних підстанцій.

На рис. 1.2 показано технічну та фінансову базу даних силових трансформаторів. Назви відповідних комірок і діапазонів, а також довідкові формули для розрахунку опору R_T і X_T розташовані поруч з таблицею даних.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
28	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРІВ													
29														
30	Параметри трансформаторів 10 кВ													
31	2	3	4	5	6	7	8	9	10	A34:A42:= St				
32	Унт	DPxx	DPк	Ixx	Uк	Rт	Xт	Kт1,	Kт2,	B34:B42:= Unt				
33	кВ	кВт	кВт	%	%	Ом	Ом	тис. грн	тис.грн	C34:C42:= dP_xx				
34	10	0.24	1.28	2.8	4.5	32.25	63.73	241.72	587.32	D34:D42:= dPk				
35	10	0.33	1.97	2.6	4.5	19.70	40.46	272.08	623.68	E34:E42:= Ixx				
36	10	0.51	3.1	2.4	4.5	12.11	25.38	308.93	671.14	F34:F42:= Uk				
37	10	0.74	4.2	2.3	4.5	6.72	16.70	360.38	732.52	G34:G42:= Rt				
38	10	0.95	5.9	2.1	4.5	3.69	10.63	426.48	879.20	H34:H42:= xt				
39	10	1.31	8.5	2	5.5	2.14	8.46	500.00	978.23	I34:I42:= Kт1				
40	10	2.1	10.5	1.4	6	1.05	5.91	582.78	1154.22	J34:J42:= Kт2				
41	10	2.8	18	1.3	5.5	0.70	3.36	683.53	1434.88	Rt=dPk*(Unt^2)*1000/(St^2)				
42	10	3.85	23.5	1	6.5	0.38	2.57	800.77	1641.71	xt=(КОРЕНЬ((Uк/100)^2-(dPk/St)^2)*Unt^2*1000)/St				

Рисунок 1.2- База економічних та технічних даних силових трансформаторів 10 кВ

1.3 Створення бази технічних та економічних даних проводів та кабелів.

Ми створюємо технічну та фінансову базу даних повітряних та підземних ліній на одному аркуші Excel, яку ми називаємо "база даних".

На рисунку 1.1 показано базу даних перевірочних ліній, яка включає наступну інформацію:

Надається наступна інформація:

- 1) стандартний переріз повітряної лінії 10 кВ;
- 2) активний та реактивний опори для кожного перерізу ПЛ;
- 3) допустимий струм, визначений ПУЕ для даного перерізу ПЛ;

4) питома вартість одноконтурної та двоконтурної лінії кожного перерізу.

На рисунку 1.4 показано базу даних КЛЕР, яка містить наступну інформацію:

- 1) стандартний переріз ПЛ, який становить 0,38 (10) кВ;
- 2) активний та реактивний опір кожного перерізу ПЛ;
- 3) допустимий струм, визначений ПУЕ для кожної секції ПЛ;
- 4) вартість ПЛ для кожної секції.

Назви відповідних комірок та діапазонів, а також довідкова формула для визначення X_0 для повітряної лінії розташовані поруч з таблицями даних. База даних КЛ зображена на рис. 1.4.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
45	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛ												
46													
47	АС; АпС; АСК; АпСК; АСКП; АпСКП; АСКС; АпСКС												
48	1	2	3	4	5	6	7						
49	Пере-	Діа-			10 кВ	Dcp = 1250							
50	різ,	метр,	Ro	Ідоп	Xo	Ko1,	Ko2,						
51	мм^2	мм	Ом/км	A	Ом/км	т.грн/км	т.грн/км						
52	10	4.5	2.766	84	0.412	100.17	121.248						
53	16	5.6	1.801	111	0.399	108.774	165.24						
54	25	6.9	1.176	142	0.385	112.14	171.396						
55	35	8.4	0.79	175	0.373	117.36	178.686	G49:=Dcp					
56	50	9.6	0.603	210	0.365	122.868	186.426	A52:A63:=Fpl					
57	70	11.4	0.428	265	0.354	134.442	210.924	B52:B63:=dpl					
58	95	13.5	0.31	330	0.343	149.706	220.464	C52:C63:=R0pl					
59	120	15.2	0.25	390	0.336	161.964	242.568	D52:D63:=Idoppl					
60	150	16.8	0.199	450	0.330	182.916	280.926	E52:E63:=X0pl					
61	185	18.8	0.158	520	0.323	267.534	351.72	F52:F63:=Ko1pl					
62	240	21.6	0.122	605	0.314	300.276	375.21	G52:G63:=Ko2pl					
63	300	24	0.099	710	0.307	321.696	408.132	X0pl=ЕСЛИ(dpl=""; "", 0,1445*LOG(2*Dcp/dpl)+0,0157)					

Рисунок 1.3 - База технічних та економічних даних ПЛ

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
66	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ КЛ									
67										
68	Алюмінієві кабельні лінії з паперовою ізоляцією									
69	1	2	3	4	5	6	7	8		
70	Пере-		0,38 кВ			10 кВ				
71	різ,	Ro	Xo	Idop	Ko1,	Xo	Idop	Ko1,		
72	мм ²	Ом/км	Ом/км	А	т.грн/км	Ом/км	А	т.грн/км		
73	10	3.1	0.073	65	25.313	0.122	50	32.191		
74	16	1.94	0.0675	75	35.785	0.113	75	46.518		
75	25	1.24	0.0662	90	51.543	0.099	90	67.004		
76	35	0.89	0.0637	115	67.379	0.095	115	87.591	A73:A83:= Fkl	
77	50	0.62	0.0625	140	95.867	0.09	140	124.625	B73:B83:= R0kl	
78	70	0.443	0.0612	165	131.109	0.086	165	170.441	C73:C83:= X0kl038	
79	95	0.326	0.0602	205	169.921	0.083	205	220.897	D73:D83:= Idopkl038	
80	120	0.258	0.0602	240	215.021	0.081	240	279.528	E73:E83:= Ko1kl038	
81	150	0.206	0.0596	275	265.089	0.079	275	344.618	F73:F83:= X0kl10	
82	185	0.167	0.0596	310	356.920	0.077	310	463.995	G73:G83:= Idopkl10	
83	240	0.129	0.0587	355	495.015	0.075	355	643.518	H73:H83:= Ko1kl10	

Рисунок 1.4 - База технічних та економічних даних КЛ

2. АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНІЧНИХ ПРОЕКТНИХ РОЗРАХУНКІВ

2.1 Використання електронного процесора Excel для розрахунку середнього та очікуваного завантаження цехів заводу на основі характеристик завантаження та попиту.

Методика коефіцієнтів використання та попиту застосовується для визначення середніх та розрахункових навантажень відповідно до рекомендацій, наведених у [2].

Для оцінки сумарної потужності заводу та цехів використовується електронна таблиця (рис. 2.2). Вихідними даними для цієї таблиці є номінальна потужність (P), коефіцієнт потужності ($\cos\phi_i$), коефіцієнт попиту (K_{pi}), коефіцієнт використання (K_w), площа i -го цеху (S_i), коефіцієнт освітлювальної потужності ($\text{tg}\phi_{0i}$), коефіцієнт освітлювальної потужності освітлювального навантаження (K_{soi}), питома щільність освітлювального навантаження (P_{piti}) та коефіцієнт збільшення навантаження за рахунок втрат в апаратурі керування освітленням (K_{rai}).

Розрахуємо середнє та розрахункове навантаження цехів та фірми в цілому за наступними формулами.

Активна потужність електричного освітлення в i -му цеху:

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

Реактивна потужність електричного освітлення i -того цеху:

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

де K_{noi} - коефіцієнт попиту освітлювального навантаження i -того цеху;

F_i - площа i -того цеху, м^2 ;

P_{numi} - питома густина освітлювального навантаження i -того цеху, $\text{кВт}/\text{м}^2$;

$k_{пра}$ - коефіцієнт втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі;

$\text{tg}\phi_o$ - коефіцієнт реактивної потужності освітлювальної мережі.

Середнє активне навантаження і-того цеху:

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

де $P_{номи}$ - номінальна потужність і-того цеху, кВт;

K_{vi} - коефіцієнт завантаження і-го цеху, який розраховується як відношення середньої активної потужності кожного електроприймача до сумарної номінальної активної потужності всіх електроприймачів цеху.

Середнє реактивне навантаження і-того цеху:

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

де $\operatorname{tg} \varphi_i$ - коефіцієнт реактивної потужності і-того цеху.

Повне середнє навантаження і-того цеху:

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

Активне розрахункове навантаження і-того цеху:

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

де K_{ni} - коефіцієнт попиту і-го цеху, який є відношенням номінальної активної потужності приймача до його розрахункової активної потужності;

Реактивне розрахункове навантаження і-того цеху:

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

Повне розрахункове навантаження і-того цеху:

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

Розрахунковий струм і-того цеху

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

де $U_{ном}$ - номінальна напруга мережі.

Навантаження всіх цехів:

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

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

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

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

де $P_{c\Sigma}$ - сумарна середня активна потужність, кВт;

$Q_{c\Sigma}$ - сумарна середня реактивна потужність, кВАр;

$Q_{p\Sigma}$ - сумарна розрахункова реактивна потужність, кВАр;

K_o - коефіцієнт одночасності максимумів навантаження.

N - кількість цехів.

Повне сумарне навантаження визначається за формулою:

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

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

де $S_{c\Sigma}$ - повне середнє навантаження;

$S_{p\Sigma}$ - повне розрахункове навантаження;

Сумарний струм:

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

Рисунок 2.2 показує результати розробки даної задачі, а комірки містять результати. O4:O44 - P_{ci} , P4:P44 - Q_{ci} , Q4:Q44 - S_{ci} , R4:R44 - P_{pi} , S4:S44 - Q_{pi} , T4:T44 - S_{pi} . V4:V44 - ro_i . Таким чином, загальна повноцінна потужність заводу ($S_{с сум}$) складає 7461.86 кВА, а загальна розрахункова потужність з коефіцієнтом одночасного максимального навантаження складає $S_{p сум} = 8386.73$ кВА.

№	Цех	cos					Світло										Середні нав-ня			Розрах. нав-ня			Ko=	0,95
		Рн, кВт	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
1	Відділ: технічний та виробничо	500	0.6	1.33	0.7	0.45	6020	0.95	0.015	1.2	0.48	49.41	102.94	327.94	349.41	479.20	452.94	516.08	686.65	1043.26	0.11			
2	Заводоуправління	175	0.6	1.33	0.7	0.3	1954	0.95	0.015	1.2	0.48	16.04	33.41	85.91	86.04	121.59	155.91	179.37	237.66	361.09	0.12			
3	Гараж	70	0.75	0.88	0.4	0.5	1186	0.95	0.021	1.2	0.48	13.63	28.39	63.39	44.50	77.45	56.39	38.32	68.18	103.59	0.06			
4	Цех 9	650	0.7	1.02	0.6	0.5	1853	0.95	0.016	1.2	0.48	16.22	33.80	358.80	347.79	499.69	423.80	414.10	592.53	900.25	0.32			
5	Цех 4 (в тому числі чисел мех від)	1700	0.7	1.02	0.4	0.3	1080	0.95	0.011	1.2	0.48	6.50	13.54	523.54	526.80	742.71	693.54	700.24	985.56	1497.41	0.91			
6	Дільниця ковальсько-пресова	372	0.5	1.73	0.4	0.7	750	0.8	0.011	1.2	0.48	3.80	7.92	268.32	454.83	528.08	156.72	261.53	304.89	463.24	0.41			
7	Склад металу	50	0.8	0.75	0.5	0.4	3636	0.6	0.013	1.2	0.48	16.34	34.03	54.03	31.34	62.46	59.03	35.09	68.67	104.34	0.02			
8	Цех 7	720	0.7	1.02	0.4	0.5	2479	0.95	0.019	1.2	0.48	25.77	53.70	413.70	393.05	570.64	341.70	319.59	467.86	710.84	0.19			
9	Бюро технічної документації	50	0.6	1.33	0.7	0.4	3894	0.95	0.022	1.2	0.48	46.88	97.66	117.66	73.54	138.76	132.66	93.54	162.33	246.63	0.04			
10	Відділення очистки	143	0.6	1.33	0.5	0.3	1430	0.95	0.016	1.2	0.48	12.52	26.08	68.98	69.72	98.08	97.58	107.85	145.45	220.98	0.10			
11	Дільниця гальванічного покриття	124	0.6	1.33	0.6	0.45	884	0.8	0.014	1.2	0.48	5.70	11.88	67.68	80.10	104.87	86.28	104.90	135.83	206.37	0.15			
12	Гри	15	0.6	1.33	0.7	0.75	84	0.8	0.019	1.2	0.48	0.74	1.53	12.78	15.74	20.27	12.03	14.74	19.02	28.90	0.23			
13	Цапельня	30	0.6	1.33	0.7	0.3	4250	0.95	0.021	1.2	0.48	48.84	101.75	110.75	60.84	126.36	122.75	76.84	144.81	220.02	0.03			
14	Електро дільниця	15	0.7	1.02	0.7	0.3	451	0.8	0.011	1.2	0.48	2.29	4.76	9.26	6.88	11.54	15.26	13.00	20.05	30.46	0.04			
15	Дільниця пресова і т.д.	1.5	0.8	0.75	0.6	0.5	100	0.8	0.016	1.2	0.48	0.74	1.54	2.29	1.30	2.63	2.44	1.41	2.82	4.28	0.03			
16	Дільниця пресова	100	0.8	0.75	0.6	0.55	1344	0.95	0.017	1.2	0.48	12.50	26.05	81.05	53.75	97.25	86.05	57.50	103.49	157.24	0.08			
17	Склад металевих заготовок	15	0.8	0.75	0.5	0.5	84	0.8	0.014	1.2	0.48	0.54	1.13	8.63	6.17	10.61	8.63	6.17	10.61	16.11	0.13			
18	Відділення плазмового різання	275	0.8	0.75	0.5	0.37	1538	0.95	0.018	1.2	0.48	15.15	31.56	133.31	91.46	161.67	169.06	118.27	206.32	313.48	0.13			
19	Склад готових виробів	25	0.8	0.75	0.5	0.31	6408	0.6	0.013	1.1	1.73	95.12	54.98	62.73	100.93	118.84	67.48	104.49	124.39	188.99	0.02			
20	Компресорна	360	0.85	0.62	0.9	0.7	450	0.8	0.021	1.2	0.48	4.35	9.07	261.07	160.53	306.48	333.07	205.15	391.18	594.34	0.87			
21	Будівля системи упр	95	0.7	1.02	0.7	0.2	2880	0.95	0.019	1.2	0.48	29.94	62.38	81.38	49.33	95.16	128.88	97.79	161.78	245.80	0.06			
22	Дільниця випробування та фарбув	70	0.7	1.02	0.6	0.6	84	0.8	0.016	1.2	0.48	0.62	1.29	43.29	43.47	61.35	43.29	43.47	61.35	93.21	0.73			
23	Контрольно-пропусковий пункт	10	0.8	0.75	0.5	0.7	450	0.8	0.015	1.2	0.48	3.11	6.48	13.48	8.36	15.86	11.48	6.86	13.37	20.32	0.03			
24	Відділення виготовлення деталей	240	0.7	1.02	0.5	0.4	390	0.8	0.014	1.2	0.48	2.52	5.24	101.24	100.46	142.62	125.24	124.94	176.91	268.78	0.45			
25	Склад промислових відходів	150	0.8	0.75	0.5	0.5	900	0.6	0.022	1.2	0.48	6.84	14.26	89.26	63.09	109.30	89.26	63.09	109.30	166.07	0.12			
26	Загиблений склад	100	0.8	0.75	0.5	0.37	650	0.6	0.019	1.2	0.48	4.27	8.89	45.89	32.02	55.96	58.89	41.77	72.20	109.70	0.11			
27	Склад ПДО	130	0.8	0.75	0.5	0.5	1870	0.6	0.018	1.2	0.48	11.63	24.24	89.24	60.38	107.75	89.24	60.38	107.75	163.70	0.06			
28	Блок складів №3	250	0.8	0.75	0.5	0.3	540	0.6	0.012	1.2	0.48	2.24	4.67	79.67	58.49	98.83	129.67	95.99	161.33	245.11	0.30			
29	Загиблений склад	110	0.8	0.75	0.5	0.4	84	0.6	0.014	1.2	0.48	0.41	0.85	44.85	33.41	55.92	55.85	41.66	69.67	105.85	0.83			
30	Блок складів №2	160	0.8	0.75	0.5	0.3	1750	0.6	0.017	1.2	1.73	37.06	21.42	69.42	73.06	100.78	101.42	97.06	140.38	213.28	0.08			
31	Блок складів №1	200	0.8	0.75	0.5	0.37	3850	0.6	0.021	1.2	0.48	27.94	58.21	132.21	83.44	156.34	158.21	102.94	188.75	286.78	0.05			
32	Склад кислот	40	0.8	0.75	0.5	0.5	162	0.6	0.019	1.2	0.48	1.06	2.22	22.22	16.06	27.42	22.22	16.06	27.42	41.65	0.17			
33	Склад цементу	15	0.8	0.75	0.5	0.3	84	0.6	0.017	1.2	0.48	0.49	1.03	5.53	3.87	6.75	8.53	6.12	10.50	15.95	0.12			
34	Розчинно-бетонна дільниця	80	0.7	1.02	0.8	0.4	150	0.6	0.014	1.2	0.48	0.73	1.51	33.51	33.37	47.29	65.51	66.02	93.01	141.31	0.62			
35	Дільниця монтажна	130	0.7	1.02	0.4	0.7	130	0.6	0.012	1.2	1.73	1.94	1.12	92.12	94.78	132.18	53.12	54.99	76.46	116.17	0.59			
36	Дільниця стolarsна	170	0.8	0.75	0.5	0.3	126	0.6	0.014	1.2	0.48	0.61	1.27	52.27	38.86	65.13	86.27	64.36	107.63	163.53	0.85			
37	Виробничий цех	156	0.8	0.75	0.7	0.3	2501	0.95	0.017	1.2	0.48	23.27	48.47	95.27	58.37	111.73	157.67	105.17	189.52	287.95	0.08			
38	Дільниця сушки лкматеріалів	227	0.8	0.75	0.6	0.4	420	0.8	0.02	1.2	0.48	3.87	8.06	98.86	71.97	122.29	144.26	106.02	179.03	272.01	0.43			
39	Склад заготовок	30	0.8	0.75	0.5	0.3	273	0.8	0.017	1.2	0.48	2.14	4.46	13.46	8.89	16.13	19.46	13.39	23.62	35.88	0.09			
40	Дільниця слюсарно-складальна	970	0.6	1.33	0.7	0.4	6325	0.95	0.011	1.2	0.48	38.07	79.32	467.32	555.40	725.85	758.32	943.40	1210.39	1839.00	0.19			
41	Дільниця: механічна і т.д.	800	0.7	1.02	0.5	0.7	8050	0.95	0.02	1.2	0.48	88.10	183.54	743.54	659.41	993.82	583.54	496.18	765.97	1163.78	0.10			
Всього по підприємству		9524					71544					679.93	1214.64	5445.84	5101.20	7461.86	6106.19	5749.06	8386.73	12742.32	0.12			

Рисунок 2.2 - Розрахунок навантаження підприємства

3. АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПРОЕКТНИХ РОЗРАХУНКІВ

3.1 Визначення кількості та потужності цехових ТП.

У ПУЕ визначені наступні вимоги, які повинні бути виконані при виборі трансформаторів підстанцій: - річна вартість підстанції повинна використовуватися як показник ефективності процесу вибору трансформатора підстанції (ПУЕ, п. 6.3); - кількість стандартних потужностей цехових трансформаторів на підприємстві не повинна перевищувати двох (максимум 3) (ПУЕ, п. 6.4).

Питома щільність навантаження слугує приблизним орієнтиром для ідеального рівня потужності трансформатора в ЦТП.

Всі цехи живляться від двотрансформаторних підстанцій, оскільки підприємство відноситься до другої категорії електропостачання, а це означає, що необхідна дуже надійна система електропостачання. Рекомендується вибирати трансформатори потужністю менше 1000 кВА з огляду на особливу щільність навантаження, яка становить $\sum p_0 = 0,04$ кВА/м². Також доцільно розподілити навантаження між чотирма теплоцентралями, оскільки в зону обслуговування підприємства входить значна частина території споживачів категорії II. Оскільки теплоцентралі обслуговують споживачів категорії II, вони повинні мати два трансформатори, а тривалі відключення електроенергії повинні бути заборонені. Цехи 1-5, 7-9 будуть жити від першого ЦТП; цехи 6-16, 18-19, 22-23, 25-27 та цехи 17-20, 21-24, 28 - від другого ЦТП. Довжина кабельних ліній 0,38 кВ буде скорочена за рахунок будівництва 4-х КТП, що призведе до зменшення втрат електроенергії. На Рисунку 3.1 показано розподіл навантаження та майстерень між ЦТК, що використовується для розрахунку навантаження на ЦТК.

№ ЦП	№ 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
ТП1	1	Відділ: технічний та виробничо диспетчерський	452.942	516.079	686.654	327.942	349.412	479.202
	2	Заводоуправління	155.913	179.372	237.662	85.913	86.038	121.588
	3	Гараж	56.393	38.322	68.182	63.393	44.496	77.450
	4	Цех 9	423.799	414.103	592.526	358.799	347.790	499.694
		Всього по ТП1	1089.047	1147.876	1582.290	836.047	827.736	1176.487
ТП2	5	Цех 4 (в тому числі числ мех від)	693.543	700.239	985.565	523.543	526.805	742.712
	6	Дільниця ковальсько-пресова	156.720	261.531	304.893	268.320	454.828	528.076
	7	Склад металу	59.033	35.086	68.672	54.033	31.336	62.462
	9	Бюро технічної документації	132.662	93.544	162.326	117.662	73.544	138.755
		Всього по ТП2	1041.958	1090.400	1508.194	963.558	1086.512	1452.223
ТП3	8	Цех 7	341.695	319.592	467.862	413.695	393.047	570.640
	10	Відділення очистки	97.583	107.853	145.447	68.983	69.720	98.079
	11	Дільниця гальванічного покриття	86.281	104.903	135.827	67.681	80.103	104.867
	12	Груп	12.032	14.735	19.024	12.782	15.735	20.273
	13	Дальня	122.745	76.838	144.811	110.745	60.838	126.355
	15	Дільниці пресова і т.д	2.436	1.412	2.816	2.286	1.300	2.630
	16	Дільниця пресова	86.047	57.502	103.492	81.047	53.752	97.252
	18	Відділення плазмового різання	169.060	118.274	206.325	133.310	91.461	161.668
	19	Склад готових виробів	67.481	104.492	124.387	62.731	100.929	118.835
	21	Будівля системи упр	128.881	97.786	161.779	81.381	49.327	95.163
22	Дільниця випробування та фарбування	43.290	43.468	61.347	43.290	43.468	61.347	
		Всього по ТП3	1157.531	1046.856	1560.700	1077.931	959.680	1443.232
ТП4	20	Компресорна	333.072	205.152	391.183	261.072	160.530	306.478
	24	Відділення виготовлення деталей із гуми	125.242	124.940	176.906	101.242	100.456	142.623
	25	Склад промислових відходів	89.256	63.093	109.304	89.256	63.093	109.304
	26	Заглиблений склад	58.892	41.768	72.200	45.892	32.018	55.957
	27	Склад ПДО	89.235	60.383	107.745	89.235	60.383	107.745
	28	Блок складів №3	129.666	95.989	161.329	79.666	58.489	98.831
	29	Заглиблений склад	55.847	41.656	69.671	44.847	33.406	55.922
	30	Блок складів №2	101.420	97.057	140.378	69.420	73.057	100.779
	31	Блок складів №1	158.212	102.942	188.754	132.212	83.442	156.341
	32	Склад кислот	22.216	16.064	27.415	22.216	16.064	27.415
33	Склад цементу	8.528	6.119	10.496	5.528	3.869	6.747	
		Всього по ТП4	1171.585	855.163	1450.488	940.585	684.806	1163.469
ТП5	34	Розчинно-бетонна дільниця	65.512	66.019	93.007	33.512	33.372	47.294
	35	Дільниця монтажна	53.123	54.994	76.462	92.123	94.782	132.175
	36	Дільниця столярна	86.270	64.360	107.632	52.270	38.860	65.132
	37	Виробничий цех	157.669	105.165	189.524	95.269	58.365	111.726
	38	Дільниця сушки лісоматеріалів	144.264	106.021	179.032	98.864	71.971	122.286
41	Дільниці: механічна і т.д	583.540	496.181	765.973	743.540	659.413	993.820	
		Всього по ТП5	1090.379	892.739	1409.223	1115.579	956.763	1469.664
ТП6	14	Електро дільниця	15.263	12.998	20.047	9.263	6.877	11.536
	17	Склад металевих заготовок	8.629	6.167	10.606	8.629	6.167	10.606
	23	Контрольно-пропускний пункт	11.480	6.860	13.374	13.480	8.360	15.862
	39	Склад заготовок	19.455	13.389	23.617	13.455	8.889	16.126
40	Дільниця слюсарно-складальна	758.316	943.405	1210.395	467.316	555.405	725.850	
		Всього по ТП6	813.142	982.819	1275.591	512.142	585.698	778.031

Рисунок 3.1- Розподіл цехів між ЦТП

Використовуючи функції VPR і SUMM робочого аркуша, розподіл навантаження можна автоматизувати.

Функція WPD використовується для автоматичного вибору даних з бази даних для комірок. Ця функція виявляє всі необхідні потужності для кожного номера цеху. Функція SUMM додає кожну потужність у стовпчику до кінцевих рядків.

Для автоматизації процесу вибору трансформаторів за допомогою електронного процесора Ексел необхідно попередньо з'ясувати наступну інформацію:

- 1) Марка трансформаторів (ТМ);

- 2) середня та розрахункова потужність трансформаторної підстанції (S_p, S_k , кВА)
- 3) нормативний коефіцієнт ефективності (0,1) для інвестицій в ТП E_e ;
- 4) коефіцієнт відрахувань на амортизацію в ТП E_a (для ТП складає 3,6 %);
- 5) Зокрема, коефіцієнт навантаження в нормальному режимі (k_n);
- 6) Кількість трансформаторів (ТР k, T , шт);
- 7) питома вартість втрат електроенергії (V_0 , грн/кВт) (розрахована раніше в загальній базі даних).

Наступні фактори будуть враховані при розрахунку підсумкового коефіцієнту:

Таблиця G.1 ГОСТ 14209-97[5] вказує, що річна еквівалентна температура для Вінниці, регіону, де розташоване підприємство, становить $\approx 10,70^\circ\text{C}$. Таблиця 6 ГОСТ 14209-97 показує, що в нормальному режимі коефіцієнт навантаження для 20°C (тобто найгірших умов місцевості) з системою охолодження ONAN становить $k_n=1$.

Створюємо математичну методику для вибору потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій. Керуючими змінними в цій моделі будуть потужність трансформатора (S_T) та річна економія витрат на ТП (показник ефективності C).

$$Z(S_T) = B_{ТП}(S_T) + B_B(S_T) \rightarrow \min_{S_T \in S_{CT}}, \quad (3.6)$$

де $B_{ТП}(S_T)$ - річні приведені витрати в ТП потужністю S_T , визначаються як:

$$B_{ТП}(S_T) = (E_e + E_a)K_{ТП}(S_T, K_T), \quad (3.7)$$

де E_e - коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

E_a - коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

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

$B_B(S_T)$ - вартість річних втрат електроенергії, визначається як:

$$B_B(S_T) = (\Delta P_{xx}(S_T) + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot K_3^2) \cdot k_T \cdot t \cdot \tau, \quad (3.8)$$

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

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

k_T - кількість трансформаторів;

\hat{E}_C - коефіцієнт завантаження трансформатора;

$S_{\tilde{N}\tilde{O}}$ - множина стандартних потужностей трансформаторів, МВА;

τ - число годин максимальних втрат.

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується наступним чином:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{S_{ТП} \cdot k_T}. \quad (3.9)$$

Змінні втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta P_{зм} = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_p^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right), \quad (3.10)$$

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

S_T - потужність трансформатора ТП;

k_T - кількість трансформаторів.

Постійні втрати активної потужності розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{nc} = \Delta P_{xx} \cdot k_T. \quad (3.11)$$

Сумарні втрати активної енергії будуть визначатись так[5]:

$$\Delta P = \Delta P_{nc} + \Delta P_{зм} \quad (3.12)$$

При розв'язанні задачі необхідно враховувати такі обмеження[5]:

$$S_T \cdot k_T \cdot k_n \geq S_{ТПсм} \quad (3.13)$$

де $S_{ТПсм}$ - середня потужність ТП.

$$k_T \geq 1 \Rightarrow k_{na} \cdot S_T \geq k_{нна} \cdot S_{ТП} \quad (3.14)$$

де k_{na} - максимальний коефіцієнт завантаження трансформатора, який може бути використаний у післяаварійному режимі (=1,3). Значення коефіцієнта взято з ГОСТ 14209-97 (таблиця Н.1) і відноситься до найгіршого сценарію 24-годинного перевантаження при середньодобовій температурі 300С в місці розташування підприємства.

- частина навантаження ТП (кожна ТП має унікальне значення), яка повинна продовжувати працювати в післяаварійному режимі;

На робочому аркуші "ТП1" створюється електронна таблиця Excel (рис. 3.3) з метою автоматизації процесу вибору оптимальної потужності ТЕЦ-1 з найменшими можливими витратами. Оскільки до 20% навантаження цехів, що живляться від ТЕЦ 1, може бути відключено в аварійному режимі, коефіцієнт $k_{пра}$ становитиме 0,8.

Вибір оптимальної потужності ТПІ за мінімумом затрат																
Дані нормального режиму																
Розрахункова потужність ТП, кВА											Sp=	1582.29				
Середня потужність ТП, кВА											Sc=	1176.49				
Кількість трансформаторів											kt=	2				
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі											kn=	1				
Дані післяаварійного режиму																
Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі											kпа=	1.3				
Доля навантаження в п.а. режимі											kппа=	0.8				
Економічні характеристики																
Питома вартість втрат, грн/кВт											Vo=	7148.86				
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень											Ee=	0.1				
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію											Ea=	0.036				
*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, кВт	Kтп, тис. грн.	E*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2		
	63	1.28	0.24	587.319	79.8754	403.712	0.48	404.192	2889.51	---		---	---	---		
	100	1.97	0.33	623.682	84.8207	246.609	0.66	247.269	1767.69	---		---	---	---		
	160	3.1	0.51	671.143	91.2754	151.588	1.02	152.608	1090.97	---		---	---	---		
	250	4.2	0.74	732.524	99.6233	84.1224	1.48	85.6024	611.959	---		---	---	---		
	400	5.9	0.95	879.2	119.571	46.1609	1.9	48.0609	343.581	---		---	---	---		
	630	8.5	1.31	978.232	133.039	26.809	2.62	29.429	210.384	---		---	+	---		
V	1000	10.5	2.1	1154.22	156.974	13.1441	4.2	17.3441	123.991	280.964	V	+	+	+		
	1600	18	2.8	1434.88	195.143	8.80187	5.6	14.4019	102.957	298.1		+	+	+		
	2500	23.5	3.85	1641.71	223.273	4.70685	7.7	12.4068	88.6948	311.967		+	+	+		
									Zмін=	280.964						
									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000					

Рисунок 3.5- Вибір потужності ЦТП1

Розрахунки показують, що трансформатори ЦТП1 повинні мати ідеальну потужність 1000 кВА. У цьому випадку встановлення двотрансформаторної КТП1 обійдеться на 280,96 грн. дешевше, ніж очікувалося.

Аналогічні розрахунки проводяться для ЦТП2, ЦТП3, ЦТП4, ЦТП5 та ЦТП6 на листі Excel «ТП2», «ТП3», «ТП4», «ТП5» та «ТП6» рис. 3.5, рис. 3.6 та рис. 3.7. Коефіцієнт $k_{ппа}$ для ТП2, ТП3, ТП4, ТП5 та ТП6 будуть становити 0,8.

Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімумом затрат															
Дані нормального режиму															
Розрахункова потужність ЦП, кВА										Sp=		1508.19			
Середня потужність ЦП, кВА										Sc=		1452.22			
Кількість трансформаторів										kt=		2			
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=		1			
Дані післяварійного режиму															
Допустимий коефіцієнт навантаження післяварійному режимі										kpa=		1.4			
Доля навантаження в п.а. режимі										knpa=		0.8			
Економічні характеристики															
Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo=		7148.86			
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=		0.1			
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=		0.036			
*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, 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	
	63	1.28	0.24	587.319	79.8754	366.786	0.48	367.266	2625.54	---		---	---	---	
	100	1.97	0.33	623.682	84.8207	224.053	0.66	224.713	1606.44	---		---	---	---	
	160	3.1	0.51	671.143	91.2754	137.723	1.02	138.743	991.853	---		---	---	---	
	250	4.2	0.74	732.524	99.6233	76.4282	1.48	77.9082	556.955	---		---	---	---	
	400	5.9	0.95	879.2	119.571	41.9388	1.9	43.8388	313.398	---		---	---	---	
	630	8.5	1.31	978.232	133.039	24.3569	2.62	26.9769	192.854	---		---	---	---	
V	1000	10.5	2.1	1154.22	156.974	11.9419	4.2	16.1419	115.396	272.37	V	+	+	+	
	1600	18	2.8	1434.88	195.143	7.99681	5.6	13.5968	97.2017	292.345		+	+	+	
	2500	23.5	3.85	1641.71	223.273	4.27634	7.7	11.9763	85.6172	308.89		+	+	+	
										Змін=		272.37			
										Опт. Пот. Трансформатора		St*=		1000	

Рисунок 3.5: Вибір потужності ЦТП2

Найкращий вибір - це коли трансформатори підстанції мають потужність 1000 кВА, як показують розрахунки ЦТП2. Нижчі витрати в цьому випадку складуть 272,36 грн.

Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімумом затрат															
Дані нормального режиму															
Розрахункова потужність ЦП, кВА										Sp=		1560.7			
Середня потужність ЦП, кВА										Sc=		1443.23			
Кількість трансформаторів										kt=		2			
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=		1			
Дані післяварійного режиму															
Допустимий коефіцієнт навантаження післяварійному режимі										kpa=		1.4			
Доля навантаження в п.а. режимі										knpa=		0.8			
Економічні характеристики															
Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo=		7148.86			
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=		0.1			
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=		0.036			
*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, 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	
	63	1.28	0.24	587.319	79.8754	392.769	0.48	393.249	2811.29	---		---	---	---	
	100	1.97	0.33	623.682	84.8207	239.925	0.66	240.585	1719.91	---		---	---	---	
	160	3.1	0.51	671.143	91.2754	147.479	1.02	148.499	1061.6	---		---	---	---	
	250	4.2	0.74	732.524	99.6233	81.8423	1.48	83.3223	595.66	---		---	---	---	
	400	5.9	0.95	879.2	119.571	44.9098	1.9	46.8098	334.637	---		---	---	---	
	630	8.5	1.31	978.232	133.039	26.0823	2.62	28.7023	205.189	---		---	---	---	
V	1000	10.5	2.1	1154.22	156.974	12.7879	4.2	16.9879	121.444	278.418	V	+	+	+	
	1600	18	2.8	1434.88	195.143	8.5633	5.6	14.1633	101.251	296.395		+	+	+	
	2500	23.5	3.85	1641.71	223.273	4.57927	7.7	12.2793	87.7828	311.055		+	+	+	
										Змін=		278.418			
										Опт. Пот. Трансформатора		St*=		1000	

Рисунок 3.6: Визначення потужності ЦТП3

Коли трансформатори підстанції мають потужність 1000 кВА, це найкращий

сценарій для РПС3. Нижчі витрати в цьому випадку складуть 278,41 грн.

Вибір оптимальної потужності ПП4 за мінімумом затрат																
Дані нормального режиму																
Розрахункова потужність ТП, кВА											Sp=	1450.49				
Середня потужність ТП, кВА											Sc=	1163.47				
Кількість трансформаторів											kt=	2				
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі											kn=	1				
Дані післяаварійного режиму																
Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі											kpa=	1.2				
Доля навантаження в п.а. режимі											knpa=	0.8				
Економічні характеристики																
Питома вартість втрат, грн/кВт											Bo=	7148.86				
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень											Ee=	0.1				
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію											Ea=	0.036				
*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, кВт	Kтп, тис. грн.	E*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2		
	63	1.28	0.24	587.319	79.8754	339.256	0.48	339.736	2428.72	---		---	---	---		
	100	1.97	0.33	623.682	84.8207	207.236	0.66	207.896	1486.22	---		---	---	---		
	160	3.1	0.51	671.143	91.2754	127.386	1.02	128.406	917.953	---		---	---	---		
	250	4.2	0.74	732.524	99.6233	70.6916	1.48	72.1716	515.944	---		---	---	---		
	400	5.9	0.95	879.2	119.571	38.7909	1.9	40.6909	290.894	---		---	---	---		
	630	8.5	1.31	978.232	133.039	22.5287	2.62	25.1487	179.785	---		---	+	---		
V	1000	10.5	2.1	1154.22	156.974	11.0456	4.2	15.2456	108.988	265.962	V	+	+	+		
	1600	18	2.8	1434.88	195.143	7.39658	5.6	12.9966	92.9107	288.054		+	+	+		
	2500	23.5	3.85	1641.71	223.273	3.95536	7.7	11.6554	83.3226	306.595		+	+	+		
									Zмін=	265.962						
									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000					

Рисунок 3.7: Визначення потужності РПС4

Коли трансформатори підстанції мають потужність 1000 кВА, це найкращий сценарій для ТП 4. Нижчі витрати в цьому випадку складуть 265,96 грн.

Вибір оптимальної потужності ПП5 за мінімумом затрат																
Дані нормального режиму																
Розрахункова потужність ТП, кВА											Sp=	1409.22				
Середня потужність ТП, кВА											Sc=	1469.66				
Кількість трансформаторів											kt=	2				
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі											kn=	1				
Дані післяаварійного режиму																
Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі											kpa=	1.3				
Доля навантаження в п.а. режимі											knpa=	0.8				
Економічні характеристики																
Питома вартість втрат, грн/кВт											Bo=	7148.86				
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень											Ee=	0.1				
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію											Ea=	0.036				
*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, кВт	Kтп, тис. грн.	E*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2		
	63	1.28	0.24	587.319	79.8754	320.227	0.48	320.707	2292.69	---		---	---	---		
	100	1.97	0.33	623.682	84.8207	195.612	0.66	196.272	1403.12	---		---	---	---		
	160	3.1	0.51	671.143	91.2754	120.241	1.02	121.261	866.875	---		---	---	---		
	250	4.2	0.74	732.524	99.6233	66.7265	1.48	68.2065	487.599	---		---	---	---		
	400	5.9	0.95	879.2	119.571	36.6152	1.9	38.5152	275.34	---		---	---	---		
	630	8.5	1.31	978.232	133.039	21.2651	2.62	23.8851	170.751	---		---	+	---		
V	1000	10.5	2.1	1154.22	156.974	10.426	4.2	14.626	104.559	261.533	V	+	+	+		
	1600	18	2.8	1434.88	195.143	6.98171	5.6	12.5817	89.9449	285.088		+	+	+		
	2500	23.5	3.85	1641.71	223.273	3.73351	7.7	11.4335	81.7366	305.009		+	+	+		
									Zмін=	261.533						
									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000					

Рисунок 3.8: Визначення потужності РПС5

Найкращим сценарієм для РПС 5 є варіант, коли трансформатори підстанції мають потужність 1000 кВА. Найнижчі витрати в цьому випадку складуть 261,53 грн.

Вибір оптимальної потужності ТП4 за мінімумом затрат														
Дані нормального режиму														
Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	1275.59			
Середня потужність ТП, кВА										Sc=	778.031			
Кількість трансформаторів										kt=	2			
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1			
Дані післяварійного режиму														
Допустимий коефіцієнт навантаження післяварійному режимі										kpa=	1.2			
Доля навантаження в п.а. режимі										knpa=	0.8			
Економічні характеристики														
Питома вартість втрат, грн/кВт										Vo=	7148.86			
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0.1			
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	0.036			
*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, кВт	Kтп, тис. грн.	E*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Vв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2
	63	1.28	0.24	587.319	79.8754	262.375	0.48	262.855	1879.11	---		---	---	---
	100	1.97	0.33	623.682	84.8207	160.273	0.66	160.933	1150.49	---		---	---	---
	160	3.1	0.51	671.143	91.2754	98.5178	1.02	99.5378	711.582	---		---	---	---
	250	4.2	0.74	732.524	99.6233	54.6717	1.48	56.1517	401.421	---		---	---	---
	400	5.9	0.95	879.2	119.571	30.0003	1.9	31.9003	228.051	---		---	+	---
	630	8.5	1.31	978.232	133.039	17.4233	2.62	20.0433	143.287	---		---	+	---
V	1000	10.5	2.1	1154.22	156.974	8.54245	4.2	12.7425	91.094	248.068	V	+	+	+
	1600	18	2.8	1434.88	195.143	5.72039	5.6	11.3204	80.9279	276.071		+	+	+
	2500	23.5	3.85	1641.71	223.273	3.05901	7.7	10.759	76.9147	300.187		+	+	+
									Zмін=	248.068				
									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000			

Рисунок 3.9: Визначення потужності РПС6

Найкращим сценарієм для РПС 6 є варіант, коли трансформатори підстанції мають потужність 1000 кВА. Економія у цьому випадку складе 248,06 грн. витрат.

3.2 Розрахунок втрат потужності для цехових трансформаторів.

Перед вибором зовнішньої лінії електропередач необхідно визначити втрати потужності в трансформаторах ТЕЦ. Зовнішня лінія електропередач буде передавати як потужність навантаження, так і втрати потужності в трансформаторах ЦТП. Якщо ці втрати не врахувати, то переріз зовнішньої лінії буде обрано для недовантаження, що може призвести до незадовільної роботи лінії електропередач.

Втрати активної потужності в цехових ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{TP} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тп}} \right)^2 \quad (3.15)$$

де ΔP_{TP} - втрати активної потужності ТП, кВт;

n - кількість трансформаторів в ТП;

ΔP_{xx} - втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

$\Delta P_{кз}$ - втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

S_p - повне розрахункове навантаження на ТП, кВА;

$S_{ном.тр}$ - номінальна потужність трансформатора ТП.

Втрати реактивної потужності в цехових ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta Q_{TP} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_p^2}{S_{ном.тр}} \quad (3.16)$$

де ΔQ_{TP} - втрати реактивної потужності ТП, кВАр;

I_{xx} - струм холостого ходу трансформатора, А;

$U_{кз}$ - напруга короткого замикання, % від номінальної.

Розрахунок втрат потужності в цехових ТП та опорні формули, назви діапазонів і комірок для даного розрахунку наведені на Рисунок 3..

№ ТП	S _{ном_т} , кВА	кт	dP _{хх} , кВт	dP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{кз} , %	P _p , кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВА	dP _{тр} , кВт	dQ _{тр} , кВАр	dS _{тр} , кВА	P, кВт	Q, кВАр	R, Ом
1	1000	2	2.1	10.5	1.4	6	1089.05	1147.876	1582.29	17.34412	103.10926	104.5578	1106.39	1250.99	1.05
2	1000	2	2.1	10.5	1.4	6	1041.96	1090.4	1508.19	16.1419	96.239457	97.58378	1058.1	1186.64	1.05
3	1000	2	2.1	10.5	1.4	6	1157.53	1046.856	1560.7	16.98787	101.07352	102.4912	1174.52	1147.93	1.05
4	1000	2	2.1	10.5	1.4	6	1171.59	855.1627	1450.49	15.24556	91.117469	92.38409	1186.83	946.28	1.05
5	1000	2	2.1	10.5	1.4	6	1090.38	892.7391	1409.22	14.62602	87.577259	88.79018	1105	980.316	1.05
6	1000	2	2.1	10.5	1.4	6	813.142	982.8188	1275.59	12.74245	76.814001	77.86373	825.885	1059.63	1.05
Всього							6363.64	6015.852		93.08792	555.93097	563.6707	6456.73	6571.78	
Назви комірок, діапазонів та опорні формули															
B2:B7:=S _{ном_т}		O2:7:=Q _{сум}		dP _{ххвтр} =ВПР(S _{ном_т} ;TR_10_kv;3;0)											
C2:C7:=к _{твтр}		N8:=P _{сум_1}		dP _{кзвтр} =ВПР(S _{ном_т} ;TR_10_kv;4;0)											
D2:D7:=dP _{ххвтр}		O8:=Q _{сум_1}		I _{ххвтр} =ВПР(S _{ном_т} ;TR_10_kv;5;0)											
E2:E7:=dP _{кзвтр}		N2:=P _{втр1}		U _{кзвтр} =ВПР(S _{ном_т} ;TR_10_kv;6;0)											
F2:F7:=I _{ххвтр}		N3:=P _{втр2}		P _{втр_сум} =СУММ(P _{втр})											
G2:G7:=U _{кзвтр}		N4:=P _{втр3}		Q _{втр_сум} =СУММ(Q _{втр})											
H2:H7:=P _{втр}		N5:=P _{втр4}		dP _{трвтр} =к _{твтр} *dP _{ххвтр} +(1/к _{твтр})*dP _{кзвтр} *(S _{пвтр} /S _{ном_т})^2											
H8:=P _{рвтр_сум}		N6:=P _{втр5}		dP _{трсум} =СУММ(dP _{трвтр})											
I2:I7:=Q _{втр}		N7:=P _{втр6}		dQ _{трвтр} =к _{твтр} *(I _{ххвтр} /100)*S _{ном_т} +(1/к _{твтр})*(U _{кзвтр} /100)*(S _{пвтр} ^2/S _{ном_т})											
I8:=Q _{рвтр_сум}		dQ _{сум} =СУММ(dQ _{трвтр})													
J2:J7:=S _{рвтр}		O2:=Q _{втр1}		dS _{тр} =КОРЕНЬ(dP _{трвтр} ^2+dQ _{трвтр} ^2)											
K2:K7:=dP _{трвтр}		O3:=Q _{втр2}		dS _{трсум} =КОРЕНЬ(dP _{трсум} ^2+dQ _{сум} ^2)											
K8:=dP _{трсум}		O4:=Q _{втр3}		P _{сум} =P _{рвтр} +dP _{трвтр}											
L2:L7:=dQ _{трвтр}		O5:=Q _{втр4}		Q _{сум} =Q _{рвтр} +dQ _{трвтр}											
L8:=dQ _{сум}		P _{сум_1} =P _{рвтр_сум} +dP _{трсум}													
M2:M7:=dS _{тр}		O6:=Q _{втр6}		Q _{сум_1} =Q _{рвтр_сум} +dQ _{сум}											
M8:=dS _{трсум}															
N2:N7:=P _{сум}															

Рисунок 3.10- Розрахунок втрат потужності в цехових ТП

3.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення.

Відстань між розподільчою підстанцією "Західна" 110/10 кВ та ДП "45 ЕМЗ" становить 3,5 метра. Необхідно вибрати оптимальний переріз зовнішньої лінії

електропередач, яка буде обслуговувати фірму від підстанції, щоб доставити електроенергію до ЦЕС.

Лист Excel "КЛ-DCS" використовується для створення електронної таблиці, яка містить стандартні перерізи ліній електропередач та допустимі для них струми, щоб вибрати найкращий переріз для зовнішньої лінії електропередач. Електронна таблиця розраховує мінімальні річні приведені витрати на основі перерізу ПЛ F, який є контрольованою змінною в цьому прикладі. Річна приведена вартість витрат на зовнішню лінію електропередач слугує показником ефективності. Критерієм оптимальності є найнижча річна приведена вартість витрат.

Побудуємо математичну модель для вибору оптимального перерізу кабелю повітряної лінії 10 кВ [13].

Керуючою змінною є переріз повітряної лінії (мм²).

Множина всіх стандартних перерізів ПЛ 10 кВ є множиною доступних рішень.

Для того, щоб визначити ідеальний переріз кабелю, необхідно виконати наступні передумови:

Нижче наведені обмеження на керовану змінну:

1) Наступне рівняння використовується для вибору перерізу кабелю за умови прийнятності нагріву в нормальному режимі:

$$k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq I_P = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot k_{\text{л}}} \quad (3.18)$$

де $k_{\text{доп}}$ - коефіцієнт, що вносить корективи на струми в залежності від температури землі і повітря, згідно (ПУЕ таблиця 1.3.3);

$I_{\text{доп}}(x)$ - допустимий тривалий струм навантаження, який залежить від перерізу КЛ, А;

S_p - повна потужність навантаження, кВА;

$U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга КЛ.

Коефіцієнт $k_{\text{доп}}$ визначається згідно формули:

$$k_{\text{доп}} = k_{\text{сер}} \cdot k_{\text{зр}} \cdot k_{\text{нр}}, \quad (3.19)$$

де $k_{сер}$ - коефіцієнт середовища (ПУЕ, табл. 1.3.49). Так як ПУЕ не передбачає ніяких додаткових умов прокладки $k_{сер} = 1$;

k_{np} - коефіцієнт прокладки, враховує особливості та тип прокладки ліній.

Враховуючи те, що ми прокладаємо повітряні лінії $k_{np} = 1$;

k_{zp} - коефіцієнт, що враховує особливості та тип ґрунту. Так як живляча лінія буде повітряною, k_{zp} не враховується.

$$k_{дон} = 1 \cdot 1 = 1$$

2) Наступне рівняння використовується для вибору перерізу КЛ в післяаварійному режимі, за умови, що нагрівання є допустимим:

$$k_{на} \cdot k_{дон} \cdot I_{дон}(x) \geq k_{л} \cdot I_{л} \cdot k_{н.на} \quad (3.20)$$

де $k_{на}$ - коефіцієнт перевантаження КЛ в післяаварійному режимі;

$k_{н.на}$ - частина навантаження, що залишилася в післяаварійному режимі;

3) Для вибору перерізу КЛ в нормальному режимі за наявності втрат напруги використовується наступне рівняння [13]:

$$\Delta U_{дон} \geq \Delta U_{л}(F) = \frac{P_p \cdot r_0(F) + Q_p \cdot x_0(F)}{k_{л} \cdot U_{ном}^2 \cdot 1000} \cdot L \cdot 100\% \quad (3.21)$$

де $\Delta U_{дон}$ - допустимі втрати напруги в лінії, %;

$\Delta U_{л}(F)$ - фактичні втрати напруги в лінії, залежно від перерізу, %;

P_p - активна потужність навантаження, кВт;

Q_p - реактивна потужність навантаження, кВАр;

$x_0(F)$ - реактивний опір проводу, залежно від перерізу, Ом/км.

4) Умова допустимості втрат напруги в післяаварійному режимі:

$$\Delta U_{na.\dot{d}on} \geq \Delta U_{na.l}(F), \quad (3.22)$$

де $\Delta U_{na.\dot{d}on}$ - допустимі втрати напруги в лінії в післяаварійному режимі, %;

$\Delta U_{na.l}(F)$ - фактичні втрати напруги в лінії в післяаварійному режимі, залежно від перерізу, %.

5) Згідно з [3], навіть якщо лінія має високошвидкісні автоматичні механізми АПВ, все одно важливо оцінити термічну стійкість лінії до струмів короткого замикання:

$$F \geq F_{кз}, \quad (3.23)$$

де $F_{кз}$ - мінімальний переріз, який витримує термічну дію струмів к.з.

Переріз $F_{кз}$ можна визначити за формулою:

$$F_{кз} = \frac{I_{кз} \cdot \sqrt{t_n}}{C}, \quad (3.24)$$

де $I_{кз}$ - струм короткого замикання на стороні 10 кВ, А;

t_n - приведений час к. з., с;

Тепловий коефіцієнт А с0,5/мм² позначається С. Для алюмінієвого проводу марки АС при допустимій температурі нагрівання проводів при напрузі короткого замикання 2000С С = 90 А с0,5/мм², див. ГОСТ 30323-95, табл. 9.

Для КЛ, приєднаних до підстанції двома кабелями в одній траншеї, коефіцієнт прокладки дорівнює 1 (ПУЕ, табл. 1.3.28).

У ПУЕ, Таблиця 1.3.26, зазначено, що коефіцієнт, який враховує унікальні характеристики ґрунту і прокладки, дорівнює 1.

Коефіцієнт навколишнього середовища (ПУЕ, таблиця 1.3.9). Враховуючи, що поправка на температуру ґрунту не вказана = 1.

Таблиця 1.3.32 ПУЕ вказує, що коефіцієнт перевантаження в післяаварійному режимі дорівнює 1,25. Оскільки відношення $\Pi/(\Pi_{pkdop})=0,2$, що ближче до 0,6, то коефіцієнт попереднього перевантаження дорівнює 0,6; тип кабелю - підземний, і допускається 6-годинне перевантаження.

На рис. 3.13 зображено табличну форму "КЛ-ЦРП" для автоматичного вибору найкращої ділянки КЛ від підстанції до ЦРП. На рис. 3.11 представлені вихідні дані, що використовуються в розрахунках, а також основні формули.

Початкові дані			Поправочні коефіцієнти		
Економічні характеристики			Коефіцієнт середовища		
Питома вартість втрат, грн/кВт	$B_0=$	7148.8608	$G3:=B0_$	Коефіцієнт прокладки	1.1
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень	$E_e=$	0.1	$G3:=E_e$	Коефіцієнт ґрунту	1.05
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію	$E_a=$	0.05	$G3:=E_a$	кдоп=	1.09725
Нормальний режим					
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н.режимі	Кдоп=	1.09725	$G7:=Kдоп$		
Напруга, кВ	$U=$	10	$G8:=U_$	$L2:=k_c$	
Довжина КЛ, км	$l=$	3.5	$G9:=L$	$L3:=k_p$	
Активна розрахункова потужність, кВт	$P=$	6456.72966	$G10:=P$	$L4:=k_{gr}$	
Реактивна потужність, квар	$Q=$	6571.783327	$G11:=Q$	$L5:=k_{dop}$	
Розрахунковий струм окремого кабелю, А	$I_l=$	265.9537773	$G12:=I_l$	$k_{dop}=k_c*k_p*k_{gr}$	
Кількість КЛ	$k=$	2	$G13:=k$		
Мінімально допуст. переріз КЛ за умовою механ. міцності	$F_{mex}=$	70	$G14:=F_{mex}$		
Допустима втрата напруги в КЛ, %	$\Delta U_{доп} =$	5	$G15:=\Delta U_{доп}$		
Аварійний режим					
Струм КЗ на початку лінії, кА	$I_{кз} =$	3.694402	$G17:=I_{кз}$		
Приведений час КЗ, с	$t_{п} =$	1.5	$G18:=t_{п}$		
Тепловий коефіцієнт C_1 , $(A^{\circ}C^{(1/2)})/мм^2$	$C =$	90	$G19:=C$		
Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм ²	$F_{кз} =$	50.27444335	$G20:=F_{кз}$		
Після аварійний режим					
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження	$K_{па} =$	1.25	$G22:=K_{па}$		
Доля навантаження в післяаварійному режимі	$K_{ппа} =$	0.8	$G23:=K_{ппа}$		
Допустима втрата напруги в КЛ, %	$\Delta U_{падоп} =$	5	$G24:=\Delta U_{падоп}$		

Рисунок Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..11–

Початкові дані для вибору оптимального перерізу зовнішньої КЛ

Рисунок Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..6 - Вибір оптимального педРПізу зовнішньої КЛ

F, мм ²	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	Ідоп, А	d _{Ун} , %	d _{Упа} , %	Ко, тис.грн/км	dP, кВт	К	E*К, т.грн	Вв, т.грн	3, т. грн	Доп	Кдоп*Ідоп оп >= Іп Кпта*Іп *Ккл	$\frac{\Delta I_n \leq \Delta I_{доп}}{\Delta I_{доп}}$	$\frac{\Delta U_{па} \leq \Delta U_{падоп}}{\Delta U_{падоп}}$	F >= F _{мех}	F >= F _{кз}	
10	3.1	0.122	50	36.43083415	58.28933463	32.19075	4604.615	112.668	16.90014375	32917.75	-	недоп	-	-	-	-	-	
16	1.94	0.113	75	23.22016735	37.15226776	46.517625	2881.598	162.812	24.42175313	20600.14	-	недоп	-	-	-	-	-	
25	1.24	0.099	90	15.14966482	24.23946372	67.003875	1841.846	234.514	35.17703438	13167.1	-	недоп	-	-	-	-	-	
35	0.89	0.095	115	11.14891542	17.83826468	87.591375	1321.97	306.57	45.98547188	9450.58	-	недоп	-	-	-	-	-	
50	0.62	0.09	140	8.040607555	12.86497209	124.62525	920.923	436.188	65.42825625	6583.55	-	недоп	-	-	-	-	-	
70	0.443	0.086	165	5.99463306	9.591412896	170.440875	658.0143	596.543	89.48145938	4704.053	-	недоп	-	-	-	-	-	
95	0.326	0.083	205	4.638115799	7.420985279	220.897125	484.2272	773.14	115.9709906	3461.673	-	недоп	-	-	-	-	-	
120	0.258	0.081	240	3.846763728	6.154821965	279.527625	383.2228	978.347	146.7520031	2739.606	-	недоп	-	-	-	-	-	
150	0.206	0.079	275	3.236200087	5.17792014	344.617875	305.9841	1206.16	180.9243844	2187.438	-	недоп	-	-	-	-	-	
185	0.167	0.077	310	2.772527046	4.436043274	463.995	248.0551	1623.98	243.597375	1773.311	-	недоп	-	-	-	-	-	
240	0.129	0.075	355	2.320153282	3.712245252	643.518	191.6114	2252.31	337.84695	1369.803	-	недоп	-	-	-	-	-	
									мін затрати	=	1707.65							V
									Опт. Переріз ПУ	=	240							
										Ропт=	0.129							
										Хопт=	0.075							

Проектне рішення: на основі розрахунку, виконаного в табличній формі "КЛ-CRP", для зовнішньої лінії електроживлення рекомендується обрати кабельну лінію марки ААБ перерізом 240 мм². Залежно від короткого замикання мінімальне значення приведених витрат становитиме 1707,65 тис. грн.

Визначення струму короткого замикання за законом Ома з урахуванням еквівалентного опору системи

Ми повинні розрахувати струм КЗ на початку лінії РП - ТП, щоб підтвердити обмеження на мінімальну площу поперечного перерізу з точки зору струму КЗ [6].

Схема заміщення для такого розрахунку зображена на рис. 3.12

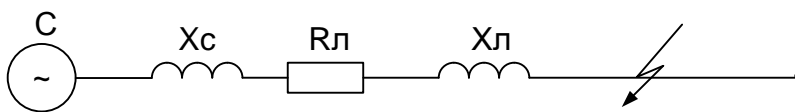


Рисунок **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует.**7 -

Схема заміщення для розрахунку струму к.з.

Струм КЗ для зовнішньої живлячої лінії визначається за формулою:

$$I_{кз} = \frac{1,05 \cdot U}{\sqrt{3} \cdot X_c} \quad (3.26)$$

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

U - напруга живлячої мережі, кВ;

X_c - опір системи, Ом.

X_c визначається наступним чином:

$$X_c = \frac{(0,95 \cdot U)^2}{S_{кз}}, \quad (3.27)$$

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

Струм КЗ для розподільчих ліній визначається за формулою:

$$I_{кз} = \frac{1,05 \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_{кз}} \quad (3.28)$$

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

$$Z = \sqrt{R_{л}^2 + (X_{л} + X_{с})^2} \quad (3.29)$$

де $R_{л}$ - активний опір лінії живлення, Ом;

$X_{л}$ - реактивний опір лінії живлення, Ом;

Таблична форма та формули для розрахунків струмів КЗ наведені на Рисунок 3.8.

Розрахунок струмів КЗ			
Дані системи			
Напруга, кВ		U= 10	F3:=Ukz
Потужність коротко замикання, МВА		Sкз = 55	F4:=S_kz
Опір системи, Ом		Xс = 1.641	F5:=Xс
Струм КЗ для ЗЛЖ, кА		Ikз = 3.694	F6:=Ikz
Довжина КЛ, км		L= 3.5	F8:=Lkz
Переріз КЛ, мм ²		F= 240	F9:=Fkz
Активний опір КЛ, Ом		Rл = 0.452	F10:=Rkz
Реактивний опір КЛ, Ом		Xл = 0.263	F11:=Xkz
Результат			
Сумарний повний опір, Ом		Z= 1.956	F13:=Zkz
Струм КЗ для розподільчих ліній, кА		Ikзr= 3.0989	F14:=Ikzr
Xс=(0,95*Ukz)^2/S_kz			
Ikзr=(Ukz*1,05)/(Xс*КОРЕНЬ(3))			
Rkz=ИНДЕКС(R0kl;ПОИСКПОЗ(Fopt_klz;F_klz;0);1)*L_			
Xkz=ИНДЕКС(X0pl;ПОИСКПОЗ(Fopt_klz;Fopt_klz;0);1)*L_			
Zkz=КОРЕНЬ(Rkz^2+(Xс+Xkz)^2)			
Ikzr=1,05*Ukz/(КОРЕНЬ(3)*Zkz)			

Рисунок 3.8 - Розрахунок струмів короткого замикання

Визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ

Створимо математичну модель для визначення найкращих перерізів для повітряного проводу, що працює під напругою 10 кВ [13].

Керуючою змінною є площа поперечного перерізу повітряної лінії (мм²).

Набір всіх стандартних перерізів ПЛ 10 кВ є множиною доступних рішень.

За винятком випробування на механічну міцність, всі вимоги до ПЛ повинні бути виконані для того, щоб вибрати ідеальний переріз ПЛ.

Наступні коефіцієнти при виборі ПЛ будуть відрізнятися від коефіцієнтів при виборі ПЛ (підрозділ 3.5): ПУЕ, табл. 1.3.10), коефіцієнт навколишнього середовища. оскільки поправка на температуру ґрунту $19^{\circ}\text{C} = 0,95$.

Коефіцієнт прокладання одного кабелю для КЛ, що підходять до ТП1 в окремих траншеях, дорівнює 1 (ПУЕ, табл. 1.3.28); для ТП2, ТП3 і ТП4 - 1.

Згідно з таблицею 1.3.26 ПУЕ, коефіцієнт для піску з вологістю 3% (як зазначено в конкретному завданні), що враховує унікальні характеристики прокладки та ґрунту, становить 0,75.

Таблиця 1.3.32 ПУЕ вказує, що коефіцієнт перевантаження в післяаварійному режимі становить 1,25. Відношення $\Pi/(\Pi_{\text{pkdop}}) = 0,17$, що ближче до 0,6, вказує на те, що коефіцієнт попереднього навантаження дорівнює 0,6; тип установки - наземний, і допускається 6-годинне перевантаження.

На рисунку 3.16 показана таблична форма "КЛ1-ТП1" для автоматичного вибору найкращої ділянки ПЛ від центрального розподільчого пристрою до ТП1. На Рисунку 3.17 показано назви контрольних комірок і діапазонів, а також довідкові формули, необхідні для обчислення необхідних значень.

На Рисунку 3.18 показано табличну форму, відому як "КЛ-ТП2", для автоматичного вибору найкращого відрізка КЛ від ЦТП до ТР2. Необхідні значення можна обчислити за допомогою довідкових формул, назв довідкових комірок та діапазонів, а також на **Ошибка! Источник ссылки не найден..**

Початкові дані		Коефіцієнт середовища		I.1															
Нормальний режим		Коефіцієнт прокладки		0.95															
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режим		Коефіцієнт ґрунту		1.05															
Напруга, кВ		kдоп=		H4=UkI1															
Довжина КЛ, км		U=10		H5=IkI2															
Активна розрахункова потужність, кВт		I=10.395		H6=PkI2=Рвтр2															
Реактивна потужність, квар		P=1058		H7=QkI2=Qвтр2															
Розрахунковий струм окремого кабелю, А		Q=1187		H8=IkI2															
Кількість кабелів		Iл=45.90		H9=kkI2															
Допустима втрата напруги в КЛ, %		k=2		H10=dUдоп2															
Аварійний режим		ΔUдоп=5		H12=IkzkI2															
Струм КЗ на початку лінії, кА		Iкз=3.10		H13=Ip															
Приведений час КЗ, с		tr=1.5		H14=Cter															
Тепловий коефіцієнт С, (А*с^(1/2))/мм^2		C=90		H15=Ekz2															
Мінімальний переріз ліній за умовою КЗ, мм^2		Fкз=42.17		H17=kpa2															
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження		Кла=1.25		H18=kpa2															
Доля навантаження в післяварійному режимі		Кнпа=0.8		H19=dUрадоp2															
Допустима втрата напруги в КЛ, %		ΔUпадоп=5		H21=B0kI2															
Економічні характеристики		Vo=7148.86		H22=EekI2															
Питома вартість втрат		Ee=10.00%		H22=EakI2															
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень		Ea=4.00%																	
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію																			
F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ко, т, грн/км	dUn, %	dUpa, %	дР, кВт	К, т, грн.	Е*К, т, грн	Вв, т, грн	3, т, грн	Доп	Кдоп*Idоп >= Ip	Кпа*Кдоп >= Ip	ΔUn <= ΔUnдоп	ΔUpa <= ΔUpaдоп	F >= Fкз	V	
10	3.1	0.122	50	32.1908	0.67641	1.08226	15.4757734	25.4307	3.5603	110.63415	---	НЕДОП	+	---	+	---	---	---	
16	1.94	0.113	75	46.5176	0.43189	0.69103	9.68483881	36.7489	5.14485	69.235565	---	НЕДОП	+	---	+	---	---	---	
25	1.24	0.099	90	67.0039	0.28233	0.45173	6.19030934	52.9331	7.41063	44.25366	---	НЕДОП	+	---	+	---	---	---	
35	0.89	0.095	115	87.5914	0.20825	0.3332	4.44304461	69.1972	9.68761	31.762707	---	НЕДОП	+	---	+	---	---	---	
50	0.62	0.09	140	124.625	0.15066	0.24105	3.09515467	98.4539	13.7836	22.12683	35.9104	ДОП	+	---	+	---	---	---	
70	0.443	0.086	165	170.441	0.11273	0.18037	2.21153794	134.648	18.8508	15.809977	34.6607	ДОП	+	---	+	---	---	V	
95	0.326	0.083	205	220.897	0.08758	0.14012	1.6274523	174.509	24.4312	11.63443	36.0657	ДОП	+	---	+	---	---	---	
120	0.258	0.081	240	279.528	0.0729	0.11664	1.28798372	220.827	30.9158	9.2076163	40.1234	ДОП	+	---	+	---	---	---	
150	0.206	0.079	275	344.618	0.06156	0.0985	1.0283901	272.248	38.1147	7.3518177	45.4666	ДОП	+	---	+	---	---	---	
185	0.167	0.077	310	463.995	0.05294	0.08471	0.83369489	366.556	51.3178	5.9599687	57.2778	ДОП	+	---	+	---	---	---	
240	0.129	0.075	355	643.518	0.04453	0.07126	0.64399186	508.379	71.1731	4.6038082	75.7769	ДОП	+	---	+	---	---	---	
							Мінімальні витрати на КЛ				34.6607								
							Оптимальний переріз КЛ				70								

Рисунок 3.9- Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ЦРП до

Таблична форма "КЛ-ТПЗ" для автоматизованого вибору оптимальної ділянки КЛ від ЦПП до ТПЗ показана на Рисунку 3.19. Назви довідкових комірок та діапазонів, а також довідкові формули для розрахунку необхідних значень наведені на Рисунку 3.17.

Початкові дані		Коефіцієнт середовища		I.1													
Нормальний режим		Коефіцієнт прокладки		0.95													
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режим		Коефіцієнт ґрунту		1.05													
Напряга, кВ	U=	U=	U=	I4:=kDop3	N4:=UKB												
Довжина КЛ, км	l=	l=	l=	kDop3:=kceer*kpr*kgf	N5:=lKB												
Активна розрахункова потужність, кВт	P=	P=	P=		N6:=PKB=Pвтр3												
Реактивна потужність, квар	Q=	Q=	Q=		N7:=QKB=Qвтр3												
Розрахунковий струм окремого кабелю, А	Iл=	Iл=	Iл=		N8:=lKB												
Кількість кабелів	k=	k=	k=		N9:=kKB												
Допустима втрата напруги в КЛ, %	ΔUдоп =	ΔUдоп =	ΔUдоп =		N10:=dUдоп3												
Аварійний режим																	
Струм КЗ на початку лінії, кА	Iкз =	Iкз =	Iкз =		N12:=IkzKB												
Приведений час КЗ, с	ш =	ш =	ш =		N13:=шр												
Тепловий коефіцієнт C, (А*с^(1/2))/мм^2	C =	C =	C =		N14:=Cтер												
Мінімальний переріз ліній за умовою КЗ, мм^2	Fкз =	Fкз =	Fкз =		N15:=Fkz3												
Післяаварійний режим																	
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження	Кпа =	Кпа =	Кпа =		N17:=kpa3												
Доля навантаження в післяаварійному режимі	Кпаа =	Кпаа =	Кпаа =		N18:=kpaa3												
Допустима втрата напруги в КЛ, %	ΔUдоп =	ΔUдоп =	ΔUдоп =		N19:=dUдопдоп3												
Економічні характеристики																	
Питома вартість втрат	Vo =	Vo =	Vo =		N21:=VokB												
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень	Ee =	Ee =	Ee =		N22:=EekB												
Коефіцієнт відраховувань на амортизацію	Ea =	Ea =	Ea =		N22:=EakB												
F, мм^2	10	32.1908	0.24955	0.39928	5.51854	8.49836	1.18977	39.4513	---	НЕДОП	+	---	ΔUла ≤ ΔUладоп	ΔUла ≤ ΔUладоп	+	---	V
	16	46.5176	0.15895	0.25431	3.45354	12.2807	1.71929	24.6889	---	НЕДОП	+	---	ΔUла ≤ ΔUладоп	ΔUла ≤ ΔUладоп	+	---	V
	25	1.24	0.099	0.10362	0.1658	2.20742	17.689	2.47646	15.7805	НЕДОП	+	---	ΔUла ≤ ΔUладоп	ΔUла ≤ ΔUладоп	+	---	V
	35	0.89	0.095	0.07619	0.1219	1.58436	23.1241	3.23738	11.3263	НЕДОП	+	---	ΔUла ≤ ΔUладоп	ΔUла ≤ ΔUладоп	+	---	V
	50	0.62	0.09	0.05488	0.08781	1.10371	32.9011	4.60615	7.89026	ДОП	+	---	ΔUла ≤ ΔUладоп	ΔUла ≤ ΔUладоп	+	---	V
	70	0.443	0.086	0.04086	0.06537	0.78862	44.9964	6.29949	5.63772	ДОП	+	---	ΔUла ≤ ΔUладоп	ΔUла ≤ ΔUладоп	+	---	V
	95	0.326	0.083	0.03156	0.05049	0.58034	58.3168	8.16436	4.14875	ДОП	+	---	ΔUла ≤ ΔUладоп	ΔUла ≤ ΔUладоп	+	---	V
	120	0.258	0.081	0.02614	0.04182	0.45929	73.7953	3.28337	3.6147	ДОП	+	---	ΔUла ≤ ΔUладоп	ΔUла ≤ ΔUладоп	+	---	V
	150	0.206	0.079	0.02195	0.03513	0.36672	90.9791	12.7371	2.6216	ДОП	+	---	ΔUла ≤ ΔUладоп	ΔUла ≤ ΔUладоп	+	---	V
	185	0.167	0.077	0.01878	0.03005	0.29729	122.495	17.1493	19.2745	ДОП	+	---	ΔUла ≤ ΔUладоп	ΔUла ≤ ΔUладоп	+	---	V
	240	0.129	0.075	0.01568	0.02509	0.22964	169.889	23.7844	1.64168	ДОП	+	---	ΔUла ≤ ΔUладоп	ΔUла ≤ ΔUладоп	+	---	V
					Мінімальні затрати на КЛ				11.9372								
					Оптимальний переріз КЛ				70								

Рисунк 3.19- Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ЦРП до ТПЗ

На рисунку 3.20 показано табличну форму "КЛ-ТП4" для автоматичного вибору найкращого відрізка від ЦТП до ТП4. На Рисунку 3.17 показано назви довідкових комірок і діапазонів, а також довідкові формули для визначення необхідних значень.

Початкові дані		Коефіцієнт середовища		I.1	Коефіцієнт прокладки		L1:=kser4												
Нормальний режим		Кдоп=		0.95	L2:=kpr4		L3:=kgr4												
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режим		U=		1.05	kдоп4:=kser4*kpr4*kgr4		H4:=Uk4												
Напруга, кВ		I=					H5:=Ik4												
Довжина КЛ, км		R=					H6:=Pk4=Rвтр4												
Активна розрахункова потужність, кВт		Q=					H7:=Qk4=Qвтр4												
Реактивна потужність, квар		Iл=					H8:=Ik4												
Розрахунковий струм окремого кабелю, А		k=					H9:=kk4												
Кількість кабелів		ΔUдоп=					H10:=dUдоп4												
Допустима втрата напруги в КЛ, %																			
Аварійний режим																			
Струм КЗ на початку лінії, кА		Iкз=					H12:=Ikz4k4												
Приведений час КЗ, с		тп=					H13:=tp4												
Тепловий коефіцієнт C, (А*с^(1/2))/мм^2		C=					H14:=Cтер4												
Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2		Fкз=					H15:=Fkz4												
Псляаварійний режим																			
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження		Кпа=					H17:=kpa4												
Доля навантаження в післяаварійному режимі		Кпап=					H18:=kpa4												
Допустима втрата напруги в КЛ, %		ΔUпадоп=					H19:=dUпадоп4												
Економічні характеристики																			
Ціна вартість втраг		В0=																	
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень		Ее=																	
Коефіцієнт врахувань на амортизацію		Еа=																	
F, мм^2	R0, Ом/км	X0, Ом/км	Iдоп, А	К0, т. грн/км	dUn, %	dUpa, %	кВt, кВт	К, т. грн.	Е*К, т. грн.	Вв, т. Грн.	3, т. грн	Доп	Кдоп*Idоп >= Idоп	Кпа*Кдоп >= Idоп *Кл	ΔUn <= ΔUпадоп	ΔUpa <= ΔUпадоп	F >= Fкз	V	
10	3.1	0.122	50	32.1908	0.4933	0.78928	9.28518	16.7392	2.34349	66.3784	---	НЕДОП	+	---	+	---	---	---	
16	1.94	0.113	75	46.5176	0.31322	0.50115	5.81072	24.1892	3.38648	41.5401	---	НЕДОП	+	---	+	---	---	---	
25	1.24	0.099	90	67.0039	0.2035	0.32559	3.71407	34.842	4.87788	26.5514	---	НЕДОП	+	---	+	---	---	---	
35	0.89	0.095	115	87.5914	0.149	0.2384	2.66574	45.5475	6.37665	19.057	---	НЕДОП	+	---	+	---	---	---	
50	0.62	0.09	140	124.625	0.10673	0.17077	1.85704	64.8051	9.07272	13.2757	22.3484	ДОП	+	+	+	+	+	V	
70	0.443	0.086	165	170.441	0.07893	0.12629	1.32688	88.6293	12.4081	9.48569	21.8938	ДОП	+	+	+	+	+	+	
95	0.326	0.083	205	220.897	0.06051	0.09681	0.97644	114.867	16.0813	6.98044	23.0618	ДОП	+	+	+	+	+	+	
120	0.258	0.081	240	279.528	0.04977	0.07963	0.77277	145.354	20.3496	5.5244	25.874	ДОП	+	+	+	+	+	+	
150	0.206	0.079	275	344.618	0.0415	0.0664	0.61701	179.201	25.0882	4.41095	29.4991	ДОП	+	+	+	+	+	+	
185	0.167	0.077	310	463.995	0.03524	0.05638	0.5002	241.277	33.7788	3.7587	37.3547	ДОП	+	+	+	+	+	+	
240	0.129	0.075	355	643.518	0.02913	0.04661	0.38638	334.629	46.8481	2.7622	49.6103	ДОП	+	+	+	+	+	+	
							Мінімальні затрати на КЛ				21.8938								
							Оптимальний переріз КЛ				70								

Рисунок 3.20- Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ЦТП до ТП4

На рисунку 3.21 показано табличну форму "КЛ-ТП5" для автоматичного вибору найкращого відрізка КЛ від ЦРП до ТП 5. На Рисунку 3.17 показано назви довідкових комірок і діапазонів, а також довідкові формули для визначення необхідних значень.

Початкові дані			Коефіцієнт середовища		1.1														
Нормальний режим			Коефіцієнт прокладки		0.95														
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режим	Kдоп=		Клоп=		1.05														
Напруга, кВ	U=	10																	
Довжина КЛ, км	l=	0.259			N4:=Uk4														
Активна розрахункова потужність, кВт	P=	1105			N5:=lk4														
Реактивна потужність, квар	Q=	980			N6:=Pk5=Pвтр5														
Розрахунковий струм окремого кабелю, А	Iл=	42.64			N7:=Qk4=Qвтр5														
Кількість кабелів	k=	2			N8:=lk4														
Допустима втрата напруги в КЛ, %	ΔUдоп=	5			N9:=kk4														
Аварійний режим					N10:=dUдоп4														
Струм КЗ на початку лінії, кА	Iкз=	3.10			N12:=Iкzk5														
Приведений час КЗ, с	ш=	1.5			N13:=fp5														
Тепловий коефіцієнт C, (А*с^(1/2))/мм^2	C=	90			N14:=Cтер5														
Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2	Fкз=	42.17			N15:=Fkz5														
Післяаварійний режим																			
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження	Kла=	1.25			N17:=kra5														
Доля навантаження в післяаварійному режимі	Kнпа=	0.8			N18:=kpra5														
Допустима втрата напруги в КЛ, %	ΔUпадоп=	5			N19:=dUпадоп5														
Економічні характеристики																			
Питома вартість втрат	Во=	7148.86																	
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень	Ее=	10.00%																	
Коефіцієнт відраховувань на амортизацію	Еа=	4.00%																	
F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	lдоп, А	Ко, т. грн/км	dUn, %	dUпа, %	dP, кВт	Е*К, т. грн	Вв, т. Грн	3, т. грн	Доп	Kдоп*Iлдоп >= Iр	Kпа*Iкдоп >= Iр	Kдоп*Iлдоп >= Iр	Kнпа*Iр	ΔUпа <= ΔUпадоп	ΔUпа <= ΔUпадоп	F >= Fкз	V
10	3.1	0.122	50	32.1908	0.45909	0.73455	8.75986	2.33447	62.623	---	НЕДОП	+	+	+	+	+	+	---	---
16	1.94	0.113	75	46.5176	0.29196	0.46713	5.48198	3.37346	39.1899	---	НЕДОП	+	+	+	+	+	+	---	---
25	1.24	0.099	90	67.0039	0.19001	0.30402	3.50394	4.85912	25.0492	---	НЕДОП	+	+	+	+	+	+	---	---
35	0.89	0.095	115	87.5914	0.13942	0.22307	2.51493	6.35213	17.9789	---	НЕДОП	+	+	+	+	+	+	---	---
50	0.62	0.09	140	124.625	0.10015	0.16023	1.75197	9.03782	12.5246	21.5624	ДОП	+	+	+	+	+	+	+	+
70	0.443	0.086	165	170.441	0.07431	0.1189	1.25181	12.3604	8.94903	21.3094	ДОП	+	+	+	+	+	+	+	V
95	0.326	0.083	205	220.897	0.05719	0.0915	0.9212	16.0195	6.58552	22.605	ДОП	+	+	+	+	+	+	+	+
120	0.258	0.081	240	279.528	0.0472	0.07552	0.72905	20.2713	5.21185	25.4832	ДОП	+	+	+	+	+	+	+	+
150	0.206	0.079	275	344.618	0.03951	0.06321	0.58211	24.9917	4.1614	29.1531	ДОП	+	+	+	+	+	+	+	+
185	0.167	0.077	310	463.995	0.03367	0.05388	0.4719	33.6489	3.37356	37.0225	ДОП	+	+	+	+	+	+	+	+
240	0.129	0.075	355	643.518	0.02798	0.04477	0.36452	46.6679	2.60593	49.2739	ДОП	+	+	+	+	+	+	+	+
								Мінімальні затрати на КЛП		21.3094									
								Оптимальний переріз КЛП		70									

Рисунок 3.21 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ЦРП до ТП5

Таблична форма "КЛ-ТП6" для автоматизованого вибору оптимальної ділянки КЛ від ЦПП до ТП6 показана на Рисунку 3.22. Опорні назви комірок і діапазонів та опорні формули для розрахунку необхідних величин представлені на

Ошибка! Источник ссылки не найден..

Початкові дані		Коефіцієнт середовища		1.1													
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режим		Кдоп=1.09725		0.95													
Напряга, кВ		U=10		1.05													
Довжина КЛ, км		L=10.179															
Активна розрахункова потужність, кВт		P=826															
Реактивна потужність, квар		Q=1060															
Розрахунковий струм окремого кабелю, А		Iл=43.82															
Кількість кабелів		k=2															
Допустима втрата напруги в КЛ, %		ΔUдоп=5															
Аварійний режим																	
Струм КЗ на початку лінії, кА		Ikз=3.10															
Приведений час КЗ, с		тп=1.5															
Тепловий коефіцієнт C, (A*e^(1/2))/мм^2		C=90															
Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2		Fкз=42.17															
Післяаварійний режим																	
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження		Кпа=1.25															
Доля навантаження в післяаварійному режимі		Кпа=0.8															
Допустима втрата напруги в КЛ, %		ΔUдоп=5															
Економічні характеристики																	
Питома вартість втраг		Vo=7148.86															
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень		Ee=10.00%															
Коефіцієнт вирахувань на амортизацію		Ea=4.00%															
F, мм^2	Ro, Ом/км	Хо, Ом/км	Idоп, А	Ко, т. грн/км	dUn, %	dUла, %	dP, кВт	К, т. грн.	Е*К, т. грн	Вв, т. Грн	3. т. грн	Доп	Кдоп*Iдоп >= Iр	Кпа*Iр *Кл	ΔUn <= ΔUдоп	ΔUла <= F >= Fкз	V
10	3.1	0.122	50	32.1908	0.24071	0.38514	0.01332	11.5243	1.6134	0.09521	---	НЕДОП	+	+	+	---	
16	1.94	0.113	75	46.5176	0.15411	0.24658	0.00833	16.6533	2.33146	0.05958	---	НЕДОП	+	+	+	---	
25	1.24	0.099	90	67.0039	0.10105	0.16167	0.00533	23.9874	3.35823	0.03808	---	НЕДОП	+	+	+	---	
35	0.89	0.095	115	87.5914	0.0748	0.11967	0.00382	31.3577	4.39008	0.02733	---	НЕДОП	+	+	+	---	
50	0.62	0.09	140	124.625	0.05436	0.08698	0.00266	44.6158	6.24622	0.01904	6.26526	ДОП	+	+	+	+	
70	0.443	0.086	165	170.441	0.0409	0.06544	0.0019	61.0178	8.5425	0.01361	8.5561	ДОП	+	+	+	+	V
95	0.326	0.083	205	220.897	0.03197	0.05115	0.0014	79.0812	11.0714	0.01001	11.0814	ДОП	+	+	+	+	
120	0.258	0.081	240	279.528	0.02675	0.0428	0.00111	100.071	14.0099	0.00792	14.0178	ДОП	+	+	+	+	
150	0.206	0.079	275	344.618	0.02272	0.03635	0.00088	123.373	17.2722	0.00633	17.2786	ДОП	+	+	+	+	
185	0.167	0.077	310	463.995	0.01965	0.03143	0.00072	166.11	23.2554	0.00513	23.2606	ДОП	+	+	+	+	
240	0.129	0.075	355	643.518	0.01665	0.02664	0.00055	230.379	32.2531	0.00396	32.2571	ДОП	+	+	+	+	
									Мінімальні затрати на КЛ1		21.8938						
									Оптимальний переріз КЛ1		70						

Рисунок 3.22- Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ЦПП до ТП6

Конструктивне рішення: Для СТР1, СТР2, СТР3, СТР4, СТР5 і СТР6 рекомендується використовувати кабелі ААВ перерізом 70 мм². Витрати, пов'язані з кожним кілометром довжини, варіюються в залежності від призначення кабелю: КТП1 - 32620 грн., КТП2 - 34660 грн., КТП3 - 11937 грн., КТП4 - 21893 грн., КТП5 - 21309 грн. і КТП - 21893 грн.

3.4 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП за критерієм мінімуму затрат в СЕП.

Враховуючи, що ЦРП може бути розміщений у будь-якому місці на території підприємства, де ще немає цехів чи доріг, комунальне підприємство має обрати найкраще місце для розміщення ЦРП, виходячи з критерію найменших витрат для системи електропостачання.

Пошук найкращих місць для ЦРП дозволить встановити його на всій території підприємства, зменшивши кількість низьковольтних мереж, які втрачають багато електроенергії. Це також дозволить заощадити кошти на повітряних кабелях, що зменшить кількість використовуваних кольорових металів і, в кінцевому рахунку, витрати на ЕПС.

Дуже важливо створити математичну модель цієї проблеми, щоб вибрати найкращі координати для положення ДСК. Координати положення РПС ($x_0; y_0$) будуть контрольованими змінними в цій моделі. Загальне річне зниження витрат на систему електропостачання буде слугувати мірилом ефективності рішення.

Оскільки зовнішня лінія електропередач може бути прямолінійною, для розрахунку довжини проводів електропостачання від точки, де лінія підведена до ЦОДу, буде використана евклідова метрика. Далі, для визначення довжини лінії буде використана наступна формула:

$$L = \sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2} \quad (3.31)$$

Оскільки кабелі прокладені під прямим кутом по всьому регіону, при прокладанні кабелю від ЦОК до ЦОД буде враховуватися неевклідова метрика. Це

означає, що довжина кабелю між двома координатами буде визначатися за формулою [13].

$$L = |x_0 - x_i| + |y_0 - y_i| \quad (3.32)$$

Документ EXCEL з назвою "СМ" містить форму електронної таблиці EXCEL, яка використовується для визначення ідеальних координат центру мережі, як показано на Рисунку 3.23. Назви клітинок і діапазонів, а також формули, що використовуються для отримання необхідних значень, також показано на Рисунку 3.23.

Технічні характеристики мережі											
Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ								Uж=	10	K2:=Uj	
Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ)						МетрикаЖ =		НЕ	K3:=metrZL		
Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ)						МетрикаР =		НЕ	K4:=metrR		
Економічні характеристики мережі											
Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км								a=	10	K7:=aCEM	
Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої КЛ тис.грн/км								аж=	8	K8:=ajCEM	
Питома вартість втрат, грн/кВт								Bo=	7148.86	K9:=BoCEM	
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень								Ee=	0.1	K10:=EeCEM	
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію								Ea=	4.00%	K11:=EaCEM	
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії								Eаж=	5.00%	K12:=EajCEM	
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
ЖЛ	493	430	240	2	6456.73	6571.78	265.95	0.129	643.518	38.00	18.586
ТП1	485	105	70	2	1106.39	1250.99	48.21	0.443	170.44088	355.00	33.117
ТП2	540	120	70	2	1058.1	1186.64	45.90	0.443	170.44088	395.00	35.214
ТП3	427	326	70	2	1174.52	1147.93	47.41	0.443	170.44088	132.00	12.122
ТП4	310	545	70	2	1186.83	946.28	43.82	0.443	170.44088	260.00	22.258
ТП5	482	662	70	2	1105	980.316	42.64	0.443	170.44088	259.00	21.672
ТП6	356	510	70	2	825.885	1059.63	38.78	0.443	170.44088	179.00	13.909
Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.										121.296	
Оптимальні координати ЦЕМ, м								Xo = 455		Yo = 430	
Координати ЦЕМ на генплані, м								Xo = 455		Yo = 430	
Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											

Таблиця на Рисунку 3.23 може бути використана для пошуку найкращих координат для місця розташування ЦОД.

Ідеальні координати центру мережі були знайдені за допомогою програми EXCEL "Пошук рішення". Роздільна здатність проектування: X0=455, Y0=430 - ідеальні координати розташування ЦОД на генеральному плані. Витрати на мережу мають річну приведену вартість 121,29 тис. грн.

На рисунку 3.24 зображено генеральний план підприємства з розміщеними на ньому ЦСК та ТП.

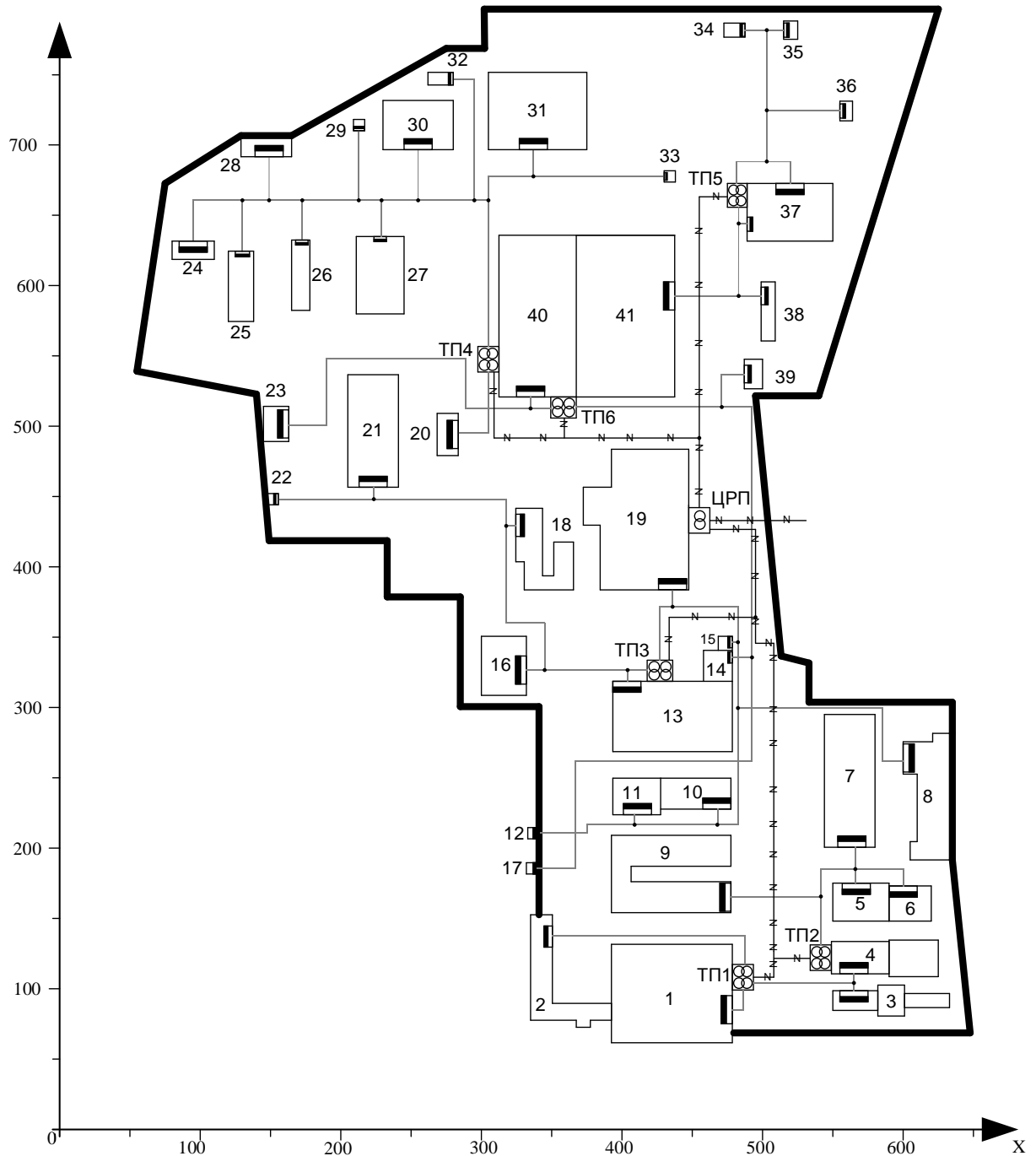


Рисунок 3.24 - Генплан підприємства із розташуванням ЦРП та ЦТП

3.5 Визначення оптимальної потужності компенсувальних пристроїв 0,38 кВ за критерієм мінімуму затрат в СЕП.

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

Керованими змінними є потужності БК у вузлах навантаження $q_k = (q_{k1}, q_{k2}, \dots, q_{kn})$

ПЕР – річні приведені затрати.

Для того, щоб спростити наші розрахунки, ми припускаємо наступне:

- 1) вплив компенсації реактивного навантаження (КРН) на вибір силових елементів СЕС не розглядається;
- 2) постійна складова вартості компенсуючих установок (КУ) не враховується;
- 3) напруга у вузлах мережі приймається приблизно постійною і рівною номінальній напрузі. Завдяки цьому втрати активної потужності, що виникають внаслідок витоків реактивної потужності споживачів, можуть бути проігноровані.

Однолінійна схема електропостачання ДП «45 електромеханічний завод» показана на рис 3.25.

Схема заміщення для розрахунку балансової задачі КРН показана на Рисунок :

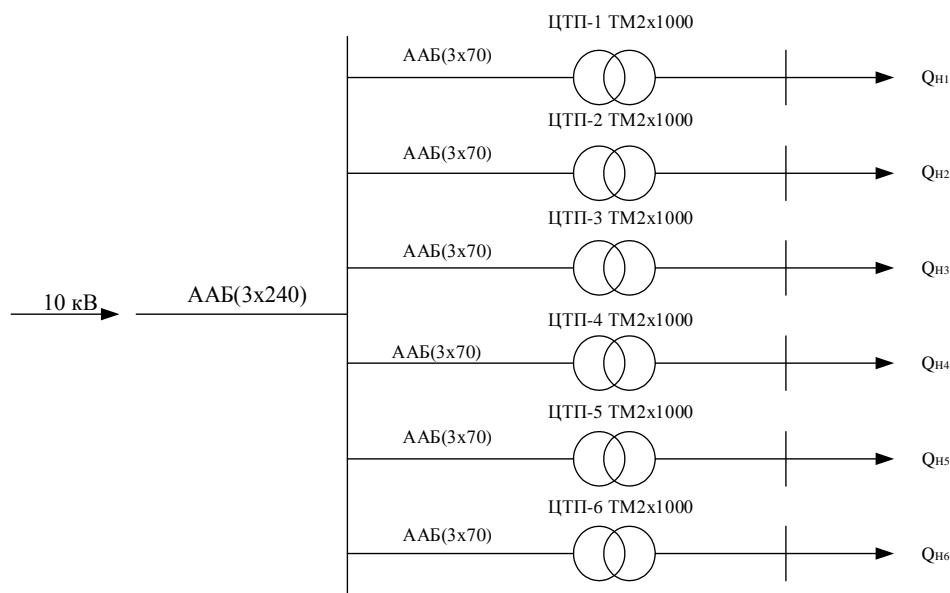


Рисунок 3.25 – Однолінійна схема електропостачання ДП «45 електромеханічний завод»

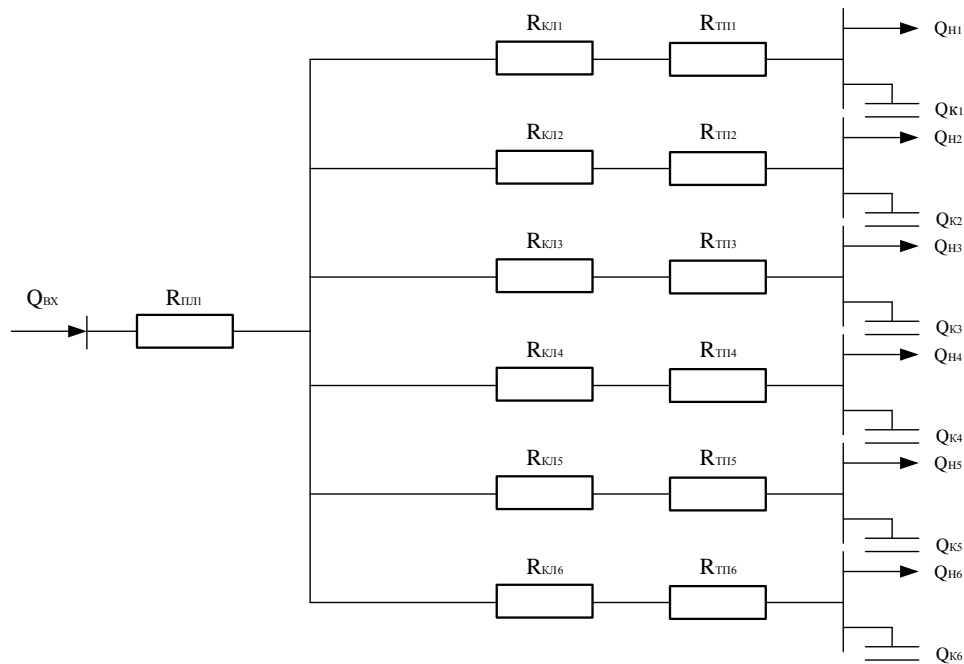


Рисунок 3.26– Схема заміщення мережі електропостачання ДП «45 електромеханічний завод»

Наступні припущення зроблені для того, щоб спростити розрахунки:

Наступні фактори не беруться до уваги:

- 1) вплив КРН на вибір силових елементів ЕЕС;
- 2) постійна складова вартості КУ;
- 3) припущення, що напруга в кожному вузлі мережі приблизно однакова і дорівнює номінальній напрузі.

Побудуємо математичну модель для представлення задачі оптимального балансування РП:

Згідно наведеної математичної моделі задачі (5.4) створено комп'ютерну модель на робочому листі MathCad. Вихідні дані наведені на рис.3.27, комп'ютерна модель з результатами розрахунку наведена на рис. 3.28.

Вихідні дані для розрахунку	<u>ORIGIN</u> := 1				
Напруга, кВ:	$U := 10$				
Вхідна реактивна потужність, квар:	$q_{BX} := 1831.857522$				
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень	$E_e := 0.1$				
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію	$E_a := 0.05$				
Питома вартість КУ	$B_{K0} := 100$				
Питомі втрати реактивної потужності в КУ, кВт/Мвар	$\Delta P_k := 4.5$				
Питома вартість втрат активної потужності, грн/кВт	$B_0 := 7148.8608$				
Питомі активні опори ліній живлення, Ом/км					
$r_{01} := 0.443$	$r_{02} := r_{01}$	$r_{03} := r_{01}$	$r_{04} := r_{01}$	$r_{05} := r_{01}$	$r_{06} := r_{01}$
Довжини ліній від ЦРП до ЦТП, км					
$L_{KL1} := 355$	$L_{KL2} := 395$	$L_{KL3} := 132$	$L_{KL4} := 260$	$L_{KL5} := 259$	$L_{KL6} := 179$
Опори трансформаторів, Ом					
$r_{T1} := 1.05$	$r_{T2} := r_{T1}$	$r_{T3} := r_{T1}$	$r_{T4} := r_{T1}$	$r_{T5} := r_{T1}$	$r_{T6} := r_{T1}$
Реактивна потужність у вузлах навантаження, квар:					
$q_{H1} := 1250.98$	$q_{H2} := 1186.63$	$q_{H3} := 1147.92$	$q_{H4} := 946.28$	$q_{H5} := 980.31$	$q_{H6} := 1059.63$
Довільні початкові потужності БК у вузлах навантаження, квар:					
$q_{K1} := 100$	$q_{K2} := q_{K1}$	$q_{K3} := q_{K1}$	$q_{K4} := q_{K1}$	$q_{K5} := q_{K1}$	$q_{K6} := q_{K1}$
Довжина та питомий опір лінії живлення:					
$l_{Ж} := 3.5$	$r_{Ж0} := 0.129$				
Опір зовнішньої лінії живлення, Ом					
$r_{Ж} := l_{Ж} \cdot r_{Ж0} = 0.452$					
Опір розподільних ліній живлення, Ом					
$r_{Л1} := r_{01} \cdot L_{KL1} = 157.265$	$r_{Л4} := r_{04} \cdot L_{KL4} = 115.18$				
$r_{Л2} := r_{02} \cdot L_{KL2} = 174.985$	$r_{Л5} := r_{05} \cdot L_{KL5} = 114.737$				
$r_{Л3} := r_{03} \cdot L_{KL3} = 58.476$	$r_{Л6} := r_{06} \cdot L_{KL6} = 79.297$				

Рисунок 3.27 – Вхідні дані для розрахунку задачі КРН в середовищі MathCad

Модель балансової задачі компенсації реактивних навантажень

$$3(q_{K1}, q_{K2}, q_{K3}, q_{K4}, q_{K5}, q_{K6}) := \frac{B_0}{U^2 \cdot 1000} \cdot \left[\begin{array}{l} (q_{H1} - q_{K1})^2 \cdot \left\{ \frac{r_{T1} + r_{Л1}}{2} \right\} \dots \\ + (q_{H2} - q_{K2})^2 \cdot \left\{ \frac{r_{T2} + r_{Л2}}{2} \right\} \dots \\ + (q_{H3} - q_{K3})^2 \cdot \left\{ \frac{r_{T3} + r_{Л3}}{2} \right\} \dots \\ + (q_{H4} - q_{K4})^2 \cdot \left\{ \frac{r_{T4} + r_{Л4}}{2} \right\} \dots \\ + (q_{H5} - q_{K5})^2 \cdot \left\{ \frac{r_{T5} + r_{Л5}}{2} \right\} \dots \\ + (q_{H6} - q_{K6})^2 \cdot \left\{ \frac{r_{T6} + r_{Л6}}{2} \right\} \dots \\ + \left(\begin{array}{l} q_{H1} + q_{H2} + q_{H3} + q_{H4} \dots \\ + q_{H5} + q_{H6} - q_{K1} - q_{K2} \dots \\ + q_{K3} - q_{K4} - q_{K5} - q_{K6} \end{array} \right)^2 \cdot \frac{r_{Ж}}{2} \end{array} \right] \\ + \left[(E_e + E_a) B_{K0} + B_0 \cdot \Delta P_K \right] \cdot \left(\begin{array}{l} q_{K1} + q_{K2} \dots \\ + q_{K3} + q_{K4} \dots \\ + q_{K5} + q_{K6} \end{array} \right)$$

Given

обмеження

$$q_{K1} \geq 0 \quad q_{K2} \geq 0 \quad q_{K3} \geq 0 \quad q_{K4} \geq 0 \quad q_{K5} \geq 0 \quad q_{K6} \geq 0 \\ (q_{H1} + q_{H2} + q_{H3} + q_{H4} + q_{H5} + q_{H6}) - (q_{K1} + q_{K2} + q_{K3} + q_{K4} + q_{K5} + q_{K6}) = q_{ВХ}$$

Визначаємо оптимальне проектне рішення:

$$q_K := \text{Minimize}(3, q_{K1}, q_{K2}, q_{K3}, q_{K4}, q_{K5}, q_{K6}) = \left(\begin{array}{l} 1.058 \times 10^3 \\ 1.013 \times 10^3 \\ 589.214 \\ 683.655 \\ 716.508 \\ 679.489 \end{array} \right)$$

Річні приведені затрати, грн

$$3(q_{K1}, q_{K2}, q_{K3}, q_{K4}, q_{K5}, q_{K6}) = 154753197.34$$

Перевірка, квар

$$(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3} + q_{н4} + q_{н5} + q_{н6}) - (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3} + q_{к4} + q_{к5} + q_{к6}) = 1.832 \times 10^3$$

$$q_{вх} \rightarrow 1831.857522$$

Визначаємо потужності БК у вузлах навантаження, квар:

$$q_{КУ} := \frac{q_k}{2} = \begin{pmatrix} 528.921 \\ 506.591 \\ 294.607 \\ 341.827 \\ 358.254 \\ 339.745 \end{pmatrix}$$

Рисунок 3.28 Створення математичної моделі МСЕ та використання MathCad для розв'язання задачі МСЕ

Для виконання цієї ж роботи скористаємося функцією "Поиск решения" в Excel. Проводимо необхідні обчислення за допомогою аркуша "PSC" EXCEL (рис. 5.8).

Як бачимо, результати розрахунків збігаються в обох сценаріях, що підтверджує їх точність.

Проектне рішення: На механічному заводі рекомендується встановити автоматично регульовані конденсаторні установки УКР-0,4 наступних номінальних потужностей, згідно з рішенням задачі балансування розподільчого пристрою[16]:

ЦТП1: 2 КУ типу УКРМ 0,4-300/7-25;

ЦТП2: 2 КУ типу УКРМ 0,4-300/7-25;

ЦТП3: 2 КУ типу УКРМ 0,4-300/7-25;

ЦТП4: 2 КУ типу УКРМ 0,4-300/7-25.

ЦТП5: 2 КУ типу УКРМ 0,4-300/7-25;

ЦТП6: 2 КУ типу УКРМ 0,4-300/7-25;

Компенсація реактивної потужності							
Вхідні дані:							
Вхідна реактивна потужність		$Q_{вх} =$	1832	квар	$F4 = Q_{вх}$		
Напруга		$U =$	10	кВ	$F5 = U$		
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень			0.1				
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію			0.04				
Питома вартість КУ			100				
Питомі РП втратив КУ			4.5	кВт/Мвар			
Питома вартість втрат АП			7148.86	грн/кВт	$F10 = B_0$		
		$B_0 / (U^2 * 1000) =$	0.07149		$F11 = F10 / (F5^2 * 1000)$		
ЛЖ	Питомі активні опори ліній	Довдини ліній	Реактивні нав., квар		Опір ТП	Повні актив. опір	Пот. КУ, ПЕР h(Qk)
ЖЛ	0.129	3538.00				0.456	160785.661
ТП1	0.443	355.00	1250.985		1.050	1.207	1046.8
ТП2	0.443	395.00	1186.640		1.050	1.225	985.373
ТП3	0.443	132.00	1147.929		1.050	1.108	925.519
ТП4	0.443	260.00	946.280		1.050	1.165	734.747
ТП5	0.443	259.00	980.316		1.050	1.165	618.242
ТП6	0.443	179.00	1059.633		1.050	1.129	429.242
	Разом		6571.783				4739.93
Перевірка:							
$Q_n - Q_k =$		1831.858					
$Q_{вх} =$		1832					
B15 = ЦМ!J17		F16 = втрати!O3	I15 := B15 * D15 / 1000				
B16 = ЦМ!J18		F17 = втрати!O4	I16 := B16 * D16 / 1000 + H16				
B17 = ЦМ!J19		D18 = ЦМ!L20	I17 := B17 * D17 / 1000 + H17				
B18 = ЦМ!J20		D19 = ЦМ!L21	I18 := B18 * D18 / 1000 + H18				
B19 = ЦМ!J21		F20 = F16 + F17 + F18	I19 := B19 * D19 / 1000 + H19				
B20 = ЦМ!J22		H16 = втрати!P3	L15 := (F16 + F17 + F18 + F19 - K16 - K17 - K18 - K19)^2 * I15 / 2				
B21 = ЦМ!J23		H17 = втрати!P4	L16 := ((F16 - K16)^2) * I16 / 2				
D15 = ЦМ!L17 + БД!K5 * 1000		H18 = втрати!P5	L17 := ((F17 - K17)^2) * I17 / 2				
D16 = ЦМ!L18		H19 = втрати!P6	L18 := ((F18 - K18)^2) * I18 / 2				
D17 = ЦМ!L19			L19 := ((F19 - K19)^2) * I19 / 2				
D18 = ЦМ!L20							
D19 = ЦМ!L21	L20 := F11 * (СУММ(L15:L19)) + ((F6 + F7) * F8 + F10 * F9) * (K16 + K17 + K18 + K19)						
D20 = ЦМ!L22							
D21 = ЦМ!L23							

Рисунок 3.29 – Запис математичної моделі КРН та розв'язання задачі КРН в середовищі EXCEL

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 від реалізації продукції $V = 160$ (млн. грн./рік);
- середньооблікова чисельність персоналу $Ч = 155$;
- 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 $\Phi = 50$ млн грн;
- нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень: $E_{\text{Н}} = 0,1$;
- нормований термін окупності, років: $T_{\text{ок}} = 10$.
- середньомісячна зарплата одного працівника $Z = 6700$ грн./міс.

Середньорічний фонд заробітної плати одного працівника:

$$Z_{\text{ПІ}} = Z \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 6700 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 0,0804 \text{ (млн грн/рік)}, \quad (4.1)$$

Повна собівартість продукції:

$$C = \frac{1,38 \cdot Ч \cdot Z_{\text{ПІ}}}{d} = \frac{1,38 \cdot 155 \cdot 0,0804}{0,12} = 149,73 \text{ (млн грн/рік)}, \quad (4.2)$$

Балансовий прибуток:

$$\Pi = V - C = 160 - 149,73 = 10,27 \text{ (млн грн/рік)}, \quad (4.3)$$

Визначаємо термін окупності даного підприємства:

$$T_{\text{оп}} = \frac{\Phi}{\Pi} = \frac{50}{10,27} = 4,86 \text{ (років)}, \quad (4.4)$$

$$T_{\text{оп}} = 2,1 < T_{\text{ок}} = 10 \text{ (років)}.$$

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 трансформаторів	Факт. потужність підстанції, кВА
ТП-1	ТМ-1000	2	1582,29
ТП-2	ТМ-1000	2	1616,65
ТП-3	ТМ-1000	2	1646,27
ТП-4	ТМ-1000	2	1659,84
ТП-5	ТМ-1000	2	1683,97
ТП-6	ТМ-1000	2	1389,32

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії від ТП до ГПП, м	Марка кабелю	К-сть
ПС- ЦРП	3,5	АПвПу 3х240	2
ЦРП-ТП1	0,3	АПвЭБВ-10 3х70	2
ЦРП-ТП2	0,3	АПвЭБВ-10 3х70	2
ЦРП-ТП3	0,1	АПвЭБВ-10 3х70	2

ЦРП-ТП4	0,2	АПВЭБВ-10 3x70	2
ЦРП-ТП5	0,2	АПВЭБВ-10 3x70	2
ЦРП-ТП6	0,1	АПВЭБВ-10 3x70	2

Рекомендації до виконання:

1. Оплату за спожиту електроенергію розраховують по тарифам: 5,5 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:

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

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

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

L – довжина лінії електропередачі, км.

n – кількість кабелів в траншеї, шт.

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередач

Назва лінії	Марка кабелю	Кількість	Довжина, км	$K_{пит}$, тис.грн	$K_{прок}$, тис.грн	Кл, тис.грн
ПС- ЦРП	АПВПу 2x240	2	3,5	360	18	2583,000
ЦРП-ТП1	АПВЭБВ-10 3x70	2	0,4	870	43,5	633,143
ЦРП-ТП2	АПВЭБВ-10 3x70	2	0,4	870	43,5	704,483
ЦРП-ТП3	АПВЭБВ-10 3x70	2	0,1	870	43,5	235,422
ЦРП-ТП4	АПВЭБВ-10 3x70	2	0,3	870	43,5	463,710
ЦРП-ТП5	АПВЭБВ-10 3x70	2	0,3	870	43,5	461,927
ЦРП-ТП6	АПВЭБВ-10 3x70	2	0,2	870	43,5	319,247

Разом	437,864
-------	---------

Капітальні вкладення для електричних підстанцій [22]:

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

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

Назва	Тип т-ра	Кількість	Код, тис.грн	Кпост, тис.грн	Кпс, тис.грн
ТП-1	ТМ-1000	2	428	85,6	513,6
ТП-2	ТМ-1000	2	428	85,6	513,6
ТП-3	ТМ-1000	2	428	85,6	513,6
ТП-4	ТМ-1000	2	428	85,6	513,6
ТП-5	ТМ-1000	2	428	85,6	513,6
ТП-6	ТМ-1000	2	428	85,6	513,6
Разом					3081,6

Розраховуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до однолінійної схеми кількість вимикачів 10 кВ – 9 шт. Вартість вимикача 90 тис. грн.

Сумарна вартість вимикачів:

$$K_B = 15 \cdot 46,8 = 702 \text{ (тис. грн.)} \quad (4.7)$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{\text{пс}} = 3081,6 + 702 = 3783,6 \text{ (тис. грн.)} \quad (4.8)$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства:

$$K = 5400,93 + 3783,6 = 9184,530 \text{ (тис. грн.)} \quad (4.9)$$

4.3 Розрахунок поточних витрат

4.3.1 Розрахунок потреби в робочій силі

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

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

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:

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

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 іншого 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.
Вимикачі	15	1	16	240	12	2	360
ТП 1000	12	0,33	300	1188	12	8	1152
ПЛ, км	7,000	1	30	0	1	420	2940
КЛ, км	3,160	1	96	210,00	1	221,2	698,992
Разом				1941,36	1		5150,992

Таблиця 4.6 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-ть	Технічне обслуговування	Загальна
------------	------	-------------------------	----------

		Змінність роботи	Коеф. складності	К-ть місяців	Загал. трудо- місткість люд.год.	трудомісткість обслуговування люд.год.
Вимикачі	15	2	0,1	12	240	360
ТП 1000	12	2	0,1	12	1188	1152
ПЛ АС-300, км	7	2	0,1	12	210,000	2940
КЛ АПвПу 3х240	3,16	2	0,1	12	303,360	698,992
Разом					1941,36	5150,992

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$N_{\text{обс}} = \frac{5937,080}{1900 \cdot 1,05} = 2,97, \quad (4.12)$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$N_{\text{тр}} = \frac{827,162}{1900 \cdot 1,1} = 0,39. \quad (4.13)$$

Приймаємо за нормами ПУЕ [1] $N_{\text{тр}} = 8$ чол., $N_{\text{обс}} = 3$ 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:

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

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{\text{ге}} = ((K3 + K4) / 2) \cdot C_1, \quad (4.15)$$

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

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

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

$$C_1 = 6700 \cdot 1 / 176 = 38,07 \text{ (грн./год.)}$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{\text{ге}} = ((1,18 + 1,27) / 2) \cdot 38,07 = 46,63 \text{ (грн./год.)}, \quad (4.17)$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 8 \cdot 0,9 \cdot 46,63 \cdot 1900 = 637946,59 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.18)$$

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

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

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

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

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

$$t_{\text{гр}} = ((1,27+1,36)/2) \cdot 38,07 = 50,06 \text{ (грн./год.)},$$

$$\Phi_p = 1941,36 \cdot 50,06 = 97183,82 \text{ (грн./рік)}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$\Phi_o = \Phi(1+0.05+0.01+\alpha), \text{ (грн./рік)}, \quad (4.21)$$

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

0,01 - частка доплат за роботу у святкові дні;

0,05 - частка доплат за роботу в нічний час;

α – частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{oe} = 637946,59 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 803812,70 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.22)$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 97183,82 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 127310,80 \text{ (грн./рік)}. \quad (4.23)$$

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

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

$$\Phi_{оед} = 803812,70 \cdot 1,15 = 924384,61 \text{ (грн./рік)},$$

$$\Phi_{орд} = 127310,80 \cdot 1,15 = 146407,42 \text{ (грн./рік)}.$$

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

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

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

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

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

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

Розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{зпе} = \cdot \left(1 + \frac{(32+1,5+1,5)}{100} \right) = 467969,71 \text{ (грн./рік)},$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{зпр} = \cdot \left(1 + \frac{(32+1,5+1,5)}{100} \right) = 84213,46 \text{ (грн./рік)},$$

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
Трансформатори ТМ-2500	42800
ПЛ і КЛ	10160

Вартість матеріалу на технічну операцію:

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

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

T_i – трудомісткість обслуговування і-го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

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

Отже, вартість матеріалів на ремонт: $C_{мпр} = 560621,38$ (грн/рік);

і вартість матеріалів на технічне обслуговування: $C_{мто} = 4685875,29$ (грн/рік);

Отже, можна розрахувати:

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

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

$$C_{\text{обс}} = 1247919,22 + 197650,02 = 5933794,51 \text{ (грн/рік);}$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

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

$$C_{\text{пр}} = 197650,02 + 560621,38 = 758271,40 \text{ (грн/рік).}$$

4.3.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

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

де a – норма амортизації, %

K – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 9184,530 = 551,07 \text{ (грн/рік).}$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат є інші витрати:

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

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

$$C_{\text{ip}} = 0,25 \cdot (5933794,51 + 758271,40 + 551,07) = 1810784,43 \text{ (грн/рік).}$$

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

Таблиця 4.8 – Кошторис річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації енергоустаткування і мереж	5933794,51	65,54
Витрати на поточний ремонт	758271,40	8,38
Витрати на амортизацію	551071,80	6,09
Інші витрати	1810784,43	20,00
Разом	9053922,14	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:

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

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

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

K_p – коефіцієнт попиту.

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

Таблиця 4.9 – Річні витрати активної електроенергії по цехах

Назва цеху	К-сть змін	T_m , год.	P_p , кВт	$\cos \phi$	E_a , кВт·год./рік
Відділи: технічний та виробничо диспетчерський	2	2000	500	0,6	1000000
Заводоуправління	2	2000	175	0,6	350000
Гараж	2	2000	70	0,8	140000
Цех 9	2	2000	650	0,7	1300000
Цех 4 (в тому числі числ мех від)	2	2000	1700	0,7	3400000
Дільниця ковальсько-пресова	2	2000	372	0,5	744000
Склад металу	2	2000	50	0,8	100000
Цех 7	2	2000	720	0,7	1440000
Бюро технічної документації	2	2000	50	0,6	100000
Відділення очистки	2	2000	143	0,6	286000
Дільниця гальванічного покриття	2	2000	124	0,6	248000
Грп	2	2000	15	0,6	30000
Їдальня	2	2000	30	0,6	60000
Електро дільниця	2	2000	15	0,7	30000
Дільниці пресова і т.д	2	2000	2	0,8	3000
Дільниця пресова	2	2000	100	0,8	200000

Склад металевих заготовок	2	2000	15	0,8	30000
Відділення плазмового різання	2	2000	275	0,8	550000
Склад готових виробів	2	2000	25	0,8	50000
Компресорна	2	2000	360	0,9	720000
Будівля системи упр	2	2000	95	0,7	190000
Дільниця випробування та фарбування	2	2000	70	0,7	140000
Контрольно-пропускний пункт	2	2000	10	0,8	20000
Відділення виготовлення деталей із гуми і пластмас	2	2000	240	0,7	480000
Склад промислових відходів	2	2000	150	0,8	300000
Заглиблений склад	2	2000	100	0,8	200000
Склад ПДО	2	2000	130	0,8	260000
Блок складів №3	2	2000	250	0,8	500000
Заглиблений склад	2	2000	110	0,8	220000
Блок складів №2	2	2000	160	0,8	320000
Блок складів №1	2	2000	200	0,8	400000
Склад кислот	2	2000	40	0,8	80000
Склад цементу	2	2000	15	0,8	30000
Розчинно-бетонна дільниця	2	2000	80	0,7	160000
Дільниця монтажна	2	2000	130	0,7	260000
Дільниця столярна	2	2000	170	0,8	340000
Виробничий цех	2	2000	156	0,8	312000
Дільниця сушки лісоматеріалів	2	2000	227	0,8	454000
Склад заготовок	2	2000	30	0,8	60000
Дільниця слюсарно-складальна	2	2000	970	0,6	1940000
Дільниці: механічна і т.д	2	2000	800	0,7	1600000
Разом			9523,50		19047000

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

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

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

τ – час максимальних втрат, год./рік.

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

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

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

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

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3}U_H}. \quad (4.34)$$

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

Таблиця 4.10 – Втрати електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	Довжина, км	I_M , А	R, Ом	τ , год./рік	$\Delta E_{л}$, кВт·год.
ПС- ЦРП	АПвПу 3х240	2	3,50	48,11	0,1733	919,59	1106,38
ЦРП-ТП1	АПвЭБВ-10 3х70	2	0,36	16,84	0,0229	919,59	17,91
ЦРП-ТП2	АПвЭБВ-10 3х70	2	0,40	5,39	0,0255	919,59	2,04
ЦРП-ТП3	АПвЭБВ-10 3х70	2	0,13	53,61	0,0085	919,59	67,51
ЦРП-ТП4	АПвЭБВ-10 3х70	2	0,26	140,21	0,0168	919,59	909,55
ЦРП-ТП5	АПвЭБВ-10 3х70	2	0,26	42,95	0,0167	919,59	85,04
ЦРП-ТП6	АПвЭБВ-10 3х70	2	0,18	3,61	0,0115	919,59	0,41
Разом							2188,85

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

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.35)$$

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 трансформаторах

№	Тип	шт	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_n , кВА	ΔE_T , кВт·год./рік
ТП-1	1000	2	2,45	11,06	1582,29	2500	44961,10
ТП-2	1000	2	2,45	11,06	1616,65	2500	45050,54
ТП-3	1000	2	2,45	11,06	1646,27	2500	45129,16
ТП-4	1000	2	2,45	11,06	1659,84	2500	45165,67
ТП-5	1000	2	2,45	11,06	1683,97	2500	45231,32
ТП-6	1000	2	2,45	11,06	1389,32	2500	44494,52
Разом							270032,30

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

$$E = E_a + \Delta E_{л} + \Delta E_T; \quad (4.36)$$

$$E = 19047000 + 2188,85 + 270032,30 + 19319221,15 \text{ (кВт·год./рік)}.$$

Оплата за спожиту електроенергію:

$$П = 5,5 \cdot 19319221,15 = 106255716,3 \text{ (грн.)}; \quad (4.37)$$

4.4.2 Розрахунок собівартості електроенергії

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

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (4.38)$$

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

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

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

$$C_{\text{сум}} = П + C_{\text{п}}, \quad (4.39)$$

де $П$ – 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:

$$C_{\text{п}} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a + C_{\text{ір}}, \quad (4.40)$$

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;

$$C_{\text{п}} = 5933794,51 + 758271,40 + 551,07 + 1810784,43 = 9053922,141 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, сумарні витрати:

$$C_{\text{сум}} = 106255716,3 + 9053922,141 = 115309638,5 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, собівартість електроенергії:

$$S = \frac{115309638,5 \cdot 100}{19047000,00} = 6,05 \text{ (грн./кВт} \cdot \text{ґод.)}.$$

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	19047000	кВт·год
Річне споживання електроенергії із втратами	E	19319221,15	кВт·год
Плата за електроенергію	Π	106255716,3	грн
Витрати на передачу і розподіл електроенергії	$C_{\text{п}}$	9053922,141	грн
Сумарні витрати підприємства	$C_{\text{сум}}$	115309638,5	грн
Собівартість електроенергії	S	605,40	коп/кВт·год

4.5 Висновки до розділу

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено розрахунок основних техніко-економічних показників спроектованої СЕП підприємства та розраховано собівартість електричної енергії, яка склала 605,40 коп/кВт·год.

5. ОПТИМІЗАЦІЯ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

5.1 Вплив напруги на потужність БСК.

5.1.1 Залежність потужності БСК від реальної напруги.

Залежність потужності конденсатора від напруги та частоти є одним з недоліків БСК [31]:

$$Q_k = Q_n \cdot \left(\frac{U_\phi}{U_n}\right)^2 \cdot \left(\frac{f_\phi}{f_n}\right), \quad (5.1)$$

де Q_k - фактична потужність, що генерується БСК;

U_ϕ та f_ϕ - Фактична напруга та частота в точці підключення БСК;

Q_n , U_n та f_n - номінальні значення потужності БСК відповідно, напруги, та частоти.

Частотою мережі можна знехтувати, оскільки, згідно з [31], вона коливається в незначних межах ($\pm 0,2$ Гц), тому рівняння матиме такий вигляд:

$$Q_k = Q_n \cdot \left(\frac{U_\phi}{U_n}\right)^2. \quad (5.2)$$

В результаті, коли напруга в мережі знижується, реактивна потужність, що виробляється БСК, також зменшується, що призводить до чергового падіння напруги; і навпаки, коли напруга зростає, відбувається протилежне. Таким чином, БСК має негативний регуляторний вплив.

5.1.2 Розгляд передумов доцільності врахування залежності $Q_{\text{БСК}}$.

Протягом доби в розподільчих мережах відбуваються безпедРПвні коливання напруги з наступних причин:

- коливання струму навантаження на добовій, сезонній та технічній основі;
- коливання потужності генератора та компенсуючих пристроїв;
- зміни в схемі та характеристиках електромережі.

Як показує аналіз рівняння (5.2), потужність каскадів БСК буде змінюватися на $\pm 10\%$ навіть при коливаннях напруги в межах $\pm 5\%$, що регламентується ГОСТ 13109-97. Це може призвести до того, що рішення матиме великі похибки, що може призвести до неправильного прийняття рішень або зниження ефективності керування. Через втрати напруги на шляху від джерела живлення до електроприймача, коливання напруги в блоці БСК може бути значно більшим.

Використовуючи рівняння (5.2) та відоме рівняння втрат напруги в мережі, ми можемо отримати співвідношення, необхідні для з'ясування обставин, за яких доцільно враховувати залежність $Q_k(U)$ при керуванні БСК.

Визначимо відносний рівень напруги k_u , за якого неврахування $Q_k(U)$ в розрахунках викличе появу абсолютної похибки по потужності ξ_Q , квар, та параметри, що визначають цю похибку:

$$\xi_Q = Q_k - Q_n = Q_n \cdot (k_u^2 - 1) \quad (5.3)$$

З (5.3) виразимо k_u :

$$k_u = \sqrt{1 + \frac{\xi_Q}{Q_n}} \quad (5.4)$$

$k_u = \frac{Q_\Phi}{Q_n} =$ - відносний рівень напруги у вузлі, в.о.

Використовуючи програмне забезпечення MathCAD, ми змінювали Q_n і задавали похибку ξ_Q , щоб отримати графічну інтерпретацію $k_u(Q_n)$, як показано на рис. 5.1, відповідно до рівняння (5.4).

З графіків на рис. 5.1 видно, що, наприклад, його реальна потужність становить $200+20 = 220$ квар при напрузі $1,05 U_n$ і номінальній потужності 200 квар. Той факт, що потужність БСК збільшується під час роботи, не враховується існуючими методами управління БСК в даній ситуації.

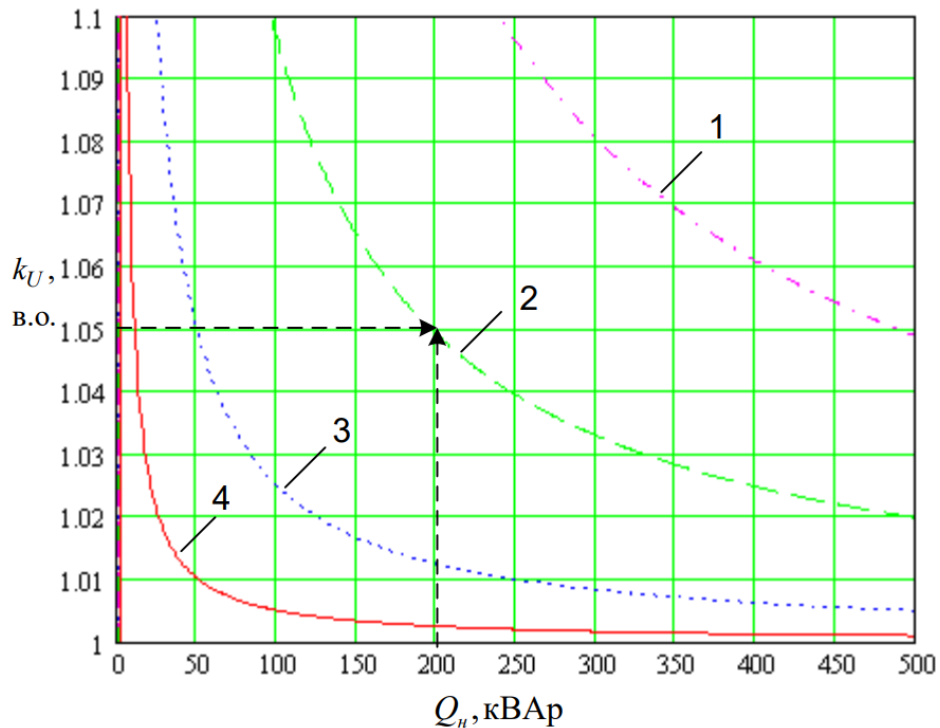


Рисунок 5.1– Функціональні залежності $k_U(Q_n)$

Напруга може регулюватися за допомогою БКС. Коли ці регулятори працюють, виникає особливий вид помилки, який називається помилкою напруги, або ξ_U , В. Її природа така, що приріст напруги, який відповідає реальній потужності БКС, насправді буде іншим (ніж ми припускаємо). Тепер розглянемо похибку ξ_U :

Відомо, що включення БСК обумовлює добавку напруги у вузлі її установки:

$$\Delta U_k = \frac{Q_k \cdot 10^{-3}}{U_H} \cdot x_\Sigma, \quad (5.5)$$

де ΔU_k – добавка напруги, внаслідок ввімкнення БСК, В;

U_k – ввімкнена потужність БСК, квар;

x_Σ – опір живлячого електричного кола „система – вузол підключення БСК”,

Ом.

З (5.6) визначимо Q_n :

$$Q_n = \xi_Q \cdot \frac{U_H}{x_\Sigma \cdot (k_u^2 - 1)}, \quad (5.6)$$

і побудуємо у відповідності до (5.6) залежності $Q(x)$, рис. 5.2.

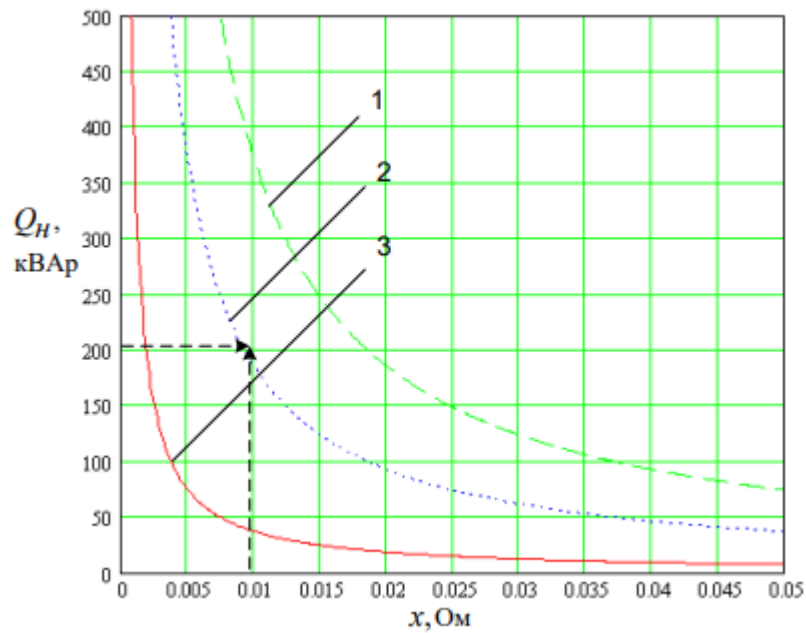


Рисунок 5.2 – Функціональні залежності $Q(x)$

Графіки на рис. 5.2, побудовані для $U_n=0,38$ кВ та $k_u=1,05$ (0,95), дозволяють визначити похибку, яка виникає, коли керування БКСв розподільчих мережах 0,4 кВ не враховує $Q(U)$. Вона становить 0,5 В, наприклад, при потужності 200 квар і опорі мережі 0,01 Ом. Отримані результати можуть бути використані: 43 - в алгоритмі розрахунку вектора керування, що використовується системою керування; - для прийняття рішення про необхідність врахування вищезазначених факторів у конкретній установці БКС.

5.2 Математична модель, яка враховує аналітичну методику та фактичний рівень напруги на затискачах БСК.

Нехтування врахуванням залежності $\Delta Q(U)$ за наявності добових коливань напруги може іноді призводити до великих помилок і зниження ефективності керування. Щоб отримати результати, які відповідають режиму, що діє на момент прийняття рішення, необхідно внести значні зміни в існуючі математичні моделі та методи аналізу.

5.2.1 Елементи взаємної дії реактивної потужності та напруги.

При аналізі залежності $\Delta Q(U)$ слід враховувати наступні фактори: - врахування пускових обставин; - врахування наслідків ввімкнених потужностей БКС. врахування пускових обставин. Досвід показує, що якщо у вузлі немає стабілізуючого

обладнання, напруга в реальних розподільчих мережах 0,4 кВ, до яких підключені БКС, як правило, не дорівнює номінальному значенню. Іншими словами, потужність ступенів БКС майже ніколи не дорівнює номінальній потужності, що може спричинити появу перетоків реактивної потужності. Прийняття рішень щодо керування на основі реактивних можливостей БСК, що відповідають реальним рівням напруги до початку процесу розрахунку, і є врахуванням початкових обставин, тобто врахуванням наслідків ввімкнення можливостей БСК. При включенні чергового ступеня БКС напруга в точці його підключення підвищується. Це, в свою чергу, збільшує потужність всіх раніше введених в експлуатацію ступенів, а також нового ступеня, який генерує ще одне підвищення напруги, і так далі. Ми також будемо називати це явище наслідком ввімкнення живлення БСК. Результатом може бути те, що контрольовані параметри - кінцева вхідна потужність і напруга вузла - перевищують допустимі межі навіть у випадку відповідного рішення - ввімкнення каскаду, що визначається реальними значеннями напруги.

5.2.2 Для його аналізу використано алгоритм та математичну модель. Вплив увімкнення потужності БКС слід враховувати двома різними способами при управлінні БКС на основі їх реальної потужності, яка відповідає реальній напрузі. По-перше, коли метою керування є гарантування мінімально допустимих коливань напруги. Другий - ідентичний, за винятком того, що він не виходить за верхню межу. У першому випадку реактивна потужність недокомпенсується, а виміряна напруга є нижчою, ніж та, що спостерігається насправді. Тим не менш, доцільніше розглядати другий випадок, де можливі порушення обмежень моделі керування, оскільки трансформатор підстанції, де зазвичай встановлюється БКС, відпаюється таким чином, щоб забезпечити нижче значення напруги в будь-якому режимі, і, звичайно, перекомпенсація в цьому сценарії неможлива. Розглянемо докладніше сценарій, коли БКС контролює як вхідну напругу, так і реактивну потужність до абсолютного максимуму. Вибір активації секції БКС в спробі знизити втрати активної потужності може призвести до коливань напруги, які перевищують допустимі.

У порівнянні з класичною постановкою, розрахунок цієї задачі методом динамічного програмування матиме особливості, пов'язані з наявністю післядії. Створений алгоритм може бути застосований для вирішення зазначеної проблеми. За

допомогою цього підходу вектор оптимального керування потужністю БСК розраховується на двох рівнях: Рівень I - початкове рішення про ввімкнення, що базується на результатах вимірювання напруги у вузлі підключення та рекурентних співвідношеннях методу динамічного програмування; рівень II - остаточне рішення, що базується на розрахунку напруги, яка буде на клеммах БКС після реалізації рішення першого рівня, з урахуванням усіх можливих результатів. Ітеративні уточнення всіх увімкнених потужностей (на цьому та на всіх попередніх етапах) призначені для врахування наслідків увімкнення наступної ступені БКС. Одним із способів оцінити ступінь апроксимації в цьому процесі є клас точності вимірювальних приладів, які надають необхідні оперативні дані. На кожному обчислювальному кроці будується діапазон рівнів БСК, придатних для активації, з якого вибирається найкраще рішення. Хибне перемикання БКС фізично неможливе за такої методики обчислень, оскільки вона усуває потенційну можливість виходу за межі кінцевої вхідної потужності та найвищої напруги, які можуть бути присутніми у вузлі. Наступна процедура визначає найкращий вектор керування БПК на основі математичної моделі (5.8):

Крок 1: За фактичною напругою на затискачах визначається потужність секцій БСК та додавання напруги від їх потенційного ввімкнення;

Крок 2: Знаходиться початковий набір допустимих потужностей секцій БКС $D_k P$ (для k -го етапу).

Крок 3: Розрахунки завершуються, якщо множина $D_k P$ порожня. Визначається, який вектор управління є найкращим (якщо $k=1$, то вектор управління X складається виключно з нулів). Якщо ні, то переходимо до кроку 5.

Крок 4: Стани системи оцінюються за припущенням, що кожен з каскадів БПК, які складають $D_k P$, вмикається по черзі, причому каскад з найбільшим впливом обирається для остаточного ввімкнення. Стан системи узгодження фіксується, і спочатку приймається рішення про ввімкнення каскаду $x_i P$.

Крок 5: Точне налаштування стану системи з урахуванням впливу ввімкнення секції БКС.

Крок 6: Використовуючи оновлені параметри БПК, формується $D_k K$. Перевірка того, що раніше отриманий розв'язок, $x_i P$, належить $D_k K$. Якщо K k II x_i

$\in D$, то виконується крок 2 (на основі нового стану БПК) і вибір вважається остаточним.

Якщо ні, то цей етап не включається до множини $D_k P$ ні в цей момент, ні в будь-який момент після цього, ні при переході до кроку 2 ($K_k \Pi D_{k+1} = D$). На відміну від традиційного підходу динамічного програмування, етап у цьому алгоритмі визначається як рішення про включення наступного етапу на основі остаточного визначення, а також рішення про ігнорування етапу, який просто відповідає вимогам (обмеженням) попередніх обчислень. На рисунку 5.3 запропонований метод зображено у вигляді блок-схем.

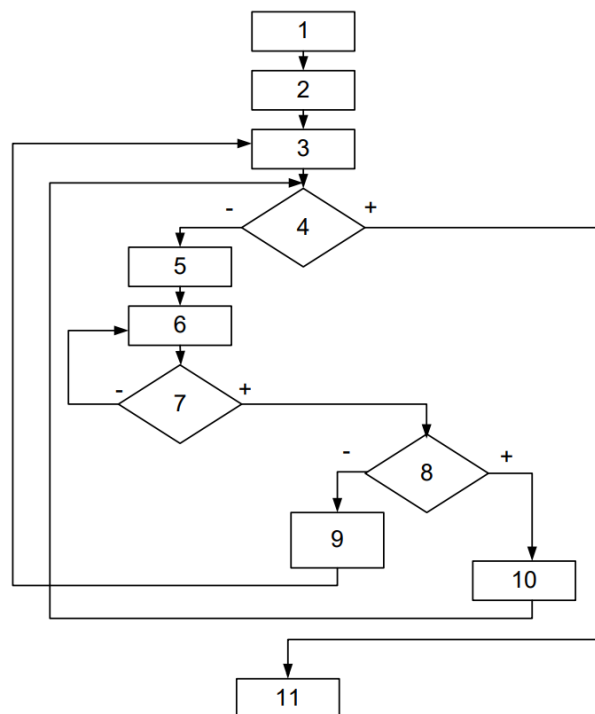


Рисунок 5.3 – Загальна блок-схема алгоритму, який визначає найкращий вектор управління БСК з урахуванням післядії

Зміст кожного алгоритмічного блоку відображено на рисунку 5.3.

1 - отримання вихідних даних; 2 - визначення потужностей секцій БСК та приростів напруги від їх увімкнення за фактичною напругою на затискачах;

3) визначення попередньої множини потужностей секцій БСК, які дозволяють увімкнути $D_k P$;

4) визначення, чи не є $D_k \Pi$ - порожньою множиною;

5) заздалегідь прийняти рішення про увімкнення наступної секції на основі рекурентних співвідношень;

- 6) пояснення стану системи, включаючи наслідки включення розділу БКС;
- 7) перевірка достатності апроксимації;
- 8) формування $K D_k$ з використанням уточнених значень. визначення, чи входить потужність секції БКС, яка відповідає раніше прийнятому рішення, до множини $K D_k$;
- 9) видалення зі списку допустимих рішень потужності секції БСК, що відповідає раніше отриманій відповіді;
- 10) прийняття рішення про те, чи вмикати наступну секцію БСК в кінцевому підсумку.

5.3 Задачі оптимізації функціонування ДРП в розподільних електричних мережах.

Проблеми максимізації прибутку від зниження втрат електроенергії та підвищення якості напруги, а також оптимізації їх розміщення, конструктивних параметрів та оперативного (автоматичного) керування режимами їх роботи є особливо актуальними для забезпечення економічної ефективності збільшення кількості розосереджених генераторів (РГ) в розподільчих електричних мережах [11]. Існуючі регуляторні норми обмежують ОСР, що працюють в межах балансової належності споживачів (абонентів), у можливості контролювати перетоки реактивної потужності в мережу на рівні компенсації за власне споживання. Через це таким ОСР економічно не вигідно брати участь у добовому регулюванні напруги або груповій компенсації реактивного споживання, що зменшує втрати в мережі. Таким чином, регіональні електропостачальні компанії повинні подолати виклик впровадження власних РЗ. Планування та оперативне управління режимами роботи РД є особливо важливими для покращення їх роботи в звичайних режимах енергосистеми та максимізації операційного прибутку. Через це задача ідентифікації та оптимізації добових режимів автоматично керованих установок $Q_i(t)$, $i = 1, 2, \dots, n$, з урахуванням режимів установок з ручним керуванням та некерованих джерел, є актуальною з огляду на специфіку забезпечення прибутковості розосередженої генерації (РГ). Це дозволить забезпечити мінімальні витрати на купівлю електроенергії для компенсації її втрат в мережах в умовах багатоставкового тарифу енергоринку $c(t)$, а також технічних обмежень з боку споживачів та окремих РГ:

$$\int_{t_0}^{t_k} \alpha(t) \Delta P(Q_i(t), i = 1 \dots n) dt \rightarrow \min. \quad (5.7)$$

Для мінімізації навантаження на головний центр живлення Q_t необхідно мінімізувати обмін реактивною потужністю між місцевою електромережею та джерелом живлення шляхом оптимізації режимів розподілу енергоресурсів (ДРП). Це особливо важливо при управлінні пристроями компенсації реактивної потужності в умовах, пов'язаних з обмеженнями з боку мереж електропостачання, таких як навантажені режими магістральних мереж або умови суборенди абонентських мереж:

$$\begin{cases} \int_{t_0}^{t_k} Q_{\text{ЦЖ}}(t) dt \rightarrow \min; \\ Q_{\text{ЦЖ}}(t) + \sum_{i=1}^n Q_i(t) - Q_{\text{наб}}(t) = 0. \end{cases} \quad (5.8)$$

Для перелічених вище проблем оптимізації режимів РДЕ неможливо сформулювати єдині вимоги оптимальності для їх вирішення. Як наслідок, управління цими джерелами в енергосистемі повинно регулюватися окремими нормативними документами, що базуються на специфіці енергосистеми. Оцінка поточного стану мереж і створення регламентів керування конкретними ДГ можуть бути виконані лише централізовано через унікальні способи організації інформаційного забезпечення в сучасних системах розподілу електроенергії. Інакше кажучи, автоматизація управління САК потребує застосування як централізованого управління для створення та зміни параметрів регулювання САК, так і локальних систем автоматичного управління для безпосереднього управління САК. Існує стандартна методика розробки двоконтурної адаптивної системи, критеріїв оптимальності та похідних від них законів керування РЕМ. Використовуючи концепцію найменшої дії, можна ефективно вирішити проблему встановлення оптимальних правил керування.

5.4 Умови оптимальності режимів ДРП для групового керування перетіканнями реактивної енергії в розподільних електричних мережах.

Задачу оптимального керування (1) можна пояснити більш детально наступним чином. Розглянемо набір з m ДР з ручним керуванням (або постійною потужністю) та n ДР з автоматичним керуванням. Для останнього, QRP j - це

налаштована реактивна потужність. Потужність автоматично регульованих РП є керуючими змінними. Цільова функція повинна враховувати втрати від перетоків реактивної потужності в розподільчій мережі, які залежать від потужності обох типів РП. Енергетичний та економічний склад обладнання розосередженої генерації, яке вмикається протягом доби, залишається незмінним. Необхідно знайти наступні автоматично керовані режими РЕМ $Q_i(t)$ у часовому діапазоні $[t_0; t_k]$, щоб максимізувати прибуток від мінімізації втрат електроенергії при врахуванні коливань закупівельної ціни на енергоринку:

$$\int_{t_0}^{t_k} \left[\alpha(t) \Delta P(Q_{PKj}, Q_i(t)) + \sum_{i=1}^n (k_i Q_i(t)) \right] dt \rightarrow \min \quad (5.8)$$

де k_i — питома вартість використання встановленої потужності i -го керованого ДРП; ΔP — втрати потужності в розподільній електричній мережі, як функція потужностей ДРП, що встановлені у її вузлах.

5.5 Адаптивне керування ДРП з децентралізацією базових функцій.

В умовах недостатньої або неточної інформації про властивості об'єкта керування та зовнішні фактори адаптивні системи автоматизованого керування дають змогу регулювати технологічні процеси. Це часто трапляється, коли для оптимізації потоків реактивної енергії в розподільчих мережах використовується група просторово розосереджених РЕМ, особливо коли потрібне керування в режимі реального часу. Керування з використанням еталонної моделі є добре відомою підобластю детермінованих, функціонально адаптивних, саморегульованих систем керування. На зображенні нижче показано схему такої групової системи управління потоками реактивної енергії в системі розподілу електроенергії. Локальна система автоматичного регулювання та установка (РЕМ) об'єднуються для створення кожного з первинних контурів регулювання. Локальні системи автоматичного керування працюють за вказівкою централізованої системи. Для синхронізації локального та централізованого керування призначений блок визначення уставок автоматизованої системи керування. Створюючи і реалізуючи на практиці відповідні параметри регулювання, він пов'язує зовнішні і внутрішні (головні)

контури. Ці параметри використовуються для обчислення керуючих впливів u_i та встановлення частоти керування для кожного унікального РЕМ. Оперативно-інформаційний комплекс, який створює вектор спостереження системи розподілу, забезпечує зворотний зв'язок з централізованим управлінням. Еталонна модель, яка є складовою системи керування, використовується для імітації економічних режимів роботи РЗ, або режимів з найменшими витратами (3). Формування керуючих впливів для кожного РГ $u_{es}(t)$ відповідно до вимог оптимальності (7) забезпечить перехід від поточного режиму до економічного режиму з урахуванням динаміки роботи РДН. Зовнішній контур керування змінює налаштування кожного регулятора РГ з метою зменшення розбіжності $u_{\Delta}(t)$ між вихідним сигналом еталонної моделі ($u_{es}(t)$) та блоком, що використовується для моделювання режимів РГ ($u_{im}(t)$). Останній слугує джерелом псевдовимірів параметрів керування u та окремих локальних систем керування, які разом складають вектор керування u . Вибір включення в контур централізованого керування блоку імітації режимів РЗ $u_{im}(t)$ замість оперативного телевізійного вимірювання параметрів РП u є економічно виправданим не тільки для мереж європейських країн, але й для розподільчих мереж України, враховуючи, наскільки просто відтворити процеси передачі електроенергії в РЕМ. Таким чином, висока надійність контролюється відповідним зворотним зв'язком. Останнє продемонстровано на прикладі дослідження життєздатності в. Імітаційна модель РСМ слугує декільком цілям на різних етапах встановлення системи групового керування РГ. Коли на початковому етапі оперативне управління має бути скоординоване з автоматичним управлінням (автоматизоване управління), оперативний персонал може використовувати функціональну модель для відтворення прогнозних станів РГ та оцінки наслідків зміни потужності РГ, на додаток до визначення та коригування параметрів регулювання АСУ. Після остаточного монтажу системи управління та перевірки придатності імітаційної моделі в штатному та спеціальному режимах, імітаційна модель бере на себе роль основного наставника для самоналаштування та самоаналізу САУ.

Взаємозв'язок між швидкістю та інтервалом відхилення параметрів спостереження u та частотою вхідних сигналів, що надходять від МНВ, визначає стабільність та ефективність механізму оперативного управління ГП. Для підтримки стабільності

необхідно оптимізувати часові уставки (Δt) кожної САР. Крім того, ресурси комутаційного обладнання РП, а саме граничні коефіцієнти потужності $\cos \phi_{\min}$ і $\cos \phi_{\max}$, повинні використовуватися ефективно. За виконання цих операцій відповідає блок визначення уставок. Основною проблемою в цій ситуації є великий обсяг обчислень, необхідний для оптимізації графіків генерації реактивної потужності РП, оцінки взаємозв'язку між цими графіками та графіками реактивного споживання у вузлі приєднання РП, оптимізації інтервалів оновлення параметрів САК тощо. Тому визначення вектора параметрів налаштування займає багато часу. Однак цей час можна значно скоротити, якщо спочатку оцінити кореляцію та визначити, коли потрібно оновлювати параметри налаштування на основі регулярних графіків.

Таким чином, адаптивна система керування з еталонною моделлю, побудованою на основі співвідношень (7)-(9), може бути використана для вирішення завдань оперативного та автоматизованого керування РП. За рахунок розділення функцій керування перетоками реактивної потужності на централізоване формування параметрів настроювання САК за результатами моделювання середньоквадратичних режимів та локальну реалізацію цих настроювань системами керування окремих РП за локальними параметрами підвищується ефективність адаптивного підходу.

5.6 Висновки до розділу.

1. В системі електропостачання Держване Підприємство "45 Експериментальний Механічний Завод" можуть виникнути обставини, в яких регулювання БСК на основі лише їх номінальних характеристик є недоцільним. Як наслідок, вибір керуючого впливу повинен залежати від післядії ввімкненої потужності, а також реальних можливостей ступенів БСК, які відповідають фактичній напрузі на БСК.

2. Немає сенсу розглядати залежність потужності від напруги та післядію напруги, коли напруга в точці підключення БКС стабільна (або незначні коливання), опір мережі живлення низький, а потужність БКС невелика. Тим не менш, коли відповідні обмеження можуть бути подолані, запропонована методика повинна використовуватися для управління БКС на максимальних рівнях, як для реактивної потужності, так і для напруги.

3. На основі фактичних можливостей кожної з секцій БКС була створена цілочисельна математична модель, яка дозволяє визначити вектор управління, а також наслідки у випадку, якщо реалізація управління загрожує викликати коливання напруги, що перевищує верхню допустиму межу.

4. Створена методика, яка базується на модифікованому підході динамічного програмування, може бути використана для аналізу цієї математичної моделі. Вона дозволяє врахувати як обмеження моделі, так і післядію.

5. Шляхом створення методів і засобів їх оптимізації на основі принципу найменшої дії та створення умов для оптимального функціонування розосередженої генерації (РГ) за критерієм мінімуму витрат на експлуатацію електричних мереж, дослідження дозволило вирішити проблему підвищення ефективності управління потоками реактивної енергії в енергосистемах з розосередженою генерацією.

6. Продемонстровано, що для задоволення вимог і характеристик розосередженої генерації (РГ) в українських електричних мережах необхідний вищий рівень автоматизації процедур, пов'язаних з перетоками реактивної енергії, щоб відповідати вимогам і характеристикам розосередженої генерації (РГ). Представлено критерії та розроблено умови оптимальності, що враховують вартість експлуатації розосередженої генерації (РГ) та якість енергії, для гарантування ефективності розподільчих енергосистем з розосередженою генерацією. Показано, що їх реальне застосування у вигляді тонкого налаштування параметрів локальних систем автоматичного керування потребує великої кількості імітаційних розрахунків, які враховують взаємозалежність окремих ДГ, тим самим вимагаючи організації управління відповідно до ієрархічного принципу..

6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської дипломної роботи розробляються заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях в процесі оптимізації системи електропостачання ДП «45 Експериментальний Механічний Завод»

Охорона праці належить до соціально-економічних систем, головним завданням яких є врахування громадських та особистих інтересів людей. Соціальне значення охорони праці полягає в сприянні росту ефективності суспільного виробництва шляхом безперервного вдосконалення і поліпшення умов праці, підвищення їх безпеки, зниження виробничого травматизму і профзахворювань. Економічне значення охорони праці визначається ефективністю заходів з покращення умов і підвищення безпеки праці та є економічним виразом соціальної значущості охорони праці.

Роботодавець зобов'язаний створити на робочому місці в кожному структурному підрозділі умови праці відповідно до нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав працівників у галузі охорони праці. Це забезпечить не лише безпечність умов праці, а й створить відповідний настрій всередині колективу.

Отже, на електротехнічний персонал, який здійснює модернізацію та подальше обслуговування електрообладнання ДП «45 Експериментальний Механічний Завод», впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [21, 22].

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); іонізація повітря.

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, 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.

6.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта проєктування

6.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги, слід вжити у вказаному порядку таких технічних заходів:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що перешкоджають помилковому або самочинному ввімкненню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, які слід заземлити для захисту людей від ураження електричним струмом;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов, струмопровідні частини обгородити до чи після їх заземлення.

Під час оперативного обслуговування електроустановки двома і більше працівниками в зміну перелічені в цьому пункті заходи мають виконувати два працівники. В разі одноособового обслуговування їх може виконувати одна особа, крім накладання переносних заземлень і здійснення перемикань, що проводяться на двох і більше приєднаннях в електроустановках напругою понад 1000 В, які не мають діючих пристроїв блокування роз'єднувачів від неправильних дій.

Перевіряти відсутність напруги необхідно показчиком напруги заводського виготовлення, справність якого перед застосуванням слід перевірити за допомогою призначених для цього спеціальних приладів або наближенням до струмовідних частин, розташованих поблизу, які явно перебувають під напругою.

В електроустановках напругою понад 1000 В користуватися показчиком напруги необхідно в діелектричних рукавичках.

Якщо показчик напруги падав або був підданий механічним ударам, то користуватися ним без повторної перевірки забороняється.

У ВРУ напругою до 220 кВ перевіряти відсутність напруги показником дозволяється тільки в суху погоду.

Під час туману, дощу, снігопаду відсутність напруги допускається перевіряти ретельним простежуванням схеми в натурі. У цьому випадку відсутність напруги на лінії, що відходить, підтверджується оперативними працівниками.

Якщо під час перевірки схеми будуть помічені ознаки наявності напруги (корона на ошиновці та іншому устаткуванні, або іскріння під час комутації роз'єднувачів), то схему слід перевірити повторно, про свої зауваження щодо стану устаткування повідомити оперативних працівників.

Замінювання ламп і чищення арматури світильників будь-якої конструкції, встановлених на опорах всіх типів або на кронштейнах, а також підвішених на тросах, в разі проведення роботи з телескопічної вишки з ізолювальною секцією допускається виконувати за розпорядженням без зняття напруги з проводів.

У світильниках, встановлених нижче фазних проводів, роботу допускається проводити з опори або з приставної драбини, виготовленої з ізоляційних матеріалів. Ця робота провадиться керівником робіт з одним або кількома членами бригади з групою II.

Заміна ламп та очищення арматури світильників будь-якої конструкції, встановлених на залізобетонних та металевих опорах і на кронштейнах, в разі проведення роботи з телескопічної вишки без ізолювальної секції або з опори, приставної драбини із ізоляційних матеріалів виконуються за нарядом зі зняттям напруги з усіх підвішених на опорі проводів і обов'язковим їх заземленням.

Підніматися до світильників під час виконання робіт, зазначених в цьому пункті, дозволяється тільки керівнику робіт або члену бригади з групою III.

Під час роботи на пускорегулювальній апаратурі ламп до відключення її від загальної схеми світильника необхідно заздалегідь від'єднати від мережі живлення.

6.1.2 Електробезпека

Живлення силового обладнання підприємства та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В). Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним

струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у приміщеннях, що реконструюються та будуються, є струмопровідною.

Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ – спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх потрібно захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

В установках напругою до 1 кВ огороження роблять суцільними. Безпечні відстані між огороженнями і не ізолюваними струмоведучими частинами регламентується ПУЕ і в установках до 1 кВ із суцільними огороженнями – 5 см. Висота розміщення не огорожених струмоведучих частин залежить від значення напруги і рівня підготовки людей, що працюють з електроустановками. Струмоведучі частини напругою до 1 кВ у місцях, де працюють люди, висота розміщення повинна бути не менше 3,5 м. Постійний контроль за ізоляцією, тому що протягом часу відбувається старіння ізоляції, що може привести до пробію і створити небезпеку при дотику людини до ізолюваних проводів.

Забороняється для освітлення робіт під час розбирання, демонтажу користуватися електричною мережею будівлі, що розбирається. Для освітлення цих робіт повинна бути влаштована спеціальна тимчасова електромережа і встановлені освітлювальні прилади.

6.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

6.2.1 Мікроклімат виробничого приміщення

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

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

Електромонтажні роботи відносяться до категорії Пб по важкості праці.

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

Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Допустимі норми параметрів повітря

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

6.2.2 Склад повітря робочої зони

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

При здійсненні будівельно-монтажних робіт виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні в приміщення може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при оздоблювальних технологічних процесах в будівництві, що знаходяться в повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно наведено в таблиці 6.2.

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТ 12.1.004 проектом передбачені наступні рішення:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами, які встановленні безпосередньо на дільницях біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;
- необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;
- застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

Таблиця 6.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери, в робочій зоні для обслуговуючого персоналу

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

6.2.3 Виробниче освітлення

При поганому освітленні зростає потенційна небезпека помилкових дій і нещасних випадків. 5% травм можна пояснити недостатнім освітленням, а у 20% випадків воно сприяло їх появі. Погане освітлення може призвести до професійних захворювань: погіршують загальне самопочуття, зменшують фізичну і розумову працездатність.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Допустимі рівні виробничого освітлення наведені в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

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		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

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.

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від

температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

6.2.4 Виробничий шум

Джерелом шуму є обладнання, машини, механізми та верстати – механічний шум. Шум – це хаотична сукупність різних за силою і частотою звуків, що заважають сприйняттю корисних сигналів і негативно впливають на людину.

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

Під час виконання будівельно-монтажних робіт виникає виробничий шум з такими характеристиками: за характером спектру – широкосмуговий з безперервний спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням – механічний і гідродинамічний. Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23 і наведені в таблиці 6.4.

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

Таблиця 6.4 – Допустимі рівні звукового тиску

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

6.2.5 Виробничі вібрації

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

Допустимі рівні загальної вібрації на постійних місцях у виробничих приміщеннях наведені в таблиці 4.6.

Таблиця 6.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

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

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

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

6.2.6 Фактори трудового процесу

Робота електротехнічного персоналу є достатньо складною і потребує різних навичок та характеристик працюючого, тому і впливи від робіт різні і визначаються за Державними санітарними нормами та правилами «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу» [21].

Важкість праці визначається за дод. 15 [21], звідки видно, що даний вид робіт за показниками важкості умов праці характеризується як допустимі умови праці.

- енергозатрати організму: при регіональному навантаженні (з переважною участю м'язів рук та плечового суглоба) – до 7800;

- загальні енергозатрати організму, Вт – до 290;

- робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної);

- нахили тулуба (вимушені, більше 30°), кількість за зміну: 51-100;

Напруженість праці визначається за дод. 16 [21], робота відноситься до інтелектуальної, і має наступні характеристики:

- зміст роботи: відсутня необхідність прийняття рішення;

- сенсорні навантаження : 51-75;

- розмір об'єкта розрізнення (при відстані від очей працюючого до об'єкта розрізнення не більше 0,5 м), мм, % часу зміни: 5,0-1,1 мм більше 50% часу;

- тривалість робочого дня, год. – 8 годин;

- змінність роботи - однозмінна робота (без нічної зміни).

Дані характеристики вказуються на те, що за напруженістю робота інженера-проектувальника (цивільне будівництво), який здійснює чисельне моделювання перерозподілу зусиль між елементами кущового пальового фундаменту в залежності від кількості паль відноситься до другого класу з допустимими умовами напруженості праці (напруженість праці середнього ступеня).

6.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях.

Дослідження стійкості роботи СЕП ДП «45 Експериментальний Механічний Завод» 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 пробою 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 запобігання дії цього фактору на електричне та електронне обладнання СЕП.

6.3.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ДП «45 ЕМЗ» в умовах дії іонізуючих випромінювань.

Для визначення граничного значення дози опромінення $D_{\text{гр}i}$, для елементів системи, при яких виникають незворотні зміни [15]. Отримані дані заносимо в таблицю 6.1.

Таблиця 6.6 – Граничні значення експозиційних доз елементів СЕП заводу

№пп блоку	Блоки (елементи) СЕП	$D_{\text{гр}i}$, Р	$D_{\text{гр}}$, Р
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 6.1, визначили, що самим уразливими елементами системи електропостачання з мінімальною дозою $D_{\text{грі}} = 10^4 \text{P}$ є такі мікросхеми та діоди. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_{\text{п}}})}{K_{\text{осл}}}, \quad (6.1)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 5,93 \text{ P/год}$);

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

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

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

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot 5,93 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{1} = 4287,28 \text{ (P)}.$$

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

$$t_{\text{д}} = \frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (6.2)$$

$$t_{\text{д}} = \frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 5,93 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,93} = 844,17 \text{ (год)}.$$

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

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $D_{\text{м}} = 4287,28 \text{ P}$, а допустима - 10^4 P . Отже, система електропостачання є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 844,17 год. при рівні радіації 5,93 P/год, це більше ніж час морального елементів СЕП.

6.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ДП «45 ЕМЗ» в умовах дії електромагнітного імпульсу

Початкові дані: $E_B=11,91\text{кВ/м}$. $U_{\text{ж}}=220\text{В}$; 5В.

Оцінка стійкості роботи системи електропостачання ведеться в послідовності:

1. Визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_B = 10^{-3} \cdot 11,91 \cdot 10^3 = 11,91 \text{ (В/м)};$$

2. Система електропостачання ДП «45 Експериментальний Механічний Завод» 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 $l_{B,\text{ж}}=0,13$ м, $l_{\Gamma,\text{ж}} = 0,11$ м. На ділянці мікропроцесорного блоку $l_{B,\text{м}}=0,017$ м, $l_{\Gamma,\text{м}}=0,021$ м.

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

На ділянці системи живлення:

$$U_{B,\text{ж}}=E_{\Gamma} \cdot l_{B,\text{ж}}=11,91 \cdot 0,13=1,54 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma,\text{ж}}= E_B \cdot l_{\Gamma,\text{ж}}=119,1 \cdot 10^3 \cdot 0,11=2262 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{B,\text{м}}=E_{\Gamma} \cdot l_{B,\text{м}}=11,91 \cdot 0,017=0,202 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma,\text{м}}= E_B \cdot l_{\Gamma,\text{м}}=9,24 \cdot 10^3 \cdot 0,021=428,76 \text{ (В)}.$$

4. Визначається допустиме коливання напруги живлення

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

На ділянці системи живлення:

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

На ділянці мікропроцесорного блоку:

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

5. Визначаються коефіцієнти безпеки

$$K_{BB} = 20 \cdot \lg \frac{U_D}{U_B}, K_{BG} = 20 \cdot \lg \frac{U_D}{U_G}.$$

Для дільниці живлення:

$$K_{B \text{ ВЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДЖ}}{U_{ВЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1,54} = 43,52 \geq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{B \text{ ВЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДЖ}}{U_{ВЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{2262} = -19,81 \geq 40 \text{ (дБ)};$$

Для дільниці мікропроцесорного блоку:

$$K_{B \text{ ВЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДЖ}}{U_{ВЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{5,2}{0,202} = 28,21 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{B \text{ ВЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДЖ}}{U_{ВЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{5,2}{428,76} = -38,32 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

6. Результати розрахунків заносимо в таблицю 6.2

Табл. 6.7 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 _{вв} , дБ	K _{вг} , дБ
Блок живлення	231	11400	11,4	1,54	2262	43,52	-19,81
Мікропроцесорний блок	5,2	11400	11,4	0,202	428,76	28,21	-38,32

7. Дані таблиці аналізуємо і робимо висновки.

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

6.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи системи електропостачання ДП «45 ЕМЗ» в умовах дії електромагнітного імпульсу.

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

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

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

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

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

Отже, після проведених розрахунків визначено, що робота системи електропостачання заводу при заданому рівні радіації 5,93 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 11,91 кВ/м. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади, які б вимикали радіотехнічні схеми на період впливу ЕМІ.

ВИСНОВКИ

В роботі було виконане автоматизоване проектування ДП «45 експериментальний механічний завод».

Розташування ЦРП, зовнішньої лінії електропередач, перерізи розподільчої мережі та потужності ЦТП були обрані з урахуванням інтересів підприємства. Ці рішення детально описані у відповідних частинах пояснювальної записки.

Excel використовувався для створення загальної бази даних, що містить загальну інформацію, а також технічну і фінансову інформацію про силові трансформатори і кабельні лінії в першому сегменті.

На другому етапі за допомогою електронного процесора Excel було використано методику коефіцієнтів завантаження та попиту для розрахунку середніх та розрахункових навантажень цехів та підприємства в цілому. Для того, щоб встановити запропоновані можливості для цехової підстанції, ми також встановили унікальну щільність навантаження підприємства.

У третій частині було визначено кількість, потужність та розташування цехових підстанцій, зокрема, було обрано шість підстанцій ТМ-1000/10. Ця частина також включає визначення ідеальних перерізів для внутрішньозаводської розподільчої мережі та лінії електропостачання, які складаються з повітряних кабелів ААБ перерізом 70 мм² та 240 мм² на 10 кВ відповідно.

У четвертій частині були надані пропозиції щодо оптимізації електропостачання ДП "Експериментальний механічний завод №45", а саме вплив напруги на потужність батарей статичних конденсаторів, та оптимізації функціонування джерел реактивної потужності в розподільних електричних мережах

Усі прийняті проектні рішення задовольняють вимогам ТЗ.

ЛІТЕРАТУРА

1. Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., пеДРПобл. й доповн. - Х .: Міненерговугілля України, 2014.
2. Камінський А. В. Математичне та комп'ютерне моделювання процесів оптимізації центрування електричних мереж : монографія / А. В. Камінський, Б. І. Мокін – Вінниця: УНІВЕРСУМ - Вінниця, 2005. –122с
3. ДСТУ 3463-96 «Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів»: веб-сайт. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=77094 (дата звернення 06.10.2023)
4. Бурбело М.Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2017. 122 с.
5. Бурбело М. Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: УНІВЕРСУМ, 2005. 148 с.
6. Камінський А. В., Мокін Б. І. Математичне та комп'ютерне моделювання процесів оптимізації центрування електричних мереж: монографія. Вінниця: Універсум Вінниця, 2005. 122с.
7. Кабельно-провідникова продукція: веб-сайт. URL: <http://ibud.ua/ua/catalog/kabelno-provodnikovaya-produktsiya-1189> (дата звернення 06.10.2023)
8. Трансформатори силові: веб-сайт. URL: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099> (дата звернення 06.10.2023)
9. Експлуатація освітлювальних установок: веб-сайт. URL: http://life-80prog.ru/ukr/1_954_ekspluatatsiya-osvitlyvalnih-ustanovok.html (дата звернення 06.10.2023)
10. Регулювання напруги в електричних системах - Конспект лекцій з курсу Електричні системи и мережі: веб-сайт. URL: http://forca.com.ua/knigi/navchannya/konspekt-lektsii-z-kursu-elektrichni-sistemi-imerezhi_11.html (дата звернення 06.10.2023)
11. Кобилянський О.В., Терещенко О.П. Методичні вказівки относительно

опрацювання розділу «Охорона праці» в дипломних проектах и роботах студентів електротехнічних спеціальностей. В.: ВНТУ, 2003. 46 с. 81

12. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартів безпеки праці. Загальні санітарногігієнічні вимоги до повітря робочої зони: веб-сайт. URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=6264 (дата звернення 01.06.2023)

13. ДНАОП 0.03-3.01-71. Санітарні норми проектування промислових підприємств: веб-сайт. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/docpage.html?id_doc=22186 (дата звернення 01.06.2023)

14. ГОСТ 12.1.008-83. Шум. Загальні вимоги безпеки: веб-сайт. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=48130 (дата звернення 01.06.2023)

15. СН 32.23-85. Санітарні норми допустимого шуму на робочих місцях: вебсайт. URL: https://dnaop.com/html/43077/doc-%D0%94%D0%9D%D0%90%D0%9E%D0%9F_3223-85 (дата звернення 01.06.2023)

16. ГОСТ 12.1.012.-90. Система стандартів безпеки праці. Вібраційна безпека. Загальні вимоги: веб-сайт. URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/docpage?id_doc=48132 (дата звернення 01.06.2023)

17. 39. ДСТУ Б В.1.1-36. Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек: веб-сайт. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759 (дата звернення 01.06.2023)

18. ДБН В.1.1-7. Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги: вебсайт. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf (дата звернення 04.06.2023)

19. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників»: веб-сайт. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text> (дата звернення 03.06.2023)

20. 42. ГОСТ 12.1.030-81. Електробезпека. Захисне заземлення. Занулення :

вебсайт. URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=7051 (дата звернення 03.06.2023)

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

22. 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 83 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->.

23. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с. 46. 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>.

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

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

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

27. 50. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvukuta-infrazvuku-nor4878.html>.

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

29. Accelerating the future: the rise of electric vehicles and the imperative for efficient charging solutions. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/37600>

30. Гнатюк Д.В. Никипорець, С. С. Різновиди зарядних електростанцій для електромобілів та технології, які спрямовані на скорочення часу зарядки

електромобіля до рівня часу заправки автомобіля з двигуном внутрішнього згорання (2023) Режим доступу: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/37600>

31. Л. Б. Терешкевич, М. І. Цибульський. Математична модель та метод розрахунку параметрів керування реактивною потужністю конденсаторної установки в системі електропостачання. URL:

<https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/1639>

32. В. В. Кулик, В. М. Пірняк. Оптимізація перетікань реактивної енергії в розподільних електричних мережах з використанням принципу найменшої дії. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/22292/document%20%284%29.pdf>

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Оптимізація режимів електропостачання Державного
Підприємства «45 Експериментальний Механічний Завод»,

Тип роботи: _____ МКР _____

(БДР, МКР)

Підрозділ: Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та
енергетичного менеджменту

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність _____ 83,8 _____ Схожість _____ 16,2 _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____ Лобода Ю. В.

(підпис) (прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____ Гнатюк Д. В.

(підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____ Бурбело М. Й,

(підпис) (прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ ВІННИЦЬКИЙ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ” _____ 2023р.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й. _____
“ ” _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної
роботи на тему:

«Оптимізація системи електропостачання Державного підприємства
«45 Експериментальний механічний завод», місто Вінниця»

Науковий керівник:

д.т.н., проф. Бурбело М. Й.

(підпис)

Виконав: студент гр. ЕСЕ
- 22м Гнатюк Д. В.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № 247 від 18.09.2023р.

Дата початку роботи 04.09.2023 р.

Дата закінчення роботи 04.12.2023 р.

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

а) мета – підвищення енергоефективності системи електропостачання населеного пцнкту;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

схема розподільної електричної мережі з заданими параметрами; генплан підприємства; відомості про джерела живлення; основні техніко-економічні показники.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) – видання третє, перероблене і доповнене, - 2014 р.

3.2 М.Й. Бурбело «Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків».- Вінниця: ВНТУ, 2005р.

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

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для дослідження	04.09.23р.	01.10.23р.
4.2 Проведення дослідних розрахунків	01.10.23р.	30.10.23р.
4.3 Розробка робочих креслень	01.11.23р.	11.11.23р.
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	11.11.23р.	03.12.23р.

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

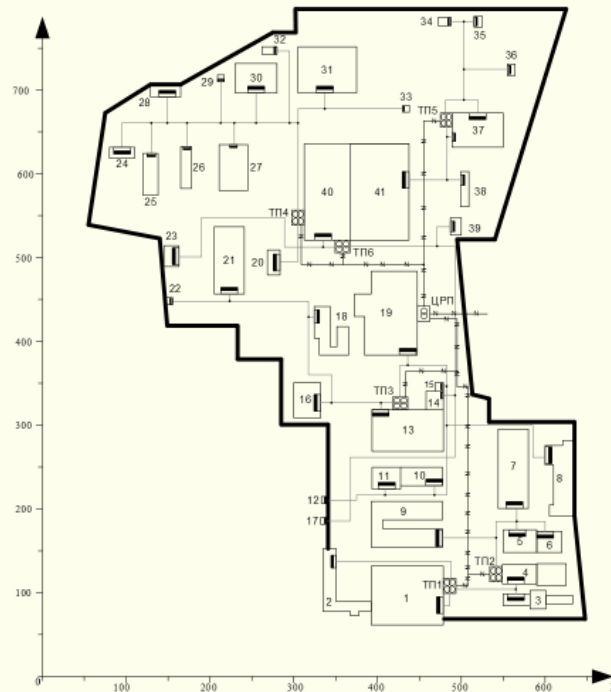
9 ВИМОГИ ЩОДО ТЕХНІЧНОГО ЗАХИСТУ ІНФОРМАЦІЇ В МКР З ОБМЕЖЕНИМ ДОСТУПОМ (ЗА НЕОБХІДНОСТІ)

Не передбачається

ДОДАТОК В

Презентаційні матеріали

Генеральний план підприємства



Силові навантаження підприємства

№	Назва цеху	Рв, кВт
1	Відділ: технічний та виробничо диспетчерський	500
2	Заводоуправління	175
3	Гараж	70
4	Цех 9	650
5	Цех 4 (в тому числі числ мех від)	2000
6	Дільниця ковальсько-пресова	372
7	Склад металу	5
8	Цех 7	720
9	Бюро технічної документації	50
10	Відділення очистки	143
11	Дільниця гальванічного покриття та травлення деталей	124
12	Груп	15
13	Ідальня	30
14	Електро дільниця	15
15	Дільниця пресова і т.д	1,5
16	Дільниця пресова	100
17	Склад металевих заготовок	15
18	Відділення плазмового різання	275
19	Склад готових виробів	25
20	Компресорна	900

21	Будівля системи упр	95
22	Дільниця випробування та фарбування	170
23	Контрольно-пропускний пункт	10
24	Відділення виготовлення деталей із гуми і пластмас	630
25	Склад промислових відходів	15
26	Заглиблений склад	10
27	Склад ПДО	13
28	Блок складів №3	25
29	Заглиблений склад	11
30	Блок складів №2	26
31	Блок складів №1	20
32	Склад кислот	8
33	Склад цементу	10
34	Розчинно-бетонна дільниця	540
35	Дільниця монтажна	390
36	Дільниця столлярна	170
37	Виробничий цех	156
38	Дільниця сушки лесо матеріалів	257
39	Склад заготовок	10
40	Дільниця слюсарно-складальна	1078
41	Дільниця: механічна і т.д	211

Однолінійна схема електропостачання

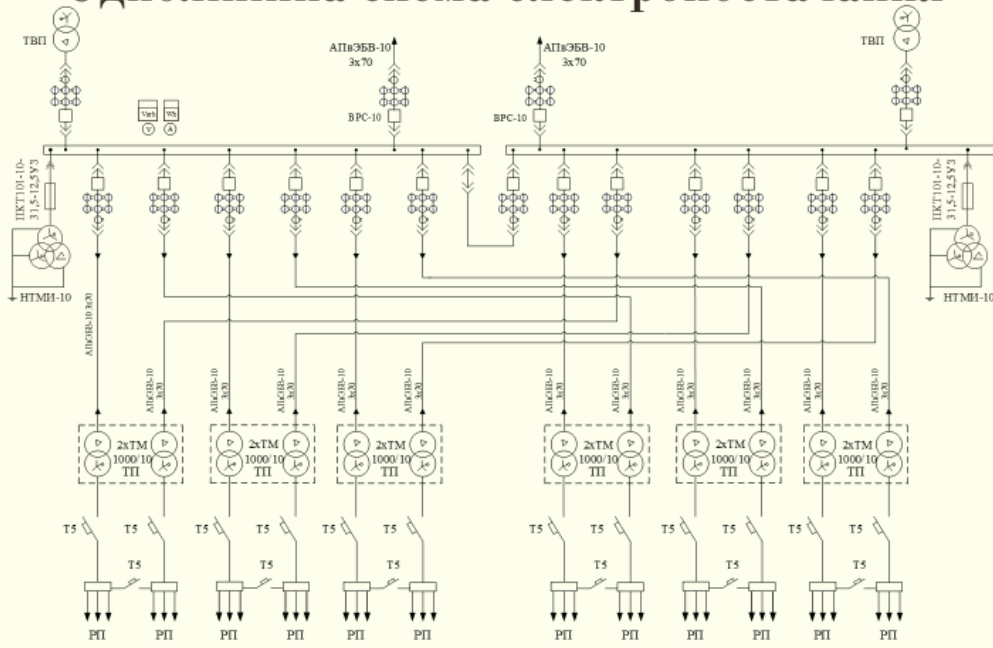


Схема заміщення мережі електропостачання

