

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Зменшення втрат електричної енергії в мережі електропостачання
олійноекстракційного заводу**

Виконав: студент II курсу, групи ЕЕд-2
спеціальності (напряму підготовки) 141
електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності (напряму підготовки))

Самойлов Д. Ю.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Бабюк С. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент
(підпис) (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Центр перепідготовки та післядипломної освіти

Кафедра Електричної інженерії

Освітній ступінь магістр

Напрямок підготовки _____

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

Завідувач кафедри ЕІ

Тарасенко М. Г.

«24» червня 2019 р.

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Самойлову Дмитру Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Зменшення втрат електричної енергії в мережі електропостачання олійноекстракційного заводу

Керівник проекту (роботи) Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н., доцент

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

Затверджені наказом по університету від «19» червня 2019 року № 4/7-545

2. Термін подання студентом проекту (роботи) 10 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Генплан підприємства; план одного із цехів з технологічними плануваннями, відомості про особливості технологічних процесів; відомості про електричні навантаження підприємства та цеху; відомості про джерела живлення.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Вступ

2. Аналітична частина

3. Науково-дослідна частина

4. Технологічна частина

5. Проектно-конструкторська частина

6. Спеціальна частина

7. Обґрунтування економічної ефективності

8. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

9. Екологія

10. Загальні висновки до дипломної роботи

11. Перелік посилань

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Заходи із зниження втрат електричної енергії та потужності 1л. ф – А1

2. Генплан підприємства із картограмою навантажень 1л. ф – А1

3. Однолінійна схема електропостачання підприємства 1л. ф – А1

4. План електричних мереж грануляційного цеху 1л. ф – А1

5. Розрахунково-монтажна таблиця 1л. ф – А1

6. Заходи із зниження втрат електроенергії та потужності 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Організаційно-економічна частина	Мельник Л. М. д.е.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Стручок В. С. ст. викл.		
Екологія	Зварич Н. М. к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання **24 червня 2019 року**

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ	08.07.2019	
2	Аналітична частина	22.07.2019	
3	Науково-дослідна частина	19.08.2019	
4	Технологічна частина	23.09.2019	
5	Проектно-конструкторська частина	21.10.2019	
6	Спеціальна частина	25.11.2019	
7	Обґрунтування економічної ефективності	01.12.2019	
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.12.2019	
9	Екологія	01.12.2019	
10	Висновки	05.12.2019	
11	Оформлення пояснювальної записки	10.12.2019	
12	Оформлення графічної частини	10.12.2019	

Студент

(підпис)

Самойлов Д. Ю.

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

(підпис)

Бабюк С. М.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Самойлов Д. Ю. Зменшення втрат електричної енергії в мережі електропостачання олійноекстракційного заводу. 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕд-2. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор.– 111; рис. - 7; табл. - 13; креслень - 7; джерел - 19; додатків - .

У дипломній роботі проведено аналіз, та здійснено розробку заходів для зменшення втрат електричної енергії в мережі електропостачання олійноекстракційного заводу.

Проведено дослідження системи електропостачання олійноекстракційного заводу в цілому, та одного з його цехів, а саме здійснено вибір комутаційно-захисної апаратури та провідників цехової і заводської мереж, вибір та місце розташування цехових трансформаторних підстанцій грануляційного цеху. Розроблена система електропостачання на основі аналізу електричних навантажень.

Перелік ключових слів:

АКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, ВИМИКАЧ, ВТРАТИ, ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, СПОЖИВАЧ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ.

ANNOTATION

Samoilov D. Reduction the electricity losses in electricity supply system of oil extraction plant. 141 Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Chair of Electrical Engineering, group ЕЕД-2. – Ternopil.: TNTU, 2018.

Page – 111; Illustrations – 7; Tables – 13; Blueprints – 7; Sources – 19; Applications – -.

An analysis is conducted in diploma work, and development of measures is carried out for reduction of losses of electric energy in the network of power supply of oil extraction plant.

A study of the system of power supply of oil extraction plant is undertaken on the whole, and one of his workshops, the choice of switchgears-protection apparatus and explorers of workshop and plant networks, choice and place of location of workshop transformer substations of granulation workshop, is namely carried out. The worked out system of power supply is on the basis of analysis of the electric loading.

Keywords: ACTIVE-POWER, SWITCH, LOSSES, ELECTRIC ENERGY, REACTIVE-POWER, CONSUMER, TRANSFORMER SUBSTATION.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	10
1.1 Загальні відомості про підприємство	10
1.2 Інформація про потужності підприємства	13
1.3 Короткий опис технологічного процесу	14
1.4 Відомості про джерела живлення	16
1.5 Оцінка категорії з надійності електропостачання	16
1.6 Відомості про споживання електроенергії на підприємстві	17
1.7 Особливості розрахунків електропостачальних систем	17
1.8 Вимоги до електричних мереж. Надійність електропостачання	20
1.9 Класифікація заходів по зниженню втрат електроенергії	20
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	24
2.1 Заходи із забезпечення надійності роботи електротехнічних пристроїв	24
2.2 Ефективність функціонування енергетики	28
2.3 Забезпечення системної надійності якості електроенергії на підприємствах з безперервними технологічними процесами	31
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	40
3.1 Вибір схеми електропостачання грануляційного цеху	40
3.2 Розрахунок навантаження грануляційного цеху	40
3.3 Розрахунок електричних навантажень підприємства	44
3.4 Побудова картограми навантажень	50
3.5 Вибір комутаційно-захисної апаратури та провідників цехової мережі	53
3.6 Вибір схем та основних елементів заводської мережі	57
4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	63
4.1 Структура існуючої схеми та характеристика обладнання	63

	6
5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	81
5.1 Визначення втрат в лініях і мережах	81
5.2 Заходи зі зменшення втрат в розподільчих мережах	81
5.2.1 Економія електроенергії в трифазних мережах напругою до 1000 В з несиметричним навантаженням	85
6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	88
6.1 Визначення техніко–економічного аналізу	88
6.2 Техніко-економічне обґрунтування вибраного заходу по зменшенню втрат в лініях електропостачання	90
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	95
7.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	95
7.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	99
7.3 Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій	102
8 ЕКОЛОГІЯ	106
8.1 Актуальність охорони навколишнього середовища	106
8.2 Вплив олійноекстракційного заводу на екологію	107
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	109
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	110

ВСТУП

Актуальність проблеми. На даний час для промислових підприємств особливо актуальне енергозбереження, оскільки в умовах постійного зростання вартості енергоносіїв і фінансової кризи впровадження енергозберігаючих заходів є одним з найефективніших засобів зниження собівартості продукції, що виробляється підприємством, а також збільшення конкурентоспроможності при діючих ринкових відносинах [1].

Зниження втрат електроенергії в мережах на її передачу в умовах паливно-енергетичного дефіциту є актуальною технічною та науковою задачею як для економічно високорозвинених країн, де вони становлять 4-6%, так і для енергетики України, де в мережах окремих енергопостачальних компаній цей показник сягає 20%. Для отримання високоефективних результатів із зниження втрат електроенергії в електричних мережах використовуються компенсуючі пристрої (КП) і пристрої покращення якості електроенергії. Результати, які отримуються при експлуатації таких пристроїв, залежать від їх параметрів, які в свою чергу приймаються на етапі проектування електричної мережі. Тому наукові роботи, спрямовані на розробку і впровадження таких пристроїв слід вважати актуальними [1].

У сучасних умовах експлуатація електрообладнання вимагає глибоких і різнобічних знань, а завдання створення нового або модернізації існуючого електрифікованого технологічного агрегату, механізму або пристрою вирішуються спільними зусиллями технологів, механіків та електриків. Вимоги до електрообладнання витікають з технологічних даних і умов. Електрообладнання не можна розглядати у відриві від технологічних і конструктивних особливостей об'єкту, що електрифікується, і навпаки. Тому для обслуговуючого персоналу недостатньо знати тільки електричну частину, необхідно також знати механіку та інші системи в обслуговуваному обладнанні [1].

Крім існуючих в енергетиці України проблем, пов'язаних з подорожчанням енергоресурсів, а також з великими наднормативними втратами електроенергії, існувала ще одна важлива проблема, а саме - нерівномірність добових графіків навантаження по регіонах [2]. Виникла необхідність у прийнятті заходів, що сприяють вирівнюванню цих графіків. Вирішення цих проблем є актуальними в нашій країні і по всьому світу, перспективною є реалізація системи, яка дозволила б об'єднати локальні вузли обліку для створення єдиного вимірювально-інформаційного простору для одноразової, безперервного, автоматичного контролю над технологічними процесами генерації, транспортування та споживання енергоресурсів, а також організації комерційних розрахунків між постачальниками і споживачами енергоресурсів.

Мета і завдання дослідження.

Основною метою роботи є проведення аналізу, та розробка заходів для зменшення втрат електричної енергії в мережі електропостачання олійноекстракційного заводу.

Поставлена в роботі мета вимагає вирішення наступних задач:

- визначення характеру технологічних процесів і пов'язаних з ним категорій виробництв, та оцінка категорії з надійності електропостачання;
- аналіз заходів із забезпечення надійності роботи електротехнічних пристроїв;
- аналіз шляхів забезпечення системної надійності якості електроенергії на підприємствах з безперервним процесом;
- оптимізація шляхом вибору напруги, визначення електричних навантажень, дотримуючись вимог по надійності системи електропостачання;
- розрахунок струмів короткого замикання, та вибір високовольтного та низьковольтного електрообладнання, раціональні перетини кабелів і проводів, побудова карту селективності захистів для забезпечення надійності електропостачання підприємства;

- аналіз та впровадження сучасних схема теплопостачання; тепловий розрахунок, гідравлічний розрахунок, та конструктивний розрахунок;
- розробка та впровадження заходів із зменшенню втрат в лініях і розподільчих мережах.

Об’єкт дослідження – режими процесів електроспоживання.

Предмет дослідження – заходи зменшення втрат електроенергії в системі електропостачання олійноекстраційного заводу.

Наукова новизна отриманих результатів.

– Дістало подальший розвиток розробка та впровадження заходів зменшення втрат електричної енергії в мережі електропостачання шляхом зміни поперечного перерізу провідників електромережі, що призведе до економії електроенергії і зменшенні втрат в мережі.

Практичне значення отриманих результатів.

Обрана радіальна схема електропостачання забезпечує надійне та безперебійне живлення підприємства електроенергією, а вибране місце установки центрального розподільного пристрою забезпечує мінімальні втрати електричної енергії в мережах 10 кВ, пов’язані з її перетоками.

Апробація. Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів "Актуальні задачі сучасних технологій", на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (19 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 111 сторінки, 13 таблиці, 7 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Загальні відомості про підприємство

Підприємство відноситься до олійножирової промисловості і являється підприємством, яке є найбільшим у своїй галузі на території Вінницької області. Робота підприємства основана на переробці соняшнику і сої та виробництві рослинних масел, жирів і майонезів. Виробничі потужності комбінату дозволяють переробляти до 170 тис. тон олійних культур на рік. На підприємстві діють такі енергетичні системи:

- система електропостачання;
- система теплопостачання;
- система вентиляції, підігріву повітря та кондиціонування;
- система водопостачання та каналізації.

Основні види діяльності підприємства:

- Переробка насіння олійних культур соняшнику, ріпаку;
- Виробництво нерафінованих і рафінованих дезодорованих рослинних олій;
- Виробництво модифікованих жирів і саломасів;
- Фасування рослинних олій;
- Виробництво майонезу, вершково-рослинних масел.

Основна продукція: сировина для підприємств харчової промисловості, рослинні олії (соняшникова, ріпакова).

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження заводу

№	Вузли живлення ЕП	Рн,кВт
1	Пожежне депо	130
2	Медпункт	70
3	Гараж,рембудцех зі складами	30
4	Склад готових виробів	150
5	Насосна станція другого підняття	130
6	Електролізний цех	780
7	Будівля очистки стоків	90

продовження таблиці 1.1

1	2	3
8	Склад №4	150
9	Будівля відділення флотації	110
10	Їдальня	80
11	Адміністративний корпус	50
12	Дільниця монтажу устаткування	70
13	Електроцех	285
14	Склад	110
15	Склад – модуль	120
16	Склад №7	150
17	Гідрозавод з прибудовами	805
18	Механічна майстерня	390
19	Екстракційний завод	890
20	Насосна станція	140
21	Шеретувальньо-віяльний	180
22	Адмінбудівля тепловозного депо	70
23	Тепловозне депо	50
24	Тарний цех	170
25	Миловарний завод	750
26	Цех фасування олії	120
27	Трансформаторна станція №1	3200
28	Насосна станція бензосховища	120
29	Залізнична вагова	20
30	Будівля залізничної вагової	45
31	Олієзливна станція	240
32	Елеватор шрота	355
33	АЗС	800
34	Грануляційний цех	350
35	Елеватор насіння	453
36	Котельня для утилізації лушпиння	540
37	Місця від важення відходів	180
38	Автогараж №1	135
39	Побутовий корпус	105

Генплан підприємства на рисунку 1.1



Рисунок 1.1 – Генплан ПАТ «Вінницького олійножирового комбінату»

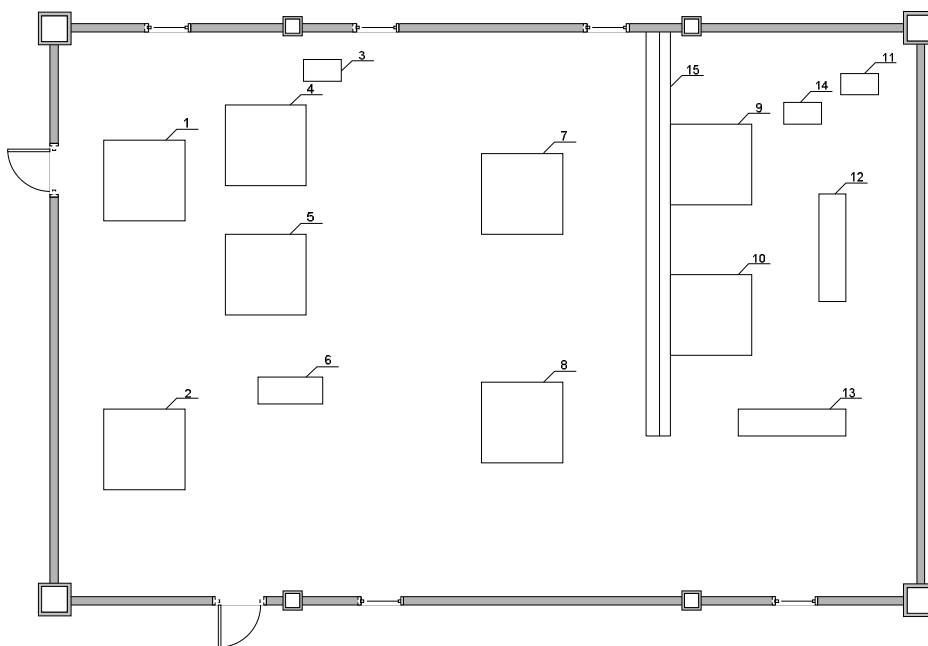


Рисунок 1.2 – План грануляційного цеху

Таблиця 1.2 – Відомості про електричні навантаження грануляційного цеху

№ на плані	Назва обладнання	Рн, кВт
1,2,4,5	Охолоджувач	1,47
3,11,14	Норія ланцюгова	0,25
6	Норія ланцюгова (мятка)	30
7,8	Гранулятор	100
9,10	Шлюзовий затвор	0,37
12,13	Вентилятор	45
15	Конвеєр гвинтовий	4

1.2 Інформація про потужності підприємства

Олієекстракційний завод має змогу переробляти насіння соняшнику та ріпаку.

Потужність заводу:

- по соняшнику – 1000 т/добу, або
- по ріпаку – 630 т/добу.

До складу олієекстракційного заводу входять: сировинний відділ, рушально-віяльне відділення, пресовий цех, олієекстракційних цех, склад та елеватор шроту. Сировинний відділ має 6 силосів ємністю 8,5 тис. тон насіння соняшник.

Гідрогенізаційний завод містить цехи і ділянки, які оснащені таким устаткуванням:

Цех гідратації і рафінації олії.

Лінія гідратації і рафінації олії. Продуктивність - 150 т/добу.

Лінія вінтаризації олії. Продуктивність – 50 т/добу

Аміачно-холодильне відділення /600.000 Ккал/год/.

Ділянка розфасування жиру. Продуктивність - 60т/добу.

Цех рафінації і дезодорації жирів та олії.

Установка "Де-Смет". Продуктивність - 80 т/добу.

Установка "Спомаш". Продуктивність - 100 т/добу.

Дезодоратор періодичний. Продуктивність - 50 т/добу.

Лінія рафінації жирів. Продуктивність - 100 т/добу.

Цех гідрогенізації олії.

Відділення гідрогенізації. Продуктивність - 120 т/добу.

Відділення фільтрації саломасів. Продуктивність - 120 т/добу.

Потужності по відвантаженні готової продукції :

Олія - 600 тон на добу;

Шрот - 450 тон на добу .

1.3 Короткий опис технологічного процесу

До складу олійножирового комбінату входять два заводи: олієекстракційний завод та гідрогенезаційний.

На олієекстракційному заводі відбувається безпосереднє перетворення сировини в масло. В залежності від пори року сировиною для виробництва олії може бути: соняшник чи ріпак, що постачається в основному Вінницькою, Черкаською, Сумською та іншими областями України. Особливим попитом останнім часом почала користуватися олія із ріпаку, але все ж таки основною сировиною є соняшник. Середньодобова переробка насіння соняшнику складає 450 тон.

Насіння піддається первинному очищенню від домішок і поступає на склад насіння, де в процесі зберігання здійснюється його попереднє просушування. Потім по транспортерам, які розташовані в галереях, насіння поступає в рушально-віяльний цех. Тут машини-рушки луцять насіння і відділяють ядра від лузги.

Лузга по пневматичному трубопроводу поступає в цех грануляції комбікормової промисловості, розташованому за територією комбінату, де лузку перетворюють на муку. Прожарені ядра поступають в формопресовочний цех, де підлягають пресуванню(віджиманню). Олія отримана таким способом “пресова”, поступає на олієзливну станцію. Залишки насіння після пресування містять до 25% олії і піддаються екстракції. Вони проходять через спеціальні плющильні вальці і потім поступають в екстрактори, де протиструмом

бензину гексанової фракції відбувається відділення олії що залишилася. Промиті бензином залишки, що містять 1,3% олійності, поступають на склад шроту, а потім до цехів грануляції, де з них та лузги виробляють комбікормові гранули.

Олія отримана шляхом екстракції називається “технічною”. Вона є сировиною для виробництва мила та гліцерину, та також поступає на олієзливну станцію.

Сировиною гідрогенезаційного заводу є отримана на олієекстракційному заводі олія. З зливної станції по олієпроводу олія поступає на гідрозавод. В цеху „ α - лаваль” відбувається рафінація(очищення) та дезодорація пресової та технічної олії, яка поступає туди із олієзливної станції. Частина переробленої тут олії поступає в цех фасування олії та на склад, частина на олієзливну станцію для відвантаження в автомобілі та залізничні цистерни.

Частина олії, що отримується гідрогенезаційним заводом з'єднується з воднем для перетворення в твердий білий жир саломас. В автоклавному цеху водень, каталізатор та тепло перетворюють соняшникову олію в саломас в результаті хімічної реакції, при якій відбувається насичення жирних кислонасичених кислот. В каталізаторному цеху виготовляють мідно-нікелевий каталізатор, який необхідний для отримання саломаса, для чого також використовується олія. Саломас ділиться на харчовий та технічний. Харчовий поступає в рафіновочний цех, де з нього отримують напівфабрикат маргарину, кондитерський жир, гідрожир.

Для гідрогенезації жирів необхідний водень, який одержують в електролізному цеху методом електролізу водяного розчину. Електроліз проходить в спеціальних установках – електролізерах. Після розщеплення водяного розчину водень поступає в спеціальну ємність – газгольдер, а по мірі необхідності по спеціальному трубопроводу на гідрогенезаційний завод. Кисень поступає в свій газгольдер, з якого іде на киснево-наповнюючу станцію, де відбувається заправка кисневих балонів.

Інші цехи комбінату: електроцех, ремонтно-механічний, ремонтно-будівельний та інші можна вважати допоміжними, які забезпечують технологічний процес в олієекстракційному заводі та гідрогенезаційному заводі.

1.4 Відомості про джерела живлення

Олійножировий комбінат живиться від підстанції "Технологічна" – 110/10 яка знаходиться на відстані 2,5 км, рівні напруг в максимальному та мінімальному режимах навантаження становлять 10,5 кВ та 10 кВ.

На олійножировому комбінаті всі споживачі електроенергії споживають трифазний струм промислової частоти. Більшість споживачів електроенергії на підприємстві - це різні вентилятори, насоси, пакувальні верстати, різні преси, а також фрезерні, шліфувальні, стругальні, наждачні і свердлувальні станки, що споживають струм промислової частоти 50 Гц на напрузі 380 В.

1.5 Оцінка категорії з надійності електропостачання

Переважну частину електроприймачів підстанції, що проектується, складають приймачі з тривалим режимом роботи. За надійністю електропостачання підприємство в цілому відноситься до II категорії, а окремі його підрозділи до I та III.

I – ша категорія:

1. Системи пожежогасіння;
2. Системи вентиляції вибухонебезпечних зон;
3. Системи зворотного водопостачання.

II – га категорія:

1. Технологічне обладнання.

III – тя категорія:

1. Автотранспортний цех;

2. Рембуд цех;

3. Столова.

1.6 Відомості про споживання електроенергії на підприємстві

Комбінат споживає електроенергію по тарифу першого та другого класу.

Перший клас – пряме включення комбінату від живлячого центру, тобто від підстанції «Технологічна» по стороні 10 кВ.

Другий клас – живлення від розподільчих пристроїв.

Загальне споживання електроенергії за місяць від 2,5 млн. кВт год до 3,5 млн. кВт год.

Таблиця 1.3 – Загальне споживання електроенергії об'єктами.

Об'єкт	Споживання електроенергії за місяць, тис. кВт·год
Електролізний цех	900
Гідрогенезаційний завод	700
Олієекстракційний завод	800
Елеваторний цех	400
Котельня	300
Допоміжні цеха	200

Виробництво продукції цілодобове, в три зміни.

1.7 Особливості розрахунків електропостачальних систем

Широке застосування обчислювальної техніки дає змогу швидко та з високою точністю обраховувати різні процеси, режими та задачі, що виникають перед інженером під час проектування та експлуатації електропостачальних систем. При цьому він повинен уміти оцінити достовірність отриманих результатів, а в умовах відсутності такої техніки - швидко виконати розрахунки вручну з достатньою точністю та достовірністю. Для спрощення розрахунків без істотного спотворення кінцевого результату необхідно правильно оцінити вплив різних елементів та окремих їхніх

параметрів, вибрати простий і надійний метод та спосіб розрахунку. Потрібно пам'ятати, що інженерні розрахунки загалом і в електропостачанні зокрема є наближеними, і точність їхня визначається насамперед точністю вихідних даних. Такими даними можуть бути номінальні параметри обладнання та елементів електричної мережі, нормативні величини та коефіцієнти, результати різних натурних вимірювань, результати попередніх розрахунків.

Точність номінальних параметрів електрообладнання (електричних машин, трансформаторів, перетворювачів, реакторів тощо) та струмопровідних частин (проводів, кабелів, шин та ін.) задають за наведеними в каталогах допусками, які знаходяться зазвичай у межах від 2 до 5 %, іноді тільки від'ємні або тільки додатні. Зокрема, наприклад, для кабелів вказують мінімально допустимий активний опір жил. Якщо допуски не вказані, приймають, що похибка дорівнює половині значення одиниці останнього розряду цього числа (наприклад, номінальну напругу 100,0 В потрібно розуміти , як $(100,0 \pm 0,5)$ В , 100,00 В, як $(100,00 \pm 0,05)$ В). Відносно більші похибки можуть вноситись у розрахунки, коли використовують не номінальні, а усереднені значення параметрів.

Точність результатів вимірювань, що використовують у різних розрахунках, залежить від класу точності приладів та від способу вимірювань. У випадку використання лабораторних приладів з класом точності 0,5 результати вимірювань мають похибку в межах 0,5-2 %, у випадку використання стаціонарних щитових приладів похибка може бути значно більшою.

Нормативні та інші розрахункові коефіцієнти задають із похибкою в середньому від 2 до 10 % .

Отже, вже вихідними даними визначається початкова величина похибки. Внаслідок використання наближених методів результуюча похибка накопичується і може знаходитися у межах від 5 до 10 %, причому не завжди відомий її знак. Наскільки така точність може задовольнити вимоги, залежить від тієї мети, для якої виконують розрахунки. Часто за результатами

розрахунків необхідно вибрати стандартне електрообладнання, чи перевірити вибране за певними додатковими умовами, або визначити показники режиму вузла електропостачання тощо.

Інтервал номінальних параметрів основного електротехнічного обладнання становить від 1,2 до 3, тому похибка результату розрахунків для однозначного вибору не повинна перевищувати $(q-1)$, де q - інтервал шкали номінальних параметрів; для q - від 1,2 до 3 допустима похибка становить від 5 до 30 % [1].

Вибираючи стандартне обладнання або переріз струмопровідних частин, необхідну точність визначають за:

- 1) інтервалом (кроком) стандартного ряду номінальних величин;
- 2) експлуатаційними перевантаженнями або іншими допустимими відхиленнями від номінального режиму;
- 3) допусками самих номінальних величин;
- 4) коефіцієнтами запасу, закладеними в розрахунки;
- 5) можливими змінами режиму під час експлуатації.

Тому в електропостачанні достатньо проводити розрахунки з похибкою в межах + 5 %, результат записувати трьома цифрами. Такий спосіб запису має похибку 0,5 %, і решта цифр практично ні на що не впливає.

Застосування ЕОМ є досить поширеним під час проектування електропостачальних систем, для розрахунків режимів складних замкнених мереж тощо.

Під час виконання наближених розрахунків без використання обчислювальної техніки для спрощення розрахунків можна керуватись деякими загальними рекомендаціями:

- 1) розрахункову схему складають з урахуванням тільки тих елементів, які мають вирішальне значення;
- 2) у заступній схемі враховують лише необхідні для цього розрахунку параметри опорів та провідностей, що визначають задану точність;
- 3) із можливих методів розрахунків вибирають простий і надійний;

4) вибирають такий спосіб розрахунку, який не вимагає застосування спеціальних засобів.

1.8 Вимоги до електричних мереж. Надійність електропостачання

Надійність – це властивість систем електроспоживання спільного призначення виконувати задані функції в заданому об'ємі за певних умов.

Електроприймачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення, а перерва їх електропостачання може бути допущений тільки на час автоматичного введення резервного живлення.

Незалежним джерелом живлення вважається такий, на якому напруга зберігається при зникненні напруги на інших джерелах живлення.

Електроприймачі II категорії рекомендується також забезпечувати електроенергією від двох незалежних джерел живлення. Для електроприймачів цієї категорії допустимі перерви в електропостачанні на якийсь час, необхідне для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Живлення таких електроприймачів, як правило, слід передбачати від одностранс-форматорних підстанцій за умови організації централізованого резерву трансформаторів.

Електроприймачі III категорії можуть живитися від одного джерела живлення. В цьому випадку допустимі перерви в електропостачанні на якийсь час, необхідне для подачі тимчасового живлення, ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, але не більше ніж на одну добу.

1.9 Класифікація заходів по зниженню втрат електроенергії

Втрати поділяються на технічні, організаційні і комерційні. Виходячи з особливостей отримання ефекту, заходи по зниженню втрат електроенергії можуть бути розділені на чотири групи:

- заходи по вдосконаленню керування режимами електричних мереж;
- заходи по автоматизації керування режимами електричних мереж;
- заходами по реконструкції електричних мереж;
- заходами по вдосконаленню обліку електроенергії.

Заходи кожної з перелічених груп мають організаційні і технічні аспекти.

Організаційні заходи по зниженню втрат передбачають вдосконалення обслуговування, оптимізацію схем мереж і режимів їх роботи. До них відносяться:

- впровадження програмного забезпечення, проведення розрахунків по вибору МЗВ і оцінці їх економічних показників;
- розробку плану заходів;
- випуск організаційно-розпорядних документів, що встановлюють відповідальність підрозділів за ті або інші складові втрат і проведення заходів по їх зниженню у встановлені планом терміни;
- розробка систем стимулювання персоналу до зниження втрат електроенергії;
- введення системи контролю за проведенням робіт по зниженню втрат електроенергії і відповідної системи обліку і аналізу;
- виділення засобів і матеріальних ресурсів для придбання необхідного обладнання, його доставки і встановлення;
- встановлення в договорах електропостачання умов споживання реактивної енергії споживачами відповідно до діючих нормативних документів.

Перераховані роботи і дії не є заходами по зниженню втрат і безпосереднього ефекту, що виражається в зниженні втрат, не мають.

До технічних аспектів МЗВ відносяться:

- реалізація оптимального керування режимами електричних мереж;
- встановлення і введення в дію технічних засобів зниження втрат електроенергії, засобів телевимірювань параметрів режиму електричних мереж і автоматичних пристроїв керування режимами;

- реалізація споживачами режимів споживання реактивної енергії, встановлених в договорах електропостачання.

Відносно останнього заходу слід мати на увазі, що енергопостачальна організація не може гарантувати реалізацію споживачами встановлених режимів споживання реактивної енергії, оскільки споживач має право, як і витримувати їх, так і оплачувати відхилення від них. У другому випадку зниження втрат не відбувається, енергозабезпечуюча організація лише отримує за них грошову компенсацію.

До заходів по вдосконаленню керування режимами електричних мереж відносяться:

- реалізація оптимальних режимів замкнутих електричних мереж 110 кВ і вище по реактивній потужності і напрузі;
- проведення перемикань в робочій схемі мережі, що забезпечують зниження втрат електроенергії за рахунок перерозподілу потоків між елементами;
- переведення невикористовуваних генераторів станції в режим СК при дефіциті реактивної потужності у вузлі;
- здійснення регулювання напруги в центрах живлення радіальних мереж 6-110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії при допустимих відхиленнях напруги у споживачів електроенергії;
- розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням в точках споживачів, що забезпечують електропостачання, при мінімальних сумарних втратах електроенергії в мережах 6-35 кВ і вище;
- відключення в режимах малих навантажень одного з трансформаторів підстанції з двома і більше трансформаторами;
- вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ.

Заходи по автоматизації керування режимами електричних мереж полягають у встановленні і введенні в роботу:

- автоматичних регуляторів напруги трансформаторів з РПН;
- автоматичних регуляторів реактивної потужності її джерел;

- засобів телевимірювань.

До заходів по реконструкції електричних мереж відносяться:

- розукрупнення підстанцій, введення додаткових ПЛ і трансформаторів для розвантаження перевантажених ділянок мережі, переміщення трансформаторів з однієї підстанції на іншу з метою нормалізації їх завантаження, введення додаткових комутаційних апаратів і тому подібне;
- введення компенсуючих пристроїв (КУ) на підстанціях енергосистеми;
- введення технічних засобів регулювання напруги (трансформаторів з подовжньо-поперечним регулюванням, вольтодобавочних трансформаторів, трансформаторів з РПН і т. д).

До заходів по вдосконаленню обліку електроенергії відносяться:

- забезпечення роботи вимірювальних трансформаторів і електролічильників в допустимих умовах (відсутність перевантаження вторинних клі ТС і ТН, забезпечення необхідних температурних умов, усунення вібрації підставок лічильників і так далі);
- заміна вимірювальних трансформаторів на трансформатори з поліпшеними характеристиками із номінальними параметрами, що відповідають фактичним навантаженням;
- заміна існуючих приладів обліку на прилади з поліпшеними характеристиками;
- встановлення приладів технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій (головний облік);
- періодичні перевірки умов роботи електролічильників розрахункового обліку у споживачів і виявлення розкрадань електроенергії.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Заходи із забезпечення надійності роботи електротехнічних пристроїв [2]

Періоди роботи електротехнічних пристроїв і заходу по забезпеченню їх надійності. При розгляді працездатності будь-якого електротехнічного пристрою розрізняють три періоди його роботи: припрацювання, нормальної експлуатації і зносу.

Період припрацювання електротехнічного пристрою пов'язаний з початковим етапом роботи пристрою після його виготовлення і монтажу. У цей період часто виникають відмови, обумовлені короткочасним перевантаженням деталей, технологічними, виробничими і монтажними дефектами. Тривалість періоду прироблення для більшості електротехнічних пристроїв складає декілька десятків годинників.

Для зменшення відмов на надійність в період прироблення зазвичай прагнуть до того, щоб при зборці електротехнічного пристрою в заводських умовах, його монтажі, а також після великого ремонту в нім не використовувалися дефектні елементи. Для цього усі елементи комплектувань проходять попереднє відбракування до їх зборки - перевірку впродовж певного часу в умовах близьких до умов експлуатації. Наприклад, в електричних машинах постійного струму перед випуском їх з підприємства-виготівника здійснюються притирання і прироблення щіток на колекторі або контактних кільцях, наладка підшипникових вузлів.

Важливе значення має тривалість часу прироблення T_p , впродовж якого досягається надійність, що відповідає його нормальній роботі. Відмови в період часу прироблення від 0 до $t = T_p$ надалі не роблять впливу на надійність пристрою під час його роботи в період від t_1 до t_2 , де t_2 - час зносу.

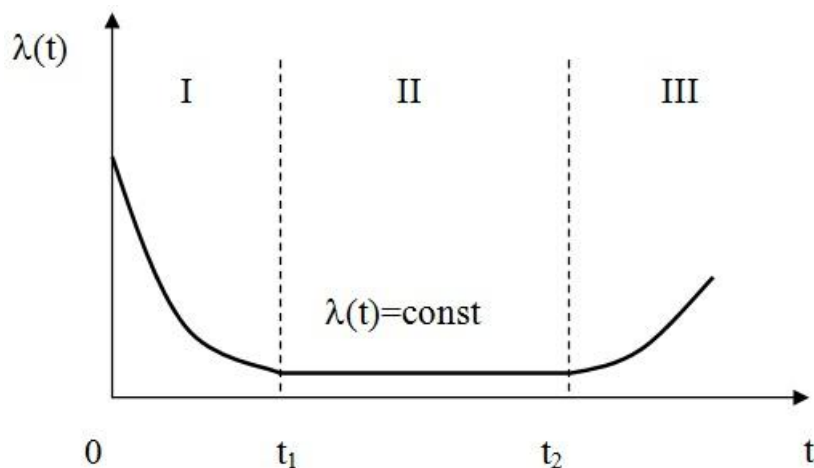


Рисунок 2.1 – Крива інтенсивності відмов в процесі роботи електротехнічного пристрою

Період нормальної експлуатації електротехнічного пристрою настає після закінчення періоду прироблення і на відміну від останнього може бути дуже тривалим і складати тисячі і десятки тисяч годинників. В період нормальної експлуатації пристрою зазвичай відбуваються раптові відмови.

В період нормальної експлуатації спостерігається найбільш низький, приблизно постійний рівень інтенсивності раптових відмов і відповідно до цього надійність пристрою залишається приблизно однаковою впродовж усього періоду. Тривалість періоду нормальної експлуатації обмежується зносом його елементів.

Період зносу електротехнічного пристрою настає після закінчення періоду нормальної експлуатації. До раптових відмов елементів електротехнічного пристрою починають додаватися відмови внаслідок зносу, і загальна інтенсивність відмов зростає. Час T_r можна назвати середнім значенням часу довговічності електротехнічного пристрою з урахуванням зносу або його технічним ресурсом за умови відсутності ремонту. Проте при проведенні ремонту пристрою шляхом заміни зношених частин термін його служби може бути значно збільшений.

Час експлуатації пристрою при постійній інтенсивності відмов в роботі завжди менше довговічності, або технічного ресурсу. В той же час середній час

безвідмовної роботи облаштування (чи середнє напрацювання до першої відмови) $T_{\text{ср}} = 1/\lambda$ звичайний значно більше часу його довговічності, або технічного ресурсу. Наприклад, якщо впродовж періоду нормальної експлуатації інтенсивність раптових відмов в роботі пристрою невелика, то значення времени $T_{\text{ср}}$ може бути дуже великим і вимірюватися десятками або сотнями тисяч годинників. Цей час вказує, наскільки надійний пристрій в період нормальної експлуатації.

Для характеристики надійності електротехнічного пристрою головним є період нормальної експлуатації, який пов'язаний з тривалою роботою при певних кліматичних і інших умовах. Цей період відповідає роботі електротехнічних облаштувань як одноразового, так і багатократного використання, період же зносу відноситься тільки до ремонтів облаштувань багатократного використання.

Ремонт електротехнічних пристроїв проводиться з метою знову використати зношене або пошкоджене устаткування і тим самим збільшити його термін служби. Кількість відремontованих електротехнічних пристроїв часто перевищує випуск нових пристроїв. Тому дуже важливо правильно організувати ремонт електротехнічних пристроїв і добитися його високої якості. Несправності і ушкодження електротехнічних пристроїв і їх елементів можуть бути різними: раптові відмови, наприклад, тріщини, що виникають в результаті механічних ударів або нагріву, коротке замикання в обмотках, пробої ізоляції або поступові відмови, наприклад корозія, абразивний знос, старіння ізоляції.

Характер ремонту електротехнічних пристроїв визначається видом відмов. Раптові відмови усувають в ході так званого аварійного ремонту, який не може бути запланований заздалегідь. Поступові відмови елементів пристроїв не можна повністю усунути. Можна лише продовжити час, впродовж якого вони проявляються, наприклад зменшити швидкість зношування або старіння. Часткове усунення і попередження поступових відмов складає зміст планових ремонтів електротехнічних пристроїв.

Розроблена спеціальна система планово-запобіжного ремонту і технічного обслуговування електротехнічних пристроїв. У ній передбачається виконання наступних видів робіт :

- технічне обслуговування (щоденний огляд пристроїв, їх мастило, очищення від пилу, бруд і усунення дрібних несправностей); технічні огляди (визначення стану пристроїв і виявлення об'єму підготовчих робіт, що підлягають виконанню при черговому ремонті, чищення устаткування і усунення дрібних несправностей без його розбирання);

- поточний ремонт — мінімальний за об'ємом ремонт, що забезпечує можливість продовження роботи пристрою до чергового капітального ремонту (очищення електроустаткування від пилу і бруду, усунення дрібних несправностей і ушкоджень, промивання підшипників електродвигунів і зміна в них олії, огляд і усунення несправностей в його пускорегулюючій апаратурі, зміна щіток; при поточному ремонті роблять розбирання устаткування пристроїв);

- капітальний ремонт (роботи по заміні або відновленню основних і, як правило, найбільш складних елементів пристроїв : перемотування обмоток статора електродвигуна, зміна виводів вимикача високої напруги, усунення ушкоджень перемикального облаштування силового трансформатора та ін., при капітальному ремонті виконують часткове або повне розбирання ремонтіваних пристроїв).

Поточні ремонти проводять у декілька разів частіше, ніж капітальні. Терміни між оглядами і ремонтами електротехнічних пристроїв встановлюють відповідно до вказівок підприємств-виготівників, діючих правил технічної експлуатації електроустановок.

Встановлення періодичності оглядів і ремонтів дозволяє найправильніше планувати і організовувати їх, а також пов'язувати їх виконання з роботою підприємства, завантаженням ремонтного персоналу і наявністю необхідних матеріалів і устаткування. Щоб не порушувати нормальну діяльність підприємства внаслідок простою устаткування, роботи по поточному і

капітальному ремонту виконують в строго визначені і заздалегідь встановлені терміни.

У ряді випадків капітальний ремонт електротехнічного пристрою може бути проведений незалежно від настання встановленого для нього терміну. Наприклад, може бути зроблений капітальний ремонт силового трансформатора, у якого виявлено різке зниження опору ізоляції, пошкоджені обмотки, виводи та ін., або електротехнічного пристрою, що має ушкодження, що перешкоджає подальшій нормальній його експлуатації або що представляє загрозу безпеки обслуговуючого персоналу.

Правильне оформлення документації сприяє поліпшенню організації ремонтних робіт, крім того, дозволяє отримати необхідне уявлення про стан устаткування електротехнічних пристроїв і на цій основі правильно встановити терміни і об'єми чергових ремонтів. Відомості дефектів дають повне уявлення про стан устаткування електротехнічних пристроїв і тому дозволяють завчасно і точно визначити об'єм і характер майбутніх робіт. У журналі або на бланках роблять запис об виконання поточного ремонту. Спеціальними актами прийому-здачі ремонтних робіт оформляють виконання капітальних ремонтів.

2.2 Ефективність функціонування енергетики

Ефективність функціонування енергетики, а як наслідок і ефективність енерговикористання залежать від багатьох технічних факторів, серед яких найбільш визначальними є: структура та якісний склад генеруючих потужностей, збалансованість попиту та пропозиції, стан електричних мереж, режим роботи.

З метою підвищення ефективності експлуатації електромереж розроблені методи та засоби формування умов оптимальності їх режимів в умовах постійного зростання навантаження споживачів та збільшення частки децентралізованого генерування за рахунок джерел розосередженої генерації та обладнання активних споживачів. Для забезпечення рентабельності

функціонування обладнання активного споживача, зокрема джерел розосередженої генерації та систем керування навантаженням, особливо актуальними є питання організації планування і оперативного («інтелектуального») керування режимами їхньої роботи. Внаслідок нестабільного виробітку електроенергії джерелами розосередженої генерації, через стохастичний характер більшості типів відновлювальних джерел енергії, можливості коригування режимів роботи електромереж якими відбувається транспортування електроенергії від активного споживача або до нього, є дещо обмеженими [3].

Активний споживач в електропостачальній системі. Використання джерел розосередженої генерації та систем керування навантаженням під час їхньої експлуатації передбачає отримання максимального прибутку, що проявляється через реалізацію (продаж) виробленої або зекономленої електроенергії. Тому при коригуванні режимів роботи системи електропостачання із активними споживачами, дана задача є першочерговою. Однак, в окремих випадках, першочерговим може бути надання активними споживачами додаткових послуг для системи електропостачання, тобто, використання потенціалу активних споживачів для регулювання режимів роботи мережі, для зменшення перетоків електроенергії, для вирівнювання графіку споживання та для надання інших системних послуг, що передбачає отримання певної вигоди як для енергетичної компанії, так і для самого споживача [3].

Оптимізаційна задача для активного споживача. Реалізація стратегії активного споживача передбачає узгодження режимів роботи обладнання споживача та мережі. З метою оптимізації таких режимів була створена модель поведінки активного споживача, в якій виділено кілька складових основного оптимізаційного завдання [3].

Загальна модель поведінки передбачає формування таких складових оптимізаційної задачі [3]:

- 1) мінімізація витрат на електроенергію;

- 2) максимізація прибутку від продажу електроенергії та надання окремих системних послуг;
- 3) оптимальне споживання (вибір та дотримання оптимального графіку споживання);
- 4) максимальне використання енергії, виробленої від власних джерел розосередженої генерації;
- 5) оптимальна конфігурація мережі та параметрів системи електропостачання;
- 6) вибір оптимальних режимів роботи;
- 7) мінімальний вплив на екологію;
- 8) інші можливі вигоди.

В залежності від особливостей та можливостей того чи іншого споживача а також потреб системи електропостачання формується окрема оптимізаційна задача [3].

Однією із особливостей активного споживача є можливість регулювання графіку споживання.

Основні заходи з ущільнення ГН включають в себе [4]:

- Підвищення маневреності існуючих електростанцій;
- Зняття піку ГН і перенесення вивільненої при цьому частини енергії в нічний провал (для виробництв з циклічним характером роботи);
- Розосередження в часі процесів включення і відключення електроприймачів;
- Обґрунтоване використання енергії в години нічного провалу (з урахуванням пропускної здатності існуючих електричних мереж);
- Створення спеціальних енергоємних споживачів-регуляторів (СР) і накопичувачів енергії.

Регулювання добових графіків навантажень (ГН) за допомогою споживачів-регуляторів приводить до зниження [4]:

- нерівномірності графіків навантажень енергосистеми;
- втрат активної потужності й електроенергії в мережах;

- втрат напруги в мережах і її відхилення від номінального значення на зажимах електроприймачів протягом доби;
- витрат на оплату електроенергії.

Ефективним засобом регулювання електроспоживання, спрямованим на вирівнювання ГН, є СР. Відключення або зсув в часі включення СР дозволяють істотно знизити вартість споживаної ЕЕ, зменшити капіталовкладення у будівництво нових електростанцій і мереж, підвищити ефективність використання генеруючого та розподільчого обладнання.

У процес регулювання режимів електроспоживання необхідно, у першу чергу, залучати комунально-побутових споживачів.

По мірі зростання одиничних потужностей СР з'являються нові технологічні рішення з управління режимами їх роботи, зокрема використання тиристорного регулювання.

Основна функція статичних компенсаторів – компенсація середньої реактивної потужності навантаження. Для звичайних промислових навантажень типу синхронних і асинхронних двигунів, індукційних печей, освітлення і так далі для компенсації реактивної потужності досить встановити безпосередньо на шинах навантаження (0,4 або 6-10 кВ) нерегульовані або ступінчасто-регульовані конденсаторні батареї (КБ).

2.3 Забезпечення системної надійності якості електроенергії на підприємствах з безперервними технологічними процесами [4]

Причини порушення роботи промислових споживачів

З аналізу аварій на діючих підприємствах витікає, що аварії є наслідком тієї причини, що при проектуванні підприємств і систем їх електропостачання не враховувалися дії короткочасного порушення електропостачання (КПЕ) на споживачів.

Труднощі у сфері проектування зводяться до наступного:

- 1) роботи по проектуванню заходів, що перешкоджають виникненню і усуненню КПЕ, виходять за рамки завдань, що традиційно вирішуються при проектуванні систем електропостачання підприємств;
- 2) проектування протиаварійних заходів вимагає аналізу перехідних процесів, як в мережі, так і в приймачах електроенергії. Такі розрахунки складніші за ті розрахунки, які виконуються при проектуванні;
- 3) для виконання таких розрахунків потрібна інформація про параметри устаткування і систем захисту і автоматики, як на самому підприємстві, так і в системах електропостачання;
- 4) нормативи проектування, що розробляються проектними організаціями, охоплюють тільки типові завдання;
- 5) критерії вибору рішень, що враховують інтереси споживачів, не розроблені.

В той час, коли закладалися вимоги до облаштування електроустановок і електропостачання, рівень автоматизації виробництва був нижчий, ніж зараз, і виробництво, в основному, було чутливе до порушень живлення на тривалий час. Під час аварійного режиму виробництво зупинялося, але при відновленні живлення персонал підприємства швидко відновлював нормальну роботу.

Можливі підходи до вирішення проблеми

Існують наступні групи протиаварійних заходів :

- 1) зниження інтенсивності і числа збурень в системі електропостачання;
- 2) зниження чутливості споживача до короткочасних порушень електропостачання.

До протиаварійних заходів першої групи відносяться такі способи, як усунення причин підвищеної пошкоджуваності живлень, реконструкція підстанцій оснащених віддільниками і короткозамикачами, прискорення дії релейних захистів при аварійних ситуаціях та ін.

До протиаварійних заходів другої групи відносяться усі засоби, що підвищують стійкість електродвигунів при зниженій напрузі, що забезпечує їх

автоматичний повторний пуск, запобігаючи відключення електроприймачів під час КПЕ і ін. Вибір протиаварійних засобів, вирішальним чином залежить від конкретних технологічних процесів і технічних рішень тих, що використовуються на підприємстві, складу електроприймачів, допустимих перерв живлення та ін. У більшості випадків заходи, віднесені до другої групи, приносять відчутніший ефект при менших витратах.

Сучасний рівень розвитку техніки дозволяє відокремитися від енергосистеми вставкою постійного струму, яку можна доповнити з боку споживача надпровідниковим індукційним накопичувачем. Таке поєднання пристроїв може виключити негативний вплив енергосистем і забезпечить надійність електропостачання. З технічного боку таке рішення реальне, з економічного – поки що ні.

Надпровідникові індуктивні накопичувачі

Надпровідникові індуктивні накопичувачі (НІН) малої енергоємності (до 10 кДж) розглядаються як ефективний засіб управління електроенергетичною системою (ЕЕС), на яке можуть бути покладені завдання забезпечення стійкості окремої підсистеми електроенергетичної системи, а також повне або часткове секціонування системи по обуреннях, тобто управління обмінними діями між підсистемами. Відмітними особливостями НІН від інших регульованих джерел активно-реактивної потужності аналогічного призначення є їх практична безінерційність і можливість виконання одним пристроєм з широким набором функцій, пов'язаних із забезпеченням як статичної, так і динамічної стійкості ЕЕС.

Далі на основі використання розрахункових математичних моделей розглядається можливість застосування НІН для вирішення завдань управління, пов'язаних з первинним регулюванням частоти і потужності по зв'язках великих енергооб'єднань.

Математичні моделі, які використовуються для розрахунку реалізують принцип спрямованого регулювання активної потужності НІН, яке забезпечує найбільшу ефективність його роботи при найменшій енергоємності.

Принцип формування розрахункового алгоритму роботи НІНН в енергосистемі. В якості моделі надпровідникового пристрою розглядається надпровідникова котушка з індуктивністю L_n . Основними параметрами, істотними для побудови розрахункової моделі, є максимальна енергія накопичувача, що запасується, максимальний випрямлений струм, максимальна швидкість зміни випрямленого струму, а також допустима максимальна енергія НІН, при якій забезпечується потрібний закон управління. Інерційною ланкою в роботі накопичувача являється індуктивність L_{ni} , вибір якої обмежений допустимою максимальною швидкістю зміни випрямленого струму і допустимим рівнем напруги на струмовводах.

При моделюванні роботи НІН в якості силового елемента протиаварійного управління ЕЕС накопичувач розглядається як джерело струму, сформоване з надпровідникової котушки і облаштування її зв'язку з мережею змінного струму у вигляді напівпровідникового перетворювача.

У розрахунковому алгоритмі роботи НІН передбачена можливість використання обох типів перетворювачів з урахуванням їх особливостей і обмежень при здійсненні незалежного керування модулем і аргументом лінійного струму накопичувача. Принцип функціонування алгоритму заснований на порівнянні поточних значень активної і реактивної потужностей у вузлі аналізованої передачі із заданими уставками, внаслідок чого визначаються необхідні значення потужностей P_p , Q_p які повинні формуватися накопичувачем. Залежно від вимог режиму енергосистеми як визначальне використовується один з цих параметрів, за значенням і знаком якого формується аргумент і модуль лінійного струму НІН. При використанні як визначальний параметр значення реактивної потужності Q_{pi} накопичувача, працюючи в режимі керованого реактора або СТК, формує свої дії з відхилення напруги у вузлі включення НІН.

При використанні як визначальний параметр значення P_p накопичувач окрім формування знаку активної потужності (робота в генераторному або

навантаженні режимі) забезпечує і необхідний розподіл цієї потужності по ділянках електропередачі відносно місця його включення (рис. 2.2)

$$\begin{cases} P = \frac{E_r}{X_1 + X_2} \sin \delta + \ln \frac{X_2 \cdot K_{CX}}{X_1} \cos(\beta - \alpha_n); \\ P = \frac{E_r \cdot U_\delta}{X_1 + X_2} \sin \delta + \ln K_{CX} \cdot U_\delta; K_{CX} = \frac{X_1}{X_1 + X_2} \end{cases}$$

де E_r , U_δ - ТНС еквівалентного генератора і напруга базового вузла в схемі заміщення ЕЕС;

X_1 , X_2 - опори віток передачі;

δ - кут передачі;

P_{n1} , P_{n2} - складові активної потужності НІН по ділянках передачі;

I_n , α_n - модуль лінійного струму НІН і його аргумент відносно вектору напруги базового вузла;

P_r , P_c – потужність по електропередачі у бік накопичувача і від накопичувача у бік базового вузла відповідно;

K_{CX} - коефіцієнт схеми.

Змінюючи кути управління вентилями перетворювача, можна формувати як аргумент, так і модуль лінійного струму накопичувача відповідно до потрібних значенням і напрямом його потужності. Зокрема, для напрямку усієї потужності НІН у бік базового вузла в алгоритмі реалізуються умови:

$$\begin{cases} P_n = P_{n2} = U_\delta \frac{X_1}{X_2 + X_1} \cos(\alpha_n); \\ \cos(\delta - \alpha_n) = 0, \alpha = \pm 90^\circ \end{cases}$$

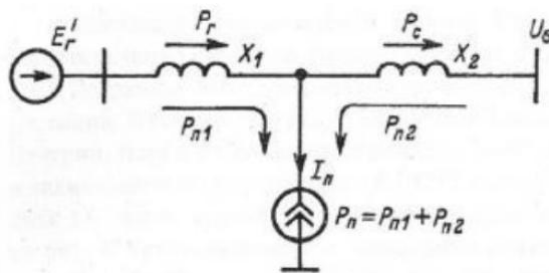


Рисунок 2.2 - Схема розподілу активної потужності надпровідникового накопичувача по ділянках електропередачі

Здійснюючи умови спрямованого регулювання, алгоритм контролює динамічні параметри НН, перешкоджаючи їх виходу за встановлені межі. Зокрема, це відноситься до неможливості роботи перетворювачів на звичайних тиристорах з негативними кутами управління, що, природно, обмежує діапазон реалізації спрямованого регулювання потужності надпровідникового накопичувача, і до умов виходу споживаної або генерованої активної потужності НН за межі критичних для надпровідникового і перетворювального устаткування значень.

Суперконденсатори

Як альтернативу надпровідниковим індукційним накопичувачам можна запропонувати використання суперконденсаторів. Суперконденсатори є електрохімічними компонентами зберігання енергії, які пропонують нові можливості в різних застосуваннях. Суперконденсатори мають високу щільність енергії і тривалий життєвий цикл і можуть поліпшити характеристики мережі тільки під час пікових навантажень. Ключовим моментом при використанні суперконденсаторів в енергетичній системі являється корисна енергія. Загальна енергія, запасена в конденсаторі ($E^{\wedge}\text{£}$), пропорційна ємності C , і квадрату напруги i . Життєвий цикл суперконденсаторов приблизно складає 10 років за нормальних умов експлуатації, але із-за прискорення безперервних електрохімічних реакцій при підвищених температурах і напрузі, зменшуються місткості, тоді як внутрішній опір і саморозряд росте, знижуючи термін служби суперконденсатора. Як правило, виробники радіокомпонентів надають діаграму відображення впливу напруги елемента і температури на зниження терміну служби суперконденсаторів. За грубою оцінкою терміну служби до загальних дій, термін служби зменшується удвічі на кожні 100 мВ вище номінальної напруги і для кожних 10°C зверх номінальної температури 25°C. Основа суперконденсаторів - металеві екрани з активованим вугіллям як з електродами. Площа поверхні складає 1000 - 2000 м² на грам. Окрім вугільних електродів можливе використання оксидів металів (рутений або іридій) або електропровідних полімерів (поліпірол, політіофен,

поліанілін). Електроліт є електропровідною рідиною (водяні або органічні розчини, наприклад розчини у воді гідроксилу натрію або сірчаної кислоти). У симетричній конструкції зустрічно включені електроди утворюють двошаровий конденсатор. Суперконденсатор - нова структурна одиниця в електроенергетичній системі. Один із способів усунення протиріччя між источниками і споживачами електроенергії - включення до складу енергосистем накопичувачів енергії (НЕ), що забезпечують, з одного боку, рівномірне навантаження електростанцій, а з іншої - вирівнювання змінної частини графіку електроспоживання.

Окрім цього існує ряд електроенергетичних завдань, які можуть бути вирішені за допомогою НЕ :

- 1) стабілізація частоти і мережевої напруги;
- 2) покращення стійкості і загальне підвищення надійності роботи ЕЕС.

Таким чином, введення в ЕЕС суперконденсаторів в якості самостійної структурної одиниці продиктовано об'єктивними причинами.

Накопичувачі електричної енергії (НЕЕ) мають великий діапазон енергоємності і швидкодії. Вони можуть використовуватися для вирівнювання графіків навантаження і для підвищення стійкості ЕЕС. НЕЕ - єдиний тип накопичувачів, що акумулюють безпосередньо електричну енергію, з високим ККД. Вони можуть бути розташовані як в центрах навантаження так і безпосередньо у споживача. Суперконденсатори безшумні в роботі і досить надійні, тому що не мають частин, що рухаються, екологічно чисті у виробництві і утилізації.

На рис. 2.3 показана спрощена еквівалентна схема суперконденсатора. Ця проста модель дозволяє вирішити деякі з причин дисбалансу напруги. Значення компонентів є функцією температури і старіння з урахуванням допусків на виготовлення. Старіння підвищує опір серії R і струм витоку $I_{\text{еак}}$, тоді як ємність C зменшується.

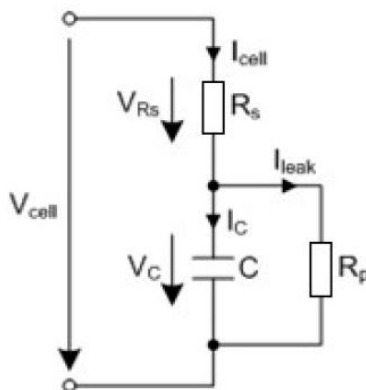


Рисунок 2.3 – Спрощена еквівалентна схема суперконденсатора

Цей процес не є ідентичним для кожного осередку, так що, коли різні осередки з'єднані послідовно, відмінності в напрузі осередку (у зв'язку з відмінностями еквівалентного послідовного опору) і стані заряду (викликаному відмінностями в швидкості саморозряду за рахунок відмінностей в еквівалентному паралельному опорі) поверхневі. Цей ефект підкреслює необхідність системи балансування осередків. Принципи симетрування напруги можуть бути класифіковані як пасивний або активний. З пасивним балансуванням напруги різниця напруги кожного осередку миттєво балансується, що призводить до великих втрат енергії. Активне балансування напруги зазвичай реалізується за допомогою контролера з індивідуальною системою зарядки. Є два поняття балансування пасивної напруги які найчастіше використовуються, а саме фіксована і балансування диференціальної напруги. Балансування фіксованої напруги підключає паралельний осередку суперконденсатора резистор досягнувши верхньої порогової напруги і розмикає коло, коли досягає нижньої порогової напруги. Балансування диференціальної напруги також працює з паралельним резистором, але вона порівнює напругу осередку з напругою сусіднього, і розряджає осередок через паралельний резистор, коли різниця стає занадто великою. Встановлено збільшення продовжуваності життя для слабкого осередку на 180 % при збереженні ефективності при використанні балансування методом фіксованої напруги на моделі. Балансування перепаду

напруги не захищає слабку клітину від шкідливого кидка напруги (вона тільки урівноважує середній час клітинної напруги).

Не стабільна робота енергомереж при випадкових змінах навантаження споживачів, що ведуть до зносу і виходу з ладу дорогого електрообладнання, вимагають підвищення його надійності в знятті пікових навантажень в промислових електромережах. Електроживлення великих споживачів вимагає підвищення надійності енергопостачання.

Висновок

Розглянуто проблему забезпечення системної надійності якості електроенергії, у зв'язку з ростом автоматизації в цілому вирости і запити на якість електроенергії, часті короточасні порушення електроживлення призводять до тяжких наслідків для устаткування і для виробництва. Нині не розроблені методики нормування і усунення короточасних порушень електропостачання. Для усунення цієї проблеми можливе використання надпровідникових індуктивних накопичувачів в зв'язці з інверторами. Завдяки своїй безінерційності НІН спрацьовує вмить, мінусом цього варіанту є вартість виготовлення самого НІН, вартість матеріалів і складна система охолодження надпровідникової котушки. Так само можливим рішенням проблеми може бути використання батареї суперконденсаторів яка в моменти піку вироблення електроенергії запасе в собі енергію, а при КПЕ віддає запасену енергію споживачеві, проте для довготривалої роботи батареї суперконденсаторів потрібно балансування батареї і блок управління батареєю, що ускладнює конструкцію і обслуговування пристрою.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Вибір схеми електропостачання грануляційного цеху

Враховуючи розміщення електроприймачів, в грануляційному цеху використовується радіальна мережа. Вибір розташування РП здійснюємо за двома умовами: близькість до ЕП, та оптимальний розподіл навантаження ЕП.

Враховуючи розташування електроприймачів 1,2,3,4,5,6 підведемо живлення до них від РП-1. До електроприймачів 9,10,11,12,13,14,15 від РП-3. Електроприймачі 7 і 8 та розподільчі пункти РП-1, РП-2 живляться від ТП-6. Радіальна схема електропостачання грануляційного цеху зображена на рис. 3.1.

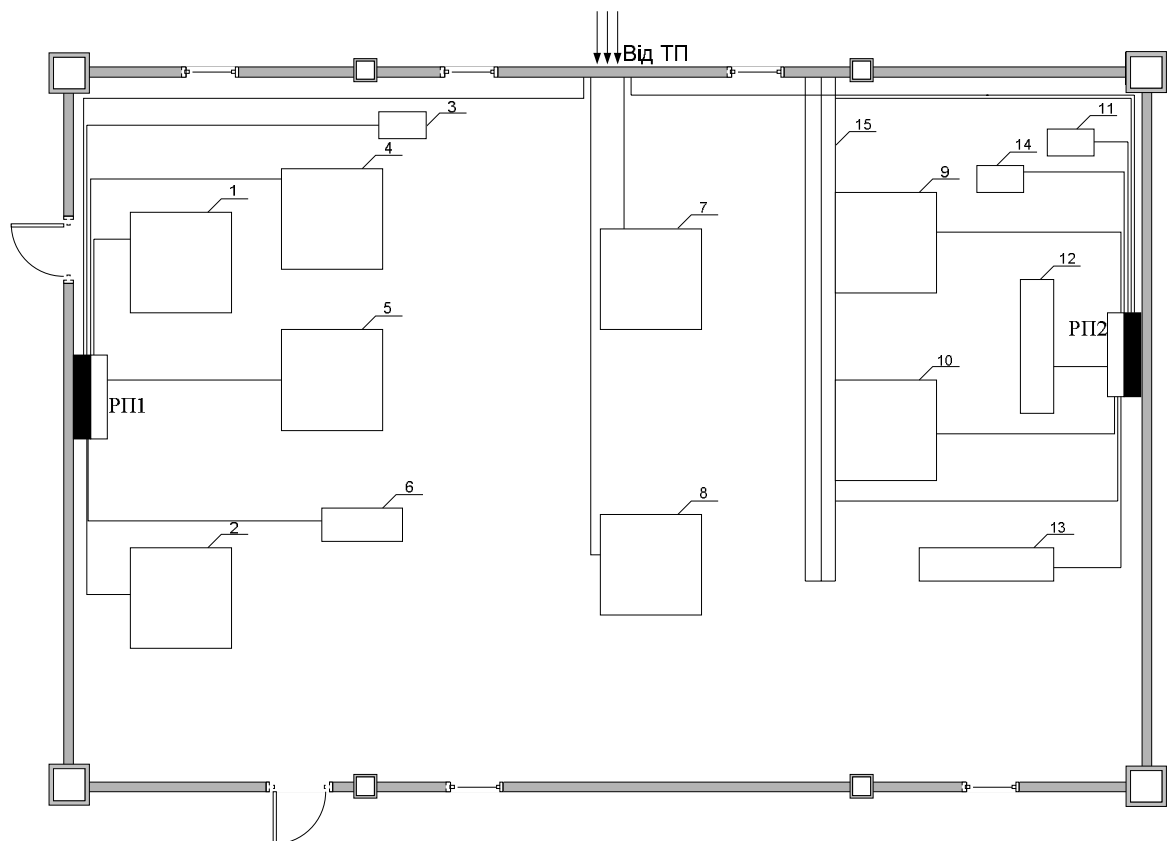


Рисунок 3.1 – Радіальна схема електропостачання грануляційного цеху

3.2 Розрахунок навантаження грануляційного цеху

Під час розробки систем електропостачання необхідно опиратися на такі найважливіші вихідні дані, як активні та реактивні навантаження. По величині

електричних навантажень вибираються елементи системи електропостачання, уставки захистів, рівнів і засобів регулювання напруги, визначаються витрати і втрати електроенергії. У зв'язку з цим фактор точності визначення електричних навантажень при проектуванні набуває особливого значення. Завищення навантажень призводить до збільшення капітальних витрат, зниження – до зменшення надійності роботи системи електропостачання підприємства. В обох випадках приведені витрати на систему електропостачання будуть більше оптимального значення.

Розрахункові навантаження (на усіх ступенях розподільчих і живлячих мереж, включно з трансформаторами і перетворювачами) визначаються методом впорядкованих діаграм, який є основним при розробці технічних і робочих проектів електропостачання. Всі електроприймачі розбиваються на характерні групи із міркувань вимог технологічного процесу та сумісного розташування на площі цеху.

Номінальні величини визначають за паспортними даними ЕП. Середні навантаження за найбільш завантажену зміну [2]. Розраховуємо загальну потужність для охолоджувача (1,2,4,5) :

$$P_M = n \cdot P_H, \quad (3.1)$$

$$P_M = 4 \cdot 1,47 = 5,88 \text{ (кВт)}.$$

Середні навантаження за найбільш завантажену зміну [2]. Визначасмо відповідно середні активну і реактивну потужності:

$$P_{CM} = n \cdot P_H \cdot K_B = 4 \cdot 1,47 \cdot 0,6 = 3,53 \text{ (кВт)},$$

$$Q_{CM} = n \cdot P_H \cdot K_B \cdot \text{tg}(\phi) = 4 \cdot 1,47 \cdot 0,6 \cdot 0,88 = 3,10 \text{ (квар)},$$

де P_{CM} – середня активна потужність (рахуємо для групи – А), кВт;

P_H – сумарна встановлена потужність групи електроприймачів, кВт;

Q_{CM} – середня реактивна потужність, квар;

$\text{tg}\phi_{CM}$ – коефіцієнт реактивної потужності за найбільш завантажену зміну.

Визначасмо розрахункові навантаження РП-1.

Груповий коефіцієнт використання :

$$K_B = \frac{\sum n \cdot P_H \cdot K_B}{\sum n \cdot P_H} = \frac{3,53 + 0,13 + 12}{5,88 + 0,25 + 30} = 0,43,$$

де P_H - номінальна потужність всіх ЕП.

Вираз для визначення ефективного числа ЕП:

$$n_e = \frac{(\sum n \cdot P_H)^2}{\sum n \cdot P_H^2} = \frac{(5,88 + 0,25 + 30)^2}{8,64 + 0,06 + 900} = 1.$$

де K_B – коефіцієнт використання .

З таблиці 3.1 [5] $K_M = 2$; обчислюємо розрахункові потужності:

$$P_M = K_M \cdot K_B \cdot P_H = 2 \cdot 15,65 = 31,31 \text{ (кВт)},$$

$$Q_M = K_M \cdot P_H \cdot \text{tg}(\phi) = 2 \cdot 15,45 = 30,91 \text{ (квар)}.$$

Визначаємо повну розрахункову потужність електроприймачів для РП-1:

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{31,31^2 + 30,91^2} = 43,99 \text{ (кВА)}.$$

Розрахункові навантаження всього цеху визначаються в такій послідовності:

$$K_B = \frac{\sum n \cdot P_H \cdot K_B}{\sum n \cdot P_H} = \frac{15,65 + 58,13 + 350}{36,13 + 115,24 + 500} = \frac{423,78}{651,37} = 0,65,$$

$$n_e = \frac{(\sum n \cdot P_H)^2}{\sum n \cdot P_H^2} = \frac{(36,13 + 115,24 + 500)^2}{908,71 + 6066,39 + 125000} = 3.$$

Знаходимо значення $K_M = 1,22$ і обчислюємо розрахункові потужності для цеху:

$$P_M = K_M \cdot K_B \cdot n \cdot P_H = 1,22 \cdot 423,78 = 517,02 \text{ (кВт)},$$

$$Q_M = K_M \cdot K_B \cdot n \cdot P_H \cdot \text{tg}(\phi) = 1,22 \cdot 353,55 = 431,33 \text{ (квар)},$$

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{517,02^2 + 431,33^2} = 673,31 \text{ (кВА)}.$$

Решта розрахунків навантаження цеху проводиться аналогічно.

Результати розрахунків заносимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок навантаження грануляційного цеху

Вихідні дані						Розрах. величини			ne	Км	Розрах. Потужності			Im	cos φ
За завданням технологів				За довід. даними		$P_{сМ} = n * K_{в} * P_{н}$	$Q_{сМ} = n * K_{в} * P_{н} * tgφ$	$n * P_{н}^2$			P _м	Q _м	S _м		
Найменування споживачів	К-сть ЕП	Ном. пот., кВт		Кв	tg φ										
		Одного ЕП	Загал ьна,												
РП-1 Група А охолоджувач 1,2,4,5	4	1,47	5,88	0,6	0,88	3,528	3,104	8,643						0,75	
Норія ланцюгова 3	1	0,25	0,25	0,5	0,88	0,125	0,11	0,062						0,75	
Норія ланцюгова (мятка) 6	1	30	30	0,4	1,02	12	12,24	900						0,7	
Всього Група А РП-1	6	-	36,13	0,43	-	15,653	15,454	908,706	1,44	2	31,306	30,909	43,993	63,499	
РП-2 Група А шлюзовий затвор 9,10	2	0,37	0,74	0,65	0,88	0,481	0,423	0,273						0,75	
Норія ланцюгова 11,14	2	0,25	0,5	0,5	0,88	0,25	0,22	0,125						0,75	
Вентилятор 12,13	2	45	90	0,5	1,33	55	73,15	6050						0,6	
Конвеєр гвинтовий 15	1	4	4	0,6	0,75	2,4	1,8	16						0,8	
Всього Група А РП-2	7	-	115,24	0,51	-	58,131	75,59	6066,39	2,19	1,6	93,0096	75,593	119,85	27,679	
Від ТП- 6 , гранулятор 7,8	2	100	200	0,7	0,75	140	105	20000						0,8	
Всього ТП6 - 1	2	-	200	0,65	-	350	262,5	125000	2	1,14	159,6	105	191,04	275,745	
Всього по цеху	15	-	351,37	1,21	-	423,78	353,54	131975	0,94	1,22	517,016	431,32	673,31	971,843	

3.3 Розрахунок електричних навантажень підприємства

Розрахунок ведемо знизу до верху. Розрахунок навантажень мережі екстракційного цеха виконаємо в табличній формі, для цього використаємо метод впорядкованих діаграм. Алгоритм обрахунків наведений нижче.

Виконаємо розрахунок для адміністративного корпусу, а по іншим цехам проводимо аналогічні розрахунки і заносимо в таблицю 3.3.

$$P_{см} = k_{п} \cdot P_{н} = 0,6 \cdot 105 = 63 \text{ (кВт)},$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{н} = 63 \cdot 1,17 = 73,71 \text{ (квар)},$$

де $k_{п}$ – коефіцієнт попиту.

Розрахункову потужність освітлення визначають з формулою:

$$P_{м.о.} = K_{п.о.} \cdot K_{пра} \cdot P_{о} \cdot F, \quad (3.2)$$

де $K_{п.о.}$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

$P_{пит.о.}$ – питома густина освітлювального навантаження;

$K_{пра}$ – коефіцієнт втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі;

F – площа приміщення = 78 м³.

Коефіцієнти :

$$K_{пра} = \begin{cases} 1,1 - \text{ДРЛ}; \\ 1 - \text{лампи розжарення}; \\ 1,3 - 1,35 - \text{люмінесцентні безстартерні}; \end{cases}$$

$$K_{п} = \begin{cases} 0,95 - \text{великі виробничі приміщення}; \\ 0,8 - \text{порівняно невеликі виробничі приміщення}; \\ 0,6 - \text{склади, підстанції}; \\ 1,0 - \text{аварійне освітлення}. \end{cases}$$

$$P_{м.о.} = 0,6 \cdot 1,2 \cdot 0,012 \cdot 78 = 0,67 \text{ (кВт)}.$$

Розрахункова потужність адміністративного корпусу дорівнює сумі розрахункових потужностей силового та освітлювального навантажень:

$$P_{м.к} = P_{см} + P_{м.о.} \quad (3.3)$$

$$P_{м.к.} = 63 + 0,67 = 63,67 \text{ (кВт)},$$

$$Q_M = Q_{M.c} = 73,71 \text{ (кВАр)}, \quad (3.4)$$

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{63,67^2 + 73,71^2} = 97,65 \text{ (кВА)}.$$

Розрахункове максимальне навантаження підприємства визначають з виразів:

$$P_M = K_0 \left(\sum_{k=1}^N P_{Mk} + P_{MЦ} + P_{MЗ} \right); \quad (3.5)$$

$$Q_M = K_0 \left(\sum_{k=1}^N Q_{Mk} + Q_{MЦ} + Q_{MЗ} \right) \quad (3.6)$$

де P_{Mk} , Q_{Mk} – розрахункові максимальні навантаження ЦТП або цехів;

N – число ЦТП або цехів;

K_0 – коефіцієнт одночасності максимумів навантаження.

Розрахункові навантаження підприємства:

$$P_{M\Sigma} = K_0 \cdot \Sigma P_{cmi} + P_{mo\Sigma} = 0,9 \cdot 6248,8 + 299,06 = 5922,98 \text{ (кВт)},$$

$$Q_{M\Sigma} = K_0 \cdot \Sigma Q_{mi} = 0,9 \cdot 5740,99 = 5166,89 \text{ (кВАр)},$$

$$S_{\Sigma M} = \sqrt{P_{\Sigma M}^2 + Q_{\Sigma M}^2} = \sqrt{5922,98^2 + 5166,89^2} = 7859,93 \text{ (кВА)}.$$

По інших цехам проводимо аналогічні розрахунки і заносимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.2 – Розрахунок навантажень підприємства

Споживач	P_n	K_p	$tg\varphi$	P_{mc}	Q_{mc}	F	P_{no}	$K_{по}$	$K_{пра}$	$tg\varphi_0$	P_{mo}	Q_{mo}	P_m	Q_m	S_m
Пожежне депо	130	0,6	0,8	78	62,4	95	0,015	0,6	1,2	0,484	1,03	0,5	79,026	62,9	101
Медпункт	70	0,4	1,33	28	37,24	80	0,012	0,6	1,2	0,484	0,69	0,33	28,691	37,57	47,28
Гараж,рембудцех зі складами	30	0,5	1,73	12	20,76	1920	0,012	0,95	1,2	0,484	26,3	12,7	38,266	33,47	50,84
Склад готових виробів	150	0,5	1,33	75	99,75	520	0,015	0,9	1,2	0,484	8,42	4,08	83,424	103,8	133,2
Насосна станція другого підняття	130	0,6	0,88	78	68,64	147	0,012	0,6	1,2	0,484	1,27	0,61	79,27	69,25	105,3
Електролізний цех	780	0,7	0,75	585	438,8	430	0,016	0,7	1,2	0,484	5,78	2,8	590,78	441,5	737,6
Будівля очистки стоків	90	0,5	1,33	45	59,85	370	0,012	0,65	1,1	0,484	3,17	1,54	48,175	61,39	78,03
Склад №4	150	0,6	1,33	75	99,75	450	0,012	0,65	1,1	0,484	3,86	1,87	78,861	101,6	128,6
Будівля відділення флотації	110	0,5	0,8	55	44	198	0,012	0,6	1,2	0,484	1,71	0,83	56,711	44,83	72,29
Їдальня	80	0,75	0,48	64	30,72	390	0,012	0,6	1,1	0,484	3,09	1,49	67,089	32,21	74,42
Адміністративний корпус	50	0,6	1,17	30	35,1	1080	0,015	0,85	1,2	0,484	16,5	8	46,524	43,1	63,42
Дільниця монтажу устаткування	70	0,75	1,17	49	57,33	280	0,012	0,65	1,2	0,484	2,62	1,27	51,621	58,6	78,09
Електроцех	285	0,7	0,75	213,75	160,3	691	0,016	0,8	1,2	0,484	10,6	5,14	224,36	165,4	278,8
Склад	110	0,4	0,88	44	38,72	310	0,012	0,6	1,2	0,484	2,68	1,3	46,678	40,02	61,48
Склад – модуль	120	0,6	1,33	60	79,8	330	0,015	0,6	1,2	0,484	3,56	1,72	63,564	81,52	103,4
Склад №7	150	0,4	0,88	60	52,8	650	0,012	0,6	1,2	0,484	5,62	2,72	65,616	55,52	85,95
Гідро завод з прибудовами	805	0,8	0,62	644	399,3	1738	0,016	0,95	1,1	0,484	29,1	14,1	673,06	413,3	789,8
Механічна майстерня	390	0,75	1,17	273	319,4	923	0,012	0,8	1,2	0,484	10,6	5,15	283,63	324,6	431
Екстракційний завод	890	0,7	0,75	623	467,3	2094	0,016	0,95	1,2	0,484	38,2	18,5	661,19	485,7	820,4
Насосна станція	127	0,6	0,78	82,55	64,39	300	0,012	0,7	1,2	0,484	3,02	1,46	85,574	65,85	108
Склад – модуль	180	0,5	1,33	90	119,7	346	0,012	0,6	1,1	0,484	2,74	1,33	92,74	121	152,5
Адмінбудівля тепловозного депо	70	0,65	1,17	42	49,14	105	0,015	0,85	1,1	0,484	1,47	0,71	43,473	49,85	66,15
Тепловозне депо	50	0,65	1,02	30	30,6	108	0,015	0,6	1,1	0,484	1,07	0,52	31,069	31,12	43,97
Гарний цех	170	0,7	0,75	127,5	95,63	130	0,016	0,6	1,2	0,484	1,5	0,72	129	96,35	161
Миловарний завод	750	0,75	0,75	525	393,8	2196	0,016	0,95	1,2	0,484	40,1	19,4	565,06	413,1	700

продовження таблиці 3.2

Цех фасування олії	120	0,68	0,75	81,6	61,2	290	0,016	0,8	1,1	0,484	4,08	1,98	85,683	63,18	106,5
Насосна станція бензосховища	120	0,68	0,88	84	73,92	341	0,016	0,7	1,1	0,484	4,2	2,03	88,201	75,95	116,4
Залізнична вагова	20	0,5	1,33	10	13,3	63	0,016	0,6	1,2	0,484	0,73	0,35	10,726	13,65	17,36
Будівля залізничної вагової	45	0,45	1,02	20,25	20,66	79	0,015	0,6	1,2	0,484	0,85	0,41	21,103	21,07	29,82
Олієзливна станція	240	0,65	0,75	168	126	1131	0,016	0,85	1,1	0,484	16,9	8,19	184,92	134,2	228,5
Елеватор шрота	355	0,5	0,88	177,5	156,2	577	0,015	0,8	1,1	0,484	7,62	3,69	185,12	159,9	244,6
АЗС	800	0,6	1,02	480	489,6	1343	0,015	0,6	1,2	0,484	14,5	7,02	494,5	496,6	700,8
Грануляційний цех	526	0,6	1,33	327,5	435,6	185	0,015	0,95	1,2	0,484	3,16	1,53	330,66	437,1	548,1
Елеватор насіння	453	0,75	0,88	317,1	279	834	0,016	0,95	1,1	0,484	13,9	6,75	331,04	285,8	437,3
Котельня	540	0,7	0,8	405	324	92	0,015	1	1,2	0,484	1,66	0,8	406,66	324,8	520,4
Місця від важення відходів	180	0,4	1,73	72	124,6	381	0,012	0,6	1,2	0,484	3,29	1,59	75,292	126,2	146,9
Автогараж №1	135	0,5	1,73	54	93,42	275	0,012	0,7	1,2	0,484	2,77	1,34	56,772	94,76	110,5
Побутовий корпус	105	0,6	1,17	63	73,71	78	0,012	0,6	1,2	0,484	0,67	0,33	63,674	74,04	97,65
Всього по підприємству	9705			6248,8	5596	21550					299	145	6547,8	5741	8708

Визначимо загальне значення максимальної потужності цехів і їх загальну площу:

$$S_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{38} S_{Mi} = 8878,7 \text{ (кВА)},$$

$$F_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{38} F_i = 21550 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Середнє питоме навантаження на 1 м² площі:

$$S_{\text{ПИТ}} = \frac{S_{\Sigma}}{F_{\Sigma}} = \frac{8878,7}{21550} = 0,412 \approx 0,4 \text{ (кВА/м}^2\text{)}.$$

При такій питомій потужності доцільно застосовувати трансформатор потужністю потужністю 630 та 1000 кВА. При $S_{\text{ПИТ}} > 0,4$ кВ·А/м² доцільно застосовувати двотрансформаторні підстанції незалежно від категорії надійності електропостачання [1].

Визначимо економічне число підстанцій для двотрансформаторної підстанції за формулою:

$$N_{\text{ек}} \geq \frac{S_{\Sigma}}{2 \cdot S_{\text{ек}} \cdot k_3}, \quad (3.7)$$

де $S_{\text{ек}}$ – економічна потужність тарнсформаторів;

k_3 – коефіцієнт завантаження підстанції.

Визначимо кількість трансформаторних підстанцій з трансформаторами різної потужності. Порівняємо ці варіанти і визначимо, який з них є більш економічно доцільним.

1. При $S_{\text{ек}} = S_{\text{НОМ.Т}} = 630$ кВ·А число ТП:

$$N_{\text{ек}} \geq \frac{8878,7}{2 \cdot 630 \cdot (0,8 \div 0,85)} = 8,81 \div 8,29 \text{ (шт)}.$$

Отже, необхідно встановити дев'ять двотрансформаторних підстанцій потужністю 630 кВА.

2. При $S_{\text{ек}} = S_{\text{НОМ.Т}} = 1000$ кВ·А число ТП:

$$N_{\text{ек}} \geq \frac{8878,7}{2 \cdot 1000 \cdot (0,8 \div 0,85)} = 5,54 \div 5,22 \text{ (шт)}.$$

Необхідно встановити шість двотрансформаторних підстанцій потужністю 1000 кВА.

Аналогічно розраховуємо для інших підстанцій. Результати заносимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Завантаженість трансформаторів цехової ТП.

Цех	S _м ,кВА	S _{ном} =630 кВА		S _{ном} =1000кВА	
		N,шт	Кз	N,шт	Кз
5,6,7,13,14,15,16,21,22,23	1723,31	3	0,91	2	0,86
1,3,4,8,9,12,17	1353,87	3	0,72	2	0,67
18,24,25,26,29,30	1458,4	3	0,77	2	0,73
2,10,11,19,20,31	1361,03	3	0,72	2	0,68
28,32,33,37,38	1100,44	2	0,87	2	0,55
34,35,36,39	1603,5	3	0,85	2	0,80
Всього		17		12	

Таблиця 3.4 – Паспортні дані вибраного трансформатора.

Тип	S _н , кВА	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ	P _{хх} , кВт	P _{кз} , кВт	U _к , %	I _{хх} , %
ТМ 630/10	630	10	0,4	2	7,3	5,5	1,5
ТМ 1000/10	1000	10	0,4	2,1	10,5	6	1,4

3. Визначимо потужності заводу з врахуванням втрат в ТП.

Втрати в ТП 1000 кВА:

$$\Delta P_{\text{ТП}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{\text{н.тп}}} \right)^2, \quad (3.8)$$

$$\Delta P_{\text{ТП}} = 2 \cdot 2,1 + \frac{1}{2} \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{1634,987}{1000} \right)^2 = 10,9 \text{ (кВт)},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП}} = n \cdot \frac{I_{\text{х\%}}}{100} \cdot S_{\text{н.тп}} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{\text{н.тп}}} \right)^2, \quad (3.9)$$

$$\Delta Q_{\text{дт}} = 2 \cdot \frac{1,4}{100} \cdot 1000 + \frac{1}{2} \cdot \frac{6}{100} \cdot \left(\frac{1634,987}{1000} \right)^2 = 28,04 \text{ (квар)}.$$

Аналогічно розраховуємо для інших підстанцій та знайдемо сумарні втрати в ТП по активній і реактивній потужностям. Результати заносимо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 – Втрати в ТП по активній і реактивній потужностям.

№ ТП	1	2	3	4	5	6
P, кВт	10,9	10,48	10,5	10,54	9,96	10,85
Q, квар	28,04	28,04	28,03	28,03	28,02	28,04
ΣP,кВт	63,3					
ΣQ,квар	168,2					

Розрахуємо потужність заводу з урахуванням втрат ТП:

$$P_{m1} = P_{m\Sigma} + \Sigma P, \quad (3.10)$$

$$P_{m1} = 6547,809 + 63,3 = 6611,063 \text{ (кВт)},$$

$$Q_{m1} = Q_{m\Sigma} + \Sigma Q, \quad (3.11)$$

$$Q_{i1} = 5740,999 + 168,2 = 5909,217 \text{ (квар)}.$$

Розрахуємо повну потужність, яка споживається підприємством з енергосистеми:

$$S_{m1} = \sqrt{P_{m1}^2 + Q_{m1}^2}, \quad (3.12)$$

$$S_{m1} = \sqrt{6611,063^2 + 5909,217^2} = 8867,1 \text{ (кВА)}.$$

3.4 Побудова картограми навантажень

Для того, щоб вибрати місце розташування підстанції, необхідно побудувати картограму електричних навантажень і визначити центр електричних навантажень. Побудуємо картограму навантажень на генеральному плані підприємства і визначимо центр її електричних навантажень. Навантаження кожного з цехів зображаємо кругом, площа якого пропорційна розрахунковій активній потужності [2]:

$$P_{Mk} = \pi r_k^2 m_p, \quad (3.13)$$

де r_k - радіус круга; m_p - масштаб побудови.

При графічній побудові центр круга суміщають з геометричним центром зображеного на генплані контуру цеха. Вибираємо масштаб побудови картограми навантажень, кратність якого має бути 1,2 або 5. Прийmemo радіус круга навантажень побутового корпусу $r_1 \approx 30$ м.

Тоді:

$$m_p = \frac{P_{M1}}{\pi r_1^2} = \frac{46,52}{3,14 \cdot 30^2} = 0,02 \text{ (кВт/м)}.$$

Вибираємо $m_p = 0,02$ кВт/м³.

Визначаємо радіуси кругів при даному масштабі:

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{M1}}{\pi m_p}} = \sqrt{\frac{46,52}{3,14 \cdot 0,02}} = 26,02 \text{ (м)}.$$

Аналогічно розраховані радіуси для інших об'єктів .

Сектор освітлювального навантаження для адміністративного корпусу складає :

$$\alpha_1 = \frac{360 \cdot P_{mo}}{P_m} = \frac{360 \cdot 16,5}{46,52} = 127,86^\circ.$$

Аналогічно розраховані величини для інших об'єктів.

Таблиця 3.5 - Дані для побудови картограми.

Цех	Координати		P _{мо} ,кВт	P _{мк}	r,м	α
	Xк,м	Ук,м				
1 Пожежне депо	800	75	1,026	79,026	35,473	4,674
2 Медпункт	43	298	0,691	28,691	21,374	8,673
3 Гараж, рембудцех зі складами	660	90	26,265	38,265	24,684	247,104
4 Склад готових виробів	470	123	8,424	83,424	36,447	36,352
5 Насосна станція другого підняття	938	125	1,270	79,270	35,528	5,767
6 Електролізний цех	1118	200	5,779	590,779	96,991	3,521
7 Будівля очистки стоків	805	195	3,174	48,174	27,696	23,723
8 Склад №4	710	190	3,861	78,861	35,436	17,625
9 Будівля відділення флотації	465	208	1,710	56,710	30,050	10,859
10 Їдальня	245	230	3,088	67,088	32,684	16,574
11 Адміністративний корпус	78	258	16,524	46,524	26,021	127,863
12 Дільниця монтажу устаткування	413	233	2,621	51,620	28,670	18,277
13 Електроцех	880	213	10,614	224,363	59,771	17,030
14 Склад	1243	268	2,678	46,678	27,263	20,656
15 Склад – модуль	1105	300	3,564	63,564	31,814	20,185
16 Склад №7	880	300	5,616	65,616	32,324	30,812

продовження таблиці 3.5

17 Гідрозавод з прибудовами	595	300	27,529	671,529	103,4077	14,758
18 Механічна майстерня	348	330	10,633	283,633	67,20453	13,495
19 Екстракційний завод	200	350	38,195	661,194	102,6088	20,795
20 Насосна станція	55	360	3,024	85,574	36,914	12,721
21 Склад – модуль	1240	348	2,740	92,740	38,429	10,637
22 Адмінбудівля тепловозного депо	985	390	1,473	43,473	26,314	12,194
23 Тепловозне депо	940	385	1,069	31,069	22,248	12,388
24 Тарний цех	810	365	1,498	128,997	45,322	4,179
25 Миловарний завод	595	385	40,055	565,055	94,856	25,519
26 Цех фасування олії	370	407	4,083	85,683	36,937	17,155
28 Насосна станція бензосховища	70	440	4,201	88,201	37,476	17,147
29 Залізнична вагова	703	410	0,725	10,725	13,068	24,359
30 Будівля залізничної вагової	702	435	0,855	21,103	18,331	14,554
31 Олієзливна станція	440	500	16,919	184,919	54,266	32,939
32 Елеватор шрота	145	538	7,616	185,117	54,292	14,811
33 АЗС	75	550	14,504	494,504	88,737	10,559
34 Грануляційний цех	250	605	3,164	330,663	72,562	3,444
35 Елеватор насіння	255	780	13,944	331,044	72,604	15,164
36 Котельня для утилізації	300	890	1,408	406,407	80,445	1,246
37 Місця від важення відходів	245	530	3,291	75,291	34,625	15,739
38 Автогараж №1	250	495	2,772	56,772	30,067	17,577
39 Побутовий корпус	455	690	0,673	63,673	31,842	3,810

Координати центра електричних навантажень:

$$X = \frac{\sum_{k=1}^{38} P_{mk} \cdot X_k}{\sum_{k=1}^{38} P_{mk}} = \frac{79,026 \cdot 800 + 28,69 \cdot 43 + \dots + 63,67 \cdot 455}{6547,809} = 493,3,$$

$$Y = \frac{\sum_{k=1}^{38} P_{mk} \cdot Y_k}{\sum_{k=1}^{38} P_{mk}} = \frac{79,026 \cdot 75 + 28,69 \cdot 298 + \dots + 63,67 \cdot 690}{6547,809} = 412,03.$$

де x_i, y_i – координати центрів ваги фігур, що зображають цехи.

Висновок. На основі картограми, яка була побудована на кресленні генерального плану підприємства, було обрано місця розташування підстанцій та визначено центр електричних навантажень.

Згідно отриманих результатів представимо побудову картограми навантажень:

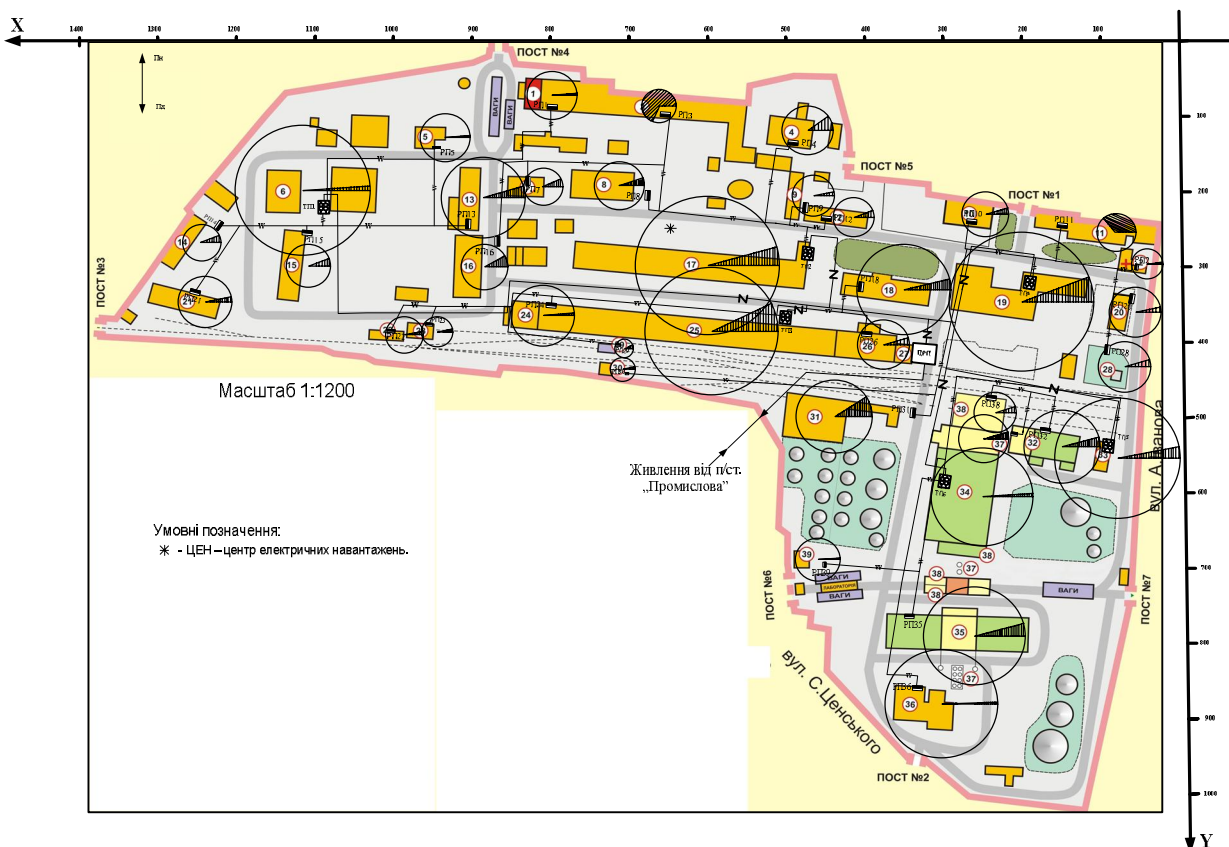


Рисунок 3.2 - Картограма навантажень підприємства

3.5 Вибір комутаційно-захисної апаратури та провідників цехової мережі

Згідно з параграфом 3.1.10 ПУЕ [10], вибираємо захист цехової мережі від КЗ та від перевантаження. Захист будемо виконувати з допомогою напівпровідникових та електромагнітних розчіплювачів автоматичних вимикачів типу ВА 51 та ВА 55. Використовувати в даному випадку запобіжники є не доцільно, оскільки можуть мати місце часті комутаційні перемикання.

В мережах до 1000 В переріз провідників вибирається за допустимим нагріванням і перевіряють за витратами напруги. Повинна виконуватися умова:

$$I_{доп} \geq \begin{cases} I_M - \text{для нормальних приміщень;} \\ 1,25I_M - \text{для вибухонебезпечних приміщень.} \end{cases}$$

Допустимі втрати напруги складають 5% і визначаються за формулою:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_M \cdot (R_{\text{пит}} \cdot \cos\varphi + X_{\text{пит}} \cdot \sin\varphi) \cdot l = \frac{P_M \cdot R_{\text{пит}} + Q_M \cdot X_{\text{пит}}}{U_H} \cdot l. \quad (3.14)$$

Лінія ТП6 –РП-1. Розрахунковий максимальний струм:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3.15)$$

де $U_H = 0,4$ (кВ), тому:

$$I_M = \frac{43,99}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 66,65 \text{ (А)},$$

де $S_M = 43,99$ кВ·А – розрахункова максимальна потужність.

$I_{H.\text{макс}}$ - номінальний струм ЕП, пусковий струм якого найбільший (норія ланцюгова (мятка) б):

$$I_{H.\text{макс}} = \frac{P_{H.\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi_H} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,7} = 65,11 \text{ (А)}.$$

Найбільший пусковий струм:

$$I_{\text{п.макс}} = 5 \cdot I_{H.\text{макс}} = 5 \cdot 65,11 = 325,55 \text{ (А)}.$$

Піковий струм лінії ТП6-РП1:

$$I_{\text{п}} = I_M - K_B \cdot I_{H.\text{макс}} + I_{\text{п.макс}}, \quad (3.16)$$

$$I_{\text{п}} = 66,65 - 0,43 \cdot 65,11 + 325,55 = 364,21 \text{ (А)}.$$

Вибираємо автоматичний вимикач ВА55-37 з номінальним струмом $I_{\text{ном.в}} = 160$ А і номінальним струмом розчеплювача:

$$I_{\text{н.розч}} = 160 \text{ А} > k_{\text{відс}} \cdot I_M = 1,1 \cdot 66,65 = 73,15 \text{ (А)},$$

$$I_{\text{с.в}} = 5 \cdot 160 = 800 \text{ А} > k_H \cdot I_{\text{п}} = 1,5 \cdot 398,84 = 598,27 \text{ (А)}.$$

Умови виконуються, отже вимикач підходить.

Вибираємо кабель типу АВВГ 4×70 з $I_{\text{доп}} = 140 \cdot 0,92 = 129$ А ($I_{\text{доп}} \geq I_M$ для нормальних приміщень).

Перевіримо на умови захищеності кабелю АВВГ:

$$I_{\text{н.роз}} \leq I_{\text{доп}},$$

$$160 \text{ (А)} \leq 129 \text{ (А)}.$$

Виберемо автоматичний вимикач лінії ТП6 - РП2:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{119,85}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 173,69 \text{ (A)}.$$

Знаходимо $I_{H.MAKC}$ для самого потужного споживача:

$$I_{H.MAKC} = \frac{P_{H.MAKC}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi_H} = \frac{55}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,6} = 132,85 \text{ (A)},$$

$$I_{П.MAKC} = 5 \cdot I_{H.MAKC} = 5 \cdot 132,85 = 664,25 \text{ (A)}.$$

Піковий струм лінії ТП6-РП2:

$$I_{П} = I_M - K_B \cdot I_{H.MAKC} + I_{П.MAKC}, \quad (3.17)$$

$$I_{П} = 173,69 - 0,5 \cdot 132,85 + 664,25 = 771,52 \text{ (A)}.$$

Вибираємо автоматичний вимикач ВА 55-37 з номінальним струмом $I_{НОМ.В} = 250 \text{ A}$ і номінальним струмом розчеплювача:

$$I_{H.розч} = 250 \text{ A} > k_{відс} \cdot I_M = 1,1 \cdot 173,69 = 191,06 \text{ (A)},$$

$$I_{с.в} = 5 \cdot 250 = 1250 \text{ A} > k_H \cdot I_{П} = 1,5 \cdot 771,52 = 1157,28 \text{ (A)}.$$

Умови виконуються, отже вимикач підходить.

Вибираємо кабель типу АВВГ 4×70. $I_{доп} = 345 \cdot 0,92 = 317,14 \text{ A}$ ($I_{доп} \geq I_M$ для нормальних приміщень).

Перевіримо на умови захищеності кабелю АВВГ:

$$I_{H.розч} \leq I_{доп.},$$

$$191,06 \text{ (A)} \leq 317,14 \text{ (A)}.$$

Умови виконуються, отже вимикач підходить.

Аналогічно вибираємо захисну апаратуру та провідники для інших споживачів. Дані заносимо в таблицю 3.7.

Виберемо провід для лінії РП1-ЕП (1,2,4,5).

Розрахунковий максимальний струм:

$$I_M = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi_H} = \frac{1,47}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,75} = 2,83 \text{ (A)}.$$

Пусковий струм:

$$I_{п.} = 5 \cdot I_M = 5 \cdot 2,83 = 14,13 \text{ (A)}.$$

Вибираємо автоматичний вимикач ВА 51-25 з номінальним струмом $I_{ном} = 25 \text{ A}$ і номінальним струмом розчеплювача:

$$I_{н.розч} = 6,3 \text{ A} > k_{відс} \cdot I_M = 1,1 \cdot 2,83 = 3,11 \text{ (A)},$$

$$I_{с.в} = 10 \cdot 6,3 = 63 \text{ A} > k_H \cdot I_{п.} = 2,1 \cdot 14,13 = 29,67 \text{ (A)}.$$

Умови виконуються, отже вимикач підходить.

Вибираємо провід типу АПВ 4(1x4). $I_{доп} = 23 \text{ (A)}$ ($I_{доп} \geq I_M$ для нормальних приміщень).

Перевіримо на умови захищеності проводу АПВ:

$$I_{н.розч} \leq I_{доп.},$$

$$3,11 \text{ (A)} \leq 23 \text{ (A)}.$$

Перевіряємо вибрані перерізи за допустимими втратами напруги. Для перевірки втрат напруги візьмемо найбільш електрично віддалений електроприймач – споживач № 3.

Втрати напруги в лінії ТП-6 – РП1:

$$\Delta U_1 = \frac{P_M \cdot R_{шт} + Q_M \cdot X_{шт}}{U_H} \cdot l = \frac{17,19 \cdot 0,549 + 30,90 \cdot 0,065}{380} \cdot 50 = 2,53 \text{ (В)}.$$

Втрати напруги в лінії РП3-ЕП1:

$$\Delta U_2 = \frac{P_M \cdot R_{шт} + Q_M \cdot X_{шт}}{U_H} \cdot l = \frac{1,2 \cdot 9,6 + 0,11 \cdot 0,098}{380} \cdot 35 = 0,11 \text{ (В)}.$$

Тоді загальні втрати складатимуть:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 = 2,53 + 0,11 = 2,64 \text{ (В)},$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{380} \cdot 100\% = \frac{2,64}{380} \cdot 100\% = 0,7\%.$$

В нормальному режимі переріз і довжина провідників повинні забезпечувати відхилення напруги на затискачах ЕП, що не перевищує 5%, отже втрати напруги в лінії ТП – ЕП1 не перевищують нормовані значення.

Розраховані дані заносимо до таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Вибір провідників

№ елемента	І _м , А	Тип провідника	Спосіб прокладання/діаметр труби, мм ²	І _{н.р.} , А	S, мм ²	І _{доп.} , А	l, м	U, В
ТП6 - РП1	66,65	АВВГ	Відкрито по стінах	160	4x70	160	50	2,53
РП1-ЕП 1,2,4,5	6,77	АПВ	ТТ∅28	6,3	4(1x4)	23	30	
РП1-ЕП3	0,24	АПВ	ТТ∅28	25	4(1x4)	23	35	0,11
РП1-ЕП6	24,77	АПВ	ТТ∅ 1 ¼'	27,25	4(1x16)	55	29	
ТП6 - РП2	27,67	АВВГ	Відкрито по стінах	160	4x70	160	50	
РП2-ЕП9,10	0,92	АПВ	ТТ∅28	6,3	4(1x4)	23	20	
РП2-ЕП11,14	0,48	АПВ	ТТ∅28	0,53	4(1x4)	23	21,5	
РП2-ЕП12,13	132,2	АПВ	ТТ∅ 2 ½'	145,42	4(1x95)	140	22	
РП2-ЕП15	4,34	АПВ	ТТ∅28	6,3	4(1x4)	23	36	
ТП6– ЕП7,8	139	АВВГ	Відкрито по стінах	630	4x95	156	47	

Таблиця 3.7 - Вибір комутаційно-захисної апаратури

№ елемента	І _м , А	І _п , А	Тип захисту	І _{ном.в.} , А	І _{н.розч.} , А	І _{с.в.р.} , А	І _{с.в.} , А	І _{гр.відкл.} , кА
ТП-6-РП1	66,65	364,21	ВА55-37	160	160	98,76	800	32,5
РП1-ЕП 1,2,4,5	6,77	19,78	ВА51-25	25	6,3	18,53	125	6
РП1-ЕП 3,11,14	0,24	1,77	ВА51-25	25	25	2,33	125	6
РП1-ЕП 6	24,77	322,55	ВА51-31	100	31	483,75	500	6
ТП-6-РП2	173,69	141,02	ВА55-37	250	250	211,53	800	32,5
РП2-ЕП 9,10	0,92	4,21	ВА51-25	25	6,3	6,32	125	6
РП2-ЕП 11,14	0,48	2,58	ВА51-25	25	6,3	3,87	125	6
РП2-ЕП 12,13	132,2	236	ВА51-33	160	160	394,3	800	6
РП2-ЕП 15	4,34	41,81	ВА51-25	25	6,3	62,72	125	6
ТП-6–ЕП7,8	139	529	ВА51-39	630	630	739,9	6300	6

3.6 Вибір схем та основних елементів заводської мережі

Схема живлення підприємства від енергосистеми (схема зовнішнього живлення) залежить від віддаленості джерела живлення і загальної схеми електропостачання даного району, промислового вузла; необхідної потужності з урахуванням перспектив розвитку, територіального розміщення навантаження, необхідного ступеня надійності електропостачання. Основними

Визначимо струм для нормального і післяаварійного режимів для ліній підприємства напругою 10 кВ.

для ЦРП:

$$I_M = \frac{S_M}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3.20)$$

$$I_M = \frac{8708,2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 251,4 \text{ (А)},$$

$$I_{M.ав.} = 2 \cdot I_M = 2 \cdot 251,4 = 502,8 \text{ (А)}.$$

Для встановлення на стороні 10 кВ вибираємо вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10-20-630УЗ. Номінальний струм вимикачів $I_{ном.в.} = 630 \text{ А} > I_{M.ав.}$ для всіх приєднань. Власний час відключення вимикача 0,075 с. [3].

$$I_{доп} \geq I_{max}, \quad (3.21)$$

$$630 \text{ А} \geq 502,8 \text{ А}.$$

Заживимо завод від підстанції «Промислова» 110/10 і визначимо економічний переріз кабелю:

$$S_{ек} = \frac{I_M}{j_{ек}} = \frac{251,4}{1,4} = 179,5 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Економічна густина струму залежить від матеріалу жил кабелю та кількості годин роботи підприємства за рік (Т) і вибирається за таблицею 1.3.36 з ПУЕ.

Для кабелю з алюмінієвими жилами та $T = 3000 - 5000 \text{ год.}$, $j = 1,4 \text{ А/мм}^3$. Живлення буде подаватись кабелем АСБУ 3x185, $I_{доп.} = 314 \text{ (А)}$, що відповідає вимогам ПУЕ. Відстань від ТП до підстанції 1 км.

Розрахуємо струм для нормального режиму роботи:

- для ТП1:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1634,98}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 47,2 \text{ (А)}.$$

Розрахуємо струм для післяаварійного режиму, який буде залежати від потужності трансформаторів ТП:

$$I_{\text{м.ав.}} = \frac{S_{\text{н.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75,1 \text{ (А)}.$$

Потужність підприємства складає 8,7 МВт, тоді живлення всіх цехів буде здійснюватись від ТП1 – ТП6, які живляться від ЦРП.

Визначимо економічний переріз проводу:

$$I_{\text{м}} = \frac{S_{\text{м}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1634,98}{\sqrt{3} \cdot 10} = 95 \text{ (А)},$$

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{м}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{95}{1,4} = 78,66 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Для кабелів з паперовою ізоляцією $j_{\text{ек}} = 1,4 \text{ (А/мм}^2\text{)}$ при $T = 5000$ таблиця 3.35 [1].

Живлення буде подаватись броньованими кабелями з паперовою ізоляцією алюмінієвій оболонці типу ААБ 3х95, що відповідає вимогам ПУЕ. Споживачі електроенергії підприємства працюють на напрузі 0,4 кВ, тому розподілення електричної енергії в цехових мережах виконується за допомогою цехових РП 0,4 кВ.

Для внутрішньозаводської низьковольтної мережі вибір кабелів та автоматичних вимикачів здійснюємо аналогічно до вибору кабелів і вимикачів цехової мережі. Результати заносимо до таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Вибір низьковольтних кабелів та вимикачів.

№ елем.	$I_{\text{м}}, \text{А}$	Тип вимикача	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Тип провідника	Спосіб проклад.	$S, \text{мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$l_{\text{мах}}, \text{м}$
ТП2-РП1	145,78	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4х50	165	80
ТП4-РП2	68,24	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4х25	115	25
ТП2-РП3	73,38	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4х25	115	28
ТП2-РП4	192,24	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4х95	240	20
ТП1-РП5	151,93	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4х70	200	18
ТП1-РП6(1-4)	266,14	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	4х185	345	1
ТП1-РП7	112,63	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4х35	135	25

продовження таблиці 3.8

ТП2-РП8	185,66	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4x70	200	15
ТП2-РП9	104,34	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4x25	115	10
ТП4-РП10	107,42	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4x25	115	12
ТП4-РП11	91,54	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4x25	115	10
ТП2-РП12	112,72	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4x35	135	10
ТП1-РП13(1,2)	201,19	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	4x185	345	30
ТП1-РП14	88,74	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4x25	115	23
ТП1-РП15	149,21	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4x50	165	12
ТП1-РП16	124,06	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4x35	135	38
ТП2-РП17(1-4)	285,05	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	4x185	345	1
ТП3-РП18(1,2)	311,07	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	4x185	345	22
ТП4-РП19(1-4)	296,10	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	4x185	345	1
ТП4-РП20	155,85	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4x50	165	68
ТП1-РП21	220,08	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4x95	240	34
ТП1-РП22	95,47	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4x25	115	36
ТП1-РП23	63,47	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4x25	115	42
ТП3-РП24	232,30	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4x95	240	28
ТП3-РП25 (1-4)	252,58	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	4x185	345	1
ТП3-РП26	153,66	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4x50	165	18
ТП5-РП28	168,01	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4x70	200	30
ТП3-РП29	25,06	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4x16	90	38
ТП3-РП30	43,04	ВА 55-37	160	ААБ	в землі	4x16	90	42
ТП4-РП31	329,78	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	4x185	345	44
ТП5-РП32	336,06	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	4x185	345	10
ТП5-РП33 (1-4)	252,89	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	4x185	345	1
ТП6-РП34 (1-3)	263,69	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	4x185	345	1
ТП6-РП35(1,2)	315,63	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	4x185	345	38
ТП6-РП36 (1-3)	250,40	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	4x185	345	46
ТП5-РП37	212,05	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4x95	240	15
ТП5-РП38	159,45	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4x70	200	15
ТП6-РП39	140,95	ВА 55-37	250	ААБ	в землі	4x50	165	38
ЦРП-ТП1	94,30	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	3x95	205	102
ЦРП-ТП2	82,67	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	3x70	165	38
ЦРП-ТП3	83,46	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	3x70	165	19
ЦРП-ТП4	84,20	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	3x70	165	45
ЦРП-ТП5	69,45	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	3x70	165	75
ЦРП-ТП6	92,58	ВА 55-37	400	ААБ	в землі	3x95	205	64

Нумерацію РП приймаємо в відповідності до нумерації цехів на генплані, а кількість РП в цеху відповідає числу в дужках.

В даному розділі представлено розрахунки електричних навантажень підприємства з врахуванням коефіцієнтів використання, коефіцієнтів попиту, коефіцієнту одночасності, коефіцієнтів питомого освітлення. Здійснений вибір та розрахунок комутаційно–захисної апаратури із врахуванням всіх вимог та захисту як від перевантажень, так і від струмів короткого замикання.

Також проектування електропостачання було виконано для одного з цехів підприємства, в даному випадку грануляційний, саме для якого була використана радіальна мережа, яка забезпечує високу надійність у електропостачанні споживачів. Також були врахуванні такі нормативні умови, як технології виробництва по надійності та оптимальний розподіл потужності між цеховими РП.

Було спроектовано шість двотрансформаторних підстанцій ($S_{\text{ном.т}} = 1000$ кВА), вибрано кабельні лінії від ЦРП до ТП 1-6 (ААБ), від трансформаторних підстанцій до розподільчих пристроїв (ААБ); від розподільчих пристроїв до електроприймачів. По розрахунковим струмам нормального та аварійних режимів були обрані високовольтні вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL-10-20-630У2, автоматичні вимикачі цехової мережі 0,4 кВ ВА 51-31, ВА 51-25, ВА 55-37.

Керуючись результатами розрахунку коротких замикань, можливо зробити висновки про вірно вибрану комутаційно-захисну апаратури та провідників цехової і заводської мереж.

На основі зроблених розрахунків було обрано оптимальний і раціональний варіант схеми електропостачання, який забезпечує надійне та безперебійне живлення підприємства електроенергією, при цьому гарантується також забезпечення нормальних економічних і технічних показників системи електропостачання.

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Структура існуючої схеми та характеристика обладнання

В процесі реалізації своєї діяльності, підприємство використовує теплову енергію. На підприємстві встановлено парогенератор, водогрійний котел та допоміжне обладнання (теплообмінне устаткування). В якості палива на котельні заводу використовується газ. Сировиною для пару на підприємстві є лушпиння, яке отримується при переробці насіння соняшника олійноекстракційним заводом. На підприємстві встановлено допоміжне обладнання та три котли: котел Е16-39-360Д, котрий виробляє 16т/год пару (11,8 Гкал/год), котел ЕВ16-12-285 також виробляє 16т/год пару, котел «Авогадро» виробляє 10т/год.

Пара використовується для технологічних потреб комбінату та опалення, та горячого водопостачання будівель, метою бакалаврської дипломної роботи є розробка пароводяного теплообмінника для опалення та вентиляції.

Залежно від призначення, виділяються типи теплообмінників: кожухотрубні теплообмінники (їх основними елементами є пучки труб, зібрані в трубні решітки та поміщені в корпус, патрубки і кінці труб кріпляться в трубних ґратах розвальцьовуванням, зварюванням, паянням), пластинчасті теплообмінники (складаються з окремих пластин, розмежованих гумовими прокладками, двох кінцевих камер, рами і кріпильних болтів), виті (поверхня нагріву комплектується з ряду концентричних змійовиків, укладених в кожух і закріплених у визначених головках, теплоносії пересуваються по трубному і міжтрубному просторі), спіральні (поверхню нагріву утворюється двома тонкими металевими листами, привареними до роздільника (керну) і згорнутими у вигляді спіралі), повітряні, водяні теплообмінники, виробляються навіть басейн-теплообмінники.

При виборі і створенні теплообмінної апаратури необхідно враховувати такі важливі чинники, як теплове навантаження апарату, температурні умови

процесу, фізико-хімічні параметри робочих середовищ, умов теплообміну, характер гідравлічних опорів, вид матеріалу і його корозійну стійкість, простоту пристрою та компактність, розміщення апарату, взаємний напрямок руху робочих середовищ, можливість очистки поверхні теплообміну від забруднень, витрати металу на одиницю відданої теплоти та інші техніко-економічні показники [7].

Економічне використання якісних матеріалів, високий рівень технології виготовлення і повне використання всіх досягнень теплопередачі дають можливість вибору і створення раціональних теплообмінних апаратів, що задовольняють всім перерахованим вимогам.

Нагрівання чи охолодження певного продукту підлягає вирішенню за допомогою різних теплообмінників. Вибір конструкції теплообмінника необхідно здійснювати, опираючись на наступні вимоги до них:

- перебування продукту в апараті;
- вибір матеріалу апарата відповідно до хімічних властивостей продукту;
- відповідність апарата тискам робітничих середовищ;
- забезпечення можливості регулювання температурного режиму.

Іншою вимогою є висока ефективність і економічність роботи апарата, зв'язані з підвищенням інтенсивності теплообміну й одночасно з дотриманням оптимальних гідравлічних опорів апарата. Ці вимоги можливо досягти при виконанні наступних умов:

- достатні швидкості однофазних робітничих середовищ для здійснення турбулентного режиму;
- сприятливий відносний рух робітничих середовищ (звичайно краще протиток);
- забезпечення оптимальних умов для відводу конденсату і газів, що не конденсуються, (при паровому обігріві);
- досягнення відповідних термічних опорів по обидва боки стінки поверхні нагрівання;

- запобігання можливості забруднення і легке чищення поверхні нагрівання, мікробіологічна чистота й ін.

Ряд факторів визначає надійність роботи апарата та зручність його експлуатації: компенсація температурних деформацій, міцність, і щільність рознімних з'єднань, доступ для огляду і чищення, зручність контролю за роботою апарата, зручність з'єднання апарата з трубопроводами і т.д.

Ці основні вимоги повинні бути покладені в основу проектування і вибору теплообмінних апаратів. При цьому найбільше значення має забезпечення заданого технологічного процесу в апараті [14].

Класифікація теплообмінників та їх технологічне призначення.

Технологічне призначення теплообмінників різноманітне. Як правило розрізняються:

- теплообмінники, у яких передача тепла є основним процесом;
- реактори, у яких тепловий процес відіграє допоміжну роль,
- Класифікація теплообмінників можлива по різних ознаках.
- За способом передачі тепла розрізняються теплообмінники:
 - змішування, у яких робітничі середовища безпосередньо стикаються або перемішуються;
 - поверхневі теплообмінники — рекуператори, у яких тепло передається через поверхню нагрівання — тверду (металеву) стінку, що розділяє ці середовища.

Усі теплообмінні апарати поверхневого типу можна класифікувати залежно від напрямку потоків теплоносіїв:

- прямиотечійні, коли обидва теплоносії рухаються паралельно в одному напрямку;
- протитечійні, коли обидва теплоносії рухаються в протилежних напрямках назустріч один одному;

В залежності від виду робочих середовищ розрізняються теплообмінники:

- рідинно-рідинні — при теплообміні між двома рідкими середовищами;

- паро-рідинні — при теплообміні між паром і рідиною (парові підігрівники, конденсатори);
- газорідинні — при теплообміні між газом і рідиною.

За тепловим режимом розрізняються теплообмінники:

- періодичної дії, у яких спостерігається нестационарний тепловий процес;
- безперервної дії - зі сталим у часі процесом.

Кожухотрубні теплообмінники. Кожухотрубчасті теплообмінники в даний час є найпоширенішими апаратами в промисловості. Вони складаються з пучків труб, укріплених в трубних ґратах, кожухів, кришок, патрубків, опор і в залежності від призначення інших вузлів. Теплопередавальні поверхні апаратів можуть становити від декількох сотень квадратних сантиметрів до декількох тисяч квадратних метрів. Переваги: достатньо велика швидкість в трубах при великих об'ємних видатках середовища, що в них рухається. Простота конструкції. Недоліки: сумарний поперечний перетин труб відносно великий, що дозволяє отримати достатньо великі швидкості в трубах тільки при невеликих об'ємних витратах речовини: низький коефіцієнт теплопередачі, невелика різниця температур середовищ, між якими відбувається теплообмін.

Пластинчасті теплообмінники. Даний тип теплообмінника складається з набору пластин, в яких відштамповані хвилясті поверхні і канали для протоки рідини. Пластини ущільнюються між собою гумовими прокладками і стяжками. Такий теплообмінник простий у виготовленні, легко модифікується (додаються або забираються пластини), його легко чистити, у нього високий коефіцієнт теплопередачі, але його не можна застосовувати при високих тисках. Переваги: пластинчасті рекуператори мають ККД 40-65%. Теплообмінник в цьому типі рекуператорів влаштований дуже просто, не має рухомих або тертьових деталей, що має на увазі нечасті поломки і технічне обслуговування. У пластинчастому вигляді рекуператорів ще немає будь-яких частин, що споживають електроенергію, що істотно знижує витрати на експлуатацію цього обладнання. Недоліки: Необхідність перетину потоків повітря витяжного і припливного диктує обов'язковість перетину труб воздуховодов в самому

рекуператорі, що далеко не завжди зручно, а іноді й важкореалізовано. У зимову пору року пластинчастий теплообмінник рекуператора часто обмерзає. Для вирішення цієї проблеми потрібно або періодичним чином вимикати припливний вентилятор, або застосовувати байпасний клапан. Даний вид рекуператорів може обмінюватися лише теплом. До вологообміну вони не пристосовані.

Теплообмінники спіральні. Теплообмінник являє собою два спіральних каналу, навитих з рулонного матеріалу навколо центральної роздільної перегородки - керна, середовища рухаються по каналах. Одне з призначень спіральних теплообмінників-нагрівання та охолодження високов'язких рідин.

Економайзери відповідно призначенням умовно ділять на два типи: некиплячі киплячі. У економайзері сприймається 10-20% теплоти палива [18].

Отже, для проектування було вибрано кожухотрубний теплообмінник, оскільки дають можливість створювати значні поверхні теплообміну в одному апараті, прості у виготовленні і надійні в експлуатації. Кожухотрубні теплообмінники зі всіх видів теплообмінників найпростіші по конструкції, прості в експлуатації і володіють невисокою ціною, тому даний вид теплообмінників має найбільше застосування по відношенню до інших видів. Даний об'єкт проектування вибраний тому, що пароводяний кожухотрубчастий підігрівник є досить універсальний, компактний та з високою інтенсивністю теплопередачі. В цьому підігрівнику ми отримуємо додатковий нагрів теплоносія.

Розрахуємо вертикальний кожухотрубчастий пароводяний теплообмінник для додаткової води за такими заданими вихідними даними:

Вихідні дані:

тиск насиченої пари: $P=0,12$ бар;

теплова потужність: $Q=10$ МВт;

температура води на вході в теплообмінник: $t'_B = 50$ (°C);

температура води на виході з теплообмінника: $t''_B = 90$ (°C);

нагріване середовище – вода;

грійне середовище – пара;

температура конденсата $t_k = 105$ (°C).

Запишемо теплофізичні властивості для пари:

$$t_n = 105 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\rho_n = 0,699 \text{ кг/м}^3;$$

$$\lambda_n = 2,431 \cdot 10^{-2} \text{ Вт/м}\cdot\text{К};$$

$$C_p = 2,156 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К};$$

$$Pr_n = 1,085.$$

Визначимо середню температуру води:

$$\bar{t}_B = 0,5(t'_B + t''_B) \text{ } [^\circ\text{C}]; \quad (4.1)$$

$$\bar{t}_B = 0,5 \cdot (90 + 50) = 70 \text{ } (^\circ\text{C}).$$

Теплофізичні властивості води при середній температурі:

а) коефіцієнт теплопровідності $\lambda_B = 66,8 \cdot 10^{-2} \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$;

б) густина води $\rho_B = 977,8 \text{ (кг/м}^3)$;

в) критерій Прандтля $Pr = 2,55$;

г) кінематична в'язкість $\nu = 0,415 \cdot 10^{-6} \text{ (м}^2\text{/с)}$;

д) теплоємність води $C_{pB} = 4,187 \text{ (кДж/(кг}\cdot\text{К))}$;

Витрата мережної води:

$$G = \frac{Q}{C_{pB} \cdot (t'_B - t''_B)} \text{ [кг/с];} \quad (4.2)$$

$$G = \frac{10000}{4,187 \cdot (90 - 50)} = 59,71 \text{ (кг/с)}.$$

Задамося діаметром труб: $\frac{d_3}{d_B} = \frac{14}{12}$ мм, довжиною труб: $l = 4$ м і швидкістю

води в трубах, яку будемо змінювати до найбільш оптимального варіанту:

$$w_B = 1,4 \text{ м/с}.$$

Визначимо площу перерізу однієї труби (внутрішню):

$$f_B = 0,785 \cdot d_B^2 \text{ [м}^2\text{]}, \quad (4.3)$$

$$f_B = 0,785 \cdot 0,012^2 = 1,13 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}.$$

Визначимо площу перерізу однієї труби (зовнішню):

$$f_3 = 0,785 \cdot d_3^2 \text{ [м}^2\text{]}, \quad (4.4)$$

$$f_3 = 0,785 \cdot 0,014^2 = 1,54 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}.$$

Визначимо об'ємну витрату води:

$$V_B = \frac{G_{\text{д.в.}}}{\rho_B} \text{ [м}^3\text{/с]}, \quad (4.5)$$

$$V_B = \frac{47,77}{977,8} = 0,049 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

Кількість труб:

$$n = \frac{V_B}{f_B \cdot w_B} \text{ (шт)}, \quad (4.6)$$

$$n = \frac{0,049}{1,13 \cdot 10^{-4} \cdot 1,4} = 310 \text{ (шт)}.$$

Площа грійної поверхні:

$$F = \pi \cdot d \cdot l \cdot n \text{ [м}^2\text{]}, \quad (4.7)$$

$$F_{\text{BH}} = 3,14 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 310 = 46,72 \text{ (м}^2\text{)},$$

$$F_3 = 3,14 \cdot 14 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 310 = 54,51 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Середньотемпературний напір:

$$\Delta t_{\text{с}} = t_{\text{H}} - t'_{\text{B}} \text{ [}^\circ\text{C]}, \quad (4.8)$$

$$\Delta t_{\text{с}} = 105 - 50 = 85 \text{ (}^\circ\text{C)},$$

$$\Delta t_{\text{M}} = t_{\text{H}} - t''_{\text{B}} \text{ [}^\circ\text{C]}, \quad (4.9)$$

$$\Delta t_{\text{M}} = 105 - 90 = 15 \text{ (}^\circ\text{C)},$$

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{\Delta t_{\text{с}} - \Delta t_{\text{M}}}{\ln \frac{\Delta t_{\text{с}}}{\Delta t_{\text{M}}}} \text{ [}^\circ\text{C]}, \quad (4.10)$$

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{55 - 15}{\ln \frac{55}{15}} = 30,8 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Визначимо коефіцієнт тепловіддачі α_K .

Визначимо значення А і В [8] для водяної пари при температурі насичення:

$$A = 56 \text{ (1/(м·С}^0\text{))}, B = 6,7 \cdot 10^{-3} \text{ (м/Вт)}.$$

Температура зовнішньої стінки:

$$t_{\text{СТЗ}} = t_{\text{Н}} - \frac{\Delta t_{\text{CP}}}{2} \text{ [}^{\circ}\text{C]}, \quad (4.11)$$

$$t_{\text{СТЗ}} = 105 - \frac{30,8}{2} = 89,6 \text{ (}^{\circ}\text{C)},$$

$$\Delta t = t_{\text{Н}} - t_{\text{СТЗ}} \text{ [}^{\circ}\text{C]}, \quad (4.12)$$

$$\Delta t = 105 - 89,6 = 15,4 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Приведена довжина поверхні (число Григуля):

$$Z = A \cdot l \cdot \Delta t, \quad (4.13)$$

$$Z = 56 \cdot 4 \cdot 15,4 = 3449,6.$$

За умови $Z > 2300$ – отже течія змішана (турбулентна), тоді число Рейнольдса визначимо за формулою:

$$\text{Re}_K = 1600 \left[1 + 0,625 \text{Pr}^{1,5} \left(\frac{Z}{2300} - 1 \right) \right]^{4/3}, \quad (4.14)$$

$$\text{Re}_H = 1600 \left[1 + 0,625 \cdot 1,085^{1,5} \left(\frac{3449,6}{2300} - 1 \right) \right]^{4/3} = 2047.$$

Коефіцієнт тепловіддачі:

$$\alpha_K = \frac{\text{Re}}{l \cdot B \cdot \Delta t} \text{ [Вт/м}^2 \cdot \text{К]}, \quad (4.15)$$

$$\alpha_K = \frac{2047}{4 \cdot 6,7 \cdot 15,4 \cdot 10^{-3}} = 4960 \text{ (Вт/м}^2 \cdot \text{К)}.$$

Визначимо коефіцієнт тепловіддачі α_B :

— питомий тепловий потік:

$$q_3 = \frac{Q}{F_3} \text{ [Вт / м}^2\text{]}, \quad (4.16)$$

$$q_3 = \frac{10000}{54,51} = 183,45 \text{ (Вт / м}^2\text{)}.$$

— температура внутрішньої стінки труби:

$$t_{\text{СТВ}} = t_{\text{СТЗ}} - q_3 \frac{\delta_{\text{СТ}}}{\lambda_{\text{СТ}}} \text{ [}^\circ\text{C]}, \quad (4.17)$$

де $\delta_{\text{СТ}}$ - товщина стінки труби дорівнює 1 мм,

$\lambda_{\text{СТ}}$ - теплопровідність матеріалу стінки (сталь звичайна) дорівнює $45 \cdot 10^{-3}$ (Вт/м·К);

$$t_{\text{СТВ}} = 89,6 - 183,45 \frac{0,001}{0,045} = 85,52 \text{ [}^\circ\text{C]}.$$

За температурою внутрішньої стінки труби визначаємо, що Pr стінки дорівнює 2,77.

Визначимо число Рейнольдса:

$$Re_B = \frac{w_B \cdot d_B}{\nu_B}, \quad (4.18)$$

$$Re_B = \frac{1,4 \cdot 0,012}{0,415 \cdot 10^{-6}} = 40481,9.$$

Визначимо число Нусельта:

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr_B^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_B}{Pr_{\text{СТ}}} \right)^{0,25}, \quad (4.19)$$

$$Nu = 0,021 \cdot 40481,9^{0,8} \cdot 2,55^{0,43} \cdot \left(\frac{2,55}{2,77} \right)^{0,25} = 147,72.$$

Тоді коефіцієнт тепловіддачі α_B :

$$\alpha_B = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_{\text{ВН}}} \text{ [Вт/м}^2 \cdot \text{К]}, \quad (4.20)$$

$$\alpha_B = \frac{147,72 \cdot 0,668}{0,012} = 8223,08 \text{ (Вт/м}^2 \cdot \text{К)}.$$

Визначимо коефіцієнт теплопередачі k :

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_K} + \frac{1}{\alpha_B} + \frac{\delta_{\text{СТ}}}{\lambda_{\text{СТ}}}} \text{ [Вт/м}^2 \cdot \text{К]}, \quad (4.21)$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{4960} + \frac{1}{8223,08} + \frac{0,001}{45}} = 2894,84 \text{ (Вт / м}^2 \cdot \text{К)}.$$

Перевіримо температуру зовнішньої стінки труби:

$$t_{\text{стз}} = t_{\text{н}} - \frac{\kappa \cdot \Delta t_{\text{ср}}}{\alpha_{\kappa}} \quad [^{\circ}\text{C}], \quad (4.22)$$

$$t_{\text{стз}} = 105 - \frac{2894,84 \cdot 30,8}{4960} = 87,02 \quad (^{\circ}\text{C}).$$

Визначимо площу грійної поверхні теплообмінника:

$$F = \frac{Q}{\kappa \cdot \Delta t} \quad [\text{м}^2], \quad (4.23)$$

$$F = \frac{10000 \cdot 10^3}{2894,84 \cdot 30,8} = 112,16 \quad (\text{м}^2).$$

Довжина однієї труби теплообмінника:

$$L = \frac{F}{\pi \cdot d_{\text{ср}} \cdot n} \quad [\text{м}], \quad (4.24)$$

$$L = \frac{112,16}{3,14 \cdot 0,013 \cdot 310} = 8,87 \quad (\text{м}).$$

Кількість ходів в теплообміннику:

$$k = \frac{L}{l} \quad [\text{шт}], \quad (4.25)$$

$$k = \frac{8,87}{4} = 2,21 \quad (\text{шт}).$$

Кількість ходів приймаємо $k = 2$.

Внутрішній діаметр корпусу:

$$D_{\text{вн}} = 1,13 \cdot s \cdot \sqrt{n} \quad [\text{м}], \quad (4.26)$$

де n – загальна кількість труб.

Крок між трубами:

$$s = 1,5 \cdot d_{\text{зв}} \quad [\text{мм}], \quad (4.27)$$

$$s = 1,5 \cdot 0,014 = 0,021(\text{м}) = 21 \quad (\text{мм}).$$

Підставивши отриманні значення у формулу (4.28), отримуємо:

$$D_{\text{вн}} = 1,13 \cdot 0,021 \cdot \sqrt{620} = 0,591(\text{м}) = 591 \quad (\text{мм}).$$

Приймаємо трубу діаметром 600 мм, з товщиною стінки $\delta = 16$ мм.

Діаметр водяного штуцера:

$$D_{\text{ВШ}} = 1,13 \sqrt{\frac{V_{\text{МВ}}}{\omega_{\text{В}}}} \text{ [м]}, \quad (4.28)$$

де $\omega_{\text{В}}$ – швидкість води на вході в штуцер, приймаємо 3 м/с.

$$D_{\text{ВШ}} = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{0,049}{3}} = 0,144 \text{ (м)} = 144 \text{ (мм)}.$$

Приймаємо два штуцера діаметром умовного проходу 160 мм, і товщиною стінки 10 мм.

Діаметр парового штуцера:

$$D_{\text{ПШ}} = 1,13 \sqrt{\frac{V_{\text{П}}}{\omega_{\text{П}}}} \text{ [м]}, \quad (4.29)$$

де $\omega_{\text{П}}$ – швидкість пари на вході в штуцер, приймаємо 20 м/с.

Об'ємна витрата пари:

$$V_{\text{П}} = \frac{D_{\text{П}}}{\rho_{\text{П}}} \text{ [м}^3 \text{ / с]}, \quad (4.30)$$

$$V_{\text{П}} = \frac{0,94}{0,699} = 1,34 \text{ (м}^3 \text{/с)}.$$

Підставивши отримані значення в формулу (4.31) маємо:

$$D_{\text{ПШ}} = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{1,34}{20}} = 0,292 \text{ (м)} = 292 \text{ (мм)}.$$

Приймаємо два штуцера діаметром умовного проходу 290 мм, і товщиною стінки 8 мм.

Діаметр конденсатного штуцера:

$$D_{\text{КШ}} = 1,13 \sqrt{\frac{V_{\text{К}}}{\omega_{\text{К}}}} \text{ [м]}, \quad (4.31)$$

де $\omega_{\text{К}}$ – швидкість конденсату на виході з штуцера, приймаємо 3 м/с,

$V_{\text{К}}$ - об'ємна витрата конденсату, приймаємо 0,0004 м³/с:

$$D_{\text{КШ}} = 1,13 \sqrt{\frac{0,0004}{3}} = 0,0131 \text{ (м)} = 13,1 \text{ (мм)}.$$

Приймаємо штуцер діаметром умовного проходу 25 мм, і товщиною стінки 3,5 мм.

Діаметр трубної дошки:

$$D_{\text{тр}} = S_{\text{тр}} \cdot \sqrt{1,33 \cdot (N_{\text{отв}} - 1) \cdot 10^{-3}} \text{ [мм]}, \quad (4.32)$$

$$D_{\text{тр}} = 22 \cdot \sqrt{1,33 \cdot (2 - 1) \cdot 10^{-3}} = 0,1 \text{ (мм)}.$$

Діаметр корпусу:

$$D_{\text{к}} = D_{\text{тр}} + 2 \cdot A \text{ [мм]}, \quad (4.33)$$

$$D_{\text{к}} = 0,1 \cdot 2 + 3,13 = 3,23 \text{ (мм)}.$$

Гідравлічний розрахунок потоків

Коефіцієнт тертя по довжині труби:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{\text{Re}_B} + \frac{K_e}{d_{\text{BH}}} \right)^{0,25} \quad (4.34)$$

де $K_e = 0,06$ мм – коефіцієнт еквівалентної шорсткуватості,

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{40481,9} + \frac{0,06}{12} \right)^{0,25} = 0,031.$$

Втрати тиску по довжині труби:

$$\Delta P_1 = \frac{\lambda \cdot l}{d_{\text{BH}}} \cdot \frac{\rho_B \cdot \omega_B^2}{2} \text{ [Па]}, \quad (4.35)$$

$$\Delta P_1 = \frac{0,031 \cdot 4}{0,012} \cdot \frac{977,7 \cdot 1,4^2}{2} = 9897,65 \text{ (Па)} = 9,9 \text{ (кПа)}.$$

Місцеві втрати напору:

$$\Delta P_M = \sum \xi_M \cdot \frac{\rho_B \cdot \omega_B^2}{2} \text{ [Па]}, \quad (4.36)$$

де $\sum \xi_M$ – сума місцевих опорів.

Коефіцієнти місцевого опору $\sum \xi_M$:

- вхід в камеру – 0,5;
- вхід в труби – $0,5 \times 27 = 13,5$;
- вихід із труби – $1 \times 27 = 27$;

- поворот на 180° - $1,5 \times 27 = 40,5$;
- вхід в труби – $0,5 \times 27 = 13,5$;
- вихід із труби – $1 \times 27 = 27$;
- вихід із камери – $1,1$.

$$\sum \xi_M = 0,5 + 13,5 + 27 + 40,5 + 13,5 + 27 + 1,1 = 123,1.$$

Підставивши отримані значення в формулу (4.34) отримаємо:

$$\Delta P_M = 123,1 \cdot \frac{977,7 \cdot 1,4^2}{2} = 117947 \text{ (Па)} = 117,9 \text{ (кПа)}.$$

Сумарні втрати тиску:

$$\Delta P_{\text{сум}} = \Delta P_1 + \Delta P_M \text{ [кПа]}, \quad (4.37)$$

$$\Delta P_{\text{сум}} = 7,4 + 117,9 = 125,3 \text{ (кПа)}.$$

Потужність насоса:

$$N_H = \frac{G_B \cdot \Delta P_M}{\eta} = \frac{59,71 \cdot 125,3}{0,76} = 9844,29 \text{ (кВт)}.$$

Будь - який технологічний процес, в тому числі і процес обміну тепла, який протікає в кожухотрубчастому теплообмінному апараті потребує контролю і регулювання.

За допомогою контрольно-вимірювальних приладів і автоматизації контролюють і автоматично регулюють температуру, тиск, витрату, рівень, склад і інші величини. При випробуванні теплообмінних апаратів в експлуатаційних умовах зазвичай вимірюються: температура води на вході у апарат і виході з апарату; тиск води на вході у апарат і виході з апарату; витрата води через апарат.

Дані з усіх вимірювальних приладів зводиться в один щит управління або подаються на пульт диспетчеру установки. Звідки можна безпосередньо вести контроль і регулювання різними складовими агрегатами установки, в тому числі і теплообмінним апаратом [18].

Технічні пристрої - прилади, регулятори, що сприймають виконавчі та допоміжні елементи, за допомогою яких здійснюється автоматичне керування об'єктом, є засобами автоматизації.

Автоматичний контроль служить для безперервного спостереження за ходом технологічного процесу відповідно до вимог технічних норм і регламенту. Автоматична система керування являє собою сукупність керованого об'єкта й автоматичного керуючого пристрою.

При виборі приладів контролю керуються такими основними положеннями:

- прилади повинні забезпечувати необхідну точність вимірювання, бути досить швидкодіючими;
- прилади повинні мати наочну шкалу і покажчик, самописні прилади повинні мати точну реєстрацію показань;
- похибка датчиків не повинна виходити за допустимі межі, захисні трубки термопар і термометрів опору повинні бути досить міцними;
- при виборі приладів контролю і автоматизації враховується їх вартість, а також вимоги пожежо-, вибухонебезпечності.

Виходячи з вище викладених умов, обрані наступні засоби автоматичного контролю:

Для контролю температури:

- а) термопара хромель-копель ТХК-539;
- б) прилад контролю та реєстрації пневматичний ПКР.1.

Для контролю тиску:

- а) вимірювальний перетворювач тиску "Сапфір 22 ДІ". Межа вимірювання 0 ... 2,5 МПа. Клас точності перший. Вихідний сигнал 4 ... 20 мА.
- б) прилад вторинний реєструючий А-542. Вхідний сигнал 4 ... 20 мА. Клас точності 0,1.

Для контролю рівня:

- а) електронний вимірювач рівня ЕіУ-1;

б) вимірювальний перетворювач рівня "Сапфір 22 ДГ". Вихідний сигнал у межах 4 ... 20 мА.

в) прилад аналоговий реєструючий А-542.

Для контролю витрати:

а) передавальний перетворювач витрати 13ДД11;

б) прилад контролю та реєстрації пневматичний ПКР.1.

Виходячи з вище викладених умов, обрані наступні засоби автоматичного регулювання:

а) електронний потенціометр КСП-3;

б) електропневматичний перетворювач ЕПП-63-ЕХ;

в) прилад контролю пневматичний показуючий і самописний ПВ10.1Е;

г) мембранно - виконавчий пристрій ПР4.31;

ПВ10.1Е - прилад контролю пневматичний показуючий і самописний здійснює запис і показання величини регульованого параметра, показання величини завдання та керуючого впливу; перемикає систему регулювання на ручне дистанційне, автоматичне або автоматичне програмне управління; формування задає впливу в автоматичному режимі і керуючого впливу в режимі дистанційного управління.

Дія приладу заснована на компенсаційному принципі вимірювання, при якому зусилля на приймальному елементі, що виникає від вхідного тиску, врівноважується зусиллям від натягу пружини зворотного зв'язку.

ПР4.31 - пристрій регулює пневматична пропорційно-інтегральне призначено для стабілізації параметрів технологічних процесів з ПІ-законом регулювання. Дія пристрою базується на принципі компенсації сил.

Під час проведення монтажу теплообмінника необхідно передбачити можливість установки термометрових гільз на всмоктуючому трубопроводі для термометрів і термобаллона ТРВ.

Са - вартість виготовлення і монтажу теплообмінника, віднесена до одного року роботи (амортизація); СЕ) - експлуатаційні витрати за рік по

стороні продукту; Се, - експлуатаційні витрати за рік по стороні другої робочої середовища.

Таблиця 4.1 – Специфікація засобів автоматизації

№	Найменування і коротка характеристика приладу	Тип приладу	К-сть	Вартість, грн
1	Термопара	ТХК-539	4	350
2	Вимірювальний перетворювач тиску	Сапфір 22 ДІ	4	500
3	Електронний вимірювач рівня	ЕіУ-1	2	900
4	Вимірювальний перетворювач рівня	Сапфір 22 ДГ	4	500
5	Передавальний перетворювач витрати	13ДД11	2	700
6	Вторинний реєструючий прилад зі станцією управління	ПВ 10. 1Е	3	1200
7	Мембранний виконавчий пристрій	ПР4.31	1	
8	Електронний потенціометр	КСП-3	2	1560
9	Електропневматичний перетворювач	ЕПП-63-ЕХ	1	

Укладання колони перед підйомом. Після установки корпусу приступають до монтажу теплообмінника. Далі теплообмінник встановлюють у корпус колони. Потім встановлюють корпус теплообмінника. Перед цим в горловину корпусу колони ввертають шпильки. Корпус теплообмінника заводять на шпильки горловини і за допомогою гідродомкрата затягують на них гайки. Перекіс торця фланця корпусу теплообмінника по відношенню до торця горловини корпусу колони синтезу після остаточного затягування гайок не повинен перевищувати 4 5 мм. Якщо довжина трубок виходить є великою, то, керуючись зручністю виготовлення і монтажу теплообмінника, останні роблять неоднородними. Підкреслюється, що введення двох додаткових решіток знижує віброактивність пучка при номінальних і середніх витратах, але тільки за умови, що при монтажі теплообмінника забезпечується надійне закріплення труб у дистанційних решітках. На цій ж моделі був виміряний коефіцієнт гідравлічного опору по тракту першого контуру.

Температура навколишнього повітря при монтажі теплообмінника умовно приймається рівною 0 С. Недоліками однопоточних теплообмінників розбірної конструкції є наявність великого числа фланцевих з'єднань - джерел течії, трудомісткість монтажу і ремонту. Щоб у процесі експлуатації було можливо визначати дефектне місце як причину пропусків, при монтажі теплообмінника необхідно передбачати відключення з системи окремих ділянок, що складаються з 6 - 8 секцій. У кожухотрубних теплообмінниках досягаються досить великі відносини теплообмінної поверхні до об'єму і маси [14]. Розміри поверхні теплообміну легко можна варіювати в широких межах, конструкція має достатню міцність і витримує нормальні навантаження при складанні, перевезення і монтажу теплообмінника, а також внутрішні і зовнішні напруги в звичайних умовах експлуатації. Очищення кожухотрубного теплообмінника не викликає ускладнень, а його елементи, найбільш схильні до корозії - прокладки та труби - легко можуть бути замінені. Конструктивні особливості дозволяють застосовувати цей тип майже у всіх випадках, включаючи гранично низькі або високі температури тиску, великі градієнти температур, при випаровуванні і конденсації і використанні сильно забруднених і корозійно-активних теплоносіїв. Методи розрахунку і технологія виготовлення таких теплообмінників широко відомі.

При розрахунку критерію оптимальності його необхідно виразити через конструктивні і технологічні параметри і змінні, що впливають на роботу теплообмінника. Загальні капітальні витрати КЗ складаються з витрат на теплообмінник (K_t) і нагнітальні пристрої K_n (насос, вентилятор, газодувки), які повинні забезпечити проходження теплоносіїв через апарат, витрат на монтаж теплообмінника K_t . Зазвичай вважають, що капітальні та монтажні витрати тим значніше, чим більше величина поверхні теплообміну $F=K_t \cdot K_n$.

Капіталовкладення_включають у себе витрати на проектні, будівельні роботи, устаткування і монтаж, а також у ряді випадків — на геологорозвідувальні, дослідницькі та підготовчі роботи для створення основних виробничих фондів об'єкту енергозбереження. Капіталовкладення за

кожним роком визначаються з урахуванням поворотних сум, що виключають вартість споруд і устаткування, які передаються іншим відомствам та організаціям для постійної експлуатації.

При виборі оптимального варіанту складу системи використовувався різницевий метод розрахунку, який полягає у визначенні різниці приведених витрат, за порівняльними варіантах, та який ураховує тільки ті приведені витрати, за якими відрізняються порівнювані варіанти [1].

Визначаємо капіталовкладення:

$$K = F \cdot C_F \text{ [грн/рік]}, \quad (4.38)$$

$$K = 112,16 \cdot 1000 = 112160 \text{ (грн/рік)}.$$

де F – площа теплообміну;

C_F – вартість 1 м² поверхні теплообміну апарата, яка складає 1000 (грн/м²).

Визначаємо амортизаційні витрати:

$$K_a = F \cdot C_F \cdot a \text{ [грн/рік]}, \quad (4.39)$$

де a – річна частина амортизаційних відрахувань, яка становить 15%.

Визначаємо експлуатаційні витрати:

$$K_e = N \cdot C_e \cdot \tau \text{ [грн/рік]}, \quad (4.40)$$

$$K_e = 0,827 \cdot 0,4 \cdot 4160 = 1376,128 \text{ грн/рік}.$$

де N – потужність електродвигуна насоса;

C_e – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка становить 0,4грн/(кВт·год);

τ – кількість годин роботи теплообмінника за рік, яка складає 4160год.

Отже, сумарні затрати складають:

$$K_{\Sigma} = K + K_a + K_e \text{ [грн/рік]}, \quad (4.41)$$

$$K_{\Sigma} = 112160 + 1845 + 693,89 = 114698,89 \text{ (грн/рік)}.$$

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення втрат в лініях і мережах

Величина втрат в лініях і мережах визначається їх технічними параметрами і струмом навантаження:

$$\Delta P_{\text{л}} = 1,1 \cdot n \cdot \rho \cdot I^2 \cdot \frac{L}{S_{\text{л}}} \cdot 10^{-3}, \quad (5.1)$$

де 1,1 – коефіцієнт, що враховує опір перехідних контактів, скручення жил і способів прокладки ліній;

n - число фаз ліній;

L - довжина ліній, м;

$S_{\text{л}}$ - поперечний розріз проводу, мм²;

ρ - питомий опір матеріалу проводу при 20 °С (Ом · мм²/м);

I – середнє значення струму навантаження, А.

Втрати електричної енергії:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{л}} t_p \cdot 10^{-3}. \quad (5.2)$$

5.2 Заходи зі зменшення втрат в розподільчих мережах

Класифікація заходів

Всі заходи розподіляються на три групи:

- організаційні, до яких ставляться заходи щодо удосконалюванню експлуатаційного обслуговування електричних мереж і оптимізації їхніх схем і режимів. Ці заходи є практично без затратними.

- технічні заходи, спрямовані на реконструкцію, модернізацію і будівництво мереж. Ці заходи потребують додаткових капітальних вкладень.

- заходи щодо удосконалювання урахування електроенергії, що можуть бути без затратними і витратними.

Для без затратних заходів ефект виражається розміром зниження втрат електроенергії або відповідного йому зниження витрат

При оцінці ефективності технічних заходів необхідно додатково враховувати і необхідні капіталовкладення. Було визначено для енергетики граничне значення терміну окупності капіталовкладень, рівне 8.3 року. Тоді ефективність технічних заходів може бути визначена згідно виразу:

$$T_0 = \frac{K}{W \cdot Z_E - (p_a + p_o) \cdot K} \leq 8,3$$

де P_a , P_o - нормативи щорічних відрахувань від капіталовкладень на амортизацію й обслуговування устаткування;

K - капітальні вкладення, пов'язані з заходом;

Z_e - питомі витрати на електроенергію

Одним з основних заходів щодо зниження втрат потужності є установка компенсуючи пристроїв (КП) в мережах споживачів електроенергії. Приблизно 60% усього необхідного зниження досягається з її поміччю. Біля 20 % дає установка КП в мережах 35-110 кВ енергосистем і сільських мереж. Приблизно 10 % - інші технічні заходи.

2. Організаційні заходи.

Роздивимося режимні заходи, що є складовою частиною організаційних заходів. До режимних заходів відносять такі:

- оптимізацію законів регулювання напруги в центрах живлення розімкнених мереж 36-150 кВ;
- оптимізацію сталих режимів замкнених мереж по реактивній потужності і коефіцієнтам трансформації;
- рівень напруги джерел живлення в мережі;
- перевід генераторів у режим роботи СК при дефіциті реактивної потужності;
- оптимізацію місць розмикання контурів мереж 110 кВ і вище з декількома номінальними напругами;

- оптимізацію місць розмикання мереж 6-35 кВ з двостороннім живленням;

- оптимальне вмикання трансформаторів на підстанціях у режимі малих навантажень (відключення частини трансформаторів; економічні режими роботи трансформаторів);

- вирівнювання графіка навантаження мережі;

- вирівнювання навантажень фаз низьковольтних мереж.

Перевід генераторів у режим СК є доцільним тільки для тих генераторів, які у визначений момент часу не використовуються по своєму основному призначенню. Як правило, це або мало економічні генератори, виведені з роботи на період сезонного зниження навантаження, або генератори електростанцій, що працюють на дефіцитному паливі. При роботі в режимі СК генератори споживають із мережі невеличку активну потужність і генерують реактивну потужність.

3. Технічні заходи

До технічних заходів відносять заходи щодо реконструкції, модернізації і будівництва мереж. Більшість із них пов'язано з установкою додаткового устаткування і передбачається на стадії проектування мереж. У умовах експлуатації розглядаються, як правило, заходи з незначними капітальними вкладеннями. До них відносять

- запровадження КП 6-10 кВ,

- заміну трансформаторів що недовантажені і перевантажених трансформаторів із наявного фонду або шляхом переміщення з однієї підстанції на другу;

- запровадження в роботу пристроїв автоматичного регулювання напруги на трансформаторах і КП;

- упровадження ВДА.

5. Удосконалювання технічного урахування

Зараз створюються системи автоматизованого урахування електроенергії.

Задача: упорядкування балансів електроенергії по підстанції, розімкнуті

мережі, району і розробка заходів щодо зниження комерційних втрат у випадку невідповідності суми показань приладів урахування електроенергії, встановлених у споживачів, і приладів технічного урахування; забезпечення розрахунків втрат потужності і енергії в мережах і вибору заходів щодо зниження втрат достовірною інформацією.

5. Заходи щодо підвищення надійності роботи електричних мереж

Перерви живлення електропостачання споживачів небажані, а в ряді випадків неприпустимі. Вони можуть спричинити порушення нормального функціонування установок зв'язку, транспорту, технологічних процесів промислових підприємств, нормальних умов життя і діяльності населення. Можуть виникнути аварії, псування устаткування, брак продукції і т.д. Питання забезпечення надійності електропостачання регламентуються Правилами устрою електроустановок. Під надійністю в енергетику розуміють властивість устаткування, установки, схеми або системи зберігати свою працездатність, тобто виконувати свої функції, зберігаючи свої експлуатаційні показники в заданих умовах. Основними показниками надійності є:

- параметр потоку відмов - середня кількість відмов що ремонтується виробу в рік;
- час відновлення після відмови T_v - середній час змушеного простою, необхідного для пошуку і усунення однієї відмови;
- коефіцієнт змушеного простою, визначає можливість перебування елемента або установки в змушеному простої;
- частота планових ремонтів;
- середня тривалість одного планового ремонту;
- коефіцієнт технічного використання (характеризує можливість перебування установки в працездатному стані).

При експлуатації виділяють такі заходи щодо підвищенню надійності роботи електричних мереж:

1. Контроль за станом устаткування. Створюються експертні системи діагностики.

Дуже важливий контроль або профілактичні іспити ізоляції.

2. Ремонтні роботи. Планово-попереджувальний і капітальні ремонти.
3. Диспетчерські служби і ліквідація аварій.

Експлуатаційний персонал виконує нагляд за мережними спорудженнями і їхній ремонт.

Персонал диспетчерських служб управляє режимами роботи системи, у тому числі і ліквідує аварійні ситуації при ушкодженнях ліній і устаткування підстанцій і електричних станцій.

Втрати електроенергії в лініях залежать від значення опорів і струму, що пропускається через лінії [19]. Опір діючих ліній може вважатися практично постійним. Звідси випливає, що для зменшення втрат електроенергії можливий один шлях - зменшення струму, що протікає через них. Зменшити значення струму можна, наприклад використанням у роботі значної кількості резервних ліній. При наявності паралельних ліній бажано з розумінням економії електроенергії тримати їх включеними паралельно. При використанні їх на паралельну роботу, сумарний опір (еквівалентний) опір цих мереж зменшиться, і, отже, втрати активної та реактивної енергії при її передачі скоротяться. При паралельному з'єднанні опорів еквівалентний опір, при припущенні що опори резервної та основної ліній рівні, буде в два рази нижче. Звідси випливає зменшення втрат активної та реактивної потужностей також у два рази.

5.2.1 Економія електроенергії в трифазних мережах напругою до 1000 В з несиметричним навантаженням

Характерною особливістю режимів електричних мереж до 1000 В полягає в нерівномірності навантаження фаз, що призводить до збільшення втрат потужності та енергії. Так, при коефіцієнті асиметрії струмів, рівному 2%, у вузлах навантаження при потужності одноразового навантаження 0,18 і потужності симетричного навантаження 0,82 втрати потужності в трансформаторі і в лінії 0,4 кВ збільшуються на 13%, а втрати напруги в

найбільш навантаженій фазі зростають практично у 2 рази порівняно з симетричним режимом.

Основною причиною такого явища, як несиметричне навантаження по фазах є потужні однофазні електроприймачі та специфічні схеми електропостачання (наприклад, трьохфазні тягові мережі при заземленій фазі діють в трифазній електричній мережі як двофазні навантаження). Зазвичай випадки асиметрії в електричних мережах економічно обґрунтовані. Однак можливі випадки перевищенні допустимих норм величини асиметрії за технічними характеристиками обладнання [10]. Для уникнення таких явищ використовують різні схемні рішення.

Для визначення величини втрат електричної енергії від несиметричних режимів використовують наступне співвідношення:

$$\Delta P_{nc} = \frac{1}{U^2} \cdot (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) \cdot R_{\phi} + I_N^2 \cdot R_N, \quad (5.3)$$

де

$$I_N^2 = 1,5 \cdot (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) - 4,51 \cdot I_{cp}^2. \quad (5.4)$$

Додаткові втрати, що зумовлені асиметрією навантаження, досягають 20% сумарних втрат, тому необхідно застосовувати для їх зменшення замкнені схеми ліній 0,4 кВ, зменшувати опір струмам нульової послідовності, збільшувати переріз нульового проводу, використовувати батареї статичних компенсаторів, призначених для підвищення коефіцієнта потужності.

Рівномірність завантаження фаз повинна бути забезпечена в першу чергу за рахунок правильного розподілу однофазних і двофазних навантажень по фазах. Другим заходом для зменшення асиметрії в мережах напругою до 1000 В є установка нейтралерів на вводах заземлення свинцевої оболонки кабелю. Економічна доцільність другого заходу визначається співвідношенням між витратами на встановлення нейтралерів і вартістю зекономленої електроенергії в результаті усунення асиметрії навантаження.

Заходи щодо вирівнювання навантаження фаз доцільно проводити в трансформаторах, завантажених більш ніж на 30 % номінальній потужності,

нерівномірністю навантаження можна зневажити, тому що навантажувальні втрати незначно перевищують втрати холостого ходу.

Необхідно враховувати, що встановлення додаткових симетруючих пристроїв призводить до втрат електроенергії у цих пристроях, тому доцільно уникати встановлення або скорочення додаткових пристроїв в електромережах дозволяє. При застосуванні симетруючих пристроїв (СП), між цеховим трансформатором і приймачами. Заходи з симетрування навантаження розподільчої мережі слід передбачати вже на стадії її проектування. Для цієї мети в ТП 6 –10/0,4 кВ бажано передбачати заміну живильного трансформатора зі схемою з'єднання обмоток зірка-зірка трансформатором зі схемою з'єднання обмоток зірка-зигзаг. При цьому втрати і вартість трансформатора зростуть на 2-3 %. Але за рахунок виключення СП скорочуються втрати електроенергії на 5-8 % і відпадає необхідність у виробництві симетрируючого устаткування.

Аналогічне положення має місце при установці додаткових фільтрокомпенсируючих пристроїв (ФКП) при несинусоїдальності форми кривої струму і напруги. Установлюючи випрямні пристрої по 12-24 фазній схемі, можна значно скоротити несинусоїдальність і обійтися без ФКП.

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Визначення техніко–економічного аналізу

Основними вимогами, яким повинна задовольняти будь-яка система електропостачання, є: надійність, безпека електропостачання, безпека й економічність усіх елементів системи.

Основою раціонального розв'язку всього складного комплексу техніко-економічних питань при проектуванні електропостачання сучасного промислового підприємства є правильне визначення очікуваних електричних навантажень. Визначення електричних навантажень є першим етапом проектування будь-якої системи електропостачання. Значення електричних навантажень визначає вибір усіх елементів проектованої системи електропостачання і її техніко-економічні показання. Від правильної оцінки очікуваних навантажень залежать капітальні витрати в системі електропостачання, витрата кольорового металу, втрати електроенергії й експлуатаційні витрати.

Якщо в розрахунках буде допущена помилка в сторону зменшення електричних навантажень, то це підвищить втрати електричної енергії в системі електропостачання, прискорить зношування електроустаткування, може обмежити продуктивність, як окремих агрегатів, так і всього підприємства. Тому потрібно незабаром після введення підприємства в експлуатацію збільшувати перетин проводів електричних мереж і замінити електроустаткування потужнішим і дорогим, що досить складно й важко в умовах експлуатації. Зайве збільшення розрахункових електричних навантажень спричинить збільшення капітальних витрат і неповне використання матеріалу.

У ряді випадків це може привести також до росту втрат електроенергії.

З метою зменшення капітальних витрат і експлуатаційних витрат у системах електропостачання, проводяться техніко-економічні розрахунки, їх виконують для вибору:

- 1) найбільш раціональної схеми електропостачання цехів і підприємства в цілому;
- 2) економічно обґрунтованого числа, потужності й режиму роботи трансформаторів ГПП і ТП;
- 3) раціональних напруг у системі зовнішнього й внутрішнього електропостачання підприємства;
- 4) економічно доцільних засобів компенсації реактивної потужності й місць розміщення, що компенсують пристроїв;
- 5) електричних апаратів і струмоведучих пристроїв;
- 6) перетинів проводів, шин і жив проводів;
- 7) доцільної потужності власних електростанцій і генераторних установок у випадку їх необхідності;
- 8) трас і спосіб прокладки електромереж з урахуванням комунікацій електрогосподарства в цілому.

Кожний розглянутий варіант повинен відповідати вимогам, пропонованим до систем промислового електропостачання відповідними директивними матеріалами, галузевими інструкціями й ПУЕ.

Економічні (вартісні) показники в більшості випадків є вирішальними при техніко-економічних розрахунках. Однак, якщо розглянуті варіанти рівноцінні відносно вартісних показників, перевагу віддають варіанту із кращими технічними показниками. Так, наприклад вибір числа й потужності силових трансформаторів для головної знижувальної підстанції підприємства (ГПП) і цехових трансформаторних підстанцій (ТП) промислових підприємств, повинен бути технічно й економічно обґрунтований, оскільки він впливає на раціональну побудову схеми промислового електропостачання.

Критеріями при виборі трансформаторів є надійність електропостачання, витрата кольорових металів і спожита трансформаторна потужність.

Оптимальний варіант вибирається на основі порівняння капітальних і річних експлуатаційних витрат (витрат).

Для зручності експлуатації систем електропостачання слід прагнути вибирати не більш двох стандартних потужностей основних трансформаторів (не вважаючи допоміжних). Це веде до скорочення штатного резерву й полегшує заміну пошкоджених трансформаторів. Бажано, де це здійснюється, установка трансформаторів однакової потужності.

З метою здешевлення головної знижувальної підстанції підприємства (ГПП) напругою 35 – 220 кВ слід віддавати перевагу схемам без вимикачів на стороні високої напруги.

Цехові ТП, як правило, не повинні мати розподільного пристрою на стороні високої напруги. Слід широко застосовувати безпосереднє (глухе) приєднання живильної кабельної лінії до трансформатора при роздільних схемах живлення й приєднання через роз'єднувач або вимикач навантаження при магістральних схемах живлення. При номінальній потужності трансформатора 1000 кВА та вище замість роз'єднувача необхідно встановити вимикач навантаження, так як при навантаженні 6 – 20 кВ роз'єднувачем можна відключити струм холостого ходу трансформатора потужністю не більше 630 кВА.

Критеріями при виборі трансформаторів є надійність електропостачання, витрата кольорових металів і спожита трансформаторна потужність. Оптимальний варіант експлуатаційних витрат.

Розрахунок економічної ефективності від впровадження заходів з енергозбереження.

6.2 Техніко-економічне обґрунтування вибраного заходу по зменшенню втрат в лініях електропостачання

Значні резерви економії енергетичних ресурсів наявні в електромережах. В нашій країні втрати в електричних мережах сягають 12-14% а за іншими

статистичними даними до 18%. Заходи по зниженню втрат в мережах слід вибирати виходячи з принципу досягнення мінімуму приведених затрат при виконанні умов по надійності електропостачанню і якості електроенергії.

Для даного підприємства перевіримо застосування заходу по збільшенню перерізу кабелів для зменшення втрат при передачі електроенергії. Для цього розглянемо грануляційний цех. Проведемо розрахунки, з застосуванням їх до мережі постачання підприємства і внутрішньозаводських ліній. В розрахунках використаємо найпотужніші споживачі.

Вихідними даними для проведення розрахунків використаємо таблицю 2.6 та розглянемо поперечний розріз та питомий опір матеріалу кабелів до та після модернізації [18].

Таблиця 6.1 - Поперечний розріз та питомий опір матеріалу кабелів до та після модернізації.

Модернізація	До		Після	
	ρ , Ом · мм ² /м	$S_{л}$, мм ²	ρ , Ом · мм ² /м	$S_{л}$, мм ²
Мережа- ТП	1,54	25	1,1	35
ТП-РП1	2,4	70	1,54	95
РП1-ЕП6	9,61	16	6,41	25
РП2-ЕП12,13	0,769	95	0,549	120
ТП – ЕП 7,8	0,769	95	0,549	120

Величина втрат в лініях і мережах до проведення їх модернізації:

$$\Delta P_{л(мережа-ТП)} = 1,1 \cdot 3 \cdot 1,54 \cdot 80^2 \cdot \frac{2,5}{25} \cdot 10^{-3} = 3,252 \text{ (кВт)},$$

$$\Delta P_{л(ТП-РП1)} = 1,1 \cdot 4 \cdot 2,4 \cdot 50^2 \cdot \frac{50 \cdot 10^{-3}}{70} \cdot 10^{-3} = 0,018 \text{ (кВт)},$$

$$\Delta P_{л(РП1-ЕП6)} = 1,1 \cdot 4 \cdot 9,61 \cdot 20^2 \cdot \frac{29 \cdot 10^{-3}}{16} \cdot 10^{-3} = 0,123 \text{ (кВт)},$$

$$\Delta P_{л(РП2-ЕП12,13)} = 1,1 \cdot 4 \cdot 0,769 \cdot 125^2 \cdot \frac{22 \cdot 10^{-3}}{95} \cdot 10^{-3} = 0,012 \text{ (кВт)},$$

$$\Delta P_{\text{л(ТП-ЕП7,8)}} = 1,1 \cdot 4 \cdot 0,769 \cdot 135^2 \cdot \frac{47 \cdot 10^{-3}}{95} \cdot 10^{-3} = 0,031 \text{ (кВт)}.$$

Втрати електричної енергії:

$$\Delta W_{\text{(мережа-ТП)}} = \Delta P_{\text{л(мережа-ТП)}} \cdot t_p = 2,862 \cdot 6000 = 19512 \text{ (кВт·год)},$$

$$\Delta W_{\text{(ТП-РП1)}} = \Delta P_{\text{л(ТП-РП1)}} \cdot t_p = 0,018 \cdot 6000 = 108 \text{ (кВт·год)},$$

$$\Delta W_{\text{(РП1-ЕП6)}} = \Delta P_{\text{л(РП1-ЕП6)}} \cdot t_p = 0,123 \cdot 6000 = 738 \text{ (кВт·год)},$$

$$\Delta W_{\text{(РП2-ЕП12,13)}} = \Delta P_{\text{л(РП2-ЕП12,13)}} \cdot t_p = 0,012 \cdot 6000 = 72 \text{ (кВт·год)},$$

$$\Delta W_{\text{(ТП-ЕП7,8)}} = \Delta P_{\text{л(ТП-ЕП7,8)}} \cdot t_p = 0,031 \cdot 6000 = 186 \text{ (кВт·год)}.$$

Загальні втрати електричної енергії:

$$\Delta W_{\text{(всех)}} = 20616 \text{ (кВт·год)}.$$

Затрати на втрати:

$$B_{\text{до}} = \Delta W \cdot \text{Ц} = 20616 \cdot 0,75 = 15462 \text{ (грн.)}.$$

Величина втрат в лініях і мережах до проведення її модернізації:

$$\Delta P_{\text{л(мережа-ТП)}} = 1,1 \cdot 3 \cdot 1,1 \cdot 80^2 \cdot \frac{2,5}{35} \cdot 10^{-3} = 1,649 \text{ (кВт)},$$

$$\Delta P_{\text{л(ТП-РП1)}} = 1,1 \cdot 4 \cdot 1,54 \cdot 50^2 \cdot \frac{50 \cdot 10^{-3}}{95} \cdot 10^{-3} = 0,009 \text{ (кВт)},$$

$$\Delta P_{\text{л(РП1-ЕП6)}} = 1,1 \cdot 4 \cdot 6,41 \cdot 20^2 \cdot \frac{29 \cdot 10^{-3}}{25} \cdot 10^{-3} = 0,013 \text{ (кВт)},$$

$$\Delta P_{\text{л(РП2-ЕП12,13)}} = 1,1 \cdot 4 \cdot 0,549 \cdot 125^2 \cdot \frac{22 \cdot 10^{-3}}{120} \cdot 10^{-3} = 0,001 \text{ (кВт)},$$

$$\Delta P_{\text{л(ТП-ЕП7,8)}} = 1,1 \cdot 4 \cdot 0,549 \cdot 135^2 \cdot \frac{47 \cdot 10^{-3}}{120} \cdot 10^{-3} = 0,002 \text{ (кВт)}.$$

Втрати електричної енергії:

$$\Delta W_{\text{(мережа-ТП)}} = \Delta P_{\text{л(мережа-ТП)}} \cdot t_p = 1,649 \cdot 6000 = 9894 \text{ (кВт·год)},$$

$$\Delta W_{\text{(ТП-РП1)}} = \Delta P_{\text{л(ТП-РП1)}} \cdot t_p = 0,009 \cdot 6000 = 54 \text{ (кВт·год)},$$

$$\Delta W_{\text{(РП1-ЕП6)}} = \Delta P_{\text{л(РП1-ЕП6)}} \cdot t_p = 0,013 \cdot 6000 = 78 \text{ (кВт·год)},$$

$$\Delta W_{\text{(РП2-ЕП12,13)}} = \Delta P_{\text{л(РП2-ЕП12,13)}} \cdot t_p = 0,001 \cdot 6000 = 6 \text{ (кВт·год)},$$

$$\Delta W_{(\text{ТП-ЕП7,8})} = \Delta P_{\text{л}(\text{ТП-ЕП7,8})} \cdot t_p = 0,002 \cdot 6000 = 12 (\text{кВт} \cdot \text{год}).$$

Загальні втрати електричної енергії:

$$\Delta W_{(\text{цех})} = 10044 (\text{кВт} \cdot \text{год}).$$

Затрати на втрати:

$$B_{\text{після}} = \Delta W \cdot \text{Ц} = 10044 \cdot 0,75 = 7533 (\text{грн}).$$

Економія при проведенні заміни кабелів на кабелі з більшим перерізом:

$$E = B_{\text{до}} - B_{\text{після}} = 20616 - 7533 = 13083 (\text{грн}).$$

Згідно з теперішніми цінами на кабелі, капіталовкладення на установку кабелів більшого перерізу становитимуть 28705,52 грн.

Термін окупності проведення заміни:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{E} = \frac{28705,52}{13083} = 2,19 (\text{року}).$$

Отже, проведення заходу по збільшенню перерізу провідника для цеху окупиться за 2,19 року.

Висновки

1. Величина втрат в лініях і мережах визначається їх технічними параметрами і струмом навантаження
2. Основними заходами по зменшенню втрат при передачі електроенергії є:
 - збільшення поперечного перерізу провідників, що дає змогу зменшити опір лінії при їх паралельному підключенні;
 - підвищення рівня робочої напруги, що дасть змогу, згідно розрахункам, зменшити втрати при передачі електроенергії на 1%;
 - скорочення терміну ремонту електромереж, що призводить до позитивного ефекту для резервного обладнання, а також зменшує втрати шляхом малого часу експлуатації обладнання в завантаженому режимі, що викликає додаткові втрати;
 - економія електроенергії в шинах, які при правильному розташуванні шинопроводів не виникає «ефект близькості», який призводить до збільшення індуктивного опору шин і збільшення струму, що

призводить до збільшення втрат;

- економія електроенергії в трифазних мережах напругою до 1000 В з несиметричним навантаженням, в яких при нерівномірному навантаженні на кожну фазу виникають втрати потужності в трансформаторі і в лініях.
3. Проведено техніко-економічне обґрунтування застосування заходу по збільшенні поперечного перерізу провідників електромереж. Було доведено, що використання даного заходу призведе до економії електроенергії і втрат в мережі. Термін окупності даного заходу склав 2,19 року.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирихпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у цехах підвищеної вологості. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

- розміщувати неізолювані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;

- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;

- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

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

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

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату

наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

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

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

При роботі, яка зв'язана з доторканням до струмоведучих частин електродвигуна або до обертових частин електродвигуна, який приводить в рух механізм, необхідно зупинити електродвигун та на його пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ".

При роботах за межами КРУ на відхідних ПЛ або КЛ на підключеному до них обладнанні візок з вимикачем необхідно викотити з шафи; верхню заслінку або дверці закрити на замок та вивісити плакати "НЕ ВМИКАТИ!" або "НЕ ВМИКАТИ! РОБОТА НА ЛІНІЇ".

При накладенні заземлювачів у шафах КРУ у випадку роботи на відходячих ПЛ необхідно враховувати слідуючи вимоги: ПЛ напругою вище 1000 В заземлюються в усіх РУ і у секційних комутаційних апаратах, де відключена лінія.

Якщо дозволяє конструктивне виконання апаратів та характер роботи, перераховані вище міри можуть бути замінені розшиновкою або від'єднанням кінців кабелю проводів від комутаційного апарату або обладнання, на якому повинна проводитись робота.

Розшиновку або від'єднання кабелю при підготовці робочого місця може виконати ремонтний робітник, який має третю групу. Під наглядом чергового або оперативно-ремонтного робітника. З найближчих до робочого міста струмоведучих частин до наступних доторканню повинна бути знята напруга або вони повинні бути огорожені. Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх затискачах або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами.

В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізольованим проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає наряд (розпорядження). Перед допуском до роботи на електродвигунах насосів, димососів та вентиляторів, якщо можливо обертання електродвигунів від з'єднаних з ними механізмів, повинні бути закриті та заперті на замок засувки цих механізмів, а також прийняті заходи для гальмування ротора електродвигунів. Випробування електроприводів разом з виконуючим механізмом потрібно проводити з дозволу начальника зміни технологічного цеху, в якому вони встановлені.

При видачі робиться запис в оперативному журналі технологічного цеху, а отриманні цього дозволу - в оперативному журналі цеху (ділянки), який проводить випробування. Ремонт і наладку електросхем електроприводів, не з'єднаних з виконуючим механізмом, регулюючих органів та запірної арматури, можна проводити по розпорядженню. Дозвіл на їх випробування дає працівник, який дав розпорядження на вивід електропривода в ремонт, наладку. Про це повинен бути зроблений запис при оформленні розпорядження. При роботі на електродвигуні заземлення встановлюється на кабелі (з від'єднанням або без від'єднання його від електродвигуна) або на його приєднанні в РП.

Вмикання електродвигуна для перевірки до повного закінчення роботи проводиться після виводу бригади з робочого місця. Після випробування проводиться повторний допуск з оформленням в наряді. При виконанні роботи по розпорядженню на повторний допуск розпорядження дається заново. Категорія умов по небезпеці електротравматизму залежить від наявності факторів підвищеної або особливої небезпеки. При наявності таких факторів як підвищена вологість, струмопровідний пи́л, контакт обслуговуючого персоналу з струмоведучими частинами, - приміщення можна віднести до категорії підвищеної небезпеки.

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

- розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;

- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;

- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні споживачів струму від мережі три-провідної з глухо-заземленою нейтраллю, при напрузі до 1000 В, використовується занулення – навмисне електричне з'єднання нормально не струмопровідних елементів устаткування із заземленим нульовим проводом. При зануленні, пробій на корпус призводить до КЗ.

Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

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

3) Електрозахисні засоби захисту.

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

Електрозахисні засоби поділяються на основні та додаткові.

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

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

7.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

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

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

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

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

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

Таблиця 7.1 - Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	До 75%	не більше 0,3

Виробниче освітлення

Природне освітлення

В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на: - природне освітлення - освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО (ϵ). КПО – відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

КЕО при природному та сумісному освітленнях.

Характеристика зорової роботи - роботи середньої точності;

- Розряд - IV;
- Підрозряд зорової роботи - а;
- Контраст об'єкту розпізнавання - незалежно від характеристик фону і контрасту об'єкту з фоном.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО). Прийняте роздільне

нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення [11]. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна.

Штучне освітлення.

- штучне освітлення буває двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення - освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення - додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місцеве освітлення - освітлення, яке створюється світильниками, концентруючими світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Штучне освітлення, лк: загальне 75лк;

Для забезпечення нормативного значення e_{min} передбачено:

Штучне освітлення в приміщенні цеху забезпечується світильниками типу РСР08×250 (однолампові) з лампами ДРЛ-250.

Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Норми шуму на робочих місцях регламентуються ДСН 3.3.6.037-99 “Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку”.

Таблиця 7.2 – Допустимі рівні звукового тиску на робочих місцях

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
5. Виконання всіх видів робіт на постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та території підприємств	95	87	82	78	75	73	71	69	80

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

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

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

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

7.3 Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій

Оскільки олійноекстракційний завод є вибухо-небезпечним об'єктом, то важливим є забезпечення готовності сил та засобів заводу до проведення заходів з ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Проблема запобігання виникнення надзвичайних ситуацій техногенного походження та ліквідації їх наслідків в Україні є однією з найактуальніших.

У статті 20 кодексу Цивільного захисту України наголошено, що «Керівництво підприємств, установ та організацій незалежно від форм власності і підпорядкування забезпечує своїх працівників засобами індивідуального та колективного захисту, організовує здійснення евакуаційних заходів, створює сили для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій та забезпечує їх готовність до практичних дій, виконує інші заходи з ЦЗ і несе пов'язані з цим матеріальні та фінансові витрати.

Сутність рятувальних та інших невідкладних робіт – це усунення безпосередньої загрози життю та здоров'ю людей, відновлення життєзабезпечення населення, запобігання або значні зменшення матеріальних збитків. Рятувальні та інші невідкладні роботи включають також усунення пошкоджень, які заважають проведенню рятувальних робіт, створення умов для наступного проведення відновлювальних робіт. РіНР поділяють на рятувальні роботи та невідкладні роботи.

До рятувальних робіт відносять:

- розвідка маршруту руху сил, визначення обсягу та ступеню руйнувань, розмірів зон зараження, швидкості і напрямку розповсюдження зараженої хмари чи пожежі;
- локалізація та гасіння пожеж на маршруті руху сил та ділянках робіт;
- визначення об'єктів і населених пунктів, яким безпосередньо загрожує небезпека;
- визначення потрібного угруповання сил і засобів запобігання і локалізації небезпеки;
- пошук уражених та звільнення їх з-під завалів, пошкоджених та палаючих будинків, із загазованих та задимлених приміщень;
- розкриття завалених захисних споруд та рятування з них людей;
- вивіз або вивід населення із небезпечних місць у безпечні райони;
- організація комендантської служби, охорона матеріальних цінностей і громадського порядку;
- відновлення життєздатності населених пунктів та об'єктів;
- санітарна обробка уражених;
- знезараження одягу, взуття, засобів індивідуального захисту, територій, споруд, а також техніки;
- соціально-психологічна реабілітація населення.

До невідкладних робіт відносять:

- прокладання колонних шляхів та улаштування проїздів (проходів) у завалах та на зараженій території;

- локалізація аварій на водопровідних, енергетичних, газових і технологічних мережах;

- ремонт та тимчасове відновлення роботи комунально-енергетичних систем та мереж зв'язку для забезпечення рятувальних робіт;

- зміцнення або руйнування конструкцій, які загрожують обвалом і безпечному веденню робіт;

РіНР на олійноекстракційному заводі здійснюють у три етапи. На першому етапі вирішуються завдання:

- щодо екстреного захисту робітників, службовців та населення;

- з запобігання розвитку чи зменшення впливу наслідків;

- з підготовки до виконання РіНР.

- Основними заходами щодо захисту персоналу та населення є:

- оповіщення про небезпеку;

- використання засобів захисту;

- додержання режимів поведінки;

- евакуація з небезпечних у безпечні райони;

- здійснення санітарно-гігієнічної, протиепідемічної профілактики і

надання медичної допомоги;

- локалізація аварій;

- зупинка чи заміна технологічного процесу виробництва;

- попередження (запобігання) і гасіння пожеж.

На другому етапі проводять:

- пошук потерпілих;

- витягання потерпілих з-під завалів, з палаючих будинків, пошкоджених

транспортних засобів;

- евакуація людей із зони лиха, аварії, осередку ураження;

- надання медичної допомоги;

- санітарна обробка людей;

- знезараження одягу, майна, техніки, території;

- проведення інших невідкладних робіт, що сприяють і забезпечують здійснення рятувальних робіт;

- надання потерпілим першої допомоги та евакуація їх (при необхідності) у лікувальні заходи.

На третьому етапі вирішуються завдання щодо забезпечення життєдіяльності населення у районах, які потерпіли від наслідків НС.

- відновлення чи будівництво житла;
- відновлення енерго-, тепло-, водо- та газопостачання, ліній зв'язку;
- організація медичного обслуговування;
- забезпечення продовольством і предметами першої необхідності;
- знезараження харчів, води, фуражу, техніки, майна, територій;
- соціально-психологічна реабілітація;
- відшкодування збитків;

Відновлювальні роботи ЦЗ не виконує, їх здійснює спеціально створені підрозділи (бригади). Залежно від рівня надзвичайної ситуації (загальнодержавного, регіонального, місцевого, чи об'єктового) для проведення РіНР залучають сили та засоби ЦЗ центрального, регіонального або об'єктового підпорядкування.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Оцінка стану стічних вод виробництв харчової олії

У переробних галузях агропромислового комплексу, де в собівартості продукції частка матеріальних й енергетичних витрат становить понад 80 %, особливої актуальності набуває необхідність зниження матеріаломісткості. Цього можна досягти завдяки широкому впровадженню безвідходних технологій, комплексному використанню сировини й вторинних ресурсів у комбінованому виробництві. Ще один важливий аспект проблеми – гарантування екологічної безпеки заводів виробництва харчових продуктів, усунення шкідливого впливу відходів на довкілля.

Харчова промисловість належить до найбільш матеріаломістких галузей, тому раціональне використання сировини має особливо важливе значення.

Проблема утилізації стоків – одна з найважливіших, що постають перед підприємствами харчової промисловості.

В останні роки в Україні спостерігається процес технічного переоснащення підприємств харчової промисловості, і зокрема, виробництв харчової олії. Зміна технології спричиняє зміну якості стічних вод, що утворюються.

На більшості підприємств олійного виробництва очищення промислових стоків не проводять, і сотні тонн забруднювальних речовин скидають у водойми. Там, де є очисні споруди, вони, як правило, побудовані давно і їх проектували за вимогами очищення побутових стічних вод. Такі споруди, в кращому випадку, частково знижують величину БСК загального (біохімічного споживання кисню), чи просто транзитом пропускають крізь себе стічні води, а у гіршому – стічна вода в них загниває і додатково отруєє в процесі скиду водойми. Такі промислові стічні води здебільшого забруднені, особливо органічними речовинами, внаслідок чого, чинні очисні споруди не спроможні очистити їх до рівня санітарних вимог. Значну екологічну небезпеку викликає

забруднення поверхневих вод органічними речовинами із стоків харчових виробництв. Ці речовини, потрапляючи у водойми, сприяють розвитку в них процесів гниття, зараження хвороботворними бактеріями, цвітіння води, створюють негативний вплив на фауну та флору. Для багатьох підприємств галузі відповідне очищення стічних вод являє собою серйозну проблему.

Усе частіше перед підприємствами постають проблеми пошуку ефективних, надійних в експлуатації очисних споруд, які гарантують стабільну високу якість очищення, а в багатьох випадках – реконструкцію і розширення вже наявних. Ріст вартості паливно-енергетичних ресурсів змушує українських виробників замислитися над раціональним використанням енергоресурсів, ефективним розпорядженням відходами виробництва, одним із яких є стічні води.

Стічні води підприємств виробництва харчової олії практично не очмщаються. Внаслідок чого у відкриті водойми скидаються забруднені стічні води, характеристика яких не відповідає вимогам закону України “Про охорону навколишнього середовища” та “Правилам охорони поверхневих вод від забруднення стічними водами”. Основною проблемою об’єкта сьогодні є велика кількість кислих стічних вод, які є стоками виробничого процесу з використанням сірчаної кислоти. Ці стічні води цехів екстракції та рафінації дуже забруднені органічними речовинами (жирами, органічними кислотами, альдегідами, кетонами тощо), які знаходяться у розчинному вигляді, а також у вигляді завислих речовин та емульсії. Скид таких стічних вод без попереднього очищення у відкриті водойми не можливий. Нейтралізація стоків за допомогою гідрооксиду натрію підприємством визнана як економічно не вигідна через необхідність великої його кількості та додаткового забруднення водойми. Стічні води характеризуються високою мутністю, виглядають як збовтана емульсія завислих речовин у вигляді дрібних пластивців, і відрізняються різким неприємним запахом прогірклого жиру та процесів гниття.

8.2 Напрямки зменшення шкідливого впливу підприємства на навколишнє середовище

На підприємстві передбачено прогресивні рішення по регулюванню викидів.

Регулювання викидів здійснюється із врахуванням прогнозу несприятливих метеорологічних умов, що призводить до формування високого рівня забруднення атмосфери.

Регулювання викидів здійснюється також із врахування прогнозу несприятливих метеорологічних умов на підставі концентрації домішок в повітрі.

Попередження про можливі несприятливі метеорологічні умови можуть бути трьох ступенів небезпеки і у відповідності з цим передбачається три режими роботи підприємства при несприятливих метеорологічних умовах.

При першому режимі роботи підприємства заходи повинні забезпечити зниження викидів забруднюючих речовин в атмосферному повітрі менше, чим 15%.

Заходи носять організаційно-технічний характер, не потребують суттєвих витрат і не ведуть до зниження продуктивності технологічного обладнання:

- посилити контроль за точним дотриманням технологічного регламенту виробництва, за роботою контрольно-вимірювальних приладів;
- заборонити роботу обладнання в форсованому режимі;
- обмежити вантажно-розвантажувальні роботи, які зв'язані з підвищенням виділення забруднюючих речовин в атмосферне повітря;
- заборонити продувку і чистку обладнання, газоходів і ємкостей;
- посилити контроль за герметичністю систем і агрегатів;
- не виконувати ремонтні роботи, що пов'язанні з виділенням забруднюючих речовин в атмосферне повітря.

При другому режимі роботи підприємства заходи повинні забезпечити зниження викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря на 20-40%.

Ці заходи включають всі заходи першого режиму, а також заходи, які дають можливість зниження викидів в атмосферне повітря за рахунок скорочення продуктивності окремих виробництв підприємства.

При третьому режимі роботи підприємства заходи повинні забезпечити зниження викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря на 40-60%.

Ці заходи включають всі заходи першого і другого режимів, а також заходи, які дають можливість зниження викидів в атмосферне повітря за рахунок скорочення продуктивності окремих ділянок підприємства.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

У дипломній роботі здійснено розробку та впровадження заходів для зменшення втрат електричної енергії в мережі електропостачання олійноекстракційного заводу, шляхом модернізації системи електроспоживання, що призведе до економії електроенергії і зменшенні втрат в мережі.

Отримані наступні результати:

1. Здійснено оцінку категорії з надійності електропостачання підприємства шляхом визначення характеру технологічних процесів і пов'язаних з ним категорій виробництв.

2. Вибрано перерізи живлячих ліній від ТП до електроприймачів, високовольтні вимикачі 10 кВ та вимикачі цехової мережі 0,4 кВ. Обрана радіальна схема електропостачання забезпечує надійне та безперебійне живлення підприємства електроенергією.

3. Вибрано за результатами розрахунку центр електричних навантажень. Місце установки ЦРП забезпечує мінімальні втрати електричної енергії в мережах 10 кВ, пов'язані з її перетоками.

4. Здійснено розрахунок струмів короткого замикання, згідно якого проведено вибір високовольтного та низьковольтного електрообладнання, раціональні перетини кабелів і проводів. Перевірено усі кабельні лінії по перевантажувальній здатності.

5. Здійснено розробку заходів із зменшенню втрат в лініях і розподільчих мережах. Проведено техніко-економічне обґрунтування застосування заходу із збільшенні поперечного перерізу провідників електромереж. Доведено, що використання даного заходу призведе до економії електроенергії і втрат в мережі.

6. Проведено аналіз та вибір схеми теплопостачання підприємства здійснено конструктивний розрахунок підігрівника додаткової води.

На основі зроблених розрахунків було обрано оптимальний і раціональний варіант схеми електропостачання, який забезпечує надійне та безперебійне живлення підприємства електроенергією, при цьому гарантується також забезпечення нормальних економічних і технічних показників системи електропостачання.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Економіка енергетики [Електронний ресурс] // Навчальні матеріали онлайн. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: http://pidruchniki.com/73741/ekonomika/energetika_strukturi_natsionalnogo_gospodarstva#58.
2. Маляренко В. А. Регулювання електроспоживання та проблеми ресурсо-, енергозбереження / В. А. Маляренко, І. Є. Щербак // Енергоефективність в будівництві та архітектурі. - 2013. - Вип. 4. - С. 180-184. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/enef_2013_4_34
3. Базюк Т. М. Оптимізація режимів споживання активним споживачем електричної енергії з мережі електропостачання / Т. М. Базюк, І. В. Притискач // Енергетика. - 2014. - № 1. - С. 95-100. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/eete_2014_1_16
4. Валеев И.М., Житников С.В. Обеспечение системной надежности качества электроэнергии на предприятиях с непрерывными технологическими процессами // Вестник Казанского технологического университета. 2016. №21. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obespechenie-sistemnoy-nadezhnosti-kachestva-elektroenergii-na-predpriyatiyah-s-nepreryvnymi-tehnologicheskimi-protsessami> (дата звернення: 13.09.2018).
5. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
6. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.
7. Ривкин С. Л., Александров А. А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. – М.: Энергия, 1980. – 424 с.
8. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.

9. Хомутов, О. И. Электроснабжение [Текст] : Памятка, задания и методические указания для студентов специальности 140211 – «Электроснабжение (по отраслям)» всех форм обучения / О. И. Хомутов, И. В. Белицын, Барнаул : Изд-во АлтГТУ, 2010. – 72 с.
10. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст] : учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
11. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети [Текст]. Проектнорасчетные сведения / под ред. Г. В. Сербиновского. – М. : Энергия, 1980. – 576с. : ил.
12. Электротехнический справочник [Текст]. В 3 т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства / под общ. ред. И. Н. Орлова (гл. ред.) и др. – 7-е изд., испр. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 712с. : ил.
13. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.
14. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / Монография / М. А. Шабад. – СПб. : НЭИПК, 2003. – 350 с. : ил.
15. Руководящие указания по релейной защите [Текст] : сб. науч.тр./ Рос. ак. наук. – Вып. 1 (1958)– .– М. : Энергоатомиздат, 1986.– ISSN 0203-9478.
16. Долин, П. А. Справочник по технике безопасности [Текст] / П. А. Долин. – 5-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоиздат, 1982. – 800с. : ил.
17. ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.
18. Дані про техніко – економічні показники теплообмінників. comin.kmu.gov.ua/control/uk/publish/article – Назва з екрана.
19. <http://compi.com.ua/zmenschennya-vtrat-elektroenergiyi-v-liniyah-elektroperedach.html>