

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: Вибір методів компенсації реактивної потужності системи
електропостачання молокозаводу

Виконав: студент VI курсу, групи ЕЕМ-61
напряму підготовки (спеціальності) 141
Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Палиця М.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Поталіцин С.Ю.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

м. Тернопіль – 2019

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

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.

« 02 » вересня 2019 р.

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Палиці Миколі Андрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Вибір методів компенсації реактивної потужності системи електропостачання молокозаводу

Керівник проекту (роботи) Поталіцин С.Ю., к.т.н., старший викладач

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

Затверджені наказом по університету від « 23 » серпня 2019 року № 4/7-731

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

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Параметри споживачів підприємства, план розташування електрообладнання, паспортні дані обладнання

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. План об'єкту 1 л. ф – А1

2. Компенсація реактивної потужності 1 л. ф – А1

3. КТП 1 л. ф – А1

4. Схема електропостачання 1 л. ф – А1

5. Схема автоматики 1 л. ф – А1

6. 1 л. 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 **02 вересня 2019 року**

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
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	Висновки		
11	Оформлення пояснювальної записки		
12	Оформлення графічної частини		

Студент _____
(підпис)Палиця М.А.
(прізвище та ініціали)Керівник проекту (роботи) _____
(підпис)Поталіцин С.Ю.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Палиця М.А. Вибір методів компенсації реактивної потужності системи електропостачання молокозаводу. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕм-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор. – 92; рис. – 9; табл. – 9; креслень - 7; джерел - 22; додатків - 4.

У дипломній роботі була визначена категорія надійності електропостачання і проведена характеристика споживачів електроенергії. Проведено вибір схеми електропостачання та визначення розрахункового навантаження цеху. Складена відомість споживачів електроенергії. Проведено вибір числа і потужності силових трансформаторів. Зроблено розрахунки потужності та вибір компенсуючого пристрою. Проведена розробка конструкції комплектної трансформаторної підстанції, розрахунки і вибір розподільчої електромережі.

Ключові слова: трансформаторна підстанція, електроенергія, електрична частина, силовий трансформатор.

ANNOTATION

Palytsia M. Selection of reactive power compensation methods of milk factory power supply system. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Department of Electrical Engineering, group EEm-61. – Ternopil.: TNTU, 2019.

Pages – 92; Illustrations – 9; Tables – 9; Blueprints – 7; Sources – 22; Additions – 4.

In diploma paper, the category of power supply reliability was defined and performed characterization of consumers. Carried out a choice of power supply circuits and determined the estimated loading plant. Compiled the roll of electricity consumers. Conducted selection of the number and capacity of power transformers. Carried out calculations of power and choice of compensating device. Developed the construction of complex transformer substations, calculations and choice of distribution mains.

Keywords: transformer substation, electricity, electric parts, power transformer.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА.....	10
1.1 Актуальність застосування конденсаторних батарей.....	10
1.2 Споживачі реактивної потужності.....	10
1.3 Виробництва-споживачі реактивної потужності.....	11
1.4 Проблема компенсації реактивної потужності.....	11
1.5 Результат компенсації реактивної потужності.....	13
1.6 Способи компенсації реактивної потужності.....	14
1.7 Природна компенсація.....	14
1.8 Технічні засоби компенсації реактивної потужності.....	15
1.8.1 Синхронні двигуни.....	15
1.8.2. Синхронні компенсатори.....	16
1.8.3. Конденсаторні батареї.....	17
1.9 Переваги та недоліки конденсаторних батарей.....	18
1.10. Типи конденсаторної компенсації.....	19
1.10.1 Вибір устаткування для компенсації реактивної потужності	19
1.10.2 Індивідуальна компенсація.....	19
1.10.3 Централізована компенсація.....	21
1.10.4 Групова компенсація.....	22
1.10.5. Переваги автоматичних регуляторів реактивної потужності	22
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	24
2.1 Необхідність компенсації реактивної потужності.....	24
2.2 Характеристика споживачів. Визначення категорійності по надійності ЕП.....	26
2.3 Вибір схеми ЕП.....	27
2.4 Висновки до розділу 2.....	29

3. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	
3.1 Відомість споживачів.....	30
3.2 Розрахунок електричних навантажень.....	31
3.3 Вибір типу світильників. Розміщення світильників в цеху.....	38
3.4 Світлотехнічний розрахунок.....	40
3.5 ЕМ освітлення.....	43
3.6 Висновки до розділу 3.....	49
4. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА.....	50
4.1 Розрахунок потужності та вибір конденсаторної батареї.....	50
4.2 Вибір числа і потужності силових трансформаторів.....	53
4.3 Розробка конструкції КТП.....	57
4.4 Розрахунок і вибір перерізу мережі живлення і розподільчої електромережі з врахуванням захисту.....	58
4.5 Висновки до розділу 4.....	64
5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	65
5.1 Вибір схеми керування і автоматики.....	65
5.2 Вибір елементів схеми керування і автоматики.....	66
6 ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	70
6.1 Методика оцінки економічної ефективності інженерних рішень... ..	70
6.2 Техніко-економічне обґрунтування вибору масляного трансформатора.....	71
6.3 Оцінка економічної ефективності вибору масляного трансформатора..	72
6.4 Розрахунок економічного ефекту від впровадження конденсаторних установок.....	74
7. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	76
7.1 Система протипожежного захисту.....	76
7.2 Електробезпека.....	77
7.3 Джерела виникнення та уражаюча дія електромагнітного імпульсу.	80

7.4 Проведення евакуаційних заходів, їх планування і організація, особливості проведення у випадку виникнення НС техногенного характеру.....	82
8.ЕКОЛОГІЯ.....	85
8.1 Вплив переробки молочної сировини на навколишнє середовище..	85
8.2 Основні методи очищення стічних вод в молочній промисловості..	87
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	90
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	91
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А. Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМ-400 і ТМ-630.....	2

ВСТУП

Актуальність теми. Одною з основних задач, яка вирішується як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації системи промислового електропостачання, є питання компенсації реактивної потужності, що включає вибір доцільності джерел, розрахунок і регулювання їх потужності, розташування джерел в системі електропостачання підприємства.

Кількісні і якісні зміни, які проходять в промисловому електропостачанні за останні декілька роки, надають цьому питанню особливе значення. Передача реактивної потужності на значні відстані від місць генерації до місць споживання істотно погіршує техніко-економічні показники електропостачання.

Для компенсації реактивної потужності та забезпечення необхідної якості електроенергії при різкозмінному навантаженні, наявності несиметрії та несинусоїдності форми кривої струму і напруги спроектовані фільтрокомпенсуючі та фільтросиметруючі пристрої. Проте в реальних умовах дані пристрої приводять до неоправданого зростання капітальних затрат і до додаткових витрат електроенергії.

Більша частина активної потужності споживається приймачами і лише незначна її частина втрачається в елементах мережі і електрообладнанні. Активна потужність генерується електростанціями, а реактивна – як генераторами електростанцій (неосновна функція), так і синхронними двигунами, синхронними компенсаторами, батареями компенсаторів, тиристорними джерелами реактивної потужності та лініями.

Тому, дослідження методів компенсації реактивної потужності для промислових підприємств є актуальною задачею.

Мета і завдання дослідження. Метою дипломної роботи є вибір методів компенсації реактивної потужності для підвищення надійності електроспоживання на електроустановках цеху підприємства.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- провести аналіз методів компенсації реактивної потужності;
- провести характеристику споживачів електроенергії;
- визначити розрахункове навантаження цеху;
- провести розрахунки компенсуючого пристрою;
- обґрунтувати вибір числа та потужності силових трансформаторів;
- розробити схему електропостачання цеху;
- запропонувати конструкцію комплектної трансформаторної підстанції.

Об'єкт дослідження - режими процесів електроспоживання.

Предмет дослідження – методи компенсації реактивної потужності в цехових мережах електроспоживання.

Наукова новизна отриманих результатів. Отримано подальший розвиток дослідження методів компенсації реактивної потужності для підвищення надійності роботи електроустаткування.

Практичне значення отриманих результатів. Практичним значенням отриманих результатів є проведене технічне переоснащення електричного обладнання цеху та силового трансформатора, що дозволить знизити втрати потужності та електроенергії підприємства.

Апробація. Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (27-28 листопада 2019 року), Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається з вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (22 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 96 сторінок, 9 таблиць, 9 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Актуальність застосування конденсаторних батарей

Застосування конденсаторних установок на промислових підприємствах для компенсації реактивної потужності на сьогоднішній день зумовлюється:

- зростанням вартості електроенергії та збільшенням її частки в собівартості продукції,
- потребою економії електроенергії в електричних мережах,
- погіршенням якості електроенергії та електромагнітної сумісності електрообладнання внаслідок дедалі ширшого застосування спотворюючих навантажень,
- введенням нових стимулювальних та зобов'язувальних Державних будівельних норм України [15] як для діючих, так і щойно спроектованих підприємств [13].

Компенсація реактивної потужності є найдешевшим та ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електропостачання, який зменшує всі види втрат електроенергії.

1.2 Споживачі реактивної потужності

Споживачами реактивної потужності на підприємствах [13]:

- ✓ асинхронні двигуни (за номінального навантаження $\cos\varphi \approx 0,7$);
- ✓ асинхронні двигуни (у разі неповного навантаження $\cos\varphi \approx 0,5$);
- ✓ випрямні електролізні установки ($\cos\varphi \approx 0,6$);
- ✓ печі електродугові ($\cos\varphi \approx 0,6$);
- ✓ індукційні печі ($\cos\varphi \approx 0,2 \div 0,6$);
- ✓ водяні насоси ($\cos\varphi \approx 0,8$);
- ✓ компресори ($\cos\varphi \approx 0,7$);
- ✓ верстати ($\cos\varphi \approx 0,5$);

- ✓ зварювальні трансформатори ($\cos\varphi\approx 0,4$);
- ✓ лампи денного світла ($\cos\varphi\approx 0,5\div 0,6$).

1.3 Виробництва-споживачі реактивної потужності

Виробництвами-споживачами реактивної потужності є [13]:

- м'ясопереробне – $\cos\varphi\approx 0,6\div 0,7$;
- хлібопекарське – $\cos\varphi\approx 0,6\div 0,7$;
- лісопильне – $\cos\varphi\approx 0,55\div 0,65$;
- молочне – $\cos\varphi\approx 0,6\div 0,8$;
- механічно-обробне – $\cos\varphi\approx 0,5\div 0,6$;
- авторемонтне – $\cos\varphi\approx 0,7\div 0,8$;
- пивоварний завод – $\cos\varphi\approx 0,6$;
- цементний завод – $\cos\varphi\approx 0,7$;
- деревообробне підприємство – $\cos\varphi\approx 0,6$;
- гірничий розріз – $\cos\varphi\approx 0,6$;
- сталеливарний завод – $\cos\varphi\approx 0,6$;
- тютюнова фабрика – $\cos\varphi\approx 0,8$;
- порт – $\cos\varphi\approx 0,5$.

1.4 Проблема компенсації реактивної потужності

Проблема компенсації реактивної потужності виникла одночасно із застосуванням на практиці змінного трифазного струму. Інженерна думка вела пошук альтернативних локальних джерел реактивної енергії, які звільнили б електричну систему хоча б частково від генерації і транспортування по лініях реактивної потужності [13].

На сьогодні для потреб виробництва як локальні джерела реактивної енергії використовують такі технічні засоби [21]:

- синхронні двигуни;

- синхронні компенсатори;
- конденсаторні батареї.

Повернувшись до аналізу фізичних явищ, що протікають у схемі з паралельно під'єднаними котушкою індуктивності L та конденсатора ємністю C , доходимо до висновку, що у схемі відбувається почергове перетікання струму (реактивної енергії) від котушки до конденсатора і навпаки. Інакше кажучи, індуктивний струм котушки та ємнісний струм конденсатора перебувають у протифазі. Отже, відбувається розвантаження мережі від реактивної енергії і функції її постачання бере на себе конденсатор (рис. 1.1) [13].

На підставі сказаного можна зробити висновок, що поняття компенсації реактивної потужності є відносним і воно стосується виключно мережі, з якої таким чином обмежується споживання реактивної енергії. Щодо самих об'єктів, то потрібна для їх функціонування реактивна потужність черпається з локальних пристроїв – компенсаторів, якими крім конденсаторів, можуть бути синхронний двигун чи синхронний компенсатор [13].

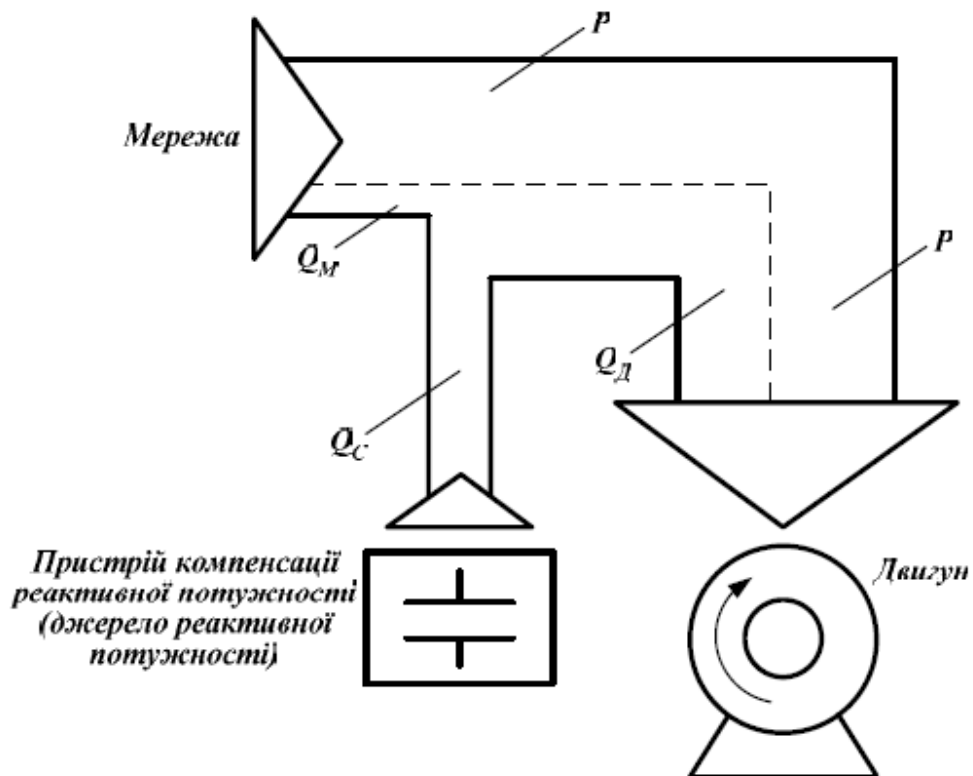


Рис.1.1 - Діаграма компенсації реактивної потужності:

P – активна потужність;

Q_M – реактивна потужність мережі;

Q_C – реактивна потужність пристрою компенсації;

Q_D – реактивна потужність двигуна

Синхронний двигун, у випадку перезбудження, веде себе стосовно до мережі як ємність, тобто реактивна складова його струму випереджує напругу на кут $\varphi = \pi/2$.

Синхронний компенсатор – це той же перезбуджений двигун, що працює без або з незначним навантаженням.

1.5 Результат компенсації реактивної потужності

Результати компенсації реактивної потужності [13]:

- зменшення споживання реактивної потужності з мережі і, тим самим, пониження оплати за її генерацію і постачання;
- зменшення втрат активної потужності й енергії в системі електропостачання підприємства, що знижує загальне споживання електроенергії і оплату за неї;
- зменшення потужності підстанцій і перерізу кабельних ліній, що понижує їхню вартість;
- дозволяє збільшити пропускну спроможність системи електропостачання споживача, що дає змогу під'єднувати додаткові навантаження без збільшення вартості мереж;
- дозволяє уникнути глибоких провалів напруги на лініях електропостачання віддалених споживачів (водозабірні свердловини, кар'єрні екскаватори з електроприводом, будмайданчики);
- максимально використовувати потужність автономних дизель-генераторів (суднові електроустановки, електропостачання геологічних партій, установок розвідувального буріння тощо);

- полегшити пуск і роботу двигунів (при індивідуальній компенсації);
- поліпшити якість електроенергії за рахунок збільшення рівнів напруги у вузлах мережі.

Компенсація реактивної потужності є одним з найдоступніших, ефективних і простих способів енергозбереження і зниження собівартості продукції, що випускається [13].

За оцінками, середньостатистичні втрати електроенергії в мережах споживача лежать в межах 8÷16%. Однією з основних причин таких втрат як і раніше залишається недостатній рівень компенсації реактивних навантажень за допомогою компенсуючих пристроїв [13].

1.6 Способи компенсації реактивної потужності

Компенсація реактивної потужності може бути [13]:

- природною компенсацією без застосування спеціальних компенсуючих пристроїв;
- штучною компенсацією із застосуванням спеціальних компенсуючих пристроїв.

1.7 Природна компенсація

Природна компенсація реактивної потужності не вимагає великих матеріальних витрат і повинна проводитися на підприємствах в першу чергу. До природної компенсації відносяться [13]:

- впорядкування й автоматизація технологічного процесу, які призначені для вирівнювання графіка навантаження й поліпшення енергетичного режиму устаткування (рівномірне розташування навантажень за фазами, зсув часу обідніх перерв окремих цехів і дільниць, переведення енергоємних крупних електричних приймачів на роботу поза годинами максимуму роботи енергосистеми тощо);

- створення раціональної схеми електропостачання за рахунок зменшення кількості ступенів трансформації;
- заміна трансформаторів й іншого електроустаткування старих конструкцій на нові досконаліші, з меншими втратами на перемагнічування;
- заміна малозавантажених трансформаторів і двигунів трансформаторами і двигунами меншої потужності та їх повне завантаження;
- заміна асинхронних електродвигунів синхронними, яка допустима за умовами роботи електропривода;
- обмеження тривалості неробочого ходу двигунів і зварювальних трансформаторів, скорочення тривалості і розсередження під час пуску крупних електричних споживачів;
- підвищення якості ремонту електродвигунів (недопустимі обточування ротора, зменшення кількості провідників в пазу, розточування пазів, випалювання обмотки);
- вимикання при малому навантаженні (наприклад, в нічний час, у вихідні і святкові дні) частини силових трансформаторів.

1.8 Технічні засоби компенсації реактивної потужності

1.8.1 Синхронні двигуни

Синхронні двигуни можуть використовуватись для різноманітних виробничих механізмів і робочих машин: компресорів, насосів, вентиляторів, газодувок, вугільних та інших млинів, дробарок, вальцювальних станів тощо [13].

При струмі збудження більшому від номінального значення, синхронні двигуни можуть виробляти реактивну потужність. Головне чим відрізняються синхронні двигуни від асинхронних є те, що магнітне поле, необхідне для роботи синхронного двигуна, створюється окремим джерелом постійного струму (збудником). Внаслідок цього синхронний двигун в нормальному режимі роботи майже не споживає з мережі реактивної потужності, необхідної

для створення головного магнітного потоку, а в режимі перезбуджування, тобто при роботі з випереджувальним коефіцієнтом потужності, може генерувати ємнісну потужність в мережу [13].

Синхронні двигуни, що випускаються промисловістю, розраховані на випереджувальний коефіцієнт потужності $\cos\phi = 0,9$ і при номінальному активному навантаженні і номінальній напрузі можуть виробляти номінальну реактивну потужність [13]:

$$Q_{\text{ном}} \approx 0,5P_{\text{ном}}.$$

Перевагою синхронних двигунів, які використовуються для компенсації реактивної потужності, в порівнянні з конденсаторними батареями є можливість плавного регулювання реактивної потужності, що генерується [13].

Їх недолік – активні втрати на генерацію реактивної потужності є більші, ніж для конденсаторних батарей, оскільки залежать від квадрата потужності синхронного двигуна [13].

Зазвичай, в системах електропостачання промислових підприємств конденсаторні батареї компенсують основну реактивну потужність, а синхронні двигуни знижують її в години пік [13].

1.8.2. Синхронні компенсатори

Синхронні компенсатори є різновидом синхронних двигунів. Компенсатори є синхронними двигунами полегшеної конструкції без чи з незначним навантаженням на валу. Вони мають обмежене застосування в мережах промислових підприємств і лише у ряді випадків використовуються для поліпшення показників якості напруги у потужних споживачів з різкозмінним ударним навантаженням (дугові печі, вальцювальні стани) [13].

Недоліки [22]:

- Значна вартість;
- великі питомі втрати активної потужності;
- складність експлуатації, яка пов'язана з необхідністю побудови приміщення, налагодження олійного господарства, наявності

- циркуляції води для охолоджувачів, а при водневому охолодженні – наявності відповідного складного газового господарства;
- недостатня швидкість регулювання в системах електропостачання з ударними навантаженнями (прокатні реверсивні стани);
 - для найпотужніших синхронних компенсаторів існують проблеми з передаванням реактивної потужності через третинні обмотки автотрансформаторів.

1.8.3. Конденсаторні батареї

Наочну уяву про сутність компенсації реактивної потужності за допомогою конденсаторних батарей дає рис.1.2 [13].

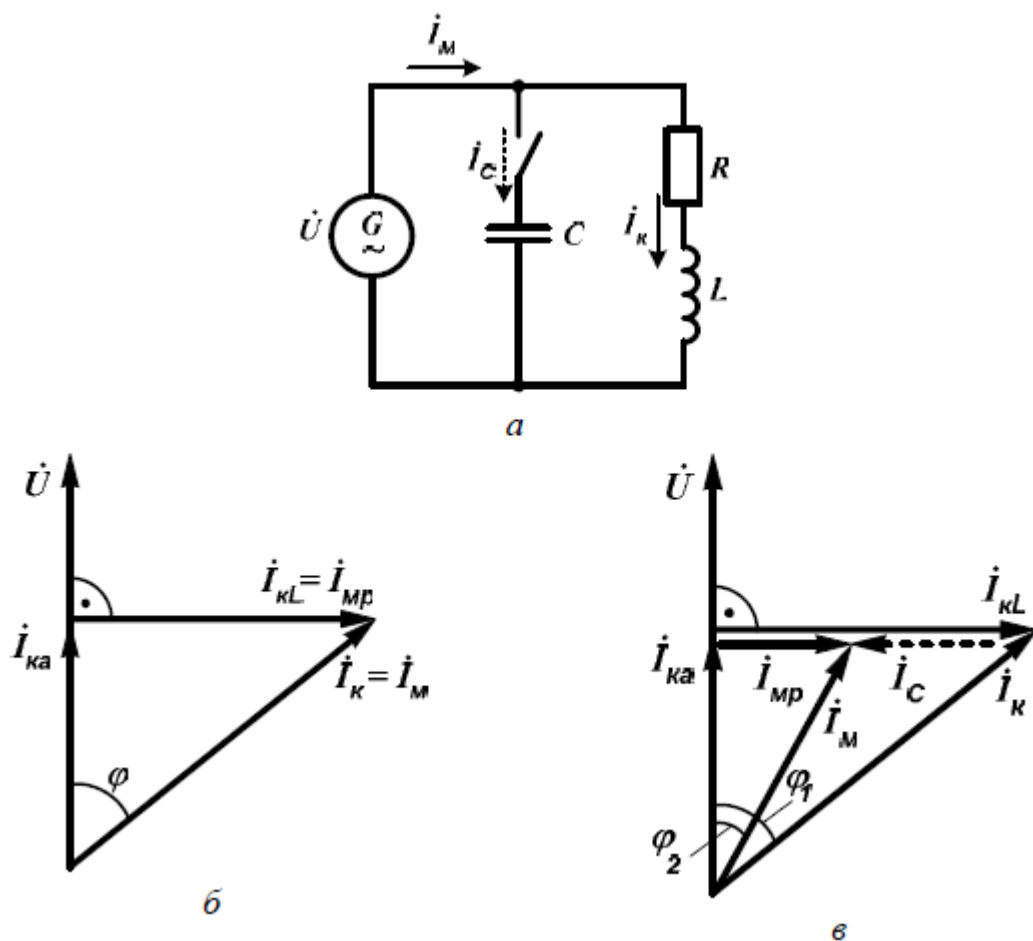


Рис.1.2 - Електрична схема (а), її векторна діаграма за відсутності ємності C (б) та векторна діаграма при компенсації реактивної потужності (в):

I_M – струм мережі;

I_K – струм котушки;

I_{Ka}, I_{KL} – активна та реактивна складові струму котушки;

I_{Mp} – реактивна складова струму мережі;

I_C – струм конденсатора.

За відсутності компенсаційної ємності C струм котушки I_K є також струмом мережі I_M , тобто $I_K = I_M$ (рис.1.2, б). Активна складова струму I_{Ka} відповідає активній потужності P , а реактивна I_{KL} – реактивній потужності Q_L , яка є також реактивною потужністю мережі [13]:

$$Q_M = Q_L.$$

Після компенсації, тобто після під'єднання паралельно до навантаження конденсатора, ємність якого визначає струм I_C і, відповідно, ємнісну потужність Q_C , сумарний реактивний струм (реактивний струм мережі) буде $I_{Mp} = I_{KL} - I_C$ (рис.1.2, в) і, відповідно, реактивна потужність, що надходить з мережі знизиться на Q_C [13]:

$$Q_M = Q_L - Q_C.$$

Зниження реактивної складової потужності мережі Q_M при тій же активній потужності P підвищує коефіцієнт потужності споживача [13]:

$$\cos\varphi_2 > \cos\varphi_1, \text{ оскільки } \varphi_2 < \varphi_1.$$

Отже, внаслідок компенсації є можливість при цьому ж перерізі дротів підвищити пропускну спроможність мережі за активною потужністю [13].

1.9 Переваги та недоліки конденсаторних батарей

Переваги, які посприяли широкому застосуванню конденсаторів для компенсації реактивної потужності порівняно з іншими технічними засобами [13]:

- незначні питомі втрати активної потужності (до 0,5 Вт/кВАр);
- відсутність обертових частин;

- простота монтажу й експлуатації;
- відносно невисока вартість, мала маса, відсутність шуму під час роботи;
- можливість підбору практично будь-якої необхідної потужності

компенсації;

- можливість установки біля окремих груп споживачів.

Недоліки конденсаторних батарей [13]:

- небезпека виникнення пожеж,
- наявність залишкового заряду, що підвищує небезпеку при

обслуговуванні;

- чутливість до перенапруг і кидків струму;
- можливість тільки покрокового, а не плавного регулювання потужності.

1.10. Типи конденсаторної компенсації

1.10.1 Вибір устаткування для компенсації реактивної потужності

Вибір устаткування для компенсації реактивної потужності залежить від типу під'єднання його до мережі. Розрізняють два типи компенсації реактивної потужності – індивідуальну (місцеву) і централізовану (загальну). У першому випадку паралельно до навантаження під'єднують один або декілька (батарей) конденсаторів, у другому – деяка кількість конденсаторів (батарей) під'єднується до головного розподільного щита [13].

1.10.2 Індивідуальна компенсація

Індивідуальна компенсація (рис. 1.3) – найпростіший і найдешевший спосіб компенсації реактивної потужності [13].

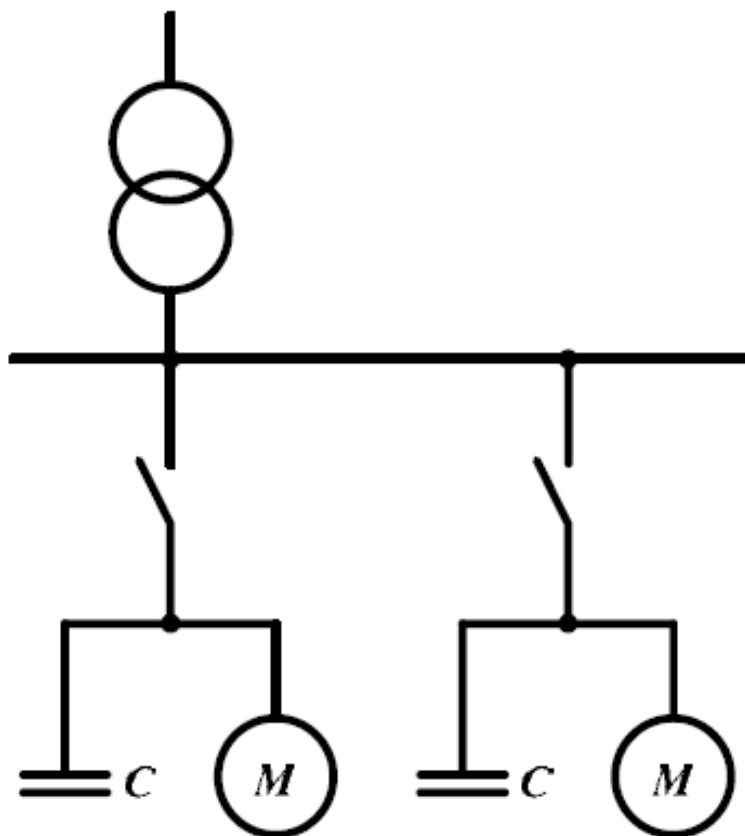


Рис. 1.3 – Індивідуальна компенсація

Кількість конденсаторів (конденсаторних батарей) відповідає кількості навантажень і кожний конденсатор розташований безпосередньо біля відповідного навантаження (поряд з двигуном). Така компенсація добра тільки для постійних навантажень (наприклад, один або декілька асинхронних двигунів з постійним моментом на валу), тобто там, де реактивна потужність кожного з навантажень (в увімкненому стані) у часі змінюється незначно і для її компенсації не потрібна зміна номіналів під'єднаних конденсаторних батарей. Тому індивідуальна компенсація, зважаючи на незмінний рівень реактивної потужності навантаження і відповідної реактивної потужності компенсаторів, називається інакше нерегульованою [13].

1.10.3 Централізована компенсація

Централізована компенсація (рис. 1.4) – компенсація реактивної потужності за допомогою однієї установки, увімкненої до головного розподільного щита, потужність якої регулюється [13].

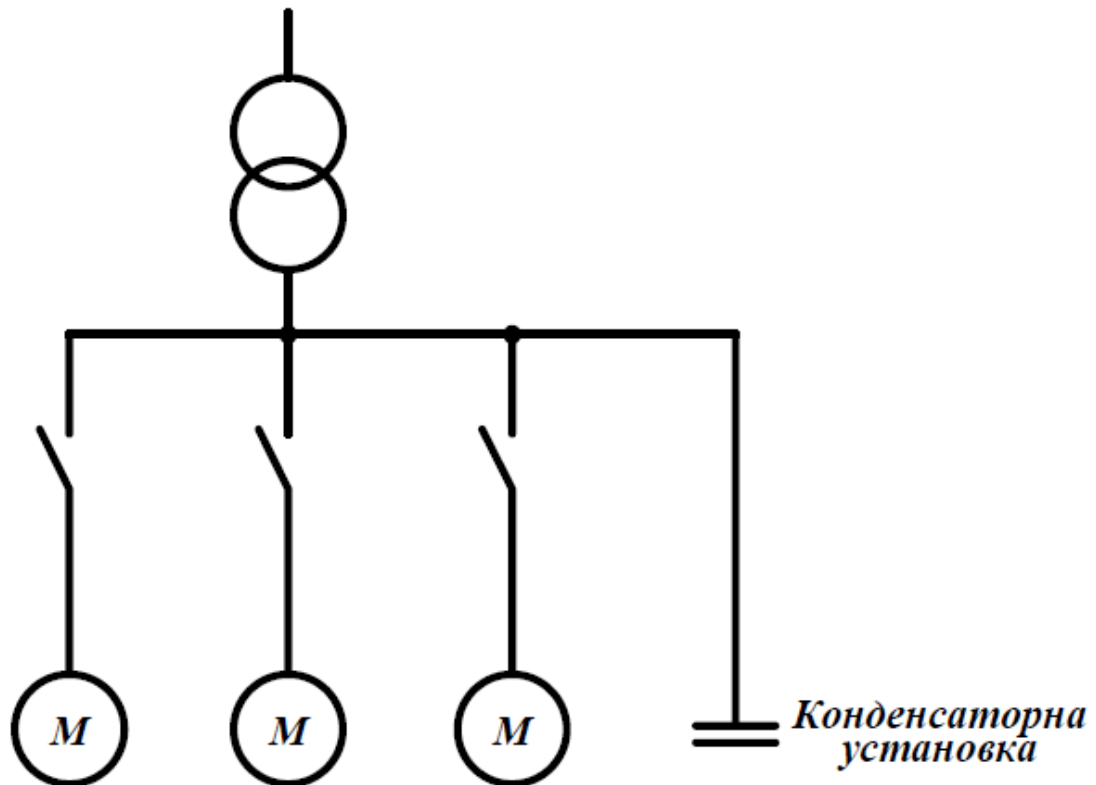


Рис. 1.4 – Централізована компенсація

Застосовується в системах з великою кількістю споживачів (навантажень), що мають великий розкид коефіцієнта потужності протягом доби, тобто для змінного навантаження (наприклад, декілька двигунів, розміщених на одному підприємстві, які вмикаються по чергово). У таких системах індивідуальна компенсація неприйнятна, оскільки, по-перше, стає дуже дорогою (при великій кількості устаткування встановлюється, відповідно, велика кількість конденсаторів), і, по-друге, виникає ймовірність перекомпенсації [13].

У разі централізованої компенсації конденсаторна установка оснащується спеціалізованими контролером – автоматичним регулятором реактивної

потужності та комутаційно-захисною апаратурою (контакторами, автоматичними вимикачами, запобіжниками). При відхиленні значення коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ від заданого значення регулятор вмикає або вимикає визначені конденсаторні батареї (компенсація здійснюється покроково) [13].

Отже, контроль здійснюється автоматично, а потужність увімкнених конденсаторів відповідає споживаній в даний конкретний момент часу реактивної потужності, що виключає генерацію реактивної потужності в мережу і появу в мережі перенапруг [13].

1.10.4 Групова компенсація

Також в [22] зустрічається групова компенсація – компенсація з розміщенням конденсаторів у силових шафах і шинопроводів у цехах. У цьому випадку розподільна мережа до струмоприймачів не розвантажується від реактивних струмів, але значно збільшується час використання батареї конденсаторів у порівнянні з індивідуальною компенсацією.

Така компенсація застосовується в цехах, середовище яких не агресивне і не є небезпечним за пожежею і вибухом [22].

1.10.5. Переваги автоматичних регуляторів реактивної потужності

До переваг автоматичних регуляторів реактивної потужності можна віднести [13]:

- автоматично відстежується зміна реактивної потужності навантаження в мережі, в якій проводиться компенсація, і, відповідно до заданого, коректується значення коефіцієнта потужності $\cos\varphi$;

- виключається генерування реактивної потужності в мережу;

- виключається поява в мережі перенапруг, оскільки немає перекомпенсації, яка можлива при використуванні нерегульованих конденсаторних установок;

- візуально відстежуються всі основні параметри мережі, в якій проводиться компенсація;
- контролюється режим експлуатації і робота всіх елементів конденсаторної установки;
- передбачена система аварійного вимикання конденсаторної установки і попередження обслуговуючого персоналу;
- можливе автоматичне вмикання примусового обігрівання або вентиляції конденсаторної установки.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Необхідність компенсації реактивної потужності

В залежності від виду промислового обладнання, що використовується, навантаження можна поділити на активне, ємнісне та індуктивне. Споживачі електричної енергії мають діло зі змішаними навантаженнями. Отже, з електричної мережі (ЕМ) споживається активна та реактивна енергія. Активна енергія трансформується в корисну енергію. Реактивна енергія витрачається на те, щоб створювати електромагнітні поля в трансформаторах, електродвигунах, зварювальних трансформаторах, індукційних печах, освітлювальних приладах та дроселях. Показником, який показує споживання реактивної енергії (потужності) являється коефіцієнт потужності - $\cos\varphi$. Даний коефіцієнт показує співвідношення між активною потужністю P та повною потужністю S , яка споживається електроприймачами із ЕМ.

В результаті цього в обмотках трансформаторів при протіканні змінного струму індуються реактивні електрорушійні сили, що зумовлюють зсув по фазі φ між напругою та струмом. Цей зсув зазвичай збільшується, а коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ при малому навантаженні зменшується. Для прикладу, якщо $\cos\varphi$ двигуна змінного струму при повному навантаженні рівний 0,75–0,80, то при малому навантаженні $\cos\varphi$ зменшиться до величини 0,20–0,40. Малозавантажені трансформатори мають також низький $\cos\varphi$. Значення коефіцієнтів потужності наведені в табл. 2.1, а значення $\cos\varphi$ для СЕП різних ПП - в табл. 2.2.

Таблиця 2.1 - Значення $\cos\varphi$ обладнання.

Тип навантаження	Коефіцієнт потужності
Асинхронний двигун до 100 <i>кВт</i>	0,6 – 0,8
Асинхронний двигун 100 – 250 <i>кВт</i>	0,8 – 0,9
Піч індукційна	0,2 – 0,6
Зварювальний апарат	0,5 – 0,6
Піч електродугова	0,6 – 0,8
Лампа денного світла	0,5 – 0,6

Таблиця 2.2 - Середні значення $\cos\varphi$ для систем електропостачання різних промислових підприємств.

Тип навантаження	Коефіцієнт потужності
Виробництво, заводи, підприємства	
Хлібопекарське	0,6 – 0,7
М'ясопереробне	0,6 – 0,7
Меблеве	0,6 – 0,7
Лісопильне	0,55 – 0,65
Молочні	0,6 – 0,8
Механообробні	0,5 – 0,6
Авторемонтні	0,7 – 0,8

При компенсації реактивної потужності струм, який споживається з ЕМ, знижується, в залежності від $\cos\varphi$ на 30–50%, відповідно зменшується нагрівання та старіння ізоляції проводів. Компенсація реактивної потужності в будь-якій точці ЕМ допоможе вирішити проблеми, які пов'язані з пропускнуою здатністю ЕМ, понизити втрати електроенергії в ЛЕП та трансформаторах, підвищити напругу ЕМ та покращити якість електроенергії за рахунок

фільтрації вищих гармонік та імпульсних перешкод. Застосування конденсаторних установок дасть змогу споживачам електроенергії отримувати при такій же повній потужності трансформатора більшу корисну потужність при тому ж перерізі кабелів та номіналах силових трансформаторів.

Застосування установок для компенсації реактивної потужності (КРП) необхідно на промислових підприємствах, які використовують в виробництві:

- Асинхронні двигуни з неповним завантаженням ($\cos\varphi \sim 0.5$);
- Асинхронні двигуни ($\cos\varphi \sim 0.7$);
- Печі електродугові ($\cos\varphi \sim 0.6$);
- Випрямлячі електролізних установок ($\cos\varphi \sim 0.6$);
- Компресори ($\cos\varphi \sim 0.7$);
- Водяні насоси ($\cos\varphi \sim 0.8$);
- Зварювальні трансформатори ($\cos\varphi \sim 0.4$);
- Верстати, машини, ($\cos\varphi \sim 0.5$).

2.2 Характеристика споживачів. Визначення категорійності по надійності ЕП

Електроприймачі промислових підприємств (ПП) поділяються:

- група електроприймачів напругою до 1 кВ (частота 50 Гц);
- група електроприймачів напругою вище 1 кВ;

Установки напругою до 1 кВ можуть виконуватись з глухозаземленою нейтраллю або з ізольованою нейтраллю.

Електроприймачі можна класифікувати по подібності режимів роботи:

- що працюють у тривалому режимі (двигуни насосів, компресорів, вентиляторів);
- що працюють у короткочасному режимі (двигуни допоміжних механізмів металообробних верстатів);

- що працюють в повторно–короткочасному режимі (зварювальні апарати, кранові механізми).

Електроустаткування насосної станції молокозаводу складається з поршневих насосів, які беруть участь в технологічному процесі промислового підприємства. Режим роботи насосів є змінним, їхній коефіцієнт використання (КВ) дорівнює $-0,7 \div 0,8$.

Насосна станція молокозаводу не відноситься до основного виробництва підприємства, тому електричні споживачі, які розміщуються в насосній станції, можна віднести до III категорійності.

2.3 Вибір схеми ЕП

Місцеві розподільні мережі (РМ) забезпечують ЕП міських комунально-побутових споживачів, дрібних промислових підприємств та сільськогосподарських електроспоживачів. Вони отримують живлення від шин РП ВН ПС $110/35/10$ кВ з подальшою трансформацією $10/0,4$ або $6,3/0,4$. Місцеві РМ сільськогосподарських електроспоживачів характеризуються великою протяжністю ЛЕП, ніж промислові та міські ЕМ та відсутністю електроприймачів напругою 6 кВ. Тому використовують напругу $35/10/0,4$ кВ. Такі ЕМ виконують розімкненими - вони не містять замкнених контурів. У таких ЕМ можливість живлення елетроспоживачів I і II категорій передбачається від різних секцій шин (СШ) центру живлення (ЦЖ). Найпопулярнішими для місцевих РМ є: магістральні схеми (МС), радіальні схеми (РС), змішані схеми (радіально-магістральні) та петлеві схеми (кільцеві).

В РС розподілу електричної енергії ЛЕП безпосередньо зв'язують ЦЖ з кожним споживачем електроенергії. Дві секції шин (1СШ та 2СШ) ПС живлення сполучені секційним вимикачем (СВ), який в нормальному режимі роботи ЕМ знаходиться у вимкненому стані. При зникненні напруги, для прикладу, на 1СШ цей вимикач вмикається АВР живлення, тим самим забезпечує живлення електроспоживачів, які під'єднані до 1СШ від 2СШ. Вимикачі вмикають

відповідні вітки при пошкодженні або при плановому вимкненні ЛЕП або трансформатора. ЕП найбільш відповідальних споживачів електроенергії здійснюють по двох ЛЕП через два трансформатори з різних СШ ЦЖ. Для цих споживачів електроенергії напругою 380 В передбачається АВР. При зникненні напруги, для прикладу на 1СШ, автоматично вимикається вимикач та вмикається СВ. Живлення всіх споживачів електроенергії відбувається через трансформатор від 2СШ. Менш відповідальні споживачі можуть житися по одній ЛЕП через один трансформатор від однієї СШ ЦЖ.

В МС розподілу електричної енергії до однієї ЛЕП (магістралі) під'єднуються декілька споживачів електроенергії. Магістралі бувають одинарними та подвійними.

Відповідальні споживачі живляться тільки з подвійної магістралі. У таких споживачів на шинах 380В є АВР. Менш відповідальних споживачів електроенергії під'єднують до однієї магістралі. За показниками, зокрема за надійністю ЕП, РС та МС практично однакові. МС вимагають меншої кількості вимикачів за РС – вони є економічнішими. Вибір схеми обумовлений розташуванням споживачів електроенергії. При розташуванні споживачів електроенергії у різних напрямках від ЦЖ доцільно використати РС, при розташуванні в одному напрямку - від ЦЖ МС.

Змішані схеми розподільних місцевих ЕМ використовують при різному розташуванні споживачів електроенергії відносно ЦЖ. Ці схеми поєднують принципи побудови як РС, так і МС.

В петлевій схемі розподілу електричної енергії ділянки ЛЕП, що зв'язують між собою різних споживачів електроенергії, утворюють замкнутий контур (петлю, кільце).

У нормальних режимах роботи петлева схема обов'язково працює в розімкненому стані. Для цього розмикається роз'єднувач, який розташований на одній з РС. При цьому споживачі електричної енергії живляться від 1СШ ЦЖ, а друга частина споживачів електроенергії – від 2СШ.

При пошкодженні будь-якої ділянки ЛЕП, вимикається вимикач 1СШ ЦЖ, споживачі залишаються без напруги. Оперативний персонал ПС вмикає пошкоджену ділянку від ЕМ роз'єднувачами. Потім включає вимикач. ЕП споживачів відновлюється. Далі оперативний персонал вмикає вимикач 2СШ, вмикає роз'єднувач та повторно вмикає вимикач 2СШ. ЕП споживачів електроенергії відновлюється. Петлеві схеми використовується в міських розподільних мережах.

Найбільш задовільною для насосної станції є МС внутрішнього ЕП. Дана схема передбачає встановлення *ЩСУ*, що з'єднуються, з цеховою *ТП–10/0,4 кВ*, за допомогою кабельних ліній, які прокладені в кабельних каналах. Від *ЩСУ* до споживачів електроенергії прокладаються проводи (кабелі) в кабельних каналах.

При проектуванні системи ЕП промислового підприємств постає питання вибору напруги, якою необхідно живити електричні споживачі. Величину напруги визначають параметри ЛЕП, електрообладнанням ПС та ЕМ, розмірами капіталовкладень, затратами металу, експлуатаційними витрати та втратами електроенергії. Оскільки на молокозаводі передбачено систему напруг (0,38 В для силового навантаження та 220 В для освітлення), для живлення електричних споживачів, приймаємо таку саму напругу.

В цеховій *ТП 10/0,4 кВ* встановлюємо трансформатор із глухозаземленою нейтраллю, на НН:

- 380 В – для живлення силового навантаження промислового об'єкту;
- 220 В – для мережі освітлення промислового об'єкту.

2.4 Висновки до розділу 2

1. Враховано, що основне силове устаткування даного підприємства відноситься до *III* категорії по надійності ЕП.

2. Запропоновано магістральну схему ЕП, що є доцільнішою для підприємства.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Відомість споживачів

Щоб скласти відомість споживачів даного підприємства необхідно розділити їх на групи. В одну групу ввійдуть споживачі, які мають однаковий коефіцієнт використання (КВ) та коефіцієнт потужності $\cos \varphi$.

Результати заносимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Відомість споживачів.

<i>Назва та № джерела живлення; назва електричного споживача</i>	<i>n, шт.</i>	<i>P_н, кВт</i>	<i>k_с</i>	<i>cos / tg</i>
ЩСУ-1:1				
Засувка №1	1	4	0,7	0,75/0,88
Насос №1	1	55	0,8	0,8/0,75
Засувка №4	1	1,1	0,7	0,75/0,88
Насос №4	1	7,5	0,7	0,8/0,75
ЩСУ-1:2				
Засувка №2	1	4	0,7	0,75/0,88
Насос №2	1	55	0,8	0,8/0,75
Засувка №5	1	1,1	0,7	0,75/0,88
Насос №5	1	7,5	0,7	0,8/0,75
ЩСУ-1:3				
Засувка №3	1	4	0,7	0,75/0,88
Насос №3	1	55	0,8	0,8/0,75
Засувка №6	1	1,1	0,7	0,75/0,88
Насос №6	1	7,5	0,7	0,8/0,75

3.2 Розрахунок електричних навантажень.

Розрахунок електричних навантажень насосної станції проведено методом коефіцієнта максимуму. Для цього використовувалися дані табл. 3.1.

Розраховуємо ЩСУ-1:1:

Засувка №1:

- загальна кількість споживачів:

$$n = 1 \text{ шт.}$$

- потужності:

$$P_{n.max} = P_{n.min} = 4 \text{ кВт.}$$

- сумарна номінальна потужність [2]:

$$\Sigma P_n = n P_{n.min} (P_{n.max});$$

$$\Sigma P_n = 1 \cdot 4 = 4 \text{ кВт.}$$

- модуль пункту живлення [2]:

$$m = \frac{P_{max}}{P_{min}} = \frac{4}{4} = 1 < 3.$$

- середні за зміну потужності [2]:

- активна:

$$P_c = \Sigma P_n k_g.$$

де k_g – КВ (табл. 3.1);

$$k_g = 0,7,$$

отже

$$P_c = 4 \cdot 0,7 = 2,8 \text{ кВт.}$$

- реактивна:

$$Q_c = tg P_c.$$

де $tg \varphi$ – тангенс кута (табл. 3.1);

$$tg = 0,88;$$

$$Q_c = 0,88 \cdot 2,8 = 2,5 \text{ кВАр.}$$

Насос №1:

- кількість:

$$n = 1 \text{ шт.}$$

- потужності:

$$P_{н.маx} = P_{н.миn} = 55 \text{ кВт.}$$

- сумарна номінальна потужність [2]:

$$\Sigma P_{н} = n P_{н.миn} (P_{н.маx});$$

$$\Sigma P_{н} = 1 \cdot 55 = 55 \text{ кВт.}$$

- модуль пункту живлення [2]:

$$m = 1 < 3;$$

- середні за зміну потужності [2]:

- активна:

$$P_c = \Sigma P_{н} k_{\theta}.$$

де k_{θ} – КВ (табл. 3.1);

$$k_{\theta} = 0,8,$$

отже

$$P_c = 55 \cdot 0,8 = 44 \text{ кВт.}$$

- реактивна:

$$Q_c = tg P_c.$$

де $tg \varphi$ – тангенс кута (табл. 3.1);

$$tg = 0,75;$$

$$Q_c = 0,75 \cdot 44 = 33 \text{ кВАр.}$$

Засувка №4;

- кількість:

$$n = 1 \text{ шт.}$$

- потужність:

$$P_{н.маx} = P_{н.миn} = 1,1 \text{ кВт.}$$

- сумарна номінальна потужність [2]:

$$\Sigma P_{н} = n P_{н.миn} (P_{н.маx});$$

$$\Sigma P_n = 1 \cdot 1,1 = 1,1 \text{ кВт}.$$

- модуль пункту живлення [2]:

$$m = 1 < 3;$$

- середні за зміну потужності [2]:

- активна:

$$P_c = \Sigma P_n k_\theta;$$

де k_θ – КВ (табл. 3.1);

$$k_\theta = 0,7,$$

отже

$$P_c = 1,1 \cdot 0,7 = 0,77 \text{ кВт};$$

- реактивна:

$$Q_c = tg \varphi P_c.$$

де $tg \varphi$ – тангенс кута (табл. 3.1);

$$tg = 0,88;$$

$$Q_c = 0,88 \cdot 0,77 = 0,68 \text{ кВАр}.$$

Насос №4:

- кількість:

$$n = 1 \text{ шт}.$$

- потужність:

$$P_{n.max} = P_{n.min} = 7,5 \text{ кВт};$$

- сумарна номінальну потужність [2]:

$$\Sigma P_n = n P_{n.min} (P_{n.max});$$

$$\Sigma P_n = 1 \cdot 7,5 = 7,5 \text{ кВт}.$$

- модуль пункту живлення [2]:

$$m = 1 < 3;$$

- середні за зміну потужності [2]:

- активна:

$$P_c = \Sigma P_n k_\theta;$$

де k_g – КВ (табл. 3.1);

$$k_g = 0,7,$$

отже

$$P_c = 7,5 \cdot 0,7 = 5,25 \text{ кВт}.$$

- реактивна:

$$Q_c = tg P_c.$$

де $tg \varphi$ – тангенс кута (табл. 3.1);

$$tg = 0,75;$$

$$Q_c = 0,75 \cdot 5,25 = 4 \text{ кВАр}.$$

Аналогічні розрахунки представлено в табл. 3.2.

- групові КВ та потужності [2]:

$$k_{г.гп} = \frac{\Sigma P_c}{\Sigma P_n},$$

де ΣP_c – сумарна активна потужність, кВт (табл. 3.2);

$$P_c = 53 \text{ кВт}.$$

ΣP_n – сумарна номінальна потужність для ЩСУ-1:1, кВт (табл. 3.2);

$$\Sigma P_n = 67,6 \text{ кВт},$$

отже

$$k_{г.гп} = \frac{53}{67,6} = 0,78.$$

груповий коефіцієнт потужності:

$$tg_{гп} = \frac{\Sigma Q_c}{\Sigma P_c},$$

де ΣQ_c – сумарна реактивна потужність, кВАр, (табл. 3.2),

$$Q_c = 40,2 \text{ кВАр},$$

отже

$$tg_{гп} = \frac{40,2}{53} = 0,76;$$

$$\cos_{гп} = \arctg_{гп} = 0,8.$$

- ефективне число приймачів [2]:

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \cdot \Sigma P_{\text{н}}}{P_{\text{н.маx}}},$$

де $P_{\text{н.маx}}$ – максимальна номінальна потужність, кВт , (табл. 3.2);

$$P_{\text{н.маx}} = 55 \text{ кВт},$$

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \cdot 67,6}{55} = 2 \text{ шт.}$$

Оскільки $n_{\text{еф}} = 2 \text{ шт.}$, прийнято $n_{\text{еф}} = n = 4 \text{ шт.}$, Це обумовлено тим, що не існує коефіцієнту максимуму для меншого значення споживачів.

- по [2] коефіцієнт максимуму:

$$k_{\text{в.зр}} = 0,78,$$

$$n_{\text{еф}} = 4 \text{ шт.},$$

Звідси:

$$k_{\text{м}} = 1,14.$$

- розрахункові потужності [2]:

- активна:

$$P_p = k_{\text{м}} \Sigma P_c = 1,14 \cdot 53 = 60,4 \text{ кВт};$$

- реактивна:

$$Q_p = 1,1 \Sigma Q_c, n_{\text{еф}} \leq 10,$$

тому

$$Q_p = 1,1 \cdot 40,2 = 44,22 \text{ кВАр}.$$

- повна потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{60,4^2 + 44,22^2} = 75 \text{ кВА}.$$

Для інших груп розрахунки проведені аналогічно. Дані заносено в табл.

3.2.

Таблиця 3.2 – Навантаження цеху

Силовий пункт живлення; найменування електроприймачів	n_1 шт.	потужність		m	k_{ca}	$cos\varphi/tg\varphi$	ср. потужність		$\eta_{еф}$	$k_{ка}$	розрахункова потужність		
		одного, кВт	$\sum P_{н1}$ кВт				$P_{ср.}$ кВт	$Q_{ср.}$ кВАр			$P_{розн.}$ кВт	$Q_{розн.}$ кВАр	$S_{розн.}$ кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЩСУ-1:1													
Засувка №1	1	4	4		0,7	0,75/0,88	2,8	2,5					
Насос №1	1	55	55		0,8	0,8/0,75	44	33					
Засувка №4	1	1,1	1,1		0,7	0,75/0,88	0,77	0,68					
Насос №4	1	7,5	7,5		0,7	0,8/0,75	5,25	4					
Всього по ЩСУ-1:1	4	1,1 ÷ 55	67,6	>3	0,78	0,8/0,76	53	40,2	4	1,14	60,4	44,22	75
ЩСУ-1:2													
Засувка №2	1	4	4		0,7	0,75/0,88	2,8	2,5					
Насос №2	1	55	55		0,8	0,8/0,75	44	33					
Засувка №5	1	1,1	1,1		0,7	0,75/0,88	0,77	0,68					
Насос №5	1	7,5	7,5		0,7	0,8/0,75	5,25	4					
Всього по ЩСУ-1:2	4	1,1 ÷ 55	67,6	>3	0,78	0,8/0,76	53	40,2	4	1,14	60,4	44,22	75

3.3 Вибір типу світильників. Розміщення світильників в цеху

Для даного цеху вибрано частково пилонепроникні світильники серії *НВ* типу *НBS* з захисним склом, з газорозрядними лампами високого тиску (ВТ) типу *ДРЛ*.

Необхідно розмістити дані світильники на плані цеху. Необхідно знайти:

- висоту світильника над підлогою [11]:

$$h_n = H - h_c,$$

де H – висота цеху, м;

$$H = 7,5 \text{ м},$$

h_c – відстань світильника від стелі, м.

$$h_c = 0,5 \text{ м},$$

отже:

$$h_n = 7,5 - 0,5 = 7 \text{ м}.$$

- розрахункова висота (понад робочою поверхнею) [11]:

$$h = h_n - h_p,$$

де h_p – висота поверхні понад підлогою, м;

$$h_p = 1 \text{ м},$$

отже:

$$h = 7 - 1 = 6 \text{ м}.$$

- відстані між світильниками [11]:

Для *НBS*, по [11],

$$\lambda = 1,3 \div 1,6;$$

$$L = \lambda \cdot h = (1,4 \div 1,6) \cdot 6 = (7,8 \div 9,6) \text{ м},$$

світильники розміщуємо у вершинах, відстань між світильниками приймаємо 8 м,

$$L = L_a = L_b = 8 \text{ м},$$

- кількість світильників:

у ряді [11]:

$$N_a = \frac{A}{L_a};$$

де A – довжина цеху, $м$;

$$A = 56 \text{ м},$$

L_a – відстань між світильниками по всій довжині цеху, $м$;

$$L_a = 8 \text{ м},$$

отже,

$$N_a = \frac{56}{8} = 7,$$

кількість рядів [11]:

$$N_{\epsilon} = \frac{B}{L_{\epsilon}},$$

де B – ширина цеху, $м$;

$$B = 16 \text{ м};$$

L_{ϵ} – відстань між світильниками по всій ширині цеху, $м$;

$$L_{\epsilon} = 8 \text{ м},$$

отже

$$N_{\epsilon} = \frac{16}{8} = 2;$$

Кількість світильників:

$$N = N_a \cdot N_{\epsilon} = 7 \cdot 2 = 14.$$

- для того, щоб розмістити світильники освітлювальною площею, визначимо відстані від стін до самих крайніх світильників:

$$L = L_a = L_{\epsilon} = 8 \text{ м (рис. 3.1) [11]:}$$

$$l_a = \frac{A - L(N_a - 1)}{2} = \frac{56 - 8(7 - 1)}{2} = 4 \text{ м};$$

$$l_{\epsilon} = \frac{B - L(N_{\epsilon} - 1)}{2} = \frac{16 - 8(2 - 1)}{2} = 4 \text{ м};$$

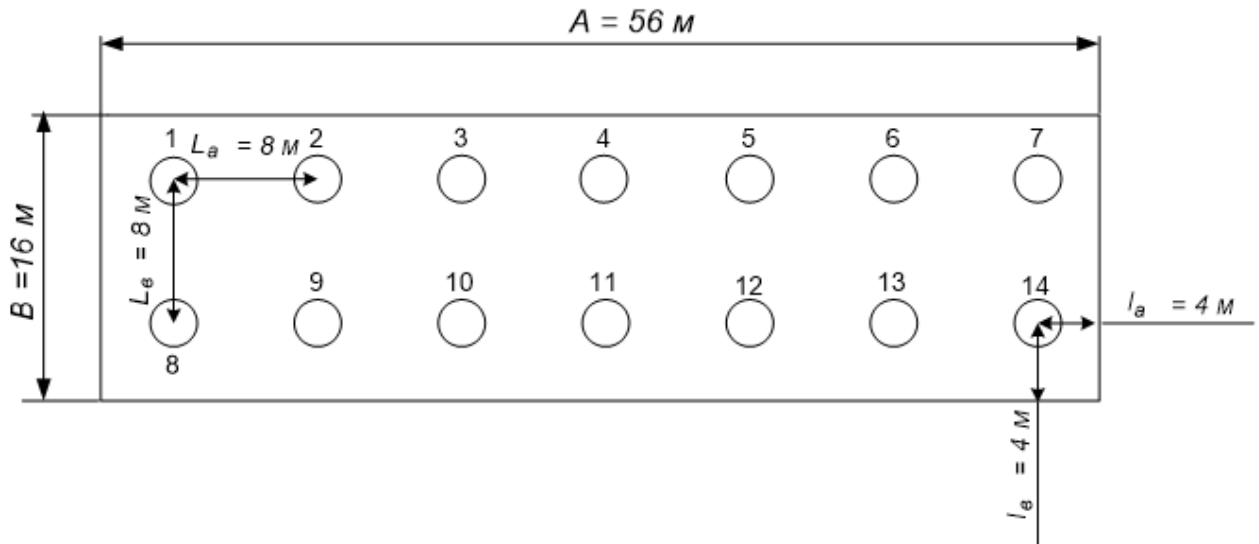


Рис. 3.1 - План цеху

3.4 Світлотехнічний розрахунок

З [11] для насосної станції норма освітленості, для системи загального освітлення, становить $E_n = 100 \text{ лк}$.

Використовуючи метод КВ світлового потоку проведено наступний розрахунок:

- індекс приміщення [11]:

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A + B)},$$

де A ; B – довжина та ширина цеху, що проектується, $м$;

h – висота світильників, $м$;

$$i = \frac{56 \cdot 16}{6(56 + 16)} = 2,1.$$

Знайдене значення заокруглимо,

$$i = 2,0;$$

- з каталогу світильників, при $i = 2,0$, враховуючи коефіцієнти $\rho_n = 50 \%$ $\rho_c = 30 \%$; $\rho_p = 10 \%$, для HBS визначимо КВ світлового потоку $\eta = 51 \%$.

- розрахунковий світловий потік [11]:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot z}{N \cdot \eta},$$

де S – площа приміщення, m^2 ;

$$S = AB = 56 \cdot 16 = 896 m^2;$$

E_n – норма освітленості, $лк$;

$$E_n = 100 лк,$$

z – коефіцієнт, який проводить характеристику нерівномірність освітлення (для ЛР та ДРЛ $z = 1,15$),

отже

$$z = 1,15;$$

K_3 – коефіцієнт запасу ($K_3 = 1,5 \div 1,8$),

$$K_3 = 1,8;$$

η – коефіцієнт використання світлового потоку, який береться у долях одиниць,

$$\eta = 0,51,$$

N – кількість ламп;

$$N = 14,$$

тоді

$$\Phi = \frac{100 \cdot 896 \cdot 1,8 \cdot 1,15}{14 \cdot 0,51} = 25976 лм.$$

- приймаємо із каталогу світильників *HBS-400M* на 1 лампу типу *HQL-400* потужністю $P_l = 400 Вт$, світловим потоком $\Phi_l = 22000 лм$.

Світловий потік лампи відрізняється від порохованого на 18%. Це допускається.

- Сумарна потужність [11]:

$$P_{уст} = N \cdot P_l = 14 \cdot 400 = 5600 Вт = 5,6 кВт.$$

Виконаємо перевірку розрахунків. Для цього використаємо точковий метод. На рис 3.2 намічено точки a і b , проведено визначення d (від світильників до точок) Ці значення занесено в табл. 3.3. Для світильників *HBS* визначено освітленість e від світильників та сумарну освітленість $\sum e$ від n світильників в a і b . Результати заносимо в табл. 3.3.

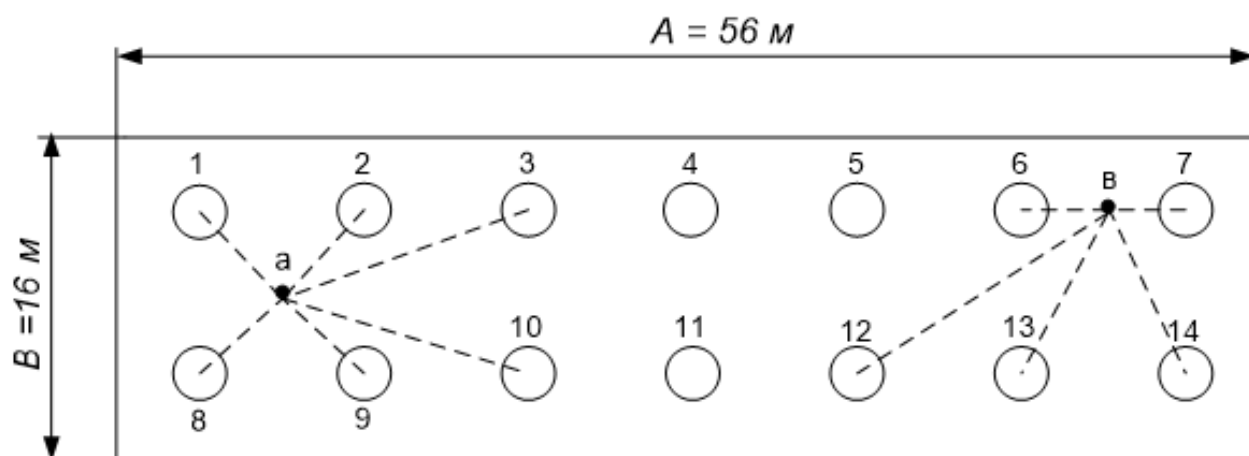


Рис. 3.2 - План розміщення.

Таблиця 3.3 - Розрахунок освітленості.

Точки	Номери світильників	Кількість світильників, N	Відстань до контрольної точки, d , м	Умовна освітленість, $лк$	
				від одного світильника e	від n світильників, $n \cdot e$
а	1;2;8;9	4	5,6	2	8
	3;10	2	13	0,11	0,22
					$\Sigma e_a = 8,22$
в	6;7	2	4	3,7	7,4
	13;14	2	9	0,45	0,9
	12	1	14	0	0
					$\Sigma e_b = 8,3$

З табл. 3.3 умовна освітленість в точках однакова, $\Sigma e_a = 8,22 лк \approx \Sigma e_b = 8,3 лк$, отже, фактична освітленість [11]:

$$E_{\phi} = \frac{\Phi_{л} \cdot \mu \cdot \Sigma e}{1000 \cdot K_3},$$

де Φ_l – потік лампи, *лм*;

$$\Phi_l = 22000 \text{ лм},$$

K_3 – коефіцієнт запасу;

$$K_3 = 1,8,$$

μ – коефіцієнт, який враховує дію джерел світла, які окремо не враховані.

Даний коефіцієнт лежить в діапазоні $\mu = 1,1 \div 1,2$, отже,

$$\mu = 1,1,$$

отже

$$E_\phi = \frac{22000 \cdot 1,1 \cdot 8,22}{1000 \cdot 1,8} = 110,5 \text{ лк}.$$

З перевірки за допомогою точкового методу видно, що вибрана лампа потужністю $P_n = 400 \text{ Вт}$ забезпечує необхідну норму освітленості $E_n = 100 \text{ лк}$. Допустиме перевищенням складає 10,5 %.

3.5 ЕМ освітлення.

На плані цеху показано ЕМ та ЦЕН (рис. 3.3).

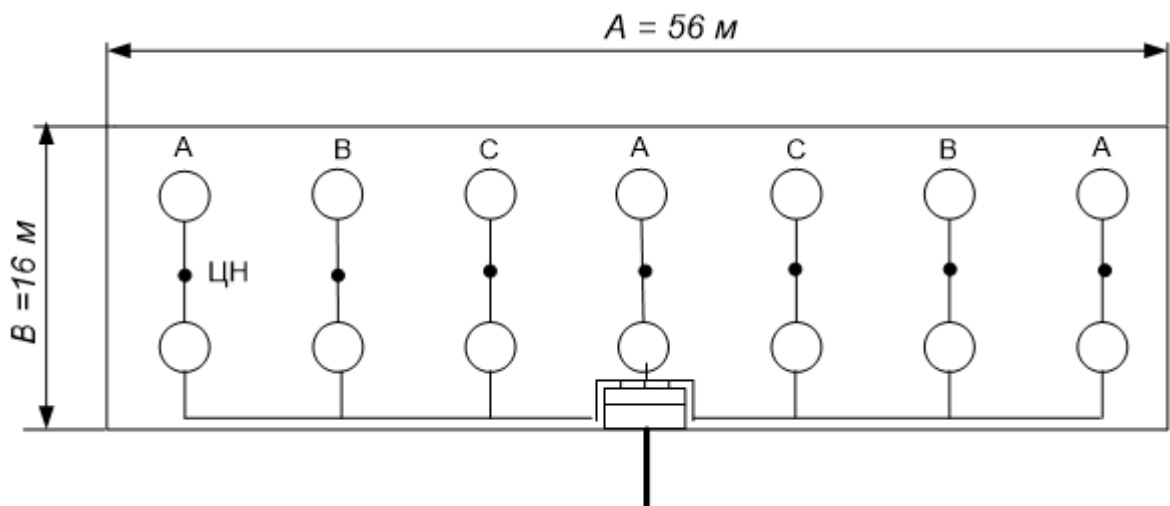


Рис. 3.3 - План приміщення з ЕМ.

Схема мережі освітлення (рис.3.4).

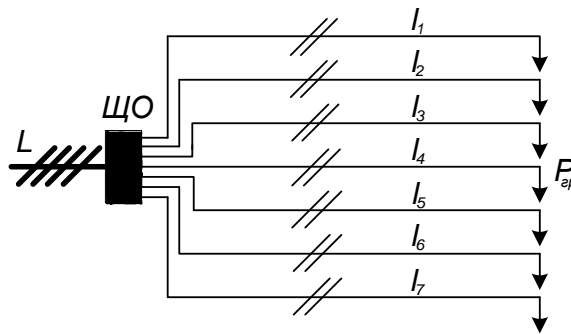


Рис. 3.4 - Схема мережі освітлення.

На основі відомої потужності освітлювальної установки визначаємо потужність ЩО [11]:

$$P_{\text{щО}} = P_{\text{уст}} \cdot K_n;$$

де $P_{\text{уст}}$ – потужність освітлювальної установки, кВт ;

$$P_{\text{уст}} = 5,6 \text{ кВт}.$$

При врахуванні 10 % втрат в пускорегулювальному апараті:

$$P_{\text{уст}} = 6,16 \text{ кВт};$$

K_n – коефіцієнт попиту;

$$K_n = 0,95,$$

отже,

$$P_{\text{щО}} = 6,160,95 = 5,85 \text{ кВт}.$$

- моменти навантаження [11]:

$$m_n = l_n P_{\text{сп}};$$

де l_n – довжина лінії, м ;

$$l_1 = H h_{\text{щО}} + 3L_a + l_e + \frac{L_B(n_P - 1)}{2},$$

де H – висота цеху, м ;

$$H = 7,5 \text{ м};$$

L_g – відстань між світильниками по ширині цеху, м;

$$L_g = 8 \text{ м};$$

L_a – відстань між світильниками по всій довжині цеху, м;

$$L_a = 8 \text{ м};$$

l_g – відстань від стіни до 1-го ряду світильника, м;

$$l_g = 4 \text{ м};$$

$h_{\text{ццо}}$ – висота підвісу ЩО, м;

$$h_{\text{ццо}} = 1,8 \text{ м};$$

n_p – кількість світильників у одному ряду;

$$n_p = 2,$$

отже,

$$l_1 = 7,5 \cdot 1,8 + 3 \cdot 8 + 4 + \frac{8(2-1)}{2} = 37,7 \text{ м},$$

$$l_1 = 40 \text{ м},$$

з урахуванням звісу світильників:

$$l_2 = H \cdot h_{\text{ццо}} + 2L_a + l_g + \frac{L_B(n_p - 1)}{2} = 7,5 \cdot 1,8 + 28 + 4 + \frac{8(2-1)}{2} = 29,7 \text{ м};$$

$$l_2 = 35 \text{ м},$$

з урахуванням звісу світильників:

$$l_3 = H \cdot h_{\text{ццо}} + L_a + l_g + \frac{L_B(n_p - 1)}{2} = 7,5 \cdot 1,8 + 8 + 4 + \frac{8(2-1)}{2} = 21,7 \text{ м};$$

$$l_3 = 25 \text{ м},$$

з урахуванням звісу світильників:

$$l_4 = H \cdot h_{\text{ццо}} + l_g + \frac{L_B(n_p - 1)}{2} = 7,5 \cdot 1,8 + 4 + \frac{8(2-1)}{2} = 13,7 \text{ м};$$

$$l_4 = 15 \text{ м},$$

з урахуванням звісу світильників:

$$l_5 = l_3 = 25 \text{ м}$$

$$l_6 = l_2 = 35 \text{ м}$$

$$l_7 = l_1 = 40 \text{ м.}$$

P_{zp} – потужність групи, кВт ;

$$P_{zp} = \frac{P_{\text{ЩО}}}{n_{\text{ГР}}},$$

де n_{zp} – кількість груп,

$$n_{zp} = 7,$$

отже

$$P_{zp} = \frac{5,85}{7} = 0,84 \text{ кВт},$$

МОМЕНТИ:

$$m_1 = 40 \cdot 0,84 = 33,6 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

$$m_2 = 35 \cdot 0,84 = 29,4 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

$$m_3 = 25 \cdot 0,84 = 21 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

$$m_4 = 15 \cdot 0,84 = 12,6 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

$$m_5 = m_3 = 21 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

$$m_6 = m_2 = 29,4 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

$$m_7 = m_1 = 33,6 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

- момент навантаження [11]:

$$M = L \cdot P_{\text{ЩО}},$$

де L – довжина кабелю ЩО;

$$L = 30 \text{ м},$$

отже,

$$M = 30 \cdot 5,85 = 175,5 \text{ кВтм};$$

- приведений момент [11]:

$$M_{np} = M + \alpha \cdot \sum m_i;$$

де α – коефіцієнт приведення [11]:

$$\alpha = 1,85;$$

$$M_{np} = 175,5 + 1,85(2 \cdot 33,6 + 2 \cdot 29,4 + 2 \cdot 21 + 12,6) = 510 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

- втрата напруги:

З [11], по потужності трансформатора ($S_H = 630 \text{ кВА}$), коефіцієнті завантаження ($K_3 = 0,64$), коефіцієнті потужності ($\cos \varphi = 0,95$) втрата напруги становить:

$$\Delta U_{\%} = 6,2\%.$$

- переріз кабелю ЩО [11]:

$$S_L = \frac{M_{\text{пр}}}{C \cdot \Delta U_{\%}};$$

де C – коефіцієнт, який залежить від системи ЕМ та матеріалу ЕМ [11];

$$C = 44,$$

тоді:

$$S_L = \frac{510}{44 \cdot 6,2} = 2 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо з [1] переріз кабелю, який становить $2,5 \text{ мм}^2$ з струмом:

$$I_{\text{дон}} = 19 \text{ А};$$

$$S_L \leq S_{\text{см}}; S_L = 2 \text{ мм}^2 < S_{\text{см}} = 2,5 \text{ мм}^2.$$

Отже, умова виконується.

Марка кабелю:

$$АВВГ1 - 4 \times 2,5.$$

- фактичні втрати напруги (L) [11]:

$$U_{\phi\%} = \frac{M}{C \cdot S_L} = \frac{175,5}{44 \cdot 2,5} = 1,6 \%;$$

- допустима втрата напруги [11]:

$$\Delta U_{\text{гр.дон}} = \Delta U_{\%} - \Delta U_{\phi} = 6,2 - 1,6 = 4,6 \%;$$

- переріз жил провідників (проводиться розрахунок для $1-i$ і $7-i$ групи – $m_1 = m_7 = 33,6 \text{ кВт} \cdot \text{м}$) [11]:

$$S_1 = \frac{m_1}{C_{\text{гр}} \cdot \Delta U_{\text{гр.дон}}},$$

де $C_{\text{гр}}$ – коефіцієнт, який залежить від системи ЕМ та матеріалу ЕМ;

$$C_{\text{гр}} = 7,4,$$

отже,

$$S_1 = \frac{33,6}{7,4 \cdot 4,6} = 1 \text{ мм}^2.$$

З [1] вибрано дво жильний провід марки АПВ перерізом 2 мм^2 з струмом:

$$I_{\text{доп}} = 17 \text{ А};$$

$$S_1 \leq S_{\text{см}}; S_1 = 1 \text{ мм}^2 < S_{\text{см}} = 2 \text{ мм}^2.$$

Отже, умова виконується.

Марка проводу:

$$\text{АПВ} - 2(1 \times 2).$$

Вибраний кабель та провідники в подальшому потрібно перевірити за умовою нагріву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p,$$

де I_p – розрахунковий струм навантаження, А;

$I_{\text{доп}}$ – допустимий струм навантаження, А.

Струм навантаження лінії ЩО [11]:

$$I_{p.\text{щ}} = \frac{1000P_{\text{щ}}}{3U_{\phi} \cdot \cos\varphi} = \frac{1000 \cdot 5,85}{3 \cdot 380 \cdot 0,95} = 5,4 \text{ А}.$$

Струм групових ліній [11]:

$$I_{p.\text{гр}} = \frac{1000P_{\text{гр}}}{U \cdot \cos\varphi} = \frac{1000 \cdot 0,84}{220 \cdot 0,95} = 4 \text{ А}.$$

отже:

- для лінії живлення ЩО:

$$K \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{щ}},$$

де K – поправочний коефіцієнт [1],

$$K = 0,92,$$

тоді:

$$K \cdot I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 19 = 17,5 \text{ А} > I_{p.\text{щ}} = 5,4 \text{ А}.$$

Отже, умова виконується.

- для ліній:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{гр}}; I_{\text{доп}} = 17 \text{ А} > I_{p.\text{гр}} = 4 \text{ А}.$$

Отже, умова виконується.

Проводимо вибір автоматів:

$$U_{н.в} \geq U_{н.м}$$

$$I_{н.в} \geq I_p$$

$$I_{н.р} \geq 1,25I_p$$

$$I_{дон} \geq I_{н.р}$$

З [12], вибираємо чотирьохполюсний автомат серії *УкрЕМ ВА–2002*.

Перевіримо:

$$U_{н.в} = 380 \text{ В} = U_{н.м} = 380 \text{ В}$$

$$I_{н.в} = 16 \text{ А} > I_p = 5,4 \text{ А}$$

$$1,25I_p = 1,25 \cdot 5,4 = 6,75 \text{ А};$$

$$I_{н.р} = 8 \text{ А} > 1,25I_p = 6,75 \text{ А}$$

$$K \cdot I_{дон} = 0,92 \cdot 19 = 17,5 \text{ А};$$

$$K \cdot I_{дон} = 17,5 \text{ А} > I_{н.р} = 8 \text{ А}.$$

Отже, умови виконуються.

Вибираємо чотирьохполюсний автомат типу *ВА–2002/16*.

Щоб захистити відходящі лінії вибрано двохполюсні автомати [12] типу *ВА–2002/16* $I_{н.р} = 5 \text{ А}$.

3.6 Висновки до розділу 3

1. Проведені розрахунки навантажень промислового підприємства. Пораховано, що потужність даного цеху рівна *225 кВА*.
2. Проведені розрахунки освітлення та обґрунтовано встановлення 14 газорозрядних ламп високого типу *OSRAMHQL–400М*. Освітлювальне навантаження рівне *5,6 кВт*.

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Розрахунок потужності та вибір конденсаторної батареї

При проектуванні та експлуатації систем ЕП промислових підприємств, розв'язується питання компенсації реактивної потужності (КРП).

Передача реактивної потужності з енергетичної системи до споживачів електричної енергії не є раціональною. Причини: виникнення втрат активної потужності у всіх елементах системи ЕП та втрати напруги в ЕМ живлення. Перші зумовлені завантаженням системи реактивною потужністю.

КРП та покращення якості електричної енергії в ЕМ промислових підприємств є одним із найважливіших напрямів зменшення втрат електроенергії, а також підвищення ефективності установок промислового підприємства.

Найбільше реактивне навантаження промислового підприємства, що приймається для визначення потужності компенсуючих пристроїв (КП):

$$Q = K \cdot Q_p,$$

де K - коефіцієнт, що включає неспівпадіння в часі найбільших активного навантаження системи та реактивного навантаження промислового підприємства.

Реактивна потужність, яку споживає промислове підприємство складається із реактивної потужності силових споживачів, реактивної потужності сусідніх цехів, реактивної потужності освітлення цехів.

Для силового навантаження:

$$P_{\text{сил}}=181,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{сил}}=132,66 \text{ кВАр};$$

$$S_{\text{сил}}=225 \text{ кВА}.$$

Активна потужність освітлення:

$$P_{\text{осв}}=5,6 \text{ кВт}.$$

З урахуванням коефіцієнта використання:

$$K_B=0,95.$$

$$P_{\text{сер.осв}}=K_B \cdot P_{\text{осв}}=0,95 \cdot 5,6=5,32 \text{ кВт}.$$

Коефіцієнт потужності:

$$\cos\varphi=0,95.$$

Звідси:

$$\text{tg}\varphi=\text{tg}(\arccos(\cos\varphi))=\text{tg}(\arccos(0,95))=0,33.$$

Реактивна потужність освітлення:

$$Q_{\text{осв}}=P_{\text{сер.осв}} \cdot \text{tg}\varphi=5,32 \cdot 0,33=1,76 \text{ кВАр}.$$

Повна потужність освітлення:

$$S_{\text{осв}}=\sqrt{P_{\text{осв}}^2+Q_{\text{осв}}^2}=\sqrt{5,32^2+1,76^2}=5,6 \text{ кВА}.$$

Активна потужність сусідніх цехів:

$$P_{\text{цех}}=200 \text{ кВт}.$$

Реактивна потужність сусідніх цехів:

$$Q_{\text{цех}}=150 \text{ кВАр}.$$

Повна потужність сусідніх цехів:

$$S_{\text{цех}}=\sqrt{P_{\text{цех}}^2+Q_{\text{цех}}^2}=\sqrt{200^2+150^2}=250 \text{ кВА}.$$

Разом:

$$P_{\Sigma}=P_{\text{сил}}+P_{\text{сер.осв}}+P_{\text{цех}}=181,2+5,32+200=386,52 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma}=Q_{\text{сил}}+Q_{\text{осв}}+Q_{\text{цех}}=132,66+1,76+150=284,42 \text{ кВАр};$$

$$S_{\Sigma}=S_{\text{сил}}+S_{\text{осв}}+S_{\text{цех}}=225+5,6+250=480,6 \text{ кВА}.$$

Потужність КП [2]:

$$Q_{\text{кп}}=\Sigma P_p \cdot (\text{tg}\varphi_p - \text{tg}\varphi_n) \cdot \alpha.$$

де ΣP_p – сумарна активна потужність цеху;

$$\Sigma P_p=387 \text{ кВт}.$$

$\text{tg}\varphi_p$ – тангенс кута розрахунковий;

$$\text{tg}\varphi_p=0,74.$$

$\text{tg}\varphi_n$ – тангенс кута. Відповідає коефіцієнту потужності, який необхідно отримати після проведеної компенсації;

$$\operatorname{tg} \varphi_H = 0,3.$$

α – коефіцієнт, що враховує підвищення коефіцієнта потужності засобами, які не потребують установа КП;

$$\alpha = 0,9;$$

$$Q_{кп} = 387(0,74 - 0,3) \cdot 0,9 = 153,252 \text{ кВАр}.$$

Вибрано КП типу *УКРП0,4–160–20У3* потужністю $Q_{кп.ст} = 160 \text{ кВАр}$, [4].

Повна потужність цеху [2]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{кп.ст})^2} = \sqrt{387^2 + (285 - 160)^2} = 406 \text{ кВА}.$$

Номинальний струм КП:

$$I_{ном.КП} = \frac{Q_{ном}}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,3 = \frac{125}{380 \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,3 = 247 \text{ А}.$$

З [11] тип автомата *ВА–88–37* з номінальним струмом:

$$I_{ном} = 315 \text{ А}.$$

На рис. 4.1 представлено значення активної, реактивної та повної потужностей без та з врахуванням КП.

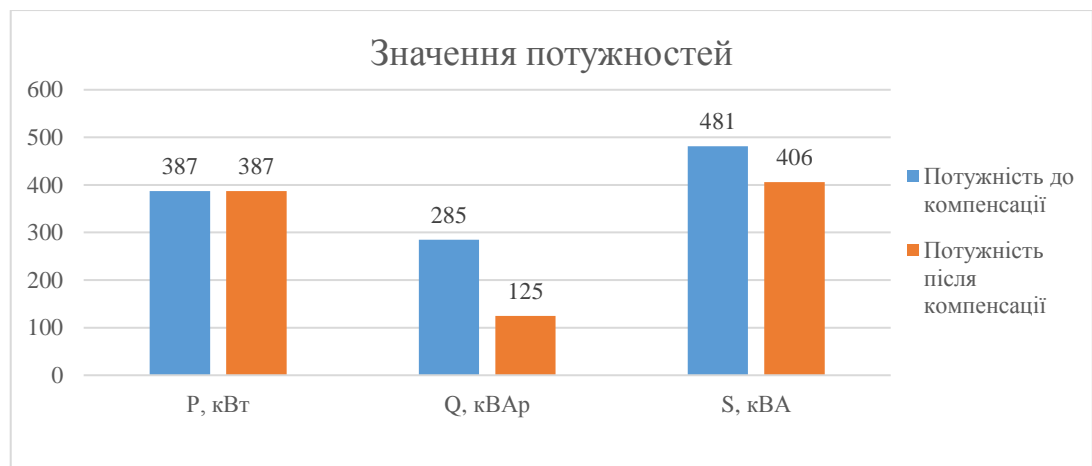


Рис. 4.1 - Значення активної, реактивної та повної потужностей без та з врахуванням КП

4.2 Вибір числа і потужності силових трансформаторів

Одночасно з вибором номінальної потужності трансформаторів потрібно передбачати економічні режими їх роботи, які характеризуються мінімумом втрат потужності в трансформаторах. При цьому слід враховувати не тільки втрати активної потужності в самих трансформаторах, але й втрати активної потужності, які виникають в системі електропостачання по всьому колі живлення від генераторів електростанцій до трансформаторів, що розглядаються.

Оскільки трансформатори споживають реактивну потужності, необхідно знати приведені втрати в трансформаторах.

Приведені втрати :

$$\Delta P_{sh.tr} = \Delta P_{sh.xx} + K_{zav}^2 \cdot \Delta P_{sh.kz},$$

де $\Delta P_{sh.xx} = \Delta P_{xx} + K_{zav.vtr} \cdot \Delta Q_{xx}$ - втрати трансформатора, в які входять втрати у трансформаторі та втрати, які створює трансформатор ;

$$\Delta P_{sh.kz} = \Delta P_{kz} + K_{zav.vtr} \cdot \Delta Q_{kz} - \text{втрати КЗ};$$

ΔP_{xx} - втрати потужності на холостому ході (втрати у сталі трансформатора);

ΔP_{kz} - втрати потужності КЗ (втрати у міді обмоток) ;

$K_{zav.vtr}$ - коефіцієнт, який показує зміни втрат :

$$0,02 \text{ кВт} / \text{кВАр};$$

K_{zav} - показує процент завантаження ;

$$\Delta Q_{xx} = S_{nom} \cdot \frac{I_{xx}}{100} - \text{потужність на холостому ході};$$

I_{xx} - струм холостого ходу, % ;

$$\Delta Q_{kz} = S_{nom} \cdot \frac{U_{kz}}{100} - \text{потужність при КЗ};$$

U_{kz} - напруга короткого замикання, % .

Розрахунок розміщено в додатках до пояснювальної записки.

Втрати при холостому ході, втрати при короткому замиканні, струм при холостому ході, напруга при короткому замиканні вибрані з [18]. Ціна трансформаторів вибрана з [19]:

Для першого варіанту розрахунку :

$$TM - 400 / 10 ;$$

$$S_m = 400 \text{кВА};$$

$$\Delta P_{xx} = 0,83 \text{кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 5.5 \text{кВт};$$

$$U_{к.з} = 4,5 \% ;$$

$$I_{xx} = 1,8 \% ;$$

$$Ц = 38 \text{тис.грн.}$$

Для другого варіанту розрахунку :

$$TMЗ - 630 / 10 ;$$

$$S_m = 630 \text{кВА};$$

$$\Delta P_{xx} = 1,05 \text{кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 7,6 \text{кВт};$$

$$U_{к.з} = 5,5 \% ;$$

$$I_{xx} = 1,6 \% ;$$

$$Ц = 70 \text{тис.грн.}$$

Коефіцієнт зміни втрат [2]:

$$K_{зм.втр} = 0,02 \text{ кВт} / \text{кВАр} .$$

Приведені втрати електричної енергії :

Для першого варіанту розрахунку :

$$\Delta Q_{xx} = 400 \cdot \frac{1,8}{100} = 7,2 \text{кВАр} ;$$

$$\Delta Q_{кз} = 400 \cdot \frac{4,5}{100} = 18 \text{кВАр} ;$$

$$\Delta P'_{xx} = 0,83 + 0,02 \cdot 7,2 = 0,974 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{кз} = 5,5 + 0,02 \cdot 18 = 5,86 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_1 = 0,974 + 1,02^2 \cdot 5,86 = 7,011 \text{ кВт}.$$

Для другого варіанту розрахунку:

$$\Delta Q_{xx} = 630 \cdot \frac{1,6}{100} = 10,08 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{кз} = 630 \cdot \frac{5,5}{100} = 34,65 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P'_{xx} = 1,05 + 0,02 \cdot 10,08 = 1,252 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{кз} = 7,6 + 0,02 \cdot 34,65 = 8,293 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_1 = 1,252 + 0,644^2 \cdot 8,293 = 4,696 \text{ кВт}.$$

Втрати в 2 трансформаторах:

Для першого варіанту розрахунку:

$$\Delta P'_{1,2} = 1 \cdot 7,011 = 7,011 \text{ кВт}.$$

Для другого варіанту розрахунку:

$$\Delta P'_{1,2} = 1 \cdot 4,696 = 4,696 \text{ кВт}.$$

Час включення (на рік):

$$t_{вкл} = 365 \cdot 24 = 8760 \text{ год}.$$

Втрати електричної енергії за рік:

$$\Delta E = \Delta P'_{1,2} \cdot t_{вкл}.$$

Для першого варіанту розрахунку:

$$\Delta E = 7,011 \cdot 8760 = 61417,398 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Для другого варіанту розрахунку:

$$\Delta E = 4,696 \cdot 8760 = 41134,81 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Ціна кіловата електричної енергії для промислового підприємства [20]:

$$c = 2,24 \text{ грн}.$$

Вартість втрат електроенергії:

$$C_e = \Delta E \cdot c.$$

Для першого варіанту розрахунку:

$$C_e = 61417,398 \cdot 2,24 = 137574,972 \text{ тис. грн.}$$

Для другого варіанту розрахунку:

$$C_e = 41134,81 \cdot 2,24 = 92141,974 \text{ тис. грн.}$$

Капітальні затрати:

Для першого варіанту розрахунку:

$$K_1 = 1 \cdot 38 = 38 \text{ тис.грн.}$$

Для другого варіанту розрахунку:

$$K_2 = 1 \cdot 70 = 70 \text{ тис.грн.}$$

Річні експлуатаційні затрати:

$$C_a = \phi \cdot K,$$

де ϕ - коефіцієнт амортизації:

$$\phi = 0,1.$$

Для першого варіанту розрахунку:

$$C_a = 0,1 \cdot 38 = 3,8 \text{ тис.грн.}$$

Для другого варіанту розрахунку:

$$C_a = 0,1 \cdot 70 = 7,0 \text{ тис.грн.}$$

Сумарні затрати за рік:

$$C = C_e + C_a.$$

Для першого варіанту розрахунку:

$$C_1 = 137,575 + 3,8 = 141,375 \text{ тис. грн.}$$

Для другого варіанту розрахунку:

$$C_2 = 92,142 + 7,0 = 99,142 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} = \left| \frac{70 - 38}{141,375 - 99,142} \right| = 0,758 \text{ року}.$$

Розрахунки показали, що кращим варіантом вибору є *ТМЗ 630/10*. Також, при встановленні трансформатора з більшою потужністю в майбутньому можна буде розширити потужність навантаження.

Економічна ефективність :

$$E = C_2 - C_1 = |141,375 - 99,142| = 42,233 \text{ тис. грн.}$$

Вибираємо один силовий трансформатор типу *ТМЗ – 630/10/0,4*
з каталожними даними [18]:

$$S_{ном} = 630 \text{ кВА};$$

$$U_{номВН}/U_{номНН} = 10/0,4 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{xx} = 1,05 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{кз} = 7,6 \text{ кВт};$$

$$u_k = 5,5\% ;$$

$$I_{xx} = 1,6\% .$$

4.3 Розробка конструкції КТП

КТП призначені для того, щоб приймати електроенергію, здійснювати її перетворення та забезпечення її розподілу.

Параметри КТП показані в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Параметри КТП

Найменування параметра	Розрахункові дані	Дані КТП-630
1.Потужність силового трансформатора (кВА):	406	630
2.Номінальна напруга на стороні високої напруги (кВ):	10	10
3.Номінальна напруга на стороні низької напруги (кВ):	0,4	0,4
4.Частота змінного струму (Гц):	50	50
5.Номінальний струм збірних шин(кА):	0,036	0,4
ПВН	0,91	0,91
РПНН		
6.Струм електродинамічної стійкості (кА):	35,6	51
ПВН	17,691	50
РПНН		
7.Струм термічної стійкості за 1с (кА ² с):	219,52	400
ПВН	103,7	625
РПНН		

4.4 Розрахунок і вибір перерізу мережі живлення і розподільчої електромережі з врахуванням захисту

Згідно правил улаштування електроустановок (ПУЕ) [1] переріз кабелів вибирається по:

- нагріву;
- економічній густині струму,

та перевіряється по втраті напруги.

Вибір перерізу кабелів напругою вище 1 кВ здійснюється по економічній густині струму [2]:

$$S_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}}$$

де I_p – розрахунковий струм установки (підстанції):

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

де S_p – розрахункова потужність підстанції, кВА;

$$S_p = 630 \text{ кВА}$$

U_n – напруга високої сторони трансформатора (ВН):

$$U_n = 10 \text{ кВ}$$

$$I_p = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36 \text{ А}$$

$j_{ек}$ – економічна густина струму; для кабелів з алюмінієвими жилами, згідно [1] ст. 39

$$j_{ек} = 1,4 \text{ А/мм}^2,$$

тоді:

$$S_{ек} = \frac{36}{1,4} = 26 \text{ мм}^2$$

По [1] табл. 1.3.16 приймаємо стандартний переріз кабелю 35 мм², тривало-допустимий струм якого складає $I_{дон} = 115 \text{ А}$

Перевіряємо вибраний кабель по нагріву згідно умови:

$$I_{дон} \geq I_p ; I_{дон} = 115 \text{ А} > I_p = 36 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Попередньо для вводу приймаємо кабель ААБ-10-3×35

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

- визначаємо тепловий імпульс КЗ [2]:

$$B_k = I_{н.о.}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a)$$

де $I_{н.о.}$ – зверхперехідний струм короткого замикання (КЗ) в точці К-1;

$$I_{н.о.} = 18 \text{ кА}$$

$t_{відкл}$ – час протікання струму короткого замикання (КЗ):

$$t_{відкл} = t_3 + t_{o.в.},$$

де t_3 – час спрацювання максимального струмового захисту; $t_3 = 0,5 \div 1с$;
приймаємо

$$t_3 = 1с$$

$t_{o.в.}$ – час відключення масляного вимикача;

$$t_{o.в.} = 0,11 с$$

T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання (КЗ), для мережі 10 кВ

$$T_a = 0,01 с,$$

отже:

$$B_k = 18^2 \cdot [(1 + 0,11) + 0,01] = 363 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

- визначаємо мінімально допустимий переріз кабелю по умові нагріву струмом короткого замикання (КЗ) [2]:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \geq S_{ек}$$

де C – термічний коефіцієнт; для кабелів з алюмінієвими жилами з паперовою ізоляцією на 10 кВ ([4] додаток “Т”)

$$C = 94 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2,$$

тоді:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{363}}{94} \cdot 10^3 = 203 \text{ мм}^2$$

По [1] табл. 1.3.16 вибираємо стандартний переріз кабелю, що складає 240 мм²:

$$S_{min.см} = 240 \text{ мм}^2 > S_{ек.см} = 35 \text{ мм}^2$$

Остаточно приймаємо кабель марки ААБ-10-3×240.

Розподільча електромережа 0,4 кВ (380 В) складається із ЩСУ, кабельних ліній, прокладених від цехової трансформаторної підстанції (ТП) до ЩСУ та проводів, що з'єднують ЩСУ із споживачами електроенергії. Прокладка силових кабелів до ЩСУ здійснюється в кабельних каналах, а проводів, від ЩСУ до споживачів прокладається в сталевих трубах в підлозі. Таким чином,

метою даного розрахунку є визначення перерізу кабелів і проводів та вибір апаратів для їх захисту і захисту електрообладнання.

Розраховуємо переріз кабелю, прокладеного від підстанції до ЩСУ-1:1:

Визначаємо розрахунковий струм [6]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

де S_p – повна сумарна розрахункова потужність споживачів, що живляться від ЩСУ-1:1 (табл. 3.2), кВА;

$$S_p = 75 \text{ кВА}$$

U_n – номінальна напруга споживачів, кВ;

$$U_n = 0,4 \text{ кВ},$$

отже:

$$I_p = \frac{75}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 108 \text{ А}$$

Вибираємо чотирьохполюсний автоматичний вимикач серії УкрЕМ ВА-2004 по [12] ст. 18 виходячи з умов [7]:

$$U_{н.а} \geq U_{н.м} - U_{н.а} = 380 \text{ В} = U_{н.м} = 380 \text{ В}$$

$$I_{н.а} \geq I_p - I_{н.а} = 175 \text{ А} > I_p = 108 \text{ А}$$

$$I_{н.р} \geq 1,25I_p; 1,25I_p = 1,25 \cdot 108 = 135 \text{ А};$$

$$I_{н.р} = 160 \text{ А} > 1,25I_p = 135 \text{ А}$$

умови вибору виконуються

Остаточо, вибираємо вимикач типу ВА-2004/250.

По розрахунковому струму визначаємо переріз кабелю, [1] табл. 1.3.7, виходячи з умови термічної стійкості [7]:

$$I_p \leq K \cdot I_{\text{доп}}$$

де $I_{\text{доп}}$ – тривало-допустимий струм навантаження, А;

$$I_{\text{доп}} = 175 \text{ А}$$

для кабелю з алюмінієвими жилами перерізом $S_{cm} = 50 \text{ мм}^2$, отже:

$$I_p = 108 \text{ А} < K \cdot I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 175 = 161 \text{ А}$$

умова виконується.

Приймаємо кабель марки: АВВГ1 – 4 × 50. Вибраний вимикач необхідно перевірити на відповідність струмопровідним частинам [7]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.р}}$$

$$I_{\text{доп}} = 175 \text{ А} > I_{\text{н.р}} = 160 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Результати проведених розрахунків заносимо в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 - Параметри розподільчої електромережі

Звідки	Куди	I_p , А	$I_{н.а}$, А	$I_{н.р}$, А	Тип АВ	Тип і переріз кабелю	$I_{\text{доп}}$, А	l , м	ΔU , %
ТП	ЩСУ-1:1	108	175	160	ВА2004/250	АВВГ1 – 4 × 50	175	10	-
ТП	ЩСУ-1:2	108	175	160	ВА2004/250	АВВГ1 – 4 × 50	175	10	-
ТП	ЩСУ-1:3	108	175	160	ВА2004/250	АВВГ1 – 4 × 50	175	10	-

Внутрішньо-цехова мережа, напругою до 1 кВ, повинна бути перевірена на втрату напруги, при умові, що її довжина перевищує 30 м. Для конкретного випадку перевірка на втрату напруги не потрібна, оскільки, довжина кабелю живлення не перевищує 30 м.

Від ЩСУ до споживачів електроенергії прокладаються проводи марки АПВ в захисних сталевих трубах.

Визначаємо розрахунковий струм для одного споживача [6]:

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi}$$

де P_n – номінальна потужність одного споживача, кВт; (табл. 3.2)

$$P_n = 55 \text{ кВт}$$

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності; (табл. 3.2)

$$\cos\varphi = 0,8,$$

отже:

$$I_p = \frac{55}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8} = 99 \text{ А.}$$

Вибираємо чотирьохполюсний автоматичний вимикач серії УкрЕМ ВА-2004 по [12] ст. 18 виходячи з умов:

$$U_{н.а} \geq U_{н.м} - U_{н.а} = 380 \text{ В} = U_{н.м} = 380 \text{ В}$$

$$I_{н.а} \geq I_p - I_{н.а} = 125 \text{ А} > I_p = 99 \text{ А}$$

$$I_{н.р} \geq 1,25I_p: 1,25I_p = 1,25 \cdot 99 = 124 \text{ А};$$

$$I_{н.р} = 125 \text{ А} > 1,25I_p = 124 \text{ А}$$

умови вибору виконуються

Остаточно, вибираємо вимикач типу ВА-2004/250.

По [1] табл. 1.3.5 вибираємо стандартний переріз проводу, що складає $S_{ст} = 70 \text{ мм}^2$ з тривало-допустимим струмом $I_{доп} = 140 \text{ А}$.

Записуємо марку проводу: АПВ – 4(1 × 70).

Вибраний вимикач необхідно перевірити на відповідність струмопровідним частинам:

$$I_{доп} \geq I_{н.р.}$$

$$I_{доп} = 140 \text{ А} > I_{н.р.} = 125 \text{ А}$$

умова виконується.

Подальші розрахунки аналогічні, дані заносимо в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 - Захисно-комутаційна апаратура

Номер ЩСУ	Тип ЩСУ	Автоматичні вимикачі			
		лінійні змінного струму			
		ВА-2002/63; ВА-2004/250			кількість шаф
		$I_{н.а.}, \text{ А}$	$I_{н.р.}, \text{ А}$	кількість	
ЩСУ-1:1	-	10 ÷ 125	3,15 ÷ 125	4	
ЩСУ-1:2	-	10 ÷ 125	3,15 ÷ 125	4	
ЩСУ-1:3	-	10 ÷ 125	3,15 ÷ 125	4	

4.5 Висновки до розділу 4

1. Проведені розрахунки навантажень підприємства з урахуванням навантаження силових споживачів, освітлювального навантаження та навантаження сусідніх цехів.
2. Проведені розрахунки реактивної потужності та проведено обґрунтування вибору КП типу *УКРП – 0,4 – 160 – 20УЗ* із кроком регулювання *20 кВАр*.
3. Обґрунтовано встановлення одноструматорної ПС *630 / 10 / 0,4кВ*.
4. Проведена реконструкція *КТП – 630*.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Вибір схеми керування і автоматики

Насоси в схемі працюють без чергового персоналу. Для контролю заповнення бака рідиною використовується електродний датчик рівня (ДР). Схема працює при постійно відкритих засувках на вихідному трубопроводі. З двох насосів один є робочим, а інший – резервним. Режим роботи агрегатів задається перемикачем SA відкачки. Він має два положення:

- насос Н1 з двигуном М1 робочий, а насос Н2 з двигуном М2 - резервний (вмикається, якщо продуктивність насоса Н1 недостатня);

- насос Н2 з двигуном М2 робочий, а насос Н1 з двигуном М1 - резервний.

Робота схеми, коли SA встановлено в положення “Г”, а перемикачі (SA1; SA2) в положення “А” – автоматичне керування. Контакти “1” і “3” перемикача SA замикають кола котушок реле (E1; E2) але вони не вмикаються, оскільки, при нормальному рівні рідини електроди (E2; E3) датчика рівня ДР розімкнуті. З підвищенням рівня рідини в баку до електрода E2 замикається коло котушки реле E1, воно спрацьовує і своїм замикаючим контактом замикає коло котушки магнітного пускача КМ1. Вмикається двигун М1 і насос Н1 починає відкачку. З пониженням рівня рідини контакт електрода E2 розмикається але двигун М1 не зупиняється так як, котушка реле E1 продовжує отримувати живлення через свій замикаючий контакт в колі замкненого контакту електрода E1. Коли рівень рідини в резервуарі нижче нормального, контакт електрода E1 розмикається, насос відключається.

При аварійному відключенні робочого насоса або недостатній його продуктивності рівень рідини в резервуарі продовжує підвищуватись. Коли він досягає електрода E3, датчика рівня ДР, отримує живлення котушка реле E2, спрацювавши воно вмикає пускач КМ2 в наслідок чого отримує живлення

двигун M2 і насос H2. Коли рівень рідини спадає нижче електрода E1 резервний насос вимикається.

Якщо рівень рідини в резервуарі досягає аварійного значення, то замикається контакт електрода E4, при цьому, отримує живлення коло котушки реле KL яке, після спрацювання, своїм замикаючим контактом вмикає коло аварійної сигналізації. Для подачі попереджувального сигналу, при зникненні напруги в колах керування призначене реле напруги KV. Біла сигнальна лампа HLW призначена для оповіщення про наявність напруги в колах керування.

Перехід на ручне керування насосами здійснюється перемиканням перемикачів (SA1; SA2) в положення "P". Ввімкнення /вимкнення двигунів (M1; M2) здійснюється натисканням кнопок (SB1 ÷ SB4).

5.2 Вибір елементів схеми керування і автоматики

Вибір автоматичних вимикачів

Умови вибору [7]:

$$I_{н.а} \geq I_p$$

$$I_{н.р} \geq 1,25I_p$$

$$I_{спр.е.р} \geq 1,5I_n$$

$$U_{н.а} \geq U_{н.м}$$

де $I_{н.а}$ – номінальний струм автоматичного вимикача; А

$I_{н.р}$ – номінальний струм розщеплювача; А

$I_{спр.е.р}$ – струм спрацювання електромагнітного розщеплювача; А

$$I_n = K_n \cdot I_n ,$$

де K_n – кратність пускового струму; для двигуна приводу робочого насоса

$$K_n = 7,0;$$

для двигуна приводу резервного насоса

$$K_n = 7,5$$

I_n – номінальний струм двигуна, А; приймаємо,

$$I_n = I_p ,$$

де I_p – розрахунковий струм двигуна, А

Визначаємо розрахунковий струм двигуна робочого і резервного насосів [6]:

$$I_p = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi \cdot \eta}$$

де P_H – номінальна потужність робочого (резервного) насоса, кВт; (табл. 5.1)

$$P_H = 55 \text{ кВт} (P_H = 7,5 \text{ кВт})$$

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності двигуна; (табл. 5.1)

$$\cos\varphi = 0,9 (\cos\varphi = 0,86)$$

η – коефіцієнт корисної дії двигуна; (табл. 5.1)

$$\eta = 0,925 (\eta = 0,875),$$

отже:

- для робочого насосу

$$I_{p.1} = \frac{55}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,9 \cdot 0,925} = 95 \text{ А}$$

- для резервного насосу

$$I_{p.2} = \frac{7,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,86 \cdot 0,875} = 14 \text{ А}$$

Тоді, пусковий струм двигунів становить:

$$I_{n.1} = 7,0 \cdot 95 = 665 \text{ А}$$

$$I_{n.2} = 7,5 \cdot 14 = 105 \text{ А}$$

Для захисту електродвигунів приводів робочого і резервного електронасосів вибираємо чотирьохполюсні автоматичні вимикачі (QF1; QF2) серії УкрЕМ ВА-2004 і ВА-2002 по [12] ст. 16; 18 і перевіряємо їх по умовах:

Вимикач *QF1*:

$$U_{н.а} \geq U_{н.м} - U_{н.а} = 380 \text{ В} = U_{н.м} = 380 \text{ В}$$

$$I_{н.а} \geq I_p - I_{н.а} = 125 \text{ А} > I_p = 95 \text{ А}$$

$$I_{н.р} \geq 1,25I_p: 1,25I_p = 1,25 \cdot 95 = 119 \text{ А} - I_{н.р} = 125 \text{ А} > 1,25I_p = 119 \text{ А}$$

$$I_{спр.е.р} \geq 1,5I_n: 1,5I_n = 1,5 \cdot 665 = 997,5 - I_{спр.е.р} = 1250 \text{ А} > 1,5I_n = 997,5 \text{ А}$$

умови виконуються

Остаточо вибираємо автоматичний вимикач типу ВА-2004/250.

Вимикач $QF2$:

$$U_{н.а} \geq U_{н.м} - U_{н.а} = 380 \text{ В} = U_{н.м} = 380 \text{ В}$$

$$I_{н.а} \geq I_p - I_{н.а} = 20 \text{ А} > I_p = 14 \text{ А}$$

$$I_{н.р} \geq 1,25I_p: 1,25I_p = 1,25 \cdot 14 = 17,5 \text{ А} - I_{н.р} = 20 \text{ А} > 1,25I_p = 17,5 \text{ А}$$

$$I_{спр.е.р} \geq 1,5I_n: 1,5I_n = 1,5 \cdot 105 = 157,5 - I_{спр.е.р} = 200 \text{ А} > 1,5I_n = 157,5 \text{ А}$$

умови виконуються

Остаточню вибираємо автоматичний вимикач типу ВА-2002/63.

Вибір магнітних пускачів та електромагнітних контакторів

Умови вибору [7]:

$$U_{н.а} \geq U_{н.дв}$$

$$I_{н.а} \geq I_{н.дв}$$

$$P_{дон.н} \geq P_{н.дв}$$

Роботу привода робочого насоса (двигун М1) забезпечує електромагнітний контактор КМ1.

По [12] ст. 30 вибираємо електромагнітний контактор серії КМ і перевіряємо його по умовах:

$$U_{н.а} = 380 \text{ В} = U_{н.дв} = 380 \text{ В}$$

$$I_{н.а} = 115 \text{ А} > I_{н.дв} = 95 \text{ А}$$

$$P_{дон.н} = 55 \text{ кВт} = P_{н.дв} = 55 \text{ кВт}$$

умови виконуються.

Остаточню вибираємо електромагнітний контактор типу КМ-115 з котушкою типу LX1-FF на 220 В.

Роботу привода резервного насоса (двигун М2) забезпечує магнітний пускач КМ2.

По [12] ст. 28 вибираємо магнітний пускач серії ПМ і перевіряємо його по умовах:

$$U_{н.а} = 380 \text{ В} = U_{н.дв} = 380 \text{ В}$$

$$I_{н.а} = 18 \text{ А} > I_{н.дв} = 14 \text{ А}$$

$$P_{дон.н} = 7,5 \text{ кВт} = P_{н.дв} = 7,5 \text{ кВт}$$

умови вибору виконуються.

Остаточно вибираємо магнітний пускач типу ПМ1-18 з котушкою типу LX1-D2 на 220 В.

Вибір кнопок керування.

Схема керування насосною установкою працює на напрузі 220 В (0,22 кВ). В даній схемі використовується дві кнопки “Стоп” (SB1; SB3) і дві кнопки “Пуск” (SB2; SB4), що вмикають/вимикають живлення котушок: контактора КМ1 і пускача КМ2.

Для комутації кіл керування доцільно вибрати кнопки серії КМЕ з червоним і чорним товкачем, що розраховані на роботу при напрузі змінного струму до 500 В, при струмі 2,5 А.

Дані кнопки вибираємо по [14] табл. 1-92 і їх технічні дані заносимо в таблицю 5.1

Таблица 5.1 - Параметры кнопок управления

Тип	U_n , В	I_n , А	Виконання по контактам
КМЕ1110У3	500	2,5	один замикаючий контакт
КМЕ1101У3	500	2,5	один розмикаючий контакт

6 ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Методика оцінки економічної ефективності інженерних рішень

Методика оцінки економічної ефективності інженерних рішень допускає виконання наступного комплексу робіт:

- вибір об'єкта для порівняння;
- вибір системи показників, які відображають особливості рішень, які аналізуються, і виявлення переваг рішення, яке пропонується порівняно з базовим;
- підготовка і збір вихідної інформації;
- розрахунок і аналіз показників економічної ефективності.

Вимоги до вибору бази для порівняння варіантів інженерного рішення відрізняються в залежності від того, на якому етапі проводиться аналіз. На етапі формування планів науково-дослідницьких і експериментально-конструкторських робіт в якості бази для порівняння приймаються показники найкращої техніки.

На етапі формування планів по освоєнню перших промислових серій, введення прогресивної технології, нових методів організації виробництва і праці, а також введення і експлуатації нової техніки – показники техніки, що замінюється.

Необхідно мати на увазі, що в якості бази порівняння необхідно приймати аналоги не по конструктивних якостях, а по призначенню, по тих функціях, які має виконувати виріб. При створенні засобів механізації і автоматизації, які не мають аналогів, в якості об'єктів для порівняння необхідно приймати комплект засобів, який забезпечує виконання тих самих операцій.

Система показників, необхідних для техніко-економічних розрахунків, виявляється в процесі встановлення переваг інженерних рішень, що розглядаються, порівняно з базовим варіантом. При цьому конкретно визначається, за рахунок чого може бути отриманий економічний ефект.

При визначенні річного економічного ефекту повинно бути забезпечене співвідношення порівнюваних варіантів нової і базової техніки по об'єму виготовленої з допомогою нової техніки продукції (роботи), якісних параметрах, фактору часу, соціальним факторам виробництва і використання продукції.

6.2 Техніко-економічне обґрунтування вибору масляного трансформатора

Вибір потужності і числа силових трансформаторів для трансформаторних підстанцій промислових підприємств має бути технічно і економічно обумовлений, так як він відіграє важливу роль в раціональній побудові промислового електропостачання.

Критерієм при виборі трансформаторів являються надійність електропостачання (в залежності від того, яка категорія споживача), розхід кольорового металу і споживана трансформаторна потужність. Оптимальний варіант вибирається на основі порівняння капітальних вкладень і річних експлуатаційних розходів.

Для зручності експлуатації систем електропостачання необхідно вибирати не більше двох стандартних потужностей основних трансформаторів (не враховуючи допоміжних). Це веде до скорочення резерву, який знаходиться на складі і полегшує заміну пошкоджених трансформаторів.

В даній дипломній роботі проводиться порівняння двох варіантів: масляного трансформатора ТМ-400 та масляного трансформатора меншої потужності ТМ-630.

6.3 Оцінка економічної ефективності вибору масляного трансформатора

Втрати електричної енергії за рік :

$$\Delta E = \Delta P'_{1,2} \cdot t_{\text{вкл}}.$$

Для першого варіанту розрахунку :

$$\Delta E = 7,011 \cdot 8760 = 61417,398 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Для другого варіанту розрахунку :

$$\Delta E = 4,696 \cdot 8760 = 41134,81 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Ціна кіловата електричної енергії для промислового підприємства [20]:

$$c = 2,24 \text{ грн}.$$

Вартість втрат електроенергії :

$$C_e = \Delta E \cdot c.$$

Для першого варіанту розрахунку :

$$C_e = 61417,398 \cdot 2,24 = 137574,972 \text{ тис. грн}.$$

Для другого варіанту розрахунку :

$$C_e = 41134,81 \cdot 2,24 = 92141,974 \text{ тис. грн}.$$

Капітальні затрати :

Для першого варіанту розрахунку :

$$K_1 = 1 \cdot 38 = 38 \text{ тис. грн}.$$

Для другого варіанту розрахунку :

$$K_2 = 1 \cdot 70 = 70 \text{ тис. грн}.$$

Річні експлуатаційні затрати :

$$C_a = \phi \cdot K,$$

де ϕ - коефіцієнт амортизації :

$$\phi = 0,1.$$

Для першого варіанту розрахунку :

$$C_a = 0,1 \cdot 38 = 3,8 \text{ тис. грн}.$$

Для другого варіанту розрахунку :

$$C_a = 0,1 \cdot 70 = 7,0 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні затрати за рік :

$$C = C_e + C_a.$$

Для першого варіанту розрахунку :

$$C_1 = 137,575 + 3,8 = 141,375 \text{ тис. грн.}$$

Для другого варіанту розрахунку :

$$C_2 = 92,142 + 7,0 = 99,142 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності :

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} = \left| \frac{70 - 38}{141,375 - 99,142} \right| = 0,758 \text{ року.}$$

Розрахунки показали, що кращим варіантом вибору є *ТМЗ 630/10*. Також, при встановленні трансформатора з більшою потужністю в майбутньому можна буде розширити потужність навантаження.

Економічна ефективність :

$$E = C_2 - C_1 = |141,375 - 99,142| = 42,233 \text{ тис. грн.}$$

Вибираємо один силовий трансформатор типу *ТМЗ – 630/10/0,4*

з каталожними даними [18]:

$$S_{ном} = 630 \text{ кВА};$$

$$U_{номВН}/U_{номНН} = 10/0,4 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{xx} = 1,05 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{кз} = 7,6 \text{ кВт};$$

$$u_k = 5,5\% ;$$

$$I_{xx} = 1,6\% .$$

6.4 Розрахунок економічного ефекту від впровадження конденсаторних установок

Економічний ефект від впровадження автоматичної конденсаторної установки компенсації реактивної потужності складається з таких складових [13]:

- економія на сплаті реактивної енергії. Сплата за реактивну енергію складає від 12% до 40% від активної енергії в різних регіонах України;
- для діючих об'єктів зменшення втрат електроенергії в кабельних лініях за рахунок зменшення значень фазних струмів;
- для об'єктів, що проектуються, економія на вартості кабельних ліній за рахунок зменшення їх перерізу.

В середньому на діючих об'єктах в кабелях втрачається 10÷15% споживаної активної енергії.

Позначимо коефіцієнт втрат K_B як співвідношення [13]:

$$K_B = \frac{W_B}{W_I},$$

де W_B – річні втрати енергії;

W_I – річне споживання енергії.

Звідси річні втрати енергії [13]:

$$W_B = K_B \cdot W_I.$$

Покращення коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ за рахунок компенсації призводить до зменшення повного струму i , відповідно, до зменшення коефіцієнта втрат, який в такому разі визначається як [13]:

$$K_B' = K_B \frac{I_1^{*2} - I_2^{*2}}{I_1^{*2}}$$

K_B' – коефіцієнт втрат після компенсації;

$I_1^* = \frac{1}{\cos \varphi_1}$ – відносний повний струм до компенсації (активну складову

струму приймають рівною одиниці);

$I_2^* = \frac{1}{\cos \varphi_2}$ – відносний повний струм після компенсації.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Система протипожежного захисту

Система протипожежного захисту — це сукупність організаційних заходів а також технічних засобів, спрямованих на запобігання впливу на людей небезпечних чинників пожежі та обмеження матеріальних збитків від неї.

Протипожежний захист об'єкта здійснюється за такими чотирма напрямками:

1. Обмеження розмірів та поширення пожежі:

- розміщення будівель та споруд на території об'єкта із дотриманням протипожежних розривів та інших вимог пожежної безпеки;

- дотримання обмежень стосовно кількості поверхів будівель та площі поверху;

- правильне планування та розміщення виробничих цехів, приміщень, діляниць у межах будівлі;

- розміщення пожежонебезпечних процесів та устаткування в ізольованих приміщеннях, відсіках, камерах;

- вибір будівельних конструкцій необхідних ступенів вогнестійкості;

- встановлювання протипожежних перешкод у будівлях, системах вентиляції, паливних та кабельних комунікаціях;

- обмеження витікання та розтікання легкозаймистих та горючих рідин при пожежі;

- влаштування систем автоматичної пожежної сигналізації та пожежогасіння.

2. Обмеження розвитку пожежі:

- обмеження кількості горючих речовин, що одночасно знаходяться в приміщенні;

- використання оздоблювальних будівельних та конструкційних матеріалів з нормативними показниками вибухопожежонебезпечності;
- аварійне стравлювання горючих рідин та газів;
- своєчасне звільнення приміщень від залишків горючих матеріалів;
- застосування для пожежонебезпечних речовин спеціального устаткування із посиленням захистом від пошкоджень.

3. Забезпечення безпечної евакуації людей та майна:

- вибір такого об'ємно-планувального та конструктивного виконання будівлі, щоб евакуація людей була завершена до настання гранично допустимих рівнів чинників пожежі;
- застосування будівельних конструкцій будівель та споруд відповідних ступенів вогнестійкості, щоб вони зберігали несучі та огорожувальні функції протягом всього часу евакуації;
- вибір відповідних засобів колективного та індивідуального захисту;
- застосування аварійного вимкнення устаткування та комунікацій;
- влаштування систем протидимового захисту, які запобігають задимленню шляхів евакуації;
- влаштування необхідних шляхів евакуації (коридорів, сходових кліток, зовнішніх пожежних драбин), раціональне їх розміщення та належне утримання.

4. Створення умов для успішного гасіння пожежі:

- встановлення у будівлях та приміщеннях установок пожежної автоматики;
- забезпечення приміщень нормованою кількістю первинних засобів пожежогасіння;
- влаштування та утримання в належному стані території підприємства, під'їздів до будівельних споруд, пожежних водоймищ, гідрантів.

7.2 Електробезпека

Проектована підстанція у частині електробезпеки відповідає ГОСТу 12.1.019-79, в якому встановлені загальні вимоги по попередженню небезпечної та шкідливої дії на обслуговуючий персонал електричного струму, електричної дуги та електромагнітного поля.

Ступінь небезпечної та шкідливої дії на персонал електричного струму й електромагнітних полів залежить від:

- роду й величини напруги та струму;
- частоти електричного струму;
- тривалості дії електричного струму на організм людини.

Електробезпека в електроустановках забезпечується за рахунок:

- конструкції електроустановки;
- технічних способів і засобів захисту;
- організаційних та технічних заходів.

Організаційні заходи по забезпеченню безпеки роботи:

- призначення осіб, які відповідальні за безпечне проведення робіт;
- видача наряду або розпорядження;
- видача дозволу на підготовку робочих місць;
- підготовка робочого місця і допуск до роботи;
- нагляд під час роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Технічні заходи по забезпеченню безпеки роботи:

- відключення та прийняття заходів, які перешкоджають помилковому або - самовільному включенню комутаційної апаратури;
- вивішування заборонних плакатів на приводах ручного та дистанційного управління комутаційною апаратурою;

- перевірка відсутності напруги на струмопровідних частинах, які повинні бути заземлені для захисту людей від ураження електричним струмом;
- накладення заземлення;
- обгородження, при необхідності, робочого місця і вивішування попереджувальних і дозволяючих плакатів.

Під час протікання струму через первинну обмотку трансформаторів струму розривати кола, що підключені до вторинних обмоток категорично забороняється, оскільки на затискачах виникає дуже висока напруга. При необхідності розриву цих кіл вони повинні бути попередньо замкнуті перемичкою. Установка перемички виконується із застосуванням інструменту з ізольованими ручками.

Перекриття ізоляції на збірці кіл трансформаторів струму може викликати хибне спрацювання пристроїв РЗА.

З'єднання із заземленням вторинних кіл трансформаторів струму та трансформаторів напруги виконується для того, щоб при пошкодженні основної (між обмотками високої та низької напруги) ізоляції, висока напруга не попадала на вторинні кола, що б привело до ураження персоналу електричним струмом при дотику до цих кіл і до псування ізоляції апаратури і кіл РЗА.

При роботах на трансформаторах струму або в колах, які підключені до вторинних обмоток цих трансформаторів необхідно дотримуватися наступних запобіжних заходів:

- затискачі вторинних обмоток до закінчення робіт повинні бути замкнені на коротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформаторів струму закоротка переноситься на найближчу збірку затискачів і знімається тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл;
- забороняється використовувати шини первинних кіл у ролі допоміжних струмопроводів, при монтажі або як струмопровідні кола при виконанні зварних робіт.

Персонал, який веде роботи на панелях, у колах управління і РЗА, повинен виконувати правила техніки безпеки, щоб не бути ураженим електричним струмом при роботах під напругою.

Інструмент, яким ведуться роботи (викрутки, різні ключі, правки, плоскогубці та ін.), повинен забезпечувати зручність і безпечність виконання робіт на пультах, панелях і колах вказаних пристроїв. Крім цього ізолюється значна довжина металевої частини викрутки, щоб при падінні її або при роботах була виключена можливість замикання нею сусідніх виводів апаратури. Для цієї ж мети рекомендується обмотувати ізоляційною стрічкою наконечники - "крокодили", залишаючи вільною лише невелику частину із зубцями.

7.3 Джерела виникнення та уражаюча дія електромагнітного імпульсу

По природі електромагнітний імпульс (ЕМІ) в першому наближенні можна порівняти з електромагнітним полем близької блискавиці, що створює перешкоди для радіоприймачів. Виникає ЕМІ в основному в результаті взаємодії гама-випромінювання, яке створюється в момент вибуху, з атомами навколишнього середовища.

Район, де гама-випромінювання взаємодіє з атмосферою, називається районом джерела ЕМІ. Густа атмосфера поблизу земної поверхні обмежує область поширення гама-квантів (середня довжина вільного пробігу складає сотні метрів). Тому при наземному вибуху район джерела займає площу всього в декілька квадратних кілометрів і приблизно співпадає з районом де діють інші уражаючі фактори ядерного вибуху. При висотному ядерному вибуху гама-кванти можуть пройти сотні кілометрів до взаємодії з молекулами повітря і в результаті його розрідженості проникнути глибоко в атмосферу. Тому розміри району джерела ЕМІ отримуються великими. При висотному вибуху потужного боєприпасу може утворитися район джерела ЕМІ діаметром 1600 км і

товщиною близько 20 км, нижня межа якого може пройти на висоті близько 18 км.

ЕМІ наземного ядерного вибуху на відстані до декількох кілометрів від центру вибуху являє собою одиничний сигнал з крутим переднім фронтом і з довжиною в декілька десятків мілісекунд. Енергія ЕМІ розподілена в широкому діапазоні частот від десятків герц до мегагерц. Однак високочастотна частина спектру має незначну долю енергії імпульсу, основна ж частина його енергії приходить на частоти до 30 кГц.

Амплітуда ЕМІ у вказаній зоні може досягати дуже великих значень – в повітрі тисячі вольт на метр при вибуху боєприпасів малої потужності і десятки тисяч вольт на метр при вибухах боєприпасів великої потужності. В ґрунті амплітуда ЕМІ може досягати відповідно до сотень і тисяч вольт на метр. Постільки амплітуда ЕМІ швидко зменшується із збільшенням відстані, ЕМІ наземного ядерного вибуху уражає тільки на відстані декількох кілометрів від центру вибуху; на великих відстанях він дає тільки короточасну негативну дію на роботу радіотехнічного обладнання.

Основними параметрами ЕМІ, що визначають уражаючу дію, є характер зміни напруженості електричного і магнітного полів в часі (форма імпульсу) і максимальна напруженість поля (амплітуда імпульсу).

На створення ЕМІ йде невелика частина ядерної енергії, але він здатний викликати високі імпульси струмів і напруг в проводах повітряних і підземних ліній зв'язку, сигналізації, керування, електропередачі, в антенах радіостанцій і т.д.

Дія ЕМІ може привести до згоряння чутливих електронних та електричних елементів, що зв'язані з відкритими проводами (електромережа), а також до серйозних порушень в цифрових та контрольних пристроях, без незворотних змін. Відповідно вплив ЕМІ необхідно враховувати для всіх електричних та електронних систем. Для найбільш важливих пристроїв потрібно приймати міри захисту і підвищувати їхню стійкість до ЕМІ.

Особливістю ЕМІ як уражаючого фактору є його властивість розповсюджуватися на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різноманітних комунікаціях (мережам водо- та електропостачання, проводовому зв'язку і т.д.). Тому ЕМІ може діяти на об'єкти там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення як уражаючі фактори.

7.4 Проведення евакуаційних заходів, їх планування і організація, особливості проведення у випадку виникнення НС техногенного характеру.

Дії населення у випадку загрози виникнення радіаційної аварії:

Запам'ятайте! Сирени та переривчасті гудки підприємств та транспортних засобів — це сигнал "Увага всім". Негайно ввімкніть радіоприймач або телевізор. Уважно слухайте інформацію про НС та інструкції про порядок дій, не користуйтеся без потреби телефоном, щоб він був вільним для зв'язку з вами;

при оголошенні небезпечної обстановки не поспішайте! Зберігайте спокій. Часу для ретельного виконання заходів захисту у вас достатньо;

повідомте сусідів, надайте допомогу інвалідам, дітям та людям похилого віку;

проведіть заходи щодо зменшення проникнення радіоактивних речовин в квартиру (будинок): щільно зачиніть вікна та двері, щілини заклейте;

підготуйте запас питної води: наберіть воду у ємності, що закриваються, підготуйте найпростіші засоби санітарної обробки (наприклад, мильний розчин для обробки рук), перекрийте крани;

підготуйтеся до можливої евакуації: підготуйте документи, цінності та гроші, предмети першої необхідності, необхідні ліки (обов'язково йодопрепарати), мінімум білизни та одягу, запас консервованих продуктів на 2-3 доби. Речі упакуйте та складіть у найбільш захищеному від проникнення зовнішнього забруднення приміщенні;

від'єднайте всі електроприлади від електромережі, вимкніть газ;
дізнайтеся у місцевих органів державної влади та місцевого самоврядування про місце збору мешканців для евакуації.

Дії населення під час раптової радіаційної аварії:

зберігайте спокій, уникайте паніки. З одержанням повідомлення (по радіо або інших засобах оповіщення) про радіаційну небезпеку виконайте наступні заходи:

негайно сховайтеся в житлових будинках;

слухайте повідомлення органів ЦЗ;

уточніть час початку евакуації;

повідомте сусідів про початок евакуації;

проведіть заходи щодо зменшення проникнення радіоактивних речовин в квартиру (будинки);

підготуйте запас питної води, найпростіші засоби санітарної обробки;

проведіть йодну профілактику. Таблетку йодистого калію вжи вати після їжі разом з чаєм, соком або водою 1 раз на день протягом 7 діб: дітям до двох років – по 0,040 г за один прийом; дітям від двох років та дорослим – по 0,125 г за один прийом; або водно-спиртовий розчин йоду вживати після їжі 3 рази на день протягом 7 діб: дітям до двох років – по 1-2 краплі 5% настоянки на 100 мл молока (консервованого) або годувальної суміші, дітям від двох років та дорослим – по 3-5 крапель на склянку молока або води. Наносити на поверхню кінцівок рук настоянку йоду у вигляді сітки 1 раз на день протягом 7 діб;

підготуйтеся до евакуації: зберіть документи, цінності та гроші, предмети першої необхідності, ліки, білизну, одяг, запас консервованих продуктів на 2-3 доби. Речі упакуйте та зберігайте у найбільш захищеному від проникнення зовнішнього забруднення приміщенні;

надайте допомогу дітям, інвалідам та людям похилого віку. Вони підлягають евакуації в першу чергу;

по можливості негайно покиньте зону радіоактивного забруднення;

перед виходом з будинку вимкніть джерела електро-, водо- і газопостачання, візьміть підготовлені речі, одягніть протигаз (респіратор, ватно-марлеву пов'язку), верхній одяг (плащ, пальто, накидку), гумові чоботи;

з прибуттям на нове місце перебування проведіть дезактивацію засобів захисту, одягу, взуття та санітарну обробку шкіри на спеціально обладнаному санітарно-обмивочному пункті або ж самостійно;

дізнайтеся у місцевих органів державної влади та місцевого самоврядування адреси організацій, що відповідають за надання допомоги потерпілому населенню;

використовуйте для харчування лише консервоване молоко та продукти, що зберігалися у зачинених приміщеннях і не зазнали радіоактивного забруднення; не пийте молоко від корів, які пасуться на забруднених пасовиськах;

не вживайте овочі, які росли на забрудненому радіоактивними речовинами ґрунті;

не пийте воду з відкритих джерел та з мереж водопостачання після офіційного оголошення радіаційної небезпеки, колодязі накрийте плівкою або кришками;

уникайте тривалого перебування на забрудненій території, особливо на пилових дорогах та на траві, не ходіть до лісу, не збирайте у лісі ягід, грибів та квітів, не купайтеся у водоймах;

у приміщеннях, що призначені для перебування людей, щодня робіть вологе прибирання, бажано з використанням миючих засобів;

зніміть взуття перед входом у приміщення, вимийте його водою або витріть вологою ганчіркою, верхній одяг витрусіть та почистіть вологою щіткою;

у разі перебування на відкритій, забрудненій радіоактивними речовинами місцевості обов'язково використовуйте засоби захисту (особливо під час вітру): захистіть органи дихання, шкіру та волосся. Засоби індивідуального захисту

можна не використовувати в приміщеннях, в тиху погоду без вітру та після дощу;

по можливості користуйтеся індивідуальними засобами захисту органів дихання і шкіри промислового виробництва: для захисту органів дихання — фільтруючим або ізолюючим протигазом, респіратором типу Р-2, У-2К, ватно-марлевою пов'язкою, протипиловою маскою ПТМ-1 з тканини, в крайньому випадку — зволоженою марлевою пов'язкою, носовою хустинкою, рушником або будь-якою частиною одягу; для захисту шкіри — спеціальним захисним одягом типу ЗЗК, Л-1, в крайньому випадку — плащем з каптуром, накидкою, комбінезоном, гумовим взуттям і рукавицями.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Вплив переробки молочної сировини на навколишнє середовище

Велика частина використаної річкової води повертається в ріки і водойми у виді стічних вод. Дотепер ріст очисних споруджень відставав від росту споживання води. Навіть при самому сучасному очищенні, включаючи біологічну, усі розчинені неорганічні речовини та до 10% органічних забруднень залишаються в очищених стічних водах. Така вода знову може стати придатною для споживання тільки після багаторазового розведення чистою природною водою. І тут для людини важливе співвідношення абсолютної кількості стічних вод, хоча б і очищених, і водяного стоку рік.

Стічні води підприємств, що переробляють молочну сировину, характеризуються високим ступенем забрудненості. Великі їх об'єми становлять значну небезпеку для навколишнього середовища. Причому самі по собі стічні води молочної промисловості не є токсичними, але, потрапляючи в озера, ставки і ріки, вони швидко виснажують запаси кисню, що викликає загибель мешканців цих водойм. Органічні речовини стічних вод підприємств молочної промисловості швидко піддаються бродінню і гинуть. Близько 70% забруднень стічних вод масложирової галузі харчової промисловості розкладаються протягом перших діб, тоді як стічні води заводів, що виробляють виноградний сік та солодові, мають дуже малу здатність до біологічного розкладу — за 5 діб розкладається відповідно 14 і 10% усіх забруднень. У результаті гниття білкові речовини розкладаються до амінокислот, вуглекислоти та аміаку.

Стічні води харчової промисловості, що викидаються на поля фільтрації, в яри та відкриті водойми, швидко загнивають, виділяють неприємні запахи. Ці забруднення розповсюджуються в межах повітряного басейну досить нерівномірно, їх концентрація в повітрі в окремих районах може досягати

загрозливих для здоров'я населення розмірів. Крім того, найпоширенішими шкідливими речовинами, що надходять в атмосферу з підприємств харчової промисловості, є органічний пил, двоокис вуглецю, бензин та інші вуглеводні, а також викиди від спалювання палива.

Промислова переробка сільськогосподарської сировини, що здійснюється без урахування інтересів охорони природи, призводить до забруднення не лише водних ресурсів і атмосфери, а й ґрунту, погіршення родючості землі. Поблизу підприємств молочної промисловості виникають мертві пустирі, забруднені промисловими відходами.

Крім того, для стічних вод молочної галузі характерним є досить високий показник вмісту зважених речовин, кількість яких перебуває в прямій залежності від забруднення сировини, що надходить на переробку. Основу цих забруднень становлять частинки родючого шару ґрунту.

Очищення стічних вод підприємств, що переробляють тваринну сировину, знаходиться на дуже низькому рівні. Більшість підприємств цієї галузі харчової промисловості розташована в сільській місцевості і дотепер не має очисних споруд і скидає стоки без необхідної очистки в яри і безпосередньо у водойми і лише в окремих випадках — на поля фільтрації. Поверхневі води можуть очистити досить незначну кількість стоків. При скиданні великих об'ємів забруднень рослинний і тваринний світ поверхневих вод гине. Стічні води, що скидаються в яри, не просочуючись у ґрунт, є причиною неприємних запахів і розмноження комах.

Що ж стосується карт фільтрації, то їх використовують багато років, більшість з них перетворилась у накопичувачі стоків глибиною 2 – 5 м. Та навіть цих недосконалих багато в чому споруд не вистачає для повного очищення стічних вод хоча б від зважених речовин.

Зі збільшенням переробки рослинної сировини кількість споживаної води зростатиме. Через обмеженість водних ресурсів в Україні (особливо в південних областях) рано чи пізно виникне необхідність заморожування на якомусь певному рівні об'ємів переробки сільськогосподарської сировини.

Тому не можна розглядати екологічне вдосконалення технологічних процесів на підприємствах переробної промисловості лише як ширше запровадження очисних споруд, що спрямовано безпосередньо на охорону навколишнього середовища. Очевидно, що на сьогоднішній день екологізація виробництва повинна пов'язуватись не стільки з вирішенням проблем видалення і нейтралізації відходів, скільки з попередженням їх виникнення, що докорінно змінює роль очисних споруд — з кінцевої ланки технологічного процесу вони перетворюються в проміжну, мета якої — підготовка раніше не використовуваних відходів (твердих, рідких і газоподібних) до виробничого споживання. Водночас екологічне вдосконалення технології повинно бути націлене на економію первинної сировини, що надходить на виробництво. Досягти цієї мети можна насамперед запровадженням технологічних схем його комплексної переробки.

8.2 Основні методи очищення стічних вод в молочній промисловості

У результаті скидання відходів молочної промисловості у стічні води змінюються фізичні властивості води (підвищується температура, зменшується прозорість); на поверхні водойми з'являються речовини, що плавають, а на дні утвориться осад; змінюється хімічний склад води (збільшується зміст органічних і неорганічних речовин, з'являються токсичні речовини, зменшується вміст кисню, змінюється активна реакція середовища й ін.); змінюється якісна і кількісна бактеріальна сполука, з'являються хвороботворні бактерії. Забруднені водойми стають непридатними для питного, а часто і для технічного водопостачання; утрачають рибогосподарське значення і т.д. Загальні умови випуску стічних вод будь-якої категорії в поверхневі водойми визначаються народногосподарською їх значимістю та характером водокористування. Після випуску стічних вод допускається деяке погіршення якості води у водоймах, однак це не повинне помітно відбиватися на його житті і на можливості подальшого використання водойми як джерело

водопостачання, для культурних і спортивних заходів, рибогосподарських цілей.

Методи, які застосовуються для очищення виробничих і побутових стічних вод, можна розділити на три групи: механічні; фізико-хімічні, біологічні.

У комплекс очисних споруджень, як правило, входять спорудження механічного очищення. У залежності від необхідного ступеня очищення вони можуть доповнюватися спорудженнями біологічного або фізико-хімічного очищення, а при більш високих вимогах до складу очисних споруджень включаються спорудження глибокого очищення. Перед скиданням у водойму очищені стічні води знезаражуються, що утвориться на всіх стадіях очищення, осад, надлишкова біомаса надходить на спорудження по обробці осаду. Очищені стічні води можуть направлятися в оборотні системи водопостачання промислових підприємств, на сільськогосподарські нестатки скидатися у водойму. Оброблений осад може утилізуватися, знищуватися, складуватися.

Механічне очищення застосовується для виділення зі стічних вод нерозчинених мінеральних і органічних домішок. Як правило, вона є методом попереднього очищення і призначена для підготовки стічних вод до біологічних чи фізико-хімічних методів очищення. У результаті механічного очищення забезпечується зниження зважених речовин до 90%, а органічних речовин до 20%.

До складу споруджень механічного очищення входять ґрат, різного виду уловлювачі, відстійники, фільтри. пісковловлювачі застосовуються для виділення зі стічних вод важких мінеральних домішок (в основному піску). Збезводнений пісок при надійному знезаражуванні може бути використаний при виробництві дорожніх робіт і виготовленні будівельних матеріалів.

Усередники застосовуються для регулювання сполуки і витрати стічних вод. Усереднення досягається або диференціюванням потоку стічної води, що надходить, або інтенсивним перемішуванням окремих стоків.

Первинні відстійники застосовуються для виділення зі стічних вод зважених речовин, що під дією гравітаційних сил осідають на дно відстійника, чи спливають на його поверхню.

Біологічне очищення – широко застосовуваний на практиці метод обробки побутових і виробничих стічних вод. У його основі лежить процес біологічного окислювання органічних сполук, що містяться в стічних водах. Біологічне окислювання здійснюється співтовариством мікроорганізмів, що включають безліч різних бактерій, найпростіших і ряд більш високоорганізованих організмів-водоростей, грибів і т.д., зв'язаних між собою в єдиний комплекс складними взаєминами (метабіозу, симбіозу).

Хімічні і фізико-хімічні методи очищення відіграють значну роль при обробці виробничих стічних вод. Вони застосовуються як самостійні, так і в сполученні з механічними і біологічними методами.

Нейтралізація застосовується для обробки виробничих стічних вод багатьох галузей промисловості, що містять луги і кислоти. Нейтралізація стічних вод здійснюється з метою попередження корозії матеріалів водовідвідних мереж і очисних споруджень, порушення біохімічних процесів у біологічних окислювачах і водоймах.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

У дипломній роботі проведено вибір методів компенсації реактивної потужності системи електропостачання молокозаводу.

Отримано результати:

3. Враховано, що основне силове устаткування даного підприємства відноситься до *III* категорії по надійності ЕП.

4. Запропоновано магістральну схему ЕП, що є доцільнішою для підприємства.

5. Проведені розрахунки навантажень промислового підприємства. Пораховано, що потужність даного цеху рівна 225 кВА .

6. Проведені розрахунки навантажень підприємства з урахуванням навантаження силових споживачів та навантаження сусідніх цехів.

7. Проведені розрахунки реактивної потужності та проведено обґрунтування вибору КП типу $УКРП - 0,4 - 160 - 20УЗ$ із кроком регулювання 20 кВАр .

8. Обґрунтовано встановлення одноструматорної ПС $630 / 10 / 0,4 \text{ кВ}$.

9. Запропонована конструкція $КТП - 630$.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. / Міненерговугілля України,. - К., 2017.
2. Федоров А.А. “ Основы электроснабжения промышленных предприятий ” Москва:”Энергия”, 1967г.
3. “Справочник по проектированию электроснабжения линий электропередачи и сетей”, под редакцией Большама Я.М., Круповича В.И., Самовера М.Л. 1975 г.
4. Рудницький В.Г. “Внутрішньозаводське електропостачання”. Курсове проектування: навчальний посібник. - Суми: ВТД”Університетська книга”, 2006р.
5. “Справочник по проектированию электроснабжения”, под редакцией Барыбина Ю.Г., Федорова Л.Е., Зименкова М.Г., Смирнова А.Г., 1990 г
6. Липкин Б.Ю. “Электроснабжение промышленных предприятий и установок”. Москва: ”Высшая школа”, 1990 г.
7. Беляев А.В. “Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ”,-Л.: “Энергоатомиздат”.Ленинградское отделение, 1988 г.
8. “Справочник по электроснабжению и электрооборудованию ”:В 2т.;т.1 Электроснабжение, т.2 Электрооборудование, под общ. ред. Федорова А.А.-М.: Энергоатомиздат, 1986г.
- 9.“Справочник по электроснабжению промышленных предприятий”, под редакцией Овчаренко Л.С., Рабиновича М.Л., и другие, 1985 г.
10. Федоров А.А. “Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования”, М.:”Энергоатомиздат”, 1987 г.
11. Кнорринг Г.М. “Справочная книга для проектирования электроосвещения” 1976
12. Українська електротехнічна корпорація АСКОУКРЕМ “Каталог електротехнічної продукції”, 2009 р.

13. Компенсація реактивної потужності. Дослідження роботи автоматизованої конденсаторної установки: Методичні вказівки до практичної роботи для студентів напрямку “Електромеханіка” з дисципліни “Апарати захисту та керування в електричних установках низької напруги” / Укл.: М.В. Бурштинський, М.В. Хай, Б.М. Харчишин. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 48 с.
14. Справочник по проектированию электропривода силовых и осветительных установок”
15. ДБН В. 2.5-23-2003. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об’єктів цивільного призначення. Видання офіційне. Державний комітет України з будівництва та архітектури. – Київ, 2004.
16. Сандлер А.С. “Электропривод и автоматизация металлорежущих станков”, М.: Высшая школа, 1972 г.
17. Синягин Н.Н. “Системы планово-попереджувального ремонту електрообладнання і мереж промислової енергетики”. Енергія, 1989 р.
18. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видівництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
19. <http://atrans.in.ua>
20. <https://www.toe.com.ua/index.php/component/content/article?id=2>
21. Електропостачання міст і промислових підприємств. Конспект лекцій для студентів 4 - 5 курсів денної і заочної форм навчання спеціальності 6.090600, 7.090603, 8.090603 (6.050701) "Електротехнічні системи електро-споживання". Укл. В.Ф. Харченко; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х.: ХНАМГ, 2009. – 168 с.
22. Електрообладнання енергетичних установок: навчальний посібник / М.І. Погожих, А.О. Пак, О.Г. Дьяков, М.А. Чеканов. – Х. : ХДУХТ, 2019. – 141 ст.

ДОДАТКИ

Додаток А

Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМ-400 і ТМ-630

Потужність трансформаторів вибирається з урахуванням повної потужності силових споживачів, освітлення та компенсаційної установки:

$$S_p := 406 \text{ кВА}$$

Вибираємо один трансформатор, оскільки споживачі належать до третьої категорії. Будемо розраховувати два варіанти:

Перший варіант:

ТМ400 – 10

Потужність трансформаторів:

Перший варіант:

$$S_{tr1} := 400 \text{ кВА}$$

Другий варіант:

ТМ630 – 10

Другий варіант:

$$S_{tr2} := 630 \text{ кВА}$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження в нормальному режимі:

Перший варіант:

$$K_{zav.tr1.nom} := \frac{S_p}{1 \cdot S_{tr1}} = 1.015$$

Другий варіант:

$$K_{zav.tr2.nom} := \frac{S_p}{1 \cdot S_{tr2}} = 0.644$$

Значення втрат холостого ходу, втрат короткого замикання, струму холостого ходу, напруги короткого замикання виберемо з табл. [18]. Вартість трансформаторів виберемо із табл.4 [19]:

Перший варіант:

$$\Delta P_{xx.tr1} := 0.83 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr1} := 5.5 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr1} := 1.8 \%$$

$$U_{kz.tr1} := 4.5 \% \quad C_{tr1} := 38000 \text{ грн}$$

Другий варіант:

$$\Delta P_{xx.tr2} := 1.05 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr2} := 7.6 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr2} := 1.6 \%$$

$$U_{kz.tr2} := 5.5 \% \quad C_{tr2} := 70000 \text{ грн}$$

Час включення:

$$t_{vk1} := 365 \cdot 24 = 8760 \text{ год}$$

Коефіцієнт зміни втрат вибираємо з [2] ст. 86:

$$K_{zm.vtr} := 0.02 \frac{\text{кВт}}{\text{кВАр}}$$

Визначаємо приведені втрати електроенергії:

Перший варіант:

$$\Delta Q_{xx.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{I_{xx.tr1}}{100} = 7.2 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{U_{kz.tr1}}{100} = 18 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr1} := \Delta P_{xx.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr1} = 0.974 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr1} := \Delta P_{kz.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr1} = 5.86 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr1} := \Delta P_{xx.sh.tr1} + K_{zav.tr1.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1} = 7.011 \text{ кВт}$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

$$\Delta P_{1.2.sh.tr1} := 1 \cdot \Delta P_{sh.tr1} = 7.011 \text{ кВт}$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr1} \cdot t_{vkl} = 61417.398 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства (для промислових і прирівняних до них споживачі з приєднаною потужністю до 750 кВА 2-го класу до 3 кВ [20]):

$$m := 2.24 \text{ грн}$$

Вартість втрат електроенергії за рік:

$$C_{e.tr1} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 137574.972 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$\Delta Q_{xx.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{I_{xx.tr2}}{100} = 10.08 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{U_{kz.tr2}}{100} = 34.65 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr2} := \Delta P_{xx.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr2} = 1.252 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr2} := \Delta P_{kz.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr2} = 8.293 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr2} := \Delta P_{xx.sh.tr2} + K_{zav.tr2.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr2} = 4.696 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{1.2.sh.tr2} := 1 \cdot \Delta P_{sh.tr2} = 4.696 \text{ кВт}$$

$$\Delta E_{tr2} := \Delta P_{1.2.sh.tr2} \cdot t_{vkl} = 41134.81 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{e.tr2} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 92141.974 \quad \text{грн}$$

Капітальні затрати становлять:

По першому варіанті:

$$K_{z.tr1} := 1 \cdot C_{tr1} = 38000 \quad \text{грн}$$

По другому варіанті:

$$K_{z.tr2} := 1 \cdot C_{tr2} = 70000 \quad \text{грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

$$C_a = \phi \cdot K_{z.tr}$$

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор

$$\phi := 0.1$$

По першому варіанті:

$$C_{a1} := \phi \cdot K_{z.tr1} \quad C_{a1} = 3800 \quad \text{грн}$$

По другому варіанті:

$$C_{a2} := \phi \cdot K_{z.tr2} \quad C_{a2} = 7000 \quad \text{грн}$$

Сумарні річні затрати:

По першому варіанті:

$$C_1 := C_{e.tr1} + C_{a1} = 141374.972 \quad \text{грн}$$

По другому варіанті:

$$C_2 := C_{e.tr2} + C_{a2} = 99141.974 \quad \text{грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ok} := \frac{K_{z.tr1} - K_{z.tr2}}{C_2 - C_1} = 0.758 \quad \text{роки}$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТМ630 – 10. Також встановлення потужнішого трансформатора дасть змогу розширити виробництво в майбутньому.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТМ-630, а не масляного трансформатора ТМ-400 буде становити:

$$E := C_1 - C_2 = 42232.997 \quad \text{грн}$$