

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему:

Розробка системи електропостачання
газоперекачувальної компресорної станції

Виконав(ла): студент(ка) 6 курсу, групи ЕТм-61
спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

	Долішній Т. І. (підпис) (прізвище та ініціали)
Керівник	Бабюк С. М. (підпис) (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	Коваль В. П. (підпис) (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	Коваль В. П. (підпис) (прізвище та ініціали)
Рецензент	Шелестовський Б. Г. (підпис) (прізвище та ініціали)

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« 11 » жовтня 2024 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Долішньому Тарасу Ігоровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання газоперекачувальної компресорної станції

Керівник роботи Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.

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

Затверджені наказом ректора від « 11 » жовтня 2024 року № 4/7-988

2. Термін подання студентом завершеної роботи 20 грудня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи Генеральний план компресорної станції, однолінійна схема електропостачання мережі, план розташування та параметри електрообладнання компресорної станції, каталожні дані захисного та комутуючого обладнання

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

Вступ. Генеральний план підприємства. Схема розташування електроспоживачів. Схема розміщення розподільчих пунктів. Картограма електричних навантажень підприємства.

Розташування трансформаторних підстанцій. Добовий графік підприємства. Схема зовнішнього живлення. Річний графік навантаження по тривалості. Схема розподілу електроенергії на території підприємства. Розрахунок струмів короткого замикання. Схема для розрахунку відхилення напруги. Графіки відхилення напруги. Карта селективності дії пристроїв захисту.

Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 11 жовтня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.10.2024	
2	Аналітичний розділ	25.10.2024	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.11.2024	
4	Проектно-конструкторський розділ	30.11.2024	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	15.12.2024	
6	Висновки	15.12.2024	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2024	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2024	

Студент

(підпис)

Долішній Т. І.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Бабюк С. М.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Долішній Тарас Ігорович – Розробка системи електропостачання газоперекачувальної компресорної станції.

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Стор.– 82; рис. - 20; табл. - 22; слайдів - 19; джерел - 21; додатків - 2.

Мета роботи – розробка схеми електропостачання підприємства, вибір обладнання.

Спроектовано схему електропостачання від підстанції енергосистеми до кінцевого електроспоживача. Було обрано кабелі та проводи, комутаційне обладнання, зроблено необхідні перевірки.

Основні характеристики: схема електропостачання складається з кабельних та повітряних ліній електропередачі. У високовольтній мережі застосовуються вакуумні вимикачі, у низьковольтній мережі автоматичні вимикачі. Повітряні лінії розташовуються на опорах, кабельні – на лотках. Схема проста в експлуатації та надійна у забезпеченні безперебійного живлення. Схема придатна для експлуатації.

Перелік ключових слів: система електропостачання, мережа, струмоприймач, навантаження, релейний захист, вимикачі.

.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Компресорні установки	9
1.2 Коротка характеристика об'єкта проєктування	10
1.3 Вимоги до електроприводу та автоматики турбокомпресорів	13
1.4 Висновки до розділу 1	15
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	16
2.1 Аналіз вихідних даних для розробки системи електропостачання	16
2.2 Розрахункове навантаження компресорного цеху	18
2.2.1 Розподіл ресиверів по розетках.	18
2.2.2 Розрахункового електричного навантаження цеху	20
2.3 Розрахункове навантаження цеху	26
2.4 Картограма навантажень підприємства та визначення центру електричних навантажень.	31
2.5 Вибір кількості та потужності цехових трансформаторів	33
2.6 Розрахунок компенсації реактивної потужності	35
2.7 Розробка схеми зовнішнього електропостачання	37
2.8 Розрахунок потужності силових трансформаторів ГПП	39
2.9 Вибір перерізу лінії живлення ГПП	42
2.10 Схема мережі вище 1 кВ	43
2.11 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі більше 1 кВ	47
2.12 Висновки розділу 2	50
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	51
3.1. Вибір та випробування обладнання в мережі понад 1 кВ	51
3.1.1 Вибір вимикачів і роз'єднувачів	51
3.1.2 Вибір вимірювальних трансформаторів струму	53
3.1.3 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.	56

	5
3.2 Вибір захисних пристроїв	58
3.3 Побудова графіка відхилення напруги	62
3.4 Розрахунок струмів к.з. у мережі до 1 кВ	67
3.5 Побудова карти селективності	69
3.6 Перевірка мережі 0,4 кВ щодо спрацьовування захисту від однофазних коротких замикань	70
3.7 Висновки розділу 3	72
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	73
4.1 Особливості проектування енергопостачання на компресорній станції	73
4.2 Вимоги норм проектування інженерно-технічних заходів ЦО (ІТЗ ЦО) до будівництва об'єктів та комунально-енергетичних систем.	75
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	78
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	80

ВСТУП

Стан проблеми. Сучасні газоперекачувальні компресорні станції (ГПКС) відіграють ключову роль у забезпеченні ефективного транспортування газу на великі відстані, що є важливим елементом енергетичної інфраструктури країни. У зв'язку з ростом потреби в енергоресурсах та необхідністю підвищення ефективності існуючих систем, питання надійного і сталого електропостачання ГПКС набуває особливого значення.

Електропостачання є критично важливим для безперебійної роботи компресорних агрегатів, систем автоматизації та управління, а також для забезпечення безпеки об'єктів. Системи електропостачання повинні бути спроектовані з урахуванням специфіки експлуатаційних умов, технологічних вимог та сучасних стандартів енергоефективності.

Однією з ключових проблем сучасної промислової енергетики є застосування найбільш ефективної структури системи електропостачання та дотримання всіх її основних принципів. Це зумовлено суттєвим зростанням енергоозброєності праці, активним впровадженням електротехнологічних процесів і значним підвищенням споживання електричної енергії.

Основні завдання, що розв'язуються під час проектування, а також при дослідженні, будівництві та експлуатації систем електропостачання промислових підприємств, полягають в оптимізації параметрів цих систем шляхом правильного вибору напруги, визначення електричних навантажень і вимог до безперервності електропостачання; раціонального підбору кількості та потужності трансформаторів, конструкцій промислових мереж; засобів компенсації реактивної потужності та регулювання напруги, а також засобів симетрування навантажень і зниження рівня вищих гармонік у мережах через коректну побудову схеми електропостачання та надійності, що відповідає оптимальному рівню.

Актуальність. Актуальність теми обумовлена зростаючими вимогами до енергетичної ефективності, екологічності та надійності енергетичних систем у

світлі глобальних змін клімату та переходу до сталих джерел енергії. Результати дослідження можуть бути впроваджені у практику роботи національних газопостачальних компаній та слугувати основою для подальших наукових розробок у цій сфері.

Мета і задачі дослідження. Мета роботи полягає у розробці комплексної системи електропостачання для газоперекачувальної компресорної станції, яка забезпечить високу надійність, ефективність та адаптивність до змінюваних умов експлуатації. У процесі роботи будуть проаналізовані існуючі технології електропостачання, розроблені рекомендації щодо оптимізації електроспоживання та забезпечення енергетичної безпеки станції.

Визначена мета досягається розв'язанням наступних основних задач:

Для магістерської роботи за висновками, які ви навели, можна визначити такі дослідницькі задачі:

1. Визначити розрахункові електричні навантаження компресорного цеху та підприємства загалом.
2. Побудувати картограму електричних навантажень підприємства, та визначення центру електричних навантажень на основі розрахункових навантажень цехів.
3. Обрати оптимальне місце розташування ГПП, вибрати обладнання підстанції та напругу живильних ліній
4. Розрахувати та вибрати мінімально необхідну кількість цехових трансформаторів, визначити номінальну потужність кожного трансформатора.
5. Вибрати компенсуючі пристрої для розподільчої мережі вище 1000 В.
6. Розробити схеми живлення електроприймачів цеху від розподільних шаф, виконати розрахунок захисту споживачів та кабельних ліній з використанням автоматичних вимикачів.
7. Побудувати карту селективності на основі вибору захисних апаратів. Оцінити епюру відхилення напруги та забезпечити допустимі межі напруги у всіх режимах роботи.

8. Провести аналіз надійності розробленої моделі електропостачання та її придатності до експлуатації.

Об’єкт дослідження – процеси розподілу електричної енергії.

Предмет дослідження – методи та способи проектування систем електропостачання компресорних станцій.

Наукова новизна отриманих результатів. Отримало подальший розвиток впровадження конструктивних та організаційних заходів підвищення надійності системи електропостачання компресорної станції.

Практичне значення. Впровадження конструктивних та організаційних заходів дозволить забезпечити надійність системи електропостачання компресорної станції.

Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на XIII Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» 11-12 грудня 2024 р., на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (21 найменування).

Загальний обсяг текстової частини – 82 сторінки.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Компресорні установки

Агрегати, що стискають гази та пару, переміщуючи їх з зони нижчого тиску в зону вищого, називають компресорними установками.

До групи компресорів, які функціонують на принципі зменшення об'єму робочої камери, належать поршневі та ротаційні механізми. У них об'єм робочого циліндра змінюється під час обертання одного або двох поршнів. Також до цієї групи відносяться мембранні пристрої, де зміна об'єму відбувається за рахунок деформації гнучкої мембранної пластини.

Поршневі компресори характеризуються зворотно-поступальним рухом поршня. У ротаційних компресорах один або два поршні здійснюють обертальний рух у циліндрі.

Гідравлічні компресори, в яких роль поршня виконує стовп води, що всмоктує повітря в трубу, а потім виділяє його у водовідділення, також відносяться до компресорів, що працюють за принципом зменшення об'єму.

Відцентрові, осьові та ежекторні компресори функціонують на принципі прискорення потоку газу. У відцентрових компресорах лопатки робочого колеса, що обертається з високою швидкістю, надають газу велику швидкість. Виникла внаслідок цього відцентрова сила призводить до стискання газу, яке посилюється після виходу газу з робочого колеса та зниження його швидкості в дифузорі. В осьових компресорах потік газу рухається вздовж осі обертання робочого колеса.

Інші параметри класифікації компресорів включають тип приводу, метод охолодження, розташування циліндрів тощо. Експлуатаційні характеристики різних типів компресорів визначають сфери їх застосування.

У лопаткових машинах значні втрати спричинені нещільностями, що обмежує використання цих компресорів високими тисками, але дозволяє досягати високої продуктивності.

1.2 Коротка характеристика об'єкта проєктування

Як об'єкт проєктування, в даній кваліфікаційній роботі розглядається проєктування системи електропостачання компресорного цеху компресорної станції.

Електропостачання компресорної станції відбувається від ПС 110/10 кВ.

Для обслуговування та експлуатації такого обладнання на підприємстві знаходиться оперативно-ремонтний персонал та ремонтний персонал. Технологічний процес цеху та пристрої цеху

Компресорний цех 2-3-поверховий будинок, довжина якого 200 м; ширина – 21 м; висота – 14,5 м; загальна площа – 4200 м². Складається з двох цехів: цеху п'яти машин та цеху трьох машин з агрегатами ГТК-10-4, між цехами розташовані службово-допоміжні приміщення. КЦ-1 встановлено 8 ГПА ГТК-10-4 з нагнітачем 370-18-1. ГПА можуть працювати паралельно або об'єднуватись у групи, що складаються з послідовно працюючих агрегатів.

Компресорний цех служить для прийому газу з магістралі газопроводу під тиском 5 0 атм., з подальшим підвищенням тиску нагнітачів до 7 2 атм. Газ під тиск надходить із магістрального газопроводу; сімома вузлами підключення, через пиловловлювачі, де очищається від механічних домішок і вологи, далі на працюючу групу агрегатів, які можуть бути включені паралельно або послідовно по кілька груп. Газ компресується і надходить на агрегати повітряного охолодження газу, де охолоджується до 20–27°C надходить на замірний вузол. Як паливо використовується невелика частина природного газу, який перекачується газопроводом, чим створює автономність від стороннього енергопостачання і, отже, надійність та безперебійність роботи.

Пристрій ГТК-10-4 встановлений у компресорному цеху.

Потужність кожного ГТК – 10 – 4 становить 10 МВт. ГТК-10-4 складається з наступних основних технологічних вузлів:

Турбодетандер – своєрідна турбіна, призначена для запуску ГТК шляхом передачі обертального руху турбіни високого тиску безпосередньо через осьовий компресор.

Робота турбодетандера здійснюється внаслідок подачі газу, що транспортується через блок-бокс редукування газу на власні потреби під певним тиском.

Обертальний рух турбодетандера передається через вал зчеплення на осьовий компресор і розкручує турбіну до 2500 об/хв після чого автоматично вимикається.

Осьовий компресор призначений для стиснення повітря. Робота компресора здійснюється у такому порядку: атмосферне повітря, яке проходить систему фільтрів, подається на вхід осьового компресора.

Після стиску компресора повітря під тиском 0.5 – 0.7 МПа температурою 180°–240° надходить у камеру згоряння, де він поділяється на два потоки: менша кількість безпосередньо бере участь у процесі згоряння підведеного ззовні пального, а більша частина його, пройшовши між корпусами камери згоряння та її жаровою трубою, що служить для організації процесу спалювання палива, охолоджує жарову трубу, а після поєднання з продуктами згоряння знижує температуру газу до величини, обумовленої жаростійкістю лопаток та дисків газової турбіни (700–850 °C)

Турбіна високого тиску призначена для створення ЕРС за рахунок поступально-обертального руху. Швидкість обертання ТВТ 4300–5350 об/хв. ЕРС вироблена ТВТ переходить у вигляді газодинамічного зв'язку на турбіну низького тиску і розкручує її до 3400–5250 об/хв. У свою чергу ТНТ передає обертальний рух на відцентровий нагнітач за допомогою проміжного валу, який і робить стиск газу, що транспортується до 72–76 атм., і направляє його в загальний газопровід для подальшого транспортування.

З магістрального газопроводу газ двома шлейфами надходить на системи очищення газу. Очищення газу проводиться у циклонних пиловловлювачах.

Конденсат відводиться в буферну ємність, а після неї надходить через дросельні шайби в атмосферну ємність, встановлену у компресорному цеху.

Стиснення газу проводиться нагнітачами з приводом від ГТК-10-4 у кількості 8 агрегатів (6 робочих +2 резервних), з груповим підключенням.

Газоперекачувальні агрегати, розташовані «метеликом» за схемою 5+3. Агрегати, внаслідок тривалої експлуатації, мають велике зношування і морально застаріли, тому прийнято рішення про їх заміну на повнопривідні ГПА з більш високим ККД.

Галерея нагнітачів (вибухонебезпечне приміщення) відокремлена від машинного відділення газонепроникною стіною. На першому поверсі побутових приміщень знаходиться управління маслозабезпеченням КЦ.

Групове підключення ГПА, на відміну від колекторної, не дозволяє здійснювати всі можливі комбінації працюючих ГПА, і на сьогоднішній день є застарілим рішенням, тому при заміні існуючих ГПА на повнонапірні агрегати було прийнято рішення перейти до колекторного підключення. У зв'язку з цим трубопроводи компресорного цеху, що існують, підлягають поетапній реконструкції.

Установка охолодження газу має три групи здвоєних АПО (апарат повітряного охолодження) газу, по 5 апаратів у кожній групі. Кожна група агрегатів має свій вхідний та вихідний колектори, свій обвідний кран.

Після кожної групи АПО нагнітальним шлейфом газ під тиском 75 кгс/см² подається до вузла підключення КС і далі магістральний газопровід.

Для постачання ГПА паливним та пусковим газом у компресорному цеху з правого боку від будівлі компресорного цеху встановлено блок редукування паливного та пускового газу.

Подача газу на блок редукування передбачена з нагнітального та всмоктувального колекторів - трубопроводом. Для запуску ГПА при відключеній компресорний цех має бути передбачено також подання газу від вузла підключення компресорного цеху.

З блоку редукування пусковий газ трубопроводом подається до колектора пускового газу. Паливний газ трубопроводом подається на газосепаратори, де відбувається додаткове очищення його від вологи та пилу.

Блок редукування паливного та пускового газу на період реконструкції залишиться працювати для старих ГПА, а після заміни останнього агрегату підлягає демонтажу. Також поетапно демонтуються трубопроводи паливного, імпульсного та пускового газу.

Система постачання паливно-мастильних матеріалів компресорної станції складається зі складу, блок-боксу регенерації масел з насосною (розташовані на майданчику компресорного цеху).

1.3 Вимоги до електроприводу та автоматики турбокомпресорів

Турбокомпресори є найпотужнішими турбомашинами. Нині їхня потужність досягає 18 000 кВт та більше. Ці агрегати призначені для збільшення тиску газу і його транспортування трубопроводами. Найчастіше турбокомпресори застосовують для: генерації стисненого повітря; транспортування газу магістральними газопроводами; стиснення повітря для виробництва кисню шляхом поділу повітря в доменних печах; холодильних систем.

Регулювання продуктивності турбокомпресорів сьогодні здійснюється переважно дроселюванням на виході. При цьому коефіцієнт корисної дії машини знижується пропорційно до зменшення продуктивності.

Специфічною особливістю функціонування турбокомпресорів є існування певної критичної подачі для кожної частоти обертання, нижче якої режим роботи стає нестабільним. Причиною нестабільності є періодичне зривання потоку з робочих лопаток, що провокує значні коливання тиску. Мета регулювання подачі компресорів полягає в забезпеченні транспортування необхідного об'єму газу при мінімальних енергетичних витратах. При зменшенні споживання газу необхідно знижувати подачу, аби уникнути надмірного підвищення тиску в

трубопроводах. Оскільки турбокомпресори об'єднують в установки, що складаються з кількох послідовно або паралельно працюючих компресорів, регулювання подачі здійснюється ступінчастим змінням кількості працюючих машин.

Турбокомпресори, нагнітачі та повітродувки, як правило, експлуатуються в режимі тривалого навантаження, тому їхні електричні приводи розраховані на тривалу роботу з великою кількістю годин на рік (до 8400 годин). Це високошвидкісні механізми з частотою обертання робочого колеса від 3000 до 20000 об/хв, що обґрунтовує доцільність використання для їхніх приводів високошвидкісних двигунів. Усі турбокомпресори, крім турбоповітродувок, функціонують у мережі з опором, що обумовлює значну залежність моменту опору на валу від частоти обертання. Найбільш ефективним способом регулювання продуктивності турбокомпресорів є зміна частоти обертання.

Пуск турбокомпресорів, як правило, здійснюється при розвантаженій машині шляхом з'єднання виходу з атмосферою або з входом, внаслідок чого максимальний момент при пуску не перевищує 0,4 номінального.

Автоматика таких машин має відповідати таким основним вимогам:

1. Швидкодія
2. Вибірковість
3. Чутливість
4. Надійність

Селективність автоматики передбачає її здатність ізолювати під час короткого замикання лише пошкоджені ділянки або найближчі до місця пошкодження ділянки.

Чутливість усіх типів автоматики оцінюється коефіцієнтом чутливості та мінімальним струмом короткого замикання.

Надійність функціонування автоматики полягає в її безпечній роботі за всіх передбачених умов.

1.4 Висновки до розділу 1

В даному розділі розглянуто принцип роботи та будову компресорних установок. Подана коротка характеристика об'єкта проектування. Розглянуто основні вимоги, які ставляться до електроприводу та автоматики турбокомпресорів, а також особливості їх роботи при використанні для перекачування газу.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Аналіз вихідних даних для розробки системи електропостачання

Таблиця 2.1– Дані про електричне навантаження

немає	Об'єкт	встановлено потужність, кіловат
1	Контрольно-пропускний пункт	25,0
2	Столярна майстерня	60,0
3	Гараж	180,0
4	Склад	30,0
5	Г Р С	36,0
6	Ремонтно-механічна майстерня	680,0
7	Комунікаційний вузол	48,0
8	Котельня	180,0
9	Адміністративний блок	80,0
10	Їдальня	28,0
11	АПО газу 1	700
12	компресорна майстерня	800
	0,38 кВ	
	10,0 кВт ГТК-10-4	
	1х10 000 кВт	10 000
13	АРО газу 2	800
14	Компресорна майстерня 2	-

Генеральний план газоперекачувальної компресорної станції наведено на рис. 2.1.

Таблиця 2.2– Дані про електричне навантаження

немає	Найменування	$P_{уст}$ кВ	η	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	$K_{вик}$	$I_{ном}$ І	$I_{пуск}$ І	$K_{пуск}$
1	АПО газу	15,0	0,90	0,80	0,75	0,75	31,7	221,6	7
2	Компресор	146,0	0,89	0,80	0,75	0,65	320,0	1640,0	5
3	Насос	25,0	0,88	0,80	0,75	0,80	71,1	355,7	5
4	Ел. засувка	12,0	0,89	0,65	1,17	0,25	31,5	157,6	5
5	Ел. засувка	12,0	0,89	0,65	1,17	0,25	31,5	157,6	5
6	Ел. засувка	12,0	0,89	0,65	1,17	0,25	31,5	157,6	5
7	Ел. засувка	12,0	0,89	0,65	1,17	0,25	31,5	157,6	5
8	Універсально-фрезерний верстат	6,6	0,89	0,60	1,33	0,20	18,8	93,9	5
9	Універсально-фрезерний верстат	6,6	0,89	0,60	1,33	0,20	18,8	93,9	5
10	АПО газу	15,0	0,90	0,80	0,75	0,75	31,7	221,6	7
11	Компресор	146,0	0,89	0,80	0,75	0,65	320,0	1640,0	5
12	Насос	25,0	0,88	0,80	0,75	0,80	71,1	355,7	5
13	Зварювальний апарат	5,0	0,95	0,50	1,73	0,35	16,0	48,0	3
14	Зварювальний апарат	5,0	0,95	0,50	1,73	0,35	16,0	48,0	3
15	Вентиляція	5,0	0,90	0,80	0,75	0,75	10,6	73,9	7
16	Вентиляція	5,0	0,90	0,80	0,75	0,75	10,6	73,9	7
17	Вентиляція	7,5	0,90	0,80	0,75	0,75	15,8	110,8	7
18	Кран-балка	25,0	0,89	0,50	1,73	0,10	85,4	426,8	5
19	Кран-балка	25,0	0,89	0,50	1,73	0,10	85,4	426,8	5
20	Вентиляція	7,5	0,90	0,80	0,75	0,75	15,8	110,8	7
21	Кран-балка	25,0	0,89	0,50	1,73	0,10	85,4	426,8	5
22	Кран-балка	25,0	0,89	0,50	1,73	0,10	85,4	426,8	5
23	АПО газу	15,0	0,90	0,80	0,75	0,75	31,7	221,6	7
24	Компресор	146,0	0,89	0,80	0,75	0,65	320,0	1640,0	5
25	Насос	25,0	0,88	0,80	0,75	0,80	71,1	355,7	5
26	Насос	25,0	0,88	0,80	0,75	0,80	71,1	355,7	5
27	Компресор	146,0	0,89	0,80	0,75	0,65	320,0	1640,0	5
28	АПО газу	15,0	0,90	0,80	0,75	0,75	31,7	221,6	7
29	Вентиляція	12,5	0,90	0,80	0,75	0,75	26,4	184,6	7
30	Компресор	146,0	0,89	0,80	0,75	0,65	320,0	1640,0	5
31	Насос	25,0	0,88	0,80	0,75	0,80	71,1	355,7	5
32	Насос	25,0	0,88	0,80	0,75	0,80	71,1	355,7	5
33	Компресор	146,0	0,89	0,80	0,75	0,65	320,0	1640,0	5
34	Вентиляція	12,5	0,90	0,80	0,75	0,75	26,4	184,6	7
35	АПО газу	15,0	0,90	0,80	0,75	0,75	31,7	221,6	7
36	Компресор	146,0	0,89	0,80	0,75	0,65	320,0	1640,0	5
37	Насос	25,0	0,88	0,80	0,75	0,80	71,1	355,7	5
38	Насос	25,0	0,80	0,80	0,75	0,88	71,1	355,7	5
39	Компресор	146,0	0,65	0,80	0,75	0,89	320,0	1640,0	5
40	АПО газу	15,0	0,75	0,80	0,75	0,90	31,7	221,6	7

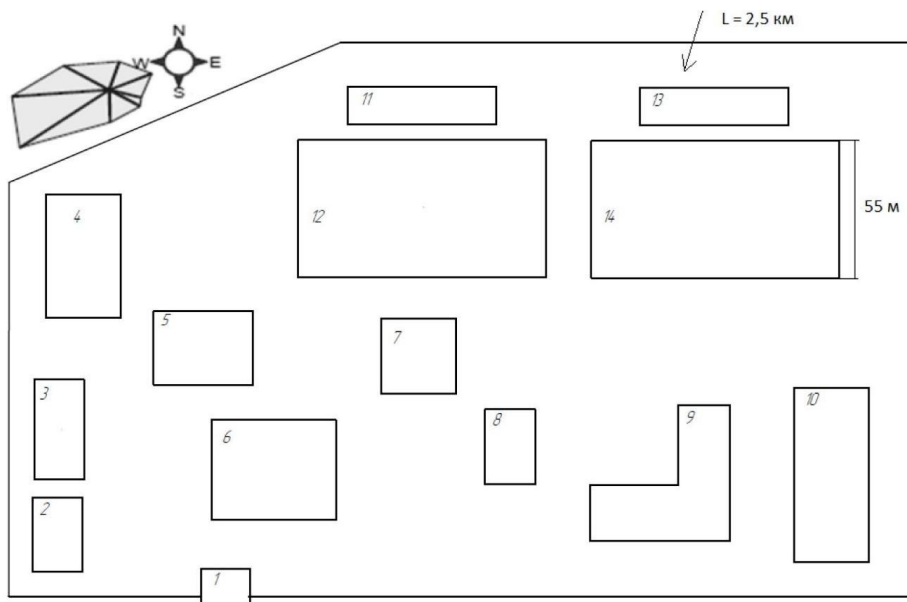


Рисунок 2.1 – Генплан підприємства

План цеху з розміщенням електрообладнання представлений на рис. 2.2.

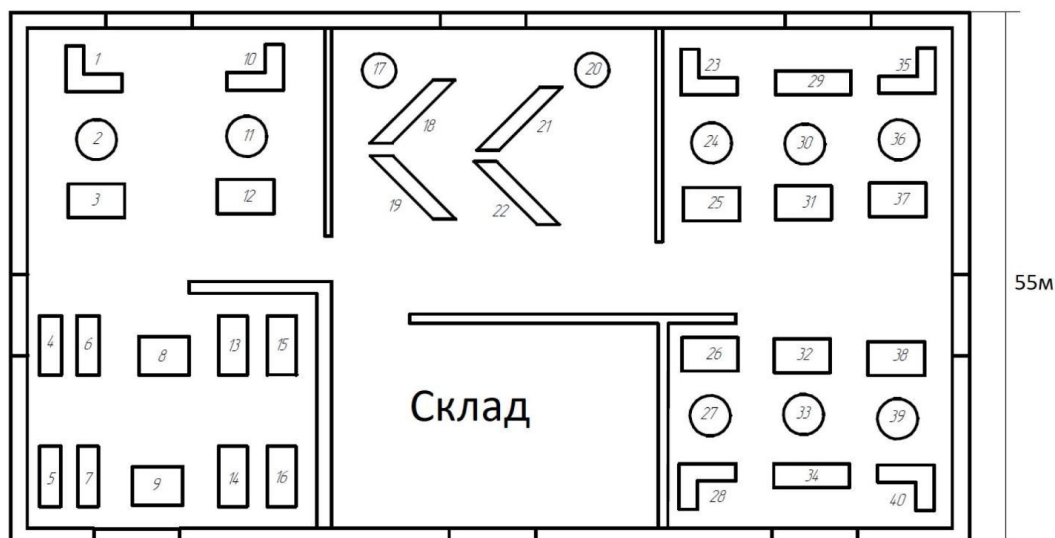


Рисунок 2.2 – Схема розташування електроспоживачів в будівлі.
компресорного цеху.

2.2 Розрахункове навантаження компресорного цеху

2.2.1 Розподіл ресиверів по розетках.

Розподіл споживачів електричної енергії за точками живлення здійснюється шляхом приєднання групи споживачів електричної енергії до відповідної точки розподілу.

Розподільчі пункти виставляються по можливості в центри електричного навантаження, підключені до нього так, щоб відстань до споживачів електроенергії була мінімальною. Це дозволить уникнути великої довжини кабельних ліній і зменшити втрати в них.

Електропостачання індивідуальних споживачів електроенергії та точки розподілу проводять радіальними лініями, які прокладено на відкритому повітрі, в лотках уздовж стін. Дана схема забезпечує необхідний степінь надійності живлення струмоприймачів і необхідну технологічним умовам гнучкість та універсальність мережі в частині підключення нових приймачів і переміщення приймачів по території цеху. Приймаємо розподільчі пункти типу ПР11-7123. Цей пункт розрахований на 12 відходящих ліній.

На рис. 2.3 показано розташування розподільних щитів і споживачів електроенергії, які підключені від них.

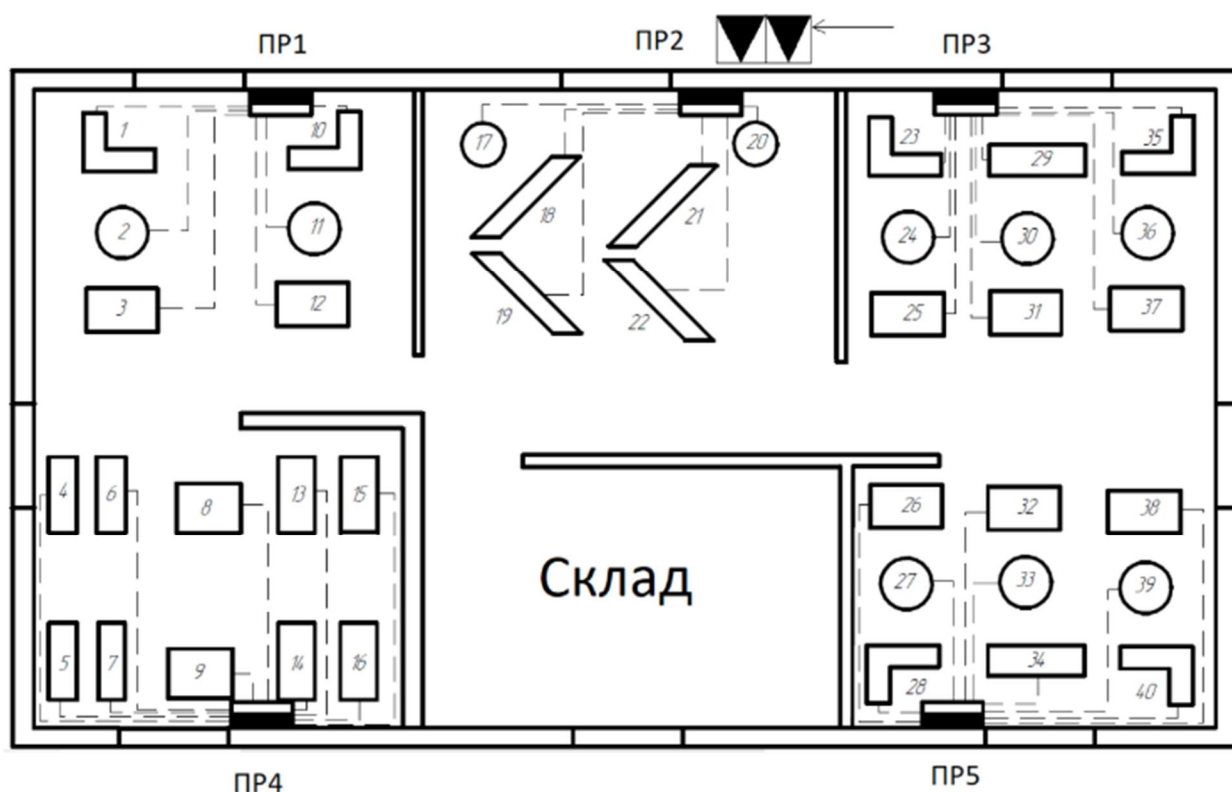


Рисунок 2.3 – Схема розміщення розподільчих пунктів у будівлі компресорного цеху

2.2.2 Розрахункового електричного навантаження цеху

Для правильного підбору секцій. ліній, комутаційних пристроїв і пристрої захисту, розрахуємо електричні навантаження цеху. Для цього скористаємося методом коефіцієнтів. максимум

Паспортні потужності споживачів електроенергії з повторно-короткочасним режимом роботи керується до $ПВ = 100\%$, тобто до номінальної встановленої потужності.

Кранбалка $ПВ = 40\%$

$$P_{ном} = P \cdot \sqrt{ПВ} = 25 \cdot \sqrt{0.4} = 15.811 \text{ кВт}$$

Кранбалка $ПВ = 25\%$

$$P_{ном} = P \cdot \sqrt{ПВ} = 25 \cdot \sqrt{0.25} = 12.5 \text{ кВт}$$

Для кожної групи визначається сумарна номінальна потужність споживачів електроенергії (наприклад, група «А» ПР2)

$$P_{ном.Σ} = \sum_{i=1}^n P_{ном.i} = 15.8 + 12.5 + 15.8 + 12.5 = 56.6 \text{ кВт}$$

Коефіцієнт використання $K_{вик}$, $\cos \varphi$, $\tan \varphi$ Для кожного споживача електричної енергії або групи споживачів електричної енергії вона визначається за довідковими даними.

Середнє активне та реактивне навантаження для пікового зсуву споживачів електроенергії

$$P_{зм} = K_{вик} \cdot P_{ном} = 0.1 \cdot 15.8 = 1.58 \text{ кВт}$$

$$P_{зм} = P_{зм} \cdot \tan \varphi = 1.58 \cdot 1.73 = 2.73 \text{ кВт}$$

де $P_{ном}$ – сумарна номінальна активна потужність споживачів електроенергії;

$K_{вик}$ – індекс використання активної енергії;

$\tan \varphi$ – береться за відповідним значенням коефіцієнта потужності.

Для кожної групи споживачів електроенергії підсумовується середнє активне і реактивне навантаження для всієї групи (на прикладі групи «А»)

$$P_{\Sigma}^{A''} = \sum_{i=1}^n P_{\Sigma,i} = 2.5 + 3.2 = 5.7 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma}^{A''} = \sum_{i=1}^n Q_{\Sigma,i} = 4.3 + 5.5 = 9.8 \text{ кВАр}$$

Діапазон значень силового модуля

$$m = \frac{P_{\text{ном.макс}}}{P_{\text{ном.мін}}} = \frac{15.8}{12.5} = 1.3$$

Визначення середнього коефіцієнт використання на групу

$$K_{\text{вик.сер}} = \frac{P_{\Sigma}^{A''}}{P_{\text{ном.}\Sigma}} = \frac{5.7}{56.6} = 0.1$$

Середнє значення коефіцієнту реактивної потужності

$$\text{tg} \varphi_{\text{сер}} = \frac{Q_{\Sigma}^{A''}}{P_{\Sigma}^{A''}} = \frac{9.8}{5.7} = 1.72$$

Для споживачів електроенергії групи «А» визначимо ефективну кількість споживачів електроенергії

$$n_e = \frac{[P_{\text{ном.}\Sigma}]^2}{\sum P_{\text{ном.}\Sigma}^2} = \frac{56.6^2}{810.5} = 3.95 \text{ шт}$$

Ми приймаємо $n_e = 4 \text{ шт}$

Максимальний коефіцієнт активної потужності.

$$K_{\text{м}} = 2.35$$

Максимальний коефіцієнт реактивної потужності

$$K'_{\text{м}} = 1.1$$

Розрахункова активна і реактивна потужність пункту.

$$P_p^{A''} = K_{\text{м}} \cdot P_{\Sigma}^{A''} = 2.35 \cdot 5.7 = 13.4 \text{ кВт}$$

$$Q_p^{A''} = K'_{\text{м}} \cdot Q_{\Sigma}^{A''} = 1.10 \cdot 9.8 = 10.8 \text{ кВАр}$$

Для споживачів електроенергії групи «Б» з майже постійним графіком навантаження розрахункова активна і реактивна потужності приймаються рівними середніми для найбільш навантаженої зміни.

$$P_p^{''B''} = P_{зм}^{''B''} = 11.3 \text{ кВт}$$

$$Q_p^{''B''} = Q_{зм}^{''B''} = 8.4 \text{ кВАр}$$

Визначаємо розрахункову активну, реактивну та сумарну потужність споживачів електроенергії

$$P_p = P_p^{''A''} + P_p^{''B''} = 13.4 + 11.3 = 24.7 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_p^{''A''} + Q_p^{''B''} = 10.8 + 8.4 = 19.2 \text{ кВАр}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{24.7^2 + 19.2^2} = 26.1 \text{ кВА}$$

Визначення розрахункового струму.

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{26.1}{\sqrt{3} \cdot 0.38} = 40.4 \text{ А}$$

де $U_{ном}$ - номінальна напруга споживачів електроенергії, В.

Визначення максимального струму.

Номінальний струм найпотужнішого споживача електроенергії. пляма

$$I_{ном}^{max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{25.0}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot 0.5 \cdot 0.89} = 85.4 \text{ А}$$

де $P_{ном}$ – номінальна активна потужність споживача, кВт;

η - ККД електроспоживача.

Пусковий струм найпотужнішого споживача електроенергії

$$I_{ном}^{max} = K_{пуск} \cdot I_{ном}^{max} = 5 \cdot 85.4 = 426.8 \text{ А}$$

де $K_{пуск}$ – кратність пускового струму.

Піковий струм

$$I_{пик.п} = I_{ном}^{max} + (I_p - K_{вик.мах} \cdot I_{ном}^{max}) = 426.8 + (40.4 - 0.1 \cdot 85.4) = 521.1 \text{ А}$$

де $K_{вик.мах}$ - коефіцієнт використання найпотужнішого споживача.

Номінальне навантаження цехових світлоприймачів визначається питомою щільністю освітлювального навантаження і площею цеху.

$$P_{н.о} = P_{н.т.о} \cdot F_{ц} = 0.015 \cdot 5500 = 82.5 \text{ кВт}$$

де $F_{ц} = 5500 \text{ м}^2$ - площа майстерні;

$P_{\text{н.о.}} = 0.015 \text{ кВт} / \text{м}^2$ – питома щільність навантаження освітлення.

Розрахункове навантаження цехових освітлювальних приймачів.

$$P_{\text{р.о.}} = K_{\text{но}} \cdot P_{\text{н.о.}} = 0.95 \cdot 82.5 = 78.4 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р.о.}} = P_{\text{р.о.}} \cdot \text{tg} \varphi_0 = 78.4 \cdot 0.33 = 25.9 \text{ кВАр}$$

де $K_{\text{но}}$ – коефіцієнт попиту,

$\text{tg} \varphi_0 = 0.33$ – для люмінесцентних ламп.

З урахуванням освітлення

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{\text{р.о.}})^2 + (Q_p + Q_{\text{р.о.}})^2} = \sqrt{(24.7 + 78.4)^2 + (19.2 + 25.9)^2} = 112.5 \text{ кВА}$$

Визначення розрахункового струму

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{112.5}{\sqrt{3} \cdot 0.38} = 171.1 \text{ А}$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга споживачів електроенергії, В.

Визначення пікового струму.

Розрахунковий струм в найпотужнішій точці цеху.

$$I_p^{\text{max.ПП}} = 85.4 \text{ А}$$

Піковий струм в найпотужнішій точці цеху.

$$I_{\text{пик}}^{\text{max.ПП}} = 521.1 \text{ А}$$

Максимальний струм

$$I_{\text{пик.ц}} = I_{\text{пик}}^{\text{max.ПП}} + I_p - I_p^{\text{max.ПП}} = 521.1 + 171.1 - 85.4 = 606.8 \text{ А}$$

Розподіл споживачів електроенергії за розетками та розрахунок електричних навантажень на одну розетку зведено в таблицю. 2.3.

Таблиця 2.3 – Визначення розрахункових навантажень

№ п/п	Вузли живлення та групи електроспоживачів	Кількість ЕС	Встановлена потужність, приведена до ПВ=100%		$m = P_{ном. max} / P_{ном. min}$	Коефіцієнт використання	cos φ	tg φ	Середнє навантаження за максимально навантаженою зміну		Ефективне число електроспоживачів	Коефіцієнт максимуму Км	Максимальне навантаження			Ір, А	Ілік, А
			Одного ЕП (найменшого, найбільшого) $P_{ном}$, кВт	Загальна $P_{ном}$, кВт					$P_{зм} = K_{ав} \cdot P_{ном}$ кВт	$Q_{зм} = P_{зм} \cdot tg \varphi$ кВар			$P_p = K_m \cdot P_{зм}$ кВт	$Q_p = 1.1 \cdot Q_{зм}$ кВар	$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ кВА		
Шафа розподільча ПР-1																	
Електроспоживачі групи «Б» Кв ≥ 0.6																	
1	АПО газу	2	15	30	1	0.75	0.8	0.75	22.5	16.9							
2	Компресор	2	146	292	1	0.65	0.8	0.75	189.8	142.4							
3	Насос	2	25	50	1	0.8	0.8	0.75	40	30							
Всього по групі Б:		6	15-146	372	>3	2.2	0.8	0.75	252.3	189.3			252.3	189.3	315.4		
Всього по ПР-1		6	15-146	372	>3	2.2	0.8	0.75	252.3	189.3			253.3	189.3	315.4	479.8	1437
Шафа розподільча ПР-2																	
Електроспоживачі групи «А» Кв < 0.6																	
1	Кран-балка ПВ=25%	2	12.5	25	1	0.1	0.5	1.73	2.5	4.3							
2	Кран-балка ПВ=40%	2	15.8	31.6	1	0.1	0.5	1.73	3.2	5.5							
Всього по групі А:		4	12.5-15.8	56.6	<3	0.1	0.5	1.73	5.7	9.8	4	2.3	9.2	10.8	14.2		
Електроспоживачі групи «Б» Кв ≥ 0.6																	
1	Вентиляція	2	7.5	15	1	0.75	0.8	0.75	11.3	8.4			11.3	8.4	14.1		
Всього по групі Б:		2	7.5	15	1	0.75	0.8	0.75	11.3	8.4			11.3	8.4	14.1		
Всього по ПР-2:		6	7.5-15.8	71.6	<3	0.32	0.6	1.4	17	18.2			20.5	19.2	28.3	43.1	132.4
Шафа розподільча ПР-3																	
Електроспоживачі групи «Б» Кв ≥ 0.6																	
1	АПО газу	2	15	30	1	0.75	0.8	0.75	22.5	16.9							
2	Компресор	3	146	438	1	0.65	0.8	0.75	284.7	213.5							
3	Насос	3	25	75	1	0.8	0.8	0.75	60	45							
4	Вентиляція	1	12.5	12.5	1	0.75	0.8	0.75	9.4	7							
Всього по групі Б:		9	12.5-146	555.5	>3	0.73	0.8	0.75	376.6	282.4			376.6	282.4	470.7		
Всього по ПР-3:		9	12.5-146	555.5	>3	0.73	0.8	0.75	376.6	282.4			376.6	282.4	470.7	714.9	2194.9

продовження таблиці. 2.3

Шафа розподільча ПР-4																	
Електроспоживачі групи «А» Кв < 0.6																	
1	Ел. засувка	4	12	48	1	0.25	0.65	1.17	12	14							
2	Універсальний фрезерний верстат	2	6.6	13.2	1	0.2	0.6	1.33	2.6	3.5							
3	Зварювальний апарат	2	5	10	1	0.35	0.5	1.73	3.5	6							
Всього по групі А:		8	5-12	71.2	<3	0.26	0.6	1.35	18.1	23.5	7	2.1	14.7	25.9	29.8		
Електроспоживачі групи «Б» Кв ≥ 0.6																	
1	Вентиляція	2	5	10	1	0.75	0.8	0.75	7.5	5.6			7.5	5.6	9.4		
Всього по групі Б:		2	5	10	1	0.75	0.8	0.75	7.5	5.6			7.5	5.6	9.4		
Всього по ПР-4:		10	5-12	81.2	>3	0.36	0.64	1.23	25.6	29.1			22.2	31.5	39.2	59.3	237.3
Шафа розподільча ПР-5																	
Електроспоживачі групи «Б» Кв ≥ 0.6																	
1	АПО газу	2	15	30	1	0.75	0.8	0.75	24	18							
2	Компресор	3	146	438	1	0.65	0.8	0.75	284.7	213.5							
3	Насос	3	25	75	1	0.8	0.8	0.75	60	45							
4	Вентиляція	1	12.5	12.5	1	0.75	0.8	0.75	9.4	7							
Всього по групі Б:		9	12.5-146	555.5	>3	0.73	0.8	0.75	376.6	282.4			376.6	282.4	470.7		
Всього по ПР-5:		9	12.5-146	555.5	>3	0.73	0.8	0.75	376.6	282.4			376.6	282.4	470.7	714.9	2194.9
Загальне силове навантаження		40	5-146	1679.2			0.73	0.97	1048.1	801.4			1048.2	804.8	1324.3		
Електричне освітлення				82.5	Kco=0.95		0.95	0.33	78.4	25.9			78.4	25.9	82.5		
Всього по цеху		40	5-146	1761.7					1126.5	827.3			1126.5	827.3	1406.8	1489.1	6194.3

2.3 Розрахункове навантаження цеху

Розрахунок проведемо на основі встановленої потужності та коефіцієнта попиту.

Розрахункове навантаження (активне і реактивне) визначаються із співвідношень:

$$P_p = K_n \cdot P_{уст} \text{ і } Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

де P_p, Q_p – активна та реактивна потужності всіх цехових приймачів;

K_n – коефіцієнт попиту;

$\operatorname{tg} \varphi$ – береться за відповідним значенням коефіцієнта потужності.

Розрахункова активна потужність груп приймачів більше 1 кВ визначається за наведеними вище формулами і враховується окремо.

Наведено результати розрахунків у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Розрахункові навантаження по цехах.

№ за планом	Споживачі	Силове навантаження				
		$P_{вст},$ $кВт$	K_n	$\cos \varphi$	$tg\varphi$	$P_p,$ $кВт$
Споживачі до 1 кВ						
1	Контрольно-пропускний пункт	25.0	0.40	0.90	0.48	10.0
2	Столярна майстерня	60.0	0.55	0.85	0.62	33.0
3	Гараж	180.0	0.40	0.85	0.62	72.0
4	Склад	30.0	0.40	0.85	0.62	12.0
5	ГРС	36.0	0.50	0.75	0.88	18.0
6	Ремонтно-механічний цех	680.0	0.60	0.72	0.95	445.0
7	Вузол зв'язку	48.0	0.50	0.85	0.62	24.0
8	Котельня	180.0	0.65	0.70	1.02	117.0
9	Адміністративний блок	80.0	0.55	0.80	0.75	44.0
10	Їдальня	28.0	1.12	0.70	1.02	31.4
11	АПО газу 1	500.0	0.70	0.75	0.88	350.0
12	Компресорний цех 1	800.0	0.60	0.80	0.75	480.0
13	АПО газу 2	500.0	0.70	0.75	0.88	350.0
14	Компресорний цех 2	1679.2	-	0.80	0.75	1048.2
	Територія підприємства	0	-	-	-	0
	Всього по 0,4 кВ:	4826.2	-	-	-	3034.6
Споживачі електроенергії понад 1 кВ						
12	Компресорний цех 1	10000	0.60	0.80	0.75	6000
	Всього по 10 кВ:	10000	-	-	-	6000

продовження таблиці 2.4

№ за планом	Споживачі	Освітлювальне навантаження						Силове та освітлювальне навантаження		№ за планом
		$F,$ m^2	$P_{\text{нм}},$ Bm / m^2	$P_{\text{н.о}},$ kBm	K_n	$P_{\text{р.о}},$ kBm	$Q_{\text{р.о}},$ $kBAr$	$P_p + P_{\text{ро}},$ kBm	$Q_p + Q_{\text{р.о}},$ $kBAr$	$S_p,$ kBA
Споживачі електроенергії до 1 кВ										
1	Контрольно-пропускний пункт	300	17	5.1	0.90	4.6	1.5	14.6	6.3	15,9
2	Столярна майстерня	600	15	9.0	0.85	7.7	2.5	40.7	23.0	46,7
3	Гараж	800	15	12.0	0.60	7.2	2.4	79.2	47.0	92,1
4	Склад	1500	16	24.0	0.60	14.4	4.8	26.4	12.2	29,1
5	ГРС	1200	15	18.0	0.95	17.1	5.6	35.1	21.5	41,2
6	Ремонтно-механічний цех	2000	15	30.0	0.95	28.5	9.4	473.5	296.4	558,6
7	Вузол зв'язку	900	18	16.2	0.90	14.6	4.8	38.6	19.7	43,3
8	Котельня	600	15	9.0	0.95	8.6	2.8	125.6	122.2	175,2
9	Адміністративний блок	1904	20	38.1	0.90	34.3	11.3	78.3	44.3	89,9
10	Їдальня	2100	19	39.9	0.95	37.9	12.5	69.3	44.5	82,4
11	АПО газу 1	900	15	13.5	0.90	12.2	4.0	362.2	312.0	478,1
12	Компресорний цех 1	5500	15	82.5	0.95	78.4	25.9	558.4	385.9	678,8
13	АПО газу 2	900	15	13.5	0.90	12.2	4.0	362.2	312.0	478,1
14	Компресорний цех 2	5500	15	82.5	0.95	78.4	25.9	1126.6	830.7	1399,7
	Територія заводу	78033	0.16	12.5	1	12.5	4.1	12.5	4.1	13,2
Разом по 0,4 кВ:		$F_{\text{ц}} =$ 24704	-	308.87	-	368.6	121.5	3403.2	2481.8	4222.3
Споживачі більше 1 кВ										
12	Компресорний цех 1	-	-	-	-	-	-	6 000	4 500	7 500
Разом по 10 кВ:								6 000	4 500	7 500

Приклад розрахунку контрольно-пропускний пункт:

$$P_{\text{усм}} = 25 \text{ кВт}$$

$$K_n = 0,4$$

$$\text{tg} \varphi = 0,48$$

Розрахункова активна та реактивна потужності:

$$P_p = K_n \cdot P_{\text{усм}} = 0,4 \cdot 25 = 10 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg} \varphi = 10 \cdot 0,48 = 4,8 \text{ кВАр}$$

Номінальне значення освітлювального навантаження споживачів будівлі визначається питомою густиною освітлювального навантаження і площею цеху:

$$P_{ном.о} = P_{пит.о} \cdot F_{ц} = 0,017 \cdot 115 = 2 \text{ кВт}$$

де $F_{ц} = 300 \text{ м}^2$ - площа майстерні;

$P_{пит.о} = 0,017 \text{ кВт} / \text{м}^2$ – питома густина освітлювального навантаження.

Розрахункове навантаження приймачів цехового освітлення визначається номінальною потужністю і коефіцієнтом споживання:

$$P_{р.о} = K_{но} \cdot P_{ном.о} = 0,9 \cdot 2 = 1,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{р.о} = P_{р.о} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 1,8 \cdot 0,33 = 0,6 \text{ кВАр}$$

де $K_{но} = 0,9$ - коефіцієнт попиту,

$\operatorname{tg} \varphi_0 = 0,33$ - для люмінесцентних ламп.

Загальна максимальна потужність:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{р.о})^2 + (Q_p + Q_{р.о})^2} = \sqrt{(10 + 1,8)^2 + (4,8 + 0,6)^2} = 12,9 \text{ кВА}$$

Для зручності результати розрахунків наведемо окремо.

до 1 кВ:

$$\sum P_p^H = 3034,6 \text{ кВт} \quad \sum Q_p^H = 2360,3 \text{ кВАр}$$

$$\sum P_{р.о} = 368,6 \text{ кВт} \quad \sum Q_{р.о} = 121,5 \text{ кВАр}$$

вище 1 кВ:

$$\sum P_p^B = 6000 \text{ кВт} \quad \sum Q_p^B = 4500 \text{ кВАр}$$

Загальна потужність підприємства на шинах напругою до 1 кВ за зміну з максимальним навантаженням:

$$S_p^H = \sqrt{(\sum P_p^H + \sum P_{р.о})^2 + (\sum Q_p^H + \sum Q_{р.о})^2} = \sqrt{(10 + 1,8)^2 + (4,8 + 0,6)^2} = 12,9 \text{ кВА}$$

Приблизні втрати потужності в трансформаторах та мережі можна визначити за формулами:

$$\Delta P_{тр} = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 4222,3 = 84,5 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot S_p^H = 0,1 \cdot 4222,3 = 422,2 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{\text{л}} = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 4222,3 = 126,7 \text{ кВт}$$

де $\Delta P_{\text{л}}$ – втрати активної потужності в трансформаторах, кВт;

ΔQ_{mp} – втрати реактивної потужності в трансформаторах, кВА;

$\Delta P_{\text{л}}$ – значення втрат активної потужності в лінії, кВт.

Значення сумарної активна, реактивна і сумарна розрахункова потужність з урахуванням втрат в лініях і цехових трансформаторах.

$$\begin{aligned} P_{p\Sigma} &= (\sum P_p^H + \sum P_p^B) \cdot K_{p.m} + P_{p.o} + \Delta P_{mp} + \Delta P_{\text{л}} = \\ &= (3034,6 + 6000,0) \cdot 0,95 + 368,6 + 84,5 + 126,7 = 9162,7 \text{ кВт} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{p\Sigma} &= (\sum Q_p^H + \sum Q_p^B) \cdot K_{p.m} + Q_{p.o} + \Delta Q_{mp} = \\ &= (2360,3 + 4500,0) \cdot 0,95 + 121,5 + 422,2 = 7061,0 \text{ кВАр} \end{aligned}$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{(9162,7)^2 + (7061,0)^2} = 11567,8 \text{ кВА}$$

де $K_{p.m} = 0,9 \div 0,95$ – коефіцієнт різночсності максимального навантаження.

Орієнтовні втрати потужності в трансформаторах:

$$\Delta P_{mp.ГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 11567,8 = 231,3 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mp.ГПП} = 0,10 \cdot S_{p\Sigma} = 0,10 \cdot 11567,8 = 1156,7 \text{ кВАр}$$

де $\Delta P_{mp.ГПП}$ – втрати активної потужності, кВт;

$\Delta Q_{mp.ГПП}$ – втрати реактивної потужності в ГПП, кВА.

Визначаємо розрахункову сумарну потужність з боку вищої напруги трансформаторів:

$$\begin{aligned} S_{p \text{ ГПП}} &= \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{mp.ГПП})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{mp.ГПП} - Q_{\text{ку}})^2} = \\ &= \sqrt{(9162,7 + 231,3)^2 + (7061,0 + 1156,7)^2} = \\ &= \sqrt{(9394,0)^2 + (8217,7)^2} = 12479,9 \text{ кВАр} \end{aligned}$$

Існуючий розрахунок навантаження підприємства не враховує вплив компенсації реактивної потужності. Для уточнення розрахунку необхідно визначити робочий режим ліній електропередач, зокрема, рівень напруги. Вибір

номінальної напруги електромережі залежить від споживаної активної потужності. Згідно з типовими рекомендаціями, для потужностей до 10 МВА рекомендується напруга 35 кВ, а для діапазону 10-120 МВА – 110 кВ. Для більш точного визначення економічно обґрунтованого значення напруги лінії електропередач застосовується формула Іларіонова:

$$U_{ек} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_p}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{2,5} + \frac{2500}{9,394}}} = 46,3 \text{ кВ}$$

де $L = 2,5 \text{ км}$ - довжина ЛЕП;

$U_{ек}$ - економічне значення напруги, кВ.

Враховуючи рекомендації, приймаємо напругу ЛЕП.

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$$

Реактивна потужність, яка подається в мережу від системи:

$$Q_e = \alpha \cdot P_p = 0,24 \cdot 9394,0 = 2254,6 \text{ кВАр}$$

де α - значення розрахункового коефіцієнта, що відповідає значенню середніх умов передачі реактивної потужності в мережі системи.

Орієнтовне значення потужності компенсаційних пристроїв:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_e = 8217,7 - 2254,6 = 5963,1 \text{ кВАр}$$

Загальна обчислювальна потужність з урахуванням компенсації реактивної потужності:

$$\begin{aligned} S_{р ГПП} &= \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{ку})^2} = \sqrt{9394,0^2 + (8217,7 - 5963,1)^2} = \\ &= \sqrt{9394,0^2 + (2254,6)^2} = 9660,8 \text{ кВАр} \end{aligned}$$

Точне визначення потужності компенсаційних пристроїв дозволить нам уточнити загальну розрахункову потужність підприємства, що забезпечить більш точні розрахунки при проектуванні та експлуатації електроустановок.

2.4 Картограма навантажень підприємства та визначення центру електричних навантажень.

Для визначення оптимального розташування головної понижувальної підстанції (ГПП) на генеральному плані підприємства будується картограма електричних навантажень. Ця картограма являє собою графічне зображення розподілу електричних навантажень по території підприємства. Навантаження кожного цеху умовно зображається колом, діаметр якого пропорційний величині навантаження. Навантаження потужністю до 1 кВт і понад 1 кВт відображаються різними кольорами або штрихуванням. Освітлювальне навантаження зображується у вигляді секторів кола. Отримана картограма накладається на генеральний план підприємства для візуального аналізу і визначення найбільш раціонального місця розташування ГПП.

Приклад розрахунку (СРР):

$$S_p = 15,9 \text{ кВА}$$

$$S_{p.o} = \sqrt{P_{p.o}^2 + Q_{p.o}^2} = \sqrt{4,6^2 + 1,5^2} = 4,8 \text{ кВА}$$

$$x = 77.5$$

$$y = 0 \text{ мм}$$

Радіус кола силового навантаження:

$$r = \sqrt{\frac{S_{p.i}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{15.9}{3.14 \cdot 0.25}} = \sqrt{12.4815} = 3.53$$

де $S_{p.i}$ - загальна розрахункова потужність і-го цеху, кВА;

$m = 0.25 \text{ кВАр} / \text{мм}^2$ - шкала для визначення площі кола до 1 кВт;

$m = 0.5 \text{ кВАр} / \text{мм}^2$ - масштаб для визначення площі кола вище 1 кВт;

Кут навантаження освітлення будинку:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot S_{p.o}}{S_p} = \frac{360^\circ \cdot 4.8}{15.9} = 108.7^\circ$$

Отже

$$S_p \cdot x = 15.9 \cdot 77.5 = 1232.3 \text{ кВА} \cdot \text{мм},$$

$$S_p \cdot y = 15.9 \cdot 0 = 0 \text{ кВА} \cdot \text{мм}$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахунок електричних навантажень

№	Найменування цеху	$S_{p.i}$ кВт	$S_{p.i}$ кВА	r мм	α град	x_i м	y_i м	$S_{p.i} \cdot x_i$ кВА · м	$S_{p.i} \cdot y_i$ кВА · м
Споживачі до 1 кВ									
1	КПП	4.8	15.9	4.5	108.7	77.5	0	1232.3	0.0
2	Столярна майстерня	8.1	46.7	7.7	62.4	9.5	10.0	443.7	467.0
3	Гараж	7.6	92.1	10.8	29.7	10.5	47.0	967.1	4328.7
4	Склад	15.2	29.1	6.1	188.0	15.0	112.0	436.5	3259.2
5	ГРС	18.0	41.2	7.2	157.3	57.5	85.5	2369.0	3522.6
6	Ремонтно-механічний цех	30.0	558.6	26.7	19.3	82.5	30.5	46084.5	17037.3
7	Вузол зв'язку	15.4	43.3	7.4	128.0	150.0	81.5	6495.0	3529.0
8	Котельня	9.0	175.2	14.9	18.5	192.0	45.0	33638.4	7884.0
9	Адміністративний блок	36.1	89.9	10.7	144.6	235.0	22.5	21126.5	2022.8
10	Їдальня	39.9	82.4	10.2	174.3	315.5	12.5	25997.2	1030.0
11	АПО газу 1	12.8	478.1	24.7	9.6	210.0	189.0	100401.0	90360.9
12	Компресорний цех 1	82.6	678.8	29.4	43.8	116.5	128.0	79080.2	86886.4
13	АПО газу 2	12.8	478.1	24.7	9.6	254.0	189.0	121437.4	90360.9
14	Компресорний цех	82.6	1399.7	42.2	21.2	235.0	128.0	328929.5	179161.6
Споживачі понад 1 кВ									
14	Компресорний цех	-	7500	69.1	-	116.5	128.0	873750	960000
Разом:		-	8899.7	-	-	-	-	1642388.2	1449850.3

Координати центру електронавантаження:

$$x_0 = \frac{\sum (S_{p.i} \cdot x_i)}{\sum S_{p.i}} = \frac{1642388}{8899.7} = 184.5 \text{ мм}$$

$$y_0 = \frac{\sum (S_{p.i} \cdot y_i)}{\sum S_{p.i}} = \frac{1449850.3}{8899.7} = 162.9 \text{ мм}$$

Оскільки центр знаходиться в районі розташування цехів, розташування ГПП переміщується на відкриту територію. Тоді нові координати ЦЕН:

$$x = 200 \text{ мм}, \quad y = 115 \text{ мм}$$

Картограма навантаження наведена на рис. 2.5.

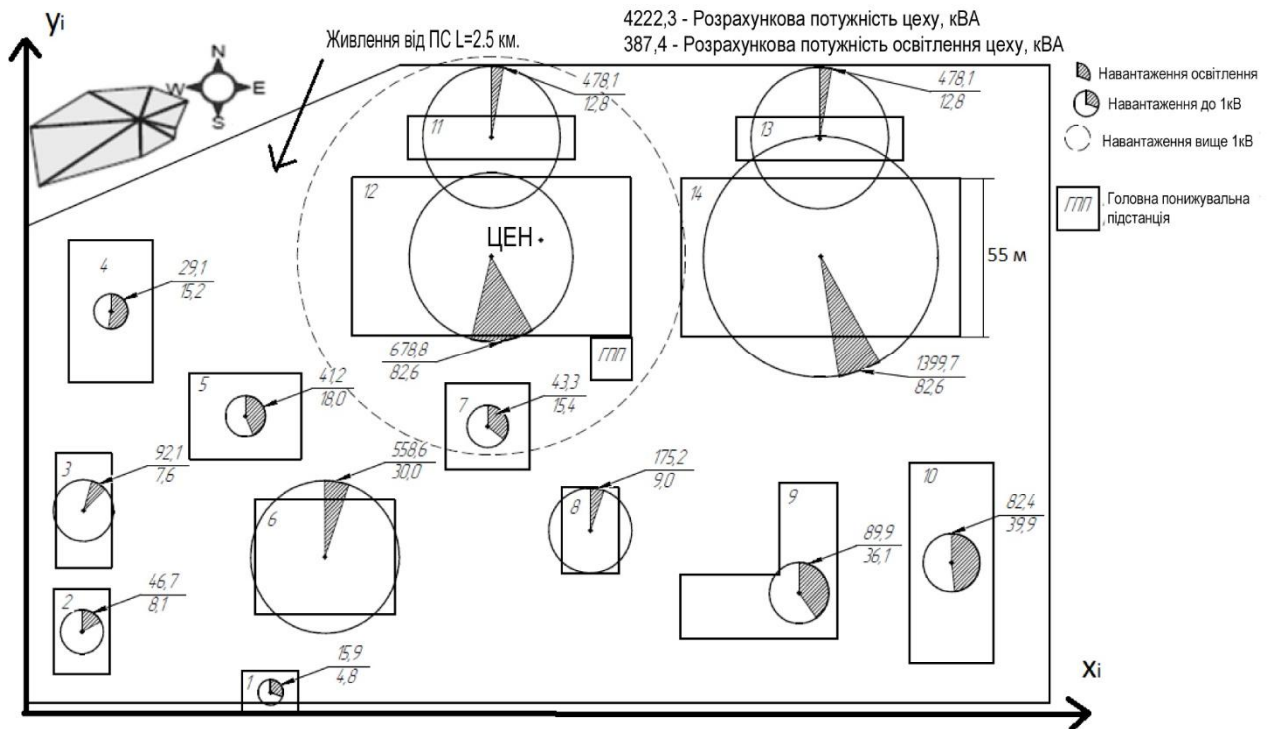


Рисунок 2.5 – Картограма електричного навантаження

2.5 Вибір кількості та потужності цехових трансформаторів

При проектуванні електропостачання великих промислових підприємств номінальна потужність трансформаторів, які встановлюються в межах одного цеху, визначається на основі розрахункової щільності навантаження і обирається однаковою для всіх трансформаторів цієї групи з метою забезпечення оптимального режиму роботи електроустановок. Питома щільність:

$$\sigma = \frac{S_p^H}{F_{\text{цехів}}} = \frac{4222,3}{24704} = 0,171 \text{ кВА} / \text{м}^2$$

Ми приймаємо $S_{\text{ном.тр}} = 630 \text{ кВА}$.

Таблиця 2.6 – Дані трансформатора

Тип	$S_{ном}$ МВА	$U_{ВН}$ кВ	$U_{НН}$ кВ	P_{xx} кВт	Q_{xx} кВАр	$P_{кз}$ кВт	$Q_{кз}$ кВАр	U_k %	I_{xx} %
ТМ-630/10	0,63	10,0	0,4	1,56	12,6	8,5	34,7	5,5	2,00

Мінімальна к-сть цехових трансформаторів.

$$n_{mp,0} = \frac{\sum (P_p^H + P_{p.o})}{\beta_{mp} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{3403,2}{0,7 \cdot 630} = 7,17$$

Приймаємо $n_{mp} = 8$.

Значення активного навантаження трансформатора:

$$P_1 = \frac{\sum (P_p^H + P_{p.o})}{n_{mp}} = \frac{3403,2}{8} = 425,4 \text{ кВт}$$

Кількість трансформаторів для встановлення в цехах:

$$n_{mp,i} = \frac{\sum (P_p^H + P_{p.o})}{P_1} = \frac{14,6}{425,4} = 0,034 \text{ шт}$$

Завантаження поєднані таким чином, щоб ТП були оптимально завантажені, а кількість трансформаторів було в межах розрахункової кількості трансформаторів.

Результати розрахунків наведено в табл. 2.7.

На основі розрахунків і груп навантажень згідно генерального плану підприємства виконуємо розташування ЦТП, табл. 2.8, рис. 2.6.

Таблиця 2.7– Кількість трансформаторів в цехах підприємства.

№	Найменування об'єкта	$P_p^H + P_{p.o}$, кВт	Кількість трансформаторів, шт
1	КПП	14,6	0,034
2	Столярна майстерня	40,7	0,096
3	Гараж	79,2	0,186
4	Склад	26,4	0,062
5	ГРС	35,1	0,083
6	Ремонтно-механічний цех	473,5	1,113
7	Вузол зв'язку	38,6	0,091
8	Котельня	125,6	0,295

9	Адміністративний блок	78,3	0,184
10	Їдальня	69,3	0,163
11	АПО газу 1	362,2	0,851
12	Компресорний цех 1	558,4	1,313
13	АПО газу 2	362,2	0,851
14	Компресорний цех 2	1126,6	2,648

Таблиця 2.8 – Розподіл електричного навантаження по РП.

Найменування РП та к-сть трансформаторів	Споживачі	Сумарна потужність, кВт	Місце розташування
ТП - 1	1. 2. 3. 4. 5. 6	1.574	Цех 6
ТП - 2	7. 8. 9. 10. 12	1.476	Цех 12
ТП - 3	11. 14	2.175	Цех 14
ТП - 4	13. 14	2.175	Цех 14

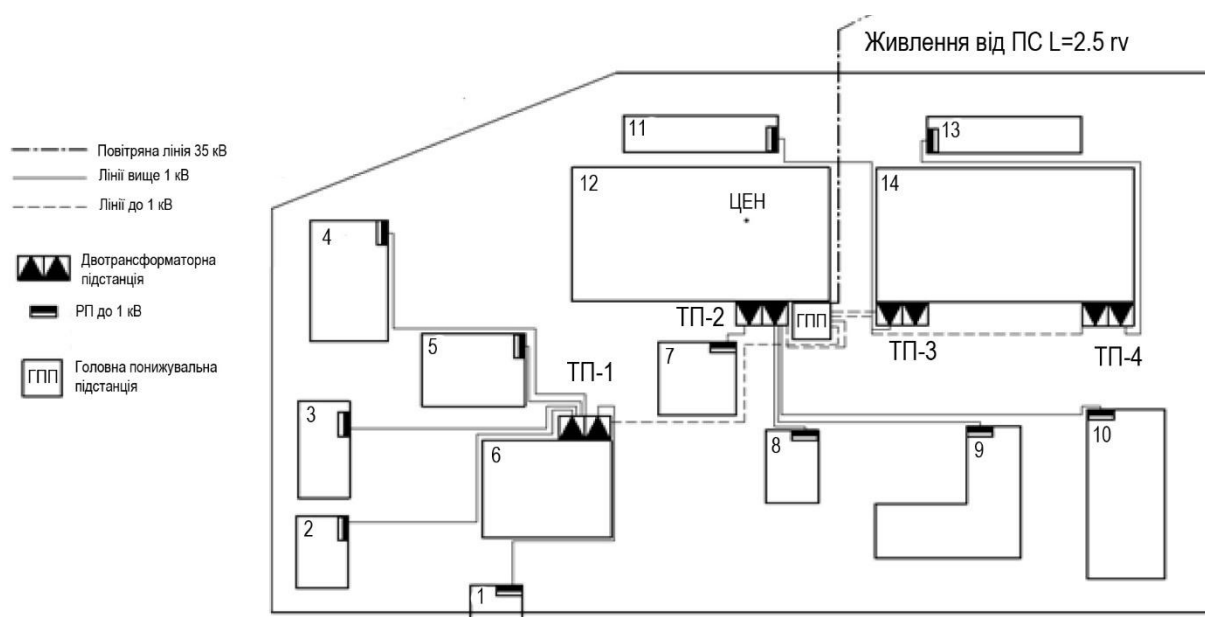


Рисунок 2.6 – Попереднє розташування трансформаторних підстанцій

2.6 Розрахунок компенсації реактивної потужності

При виборі пристроїв для компенсації реактивної потужності ключовими факторами є кількість встановлених трансформаторів, співвідношення синхронних та асинхронних електродвигунів, а також наявність навантажень

понад 1 кВ. Ці параметри визначають необхідну потужність та тип компенсаційних пристроїв..

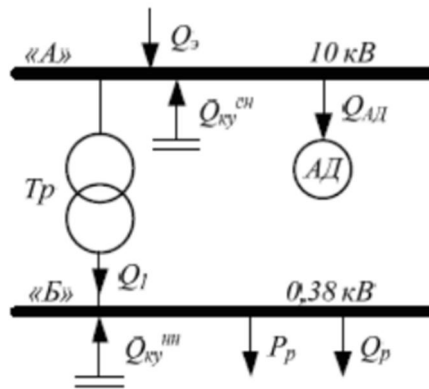


Рисунок 2.7 – Розподіл реактивної потужності.

Значення асинхронного навантаження:

$$Q_{ad} = 4500 \text{ кВАр}$$

Найбільше значення реактивної потужності, яку можна передати з мережі вище 1 кВ до 1 кВ

$$Q_1 = \sqrt{(N_{tr} \cdot \beta \cdot s_{ном.тр})^2 - (P_p^H + P_{p.o})^2} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - (3403,2)^2} = 930,1 \text{ кВАр}$$

Баланс реактивної потужності:

$$Q_A = Q_e - Q_{ad} - Q_1 = 2254,6 - 4500,0 - 930,1 = -3175,5 \text{ кВАр}$$

Значення потужності конденсаторних блоків по напрузі понад 1 кВ

$$Q_{КУ.розрах}^{CH} = Q_1 + Q_{ad} - Q_e = 930,1 + 4500,0 - 2254,6 = 3175,5 \text{ кВАр}$$

Значення повної реактивної потужності, вироблене конденсаторною установкою

$$Q_{КУ} = \left(\frac{U_{ном}^{CH}}{U_{ном.КУ}} \right)^2 \cdot Q_{ном.КУ} = \left(\frac{10,0}{10,5} \right)^2 \cdot 675 = 612,2 \text{ кВАр}$$

Потрібна кількість ККУ для встановлення на стороні СН

$$n_{КУ.розрах} = \frac{Q_{КУ.розрах}^{CH}}{Q_{КУ}} = \frac{3175,5}{612,2} = 5,2 \text{ шт}$$

Ми приймаємо $n_{КУ} = 6$

Сумарна реактивна потужність, яка генерується КУ

$$Q_{KV}^{сн} = Q_{KV} \cdot n_{KV} = 612,2 \cdot 6 = 3673,5 \text{ кВАр}$$

Баланс реактивної потужності

$$Q_B = Q_1 - Q_{p.н} = 930,1 - 2481,8 = -1551,7 \text{ кВАр}$$

Значення потужності конденсаторних блоків по напрузі. 0,4 кВ

$$Q_{KV}^{нн.розрах} = Q_{p.н} - Q_1 = 2481,8 - 930,1 = 1551,7 \text{ кВАр}$$

Сумарна реактивна потужність, яка генерується КУ

$$Q_{KV} = \left(\frac{U_{нн}}{U_{ном.КУ}} \right)^2 \cdot Q_{ном.КУ} = \left(\frac{0,38}{0,38} \right)^2 \cdot 150 = 150 \text{ кВАр}$$

Необхідна кількість ККУ для встановлення на стороні НН

$$n_{KV.розрах} = \frac{Q_{KV.розрах}^{нн}}{Q_{KV}} = \frac{1551,7}{150,0} = 10,3 \text{ шт}$$

Ми приймаємо $n_{KV} = 11$

Загальна вироблена реактивна потужність ККУ

$$Q_{KV}^{нн} = Q_{KV} \cdot n_{KV} = 150,0 \cdot 11 = 1650 \text{ кВАр}$$

Загальна вироблена потужність КУ

$$Q_{KV} = Q_{KV}^{сн} + Q_{KV}^{нн} = 3673,5 + 1650 = 5323,5 \text{ кВАр}$$

Розрахункова загальна потужність підприємства:

$$S_{p \text{ ГПП}} = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{KV})^2} = \sqrt{9394,0^2 + (8217,7 - 5323,5)^2} = 9829,7 \text{ кВАр}$$

2.7 Розробка схеми зовнішнього електропостачання

Система зовнішнього електропостачання складається з двох незалежних блоків, кожен з яких обладнаний своїм вимикачем. Між цими блоками передбачена неавтоматична перемичка.

У разі виникнення неполадки в трансформаторі, система захисту автоматично відключить вимикачі як на високовольтній, так і на низьковольтній стороні трансформатора. Для забезпечення безперебійного

електропостачання секційний вимикач на низьковольтній стороні переключиться на резервну секцію.

Для проведення ремонтних робіт на трансформаторі або вимикачах передбачена ремонтна перемичка. Вона дозволяє з'єднати обидві живильні лінії, забезпечуючи тим самим безперебійну роботу системи під час ремонтних робіт. При цьому послідовність операцій є наступною: спочатку включається ремонтна перемичка, а потім вимикаються елементи, що підлягають ремонту. Схема представлена на рис. 2.8.

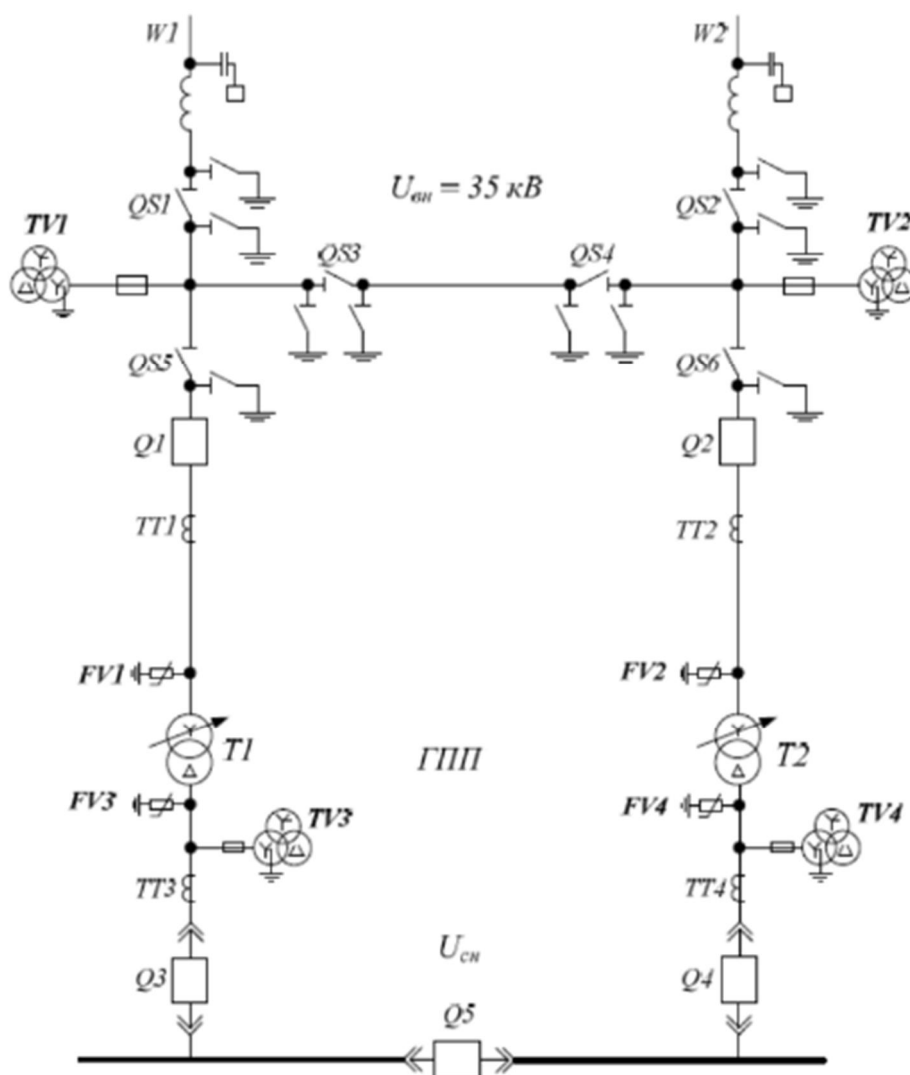


Рисунок 2.8 – Схема зовнішнього живлення.

2.8 Розрахунок потужності силових трансформаторів ГПП

Значення потужності трансформатора буде підбрано з врахуванням відомого добового графіку електричних навантажень підприємства, рис. 2.9.

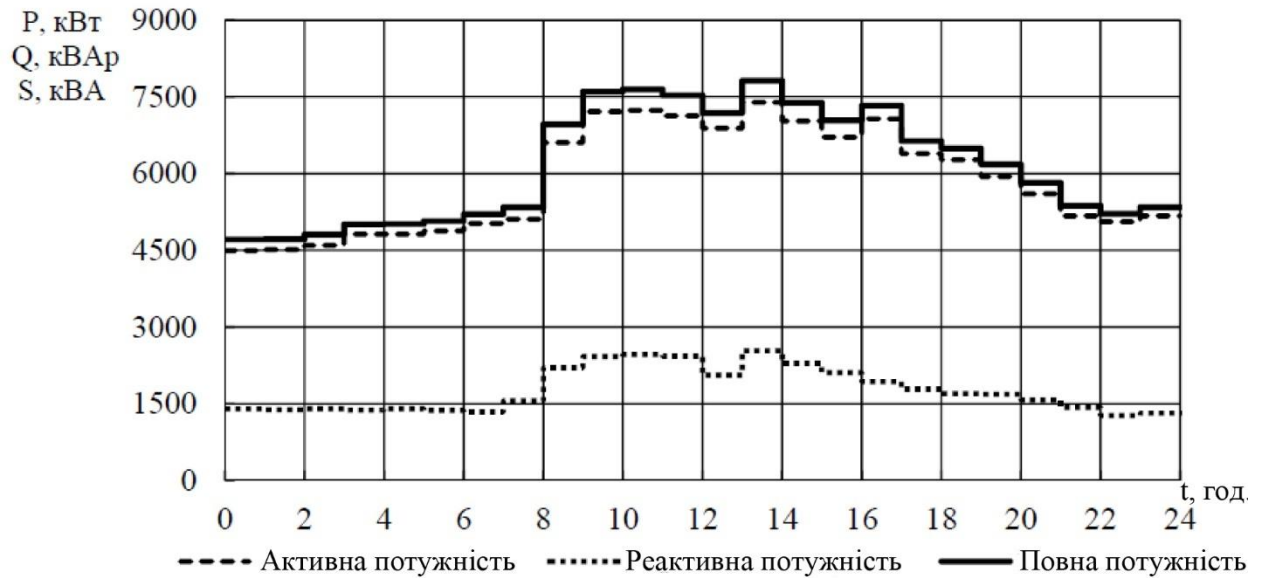


Рисунок 2.9 – Добовий графік підприємства.

З графіку можна визначити:

$$S_{\max} = 7815.5 \text{ кВА}$$

Споживана протягом активна і реактивна енергія

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = 141095.4 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$V = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = 42438.9 \text{ кВАр} \cdot \text{год}$$

Середнє за робочий день навантаження

$$S = \frac{\sqrt{W^2 + V^2}}{24} = \frac{\sqrt{141095.4^2 + 42438.9^2}}{24} = 6138.2 \text{ кВА}$$

Ми перебудуємо добовий графік навантаження, в річний графік за тривалістю (рис. 2.10)

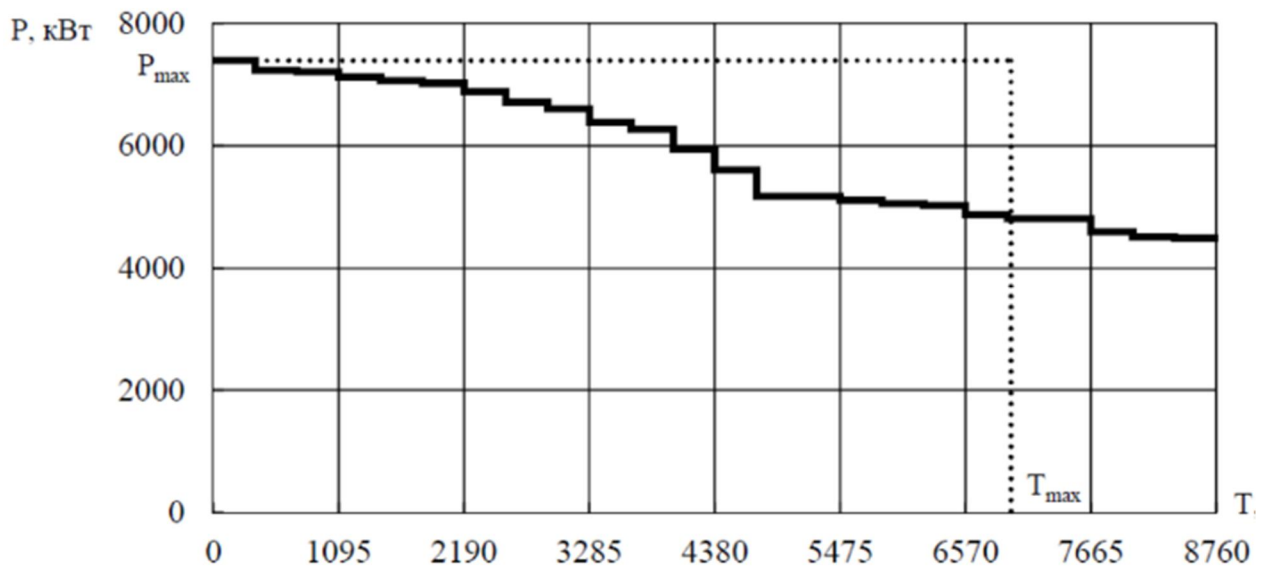


Рисунок 2.10 – Річний графік навантаження по тривалості

Кількість електроенергії, що споживається за рік.

$$W_{\text{рік}} = 51499810,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Кількість годин використання максимуму навантаження

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} = \frac{51499810,9}{7392,2} = 6966,8 \text{ год}$$

Час максимальних втрат

$$\tau_{\text{max}} = (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6966,8 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 5899,9 \text{ год}$$

Відбір трансформаторів згідно перевантажувальної здатності здійснюється за максимальна тривалість навантаження t_{max} і коефіцієнт заповнення графіку завантаження $k_{\text{зан.гр}}$, що визначається добовим графіком

$$k_{\text{зан.гр}} = \frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{max}}} = \frac{6139,2}{7815,5} = 0,79$$

Максимальна тривалість навантаження добового графіка навантаження:

$$t_{\text{max}} = 4 \text{ год}$$

Допустима кратність навантаження трансформатора з врахуванням коефіцієнту заповнення графіка і тривалості максимального навантаження:

$$k_{\text{нав}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном.тр}}} = 1,08$$

Номинальна потужність трансформаторів.

$$S_{тр.розр} = \frac{S_{\max}}{k_{нав}} = \frac{7815,5}{1,08} = 7236,6 \text{ кВА}$$

Приймаємо до установки в ППП. по два силових трансформатора

$$S_{ном.тр.1} = 6300 \text{ кВА}$$

$$S_{ном.тр.2} = 10000 \text{ кВА}$$

1) коефіцієнт навантаження

$$\beta = \frac{S_{\max}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр.1}} = \frac{7815,5}{2 \cdot 6300} = 0,62$$

Перевіряємо встановлену потужність в післяаварійному режимі, коли один із трансформаторів відключено

$$1,4 \cdot S_{ном.тр.1} = 1,4 \cdot 6300 = 8820,0 \text{ кВА}$$

$$k_{I-II} \cdot S_{\max} = 0,91 \cdot 7815,5 = 7115,9 \text{ кВА}$$

Вибрана потужність трансформатора гарантує електропостачання як в штатному, так і післяаварійному режимі:

2) коефіцієнт завантаження

$$\beta = \frac{S_{\max}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр.2}} = \frac{7815,5}{2 \cdot 10000} = 0,39$$

Перевіримо встановлену потужність трансформатора в післяаварійному режимі, коли один із трансформаторів відключено

$$1,4 \cdot S_{ном.тр.2} = 1,4 \cdot 10000 = 14000,0 \text{ кВА}$$

$$k_{I-II} \cdot S_{\max} = 0,91 \cdot 7815,5 = 7115,9 \text{ кВА}$$

Отже, вибрана потужність трансформаторів забезпечить електропостачання як у звичайному та і в післяаварійному режимі.

Таблиця 2.9– Характеристики трансформатора

Тип	$S_{ном}$ МВА	$U_{ВН}$ кВ	$U_{НН}$ кВ	P_{xx} кВт	Q_{xx} кВАр	$P_{кз}$ кВт	$Q_{кз}$ кВАр	$U_{к}$ %	I_{xx} %
ТМН-6300/35	6,3	35,0	6,3; 11	9,2	56,7	46,5	472,5	7,5	0,90
ТМН-10000/35	10,0	36,75	6,3; 10,5	14,5	80,0	65,0	750,0	7,5	0,80

2.9 Вибір перерізу лінії живлення ГПП

Вибір проводиться згідно економічної густини струму повітряної лінії електропередачі

Розрахунковий струм

$$I_{розр} = \frac{n_{тр} \cdot S_{тр.ГПП}}{n_{\phi} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 6300}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 103,9 \text{ А}$$

Значення розрахункового струму в післяаварійному режимі

$$I_{розр.н/ав} = \frac{n_{тр} \cdot S_{тр.ГПП}}{(n_{\phi} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 6300}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 207,8 \text{ А}$$

Економічний перетин

$$F_{ек} = \frac{I_{розр}}{j_{ек}} = \frac{103,9}{1,0} = 103,9 \text{ мм}^2$$

$$I_{розр.н/ав} < 1,3 \cdot I_{доd} = 1,3 \cdot 390 = 507,0 \text{ А}$$

- Перевірка за станом механічної стійкості: відповідно до ПУЕ повітряні ЛЕП напругою 35 кВ і вище, які побудовані на двоколових опорах з використанням сталесалюмінієвих дротів, повинен мати перетин менше 120 мм^2

.

- Допустимі втрата напруги

$$L_{доd} < L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{доd} \cdot \frac{I_{доd}}{I_{розр}} = 2,05 \cdot 5 \cdot \frac{390}{103,9} > L_{факт} = 2,5 \text{ км}$$

де $\Delta U_{доd} = 5\%$ – допустиме значення втрат напруги;

$L_{\text{доп}}$ - дозволена довжина ЛЕП, км;

$L_{\text{факт}}$ - фактична довжина лінії, км;

$L_{\Delta U 1\%} = 2,05$ - довжина ЛЕП при повному навантаженні, де втрата напруги рівна 1%.

Розрахунок за другим варіантом. зведено до таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 - Вибір ділянки живильної лінії.

$U_{\text{ном}}$ кВ	Тр-р	$I_{\text{розр}}$ А	$I_{\text{розр.п/ав}}$ А	$F_{\text{ек}}$ мм^2	Марка дроту	$I_{\text{доп}}$ А	$1,3 \cdot I_{\text{доп}}$ А	$L_{\text{доп}}$ км	$L_{\text{факт}}$ км
35	ТМН-6300/35	103,9	207,8	103,9	АС 120/19	390,0	507,0	38,5	2,5
	ТМН-10000/35	165,0	329,9	165,0	АС 150/24	450,0	585,0	29,9	

Найоптимальнішим варіантом є трансформатори потужністю 6300 кВА.

2.10 Схема мережі вище 1 кВ

Розподільча мережа більше 1 кВ на території підприємства здійснюється трьохжильними кабелями марки АВББШв. (дріт з алюмінієвими жилами, оболонка із вулканізованого поліетилену, броньована, зовнішня кришка з полівінілхлоридного шлангу) з розміщення мостакади. Двигуни високої напруги живляться кабельними лініями однієї марки з прокладкою естакадами

Спрощена схема електропостачання ЦТП наведена на рис. 2.11.

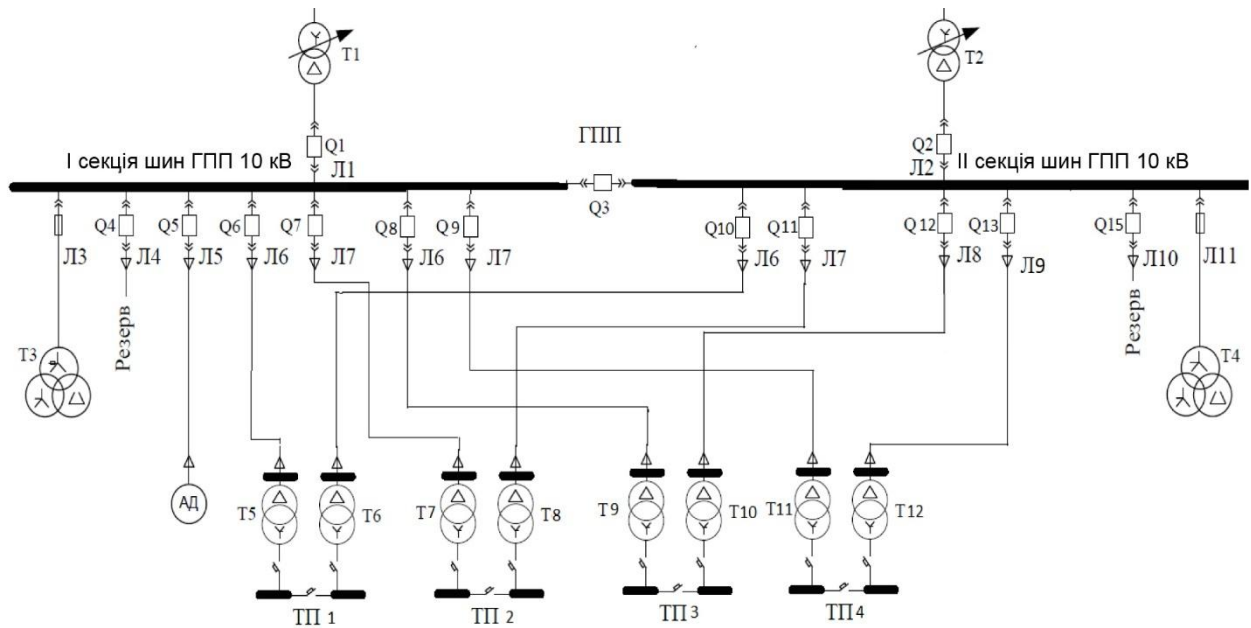


Рисунок 2.11 – Спрощена схема електропостачання цехових підстанцій і струмоприймачів високої напруги

Розрахунковий струм:

$$I_{розр} = \frac{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}}{n_{\ell} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 630}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ A}$$

де $S_{ном.тр}$ – номінальна потужність трансформатора цеху, кВА;

$n_{тр}$ – кількість трансформаторів, од;

n_{ℓ} – кількість кіл лінії, шт.

Струм післяаварійного режиму

$$I_{розр.н/ав} = \frac{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}}{(n_{\ell} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 630}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 72,7 \text{ A}$$

Економічний перетин під час роботи підприємства $T_{\max} > 5000 \text{ год / рік}$ і силові кабелі з алюмінієвими жилами визначається економічною щільністю струму $j_{ек} = 1,2 \text{ A / мм}^2$.

$$F_{ек} = \frac{I_{розр}}{j_{ек}} = \frac{36,4}{1,2} = 30,3 \text{ мм}^2$$

Вибираємо кабель найближчого стандартного перетинумарки АВБбШв

$$F = 35 \text{ мм}^2 \text{ з } I_{доd} = 90 \text{ A}.$$

Вибір перевіримо згідно допустимого навантаження та умов нагріву у нормальному режимі і з врахуванням допустимого навантаження післяаварійного режиму

$$I'_{\text{доо}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доо}} = 1,00 \cdot 90 = 90,0 \text{ A} > I_{\text{розр}} = 36,4 \text{ A}$$

де $K_{\text{пр}} = 1,00$ - коефіцієнт прокладання при прокладанні кабельних ліній естакадами;

$$1,3 \cdot I'_{\text{доо}} = 1,3 \cdot 90 = 117,0 \text{ A} > I_{\text{розр.п/ав}} = 72,7 \text{ A}$$

Вибраний перетин відповідає усім умовам.

Розрахунковий струм на одне коло

$$I_{\text{розр}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.8} = 721.6 \text{ A}$$

де $P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність двигуна, кВт.

Економічний перетин протягом часу роботи підприємства з $T_{\text{max}} > 5000 \text{ год / рік}$ кабелі з алюмінієвими жилами визначається на 1 економічна щільність струму $j_{\text{ек}} = 1,2 \text{ A / мм}^2$

$$F_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{розр}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{721.6}{1,2} = 601.4 \text{ мм}^2$$

Виберемо кабель найближчого стандартного січення марки АВБбШв

$$F = 2 \times 400 \text{ мм}^2 \text{ з } I_{\text{доо}} = 880 \text{ A}.$$

Вибраний кабель перевіряється відповідно до допустимого навантаження умов нагріву в звичайному режимі:

$$I'_{\text{доо}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доо}} = 1,00 \cdot 880 = 720,0 \text{ A} > I_{\text{розр}} = 721.6 \text{ A}$$

де $K_{\text{пр}} = 1,00$ - коефіцієнт прокладання при прокладанні кабельних ліній естакадами;

Вибраний кабель відповідає вимогам.

Подальший розрахунок зведемо до табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Вибір перерізу провідників мережі понад 1 кВ.

Ділянка	Потужність ділянки, кВА	$n_{\text{ц}}$ шт	$U_{\text{ном}}$ кВ	L км	Розрахункове навантаження		$F_{\text{ек}},$ мм^2	Спосіб прокладки	$K_{\text{пр}}$	Марка і січення
					$I_{\text{розр}}$ А	$I_{\text{розр.ав}}$ А				
ГПП – ТП1	1260,0	2	10	0,125	36,4	72,7	30,3	Естакади	1,0 0	АВБШВ - 2 (3х35)
ГПП – ТП2	1260,0	2	10	0,020	36,4	72,7	30,3		1,0 0	АВБШВ - 2 (3х35)
ГПП – ТП3	1260,0	2	10	0,015	36,4	72,7	30,3		1,0 0	АВБШВ - 2 (3х35)
ГПП – ТП4	1260,0	2	10	0,095	36,4	72,7	30,3		1,0 0	АВБШВ - 2 (3х35)
ГПП – АД	13000,0	1	10	0,010	721,6	–	604,4		1,0 0	АВБШВ - 2 (3х400)

Обрана схема розподілу електричної енергії на території підприємства представлена на рис 2.12.

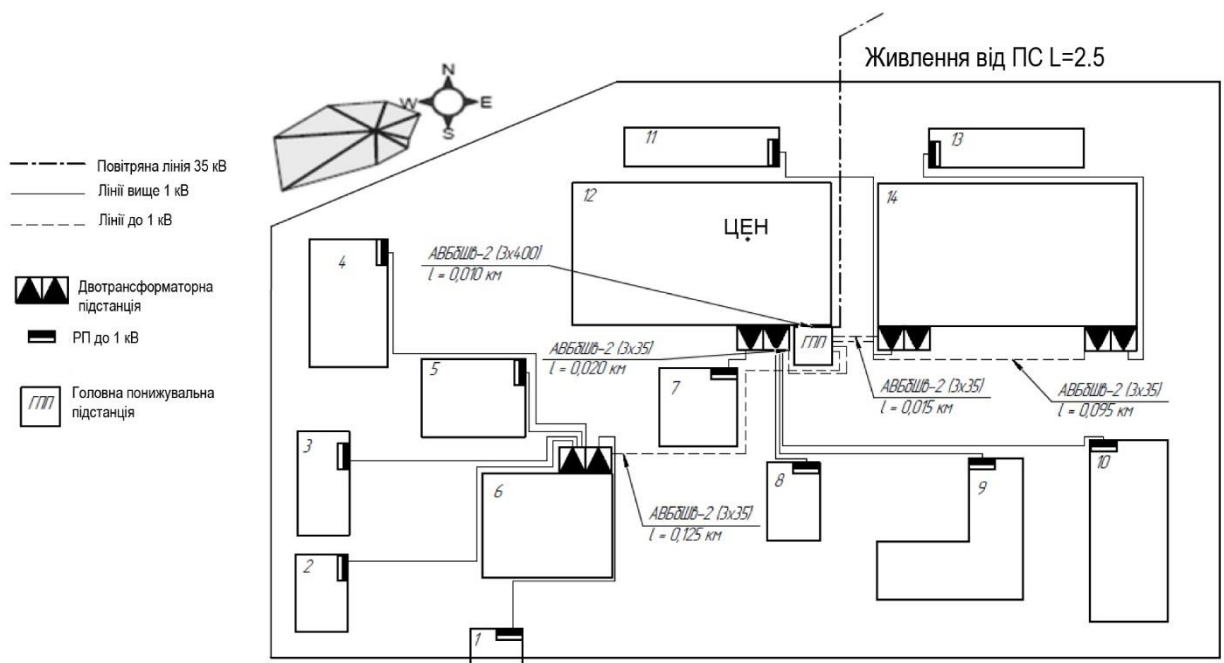


Рисунок 2.12 - Схема розподілу електроенергії на території підприємства.

2.11 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі більше 1 кВ

У електричних установках можуть виникати різні типи коротких замикань, що супроводжуються значними перевищеннями номінальних струмів. З огляду на це, електрообладнання має бути спроектовано та вибрано з урахуванням динамічної стійкості до струмів короткого замикання.

При розрахунку струмів к.з. на шинах високої напруги підстанції, що живиться від енергосистеми необмеженої потужності, напругу можна вважати постійною. Це пов'язано з тим, що періодична складова струму короткого замикання практично не змінюється в часі.

Для спрощення розрахунків струмів короткого замикання використовують метод відносних одиниць. При цьому всі розрахункові дані приводять до базисної напруги та базисної потужності. Для проведення розрахунків будують розрахункову однолінійну схему (рис. 2.13), яка відображає структуру електричної системи та параметри її елементів, що впливають на величину струмів короткого замикання і на її основі схему заміщення (рис. 2.14).

Розрахунок струмів к.з. виконується на ділянці «Система - ГПП - ТП2».

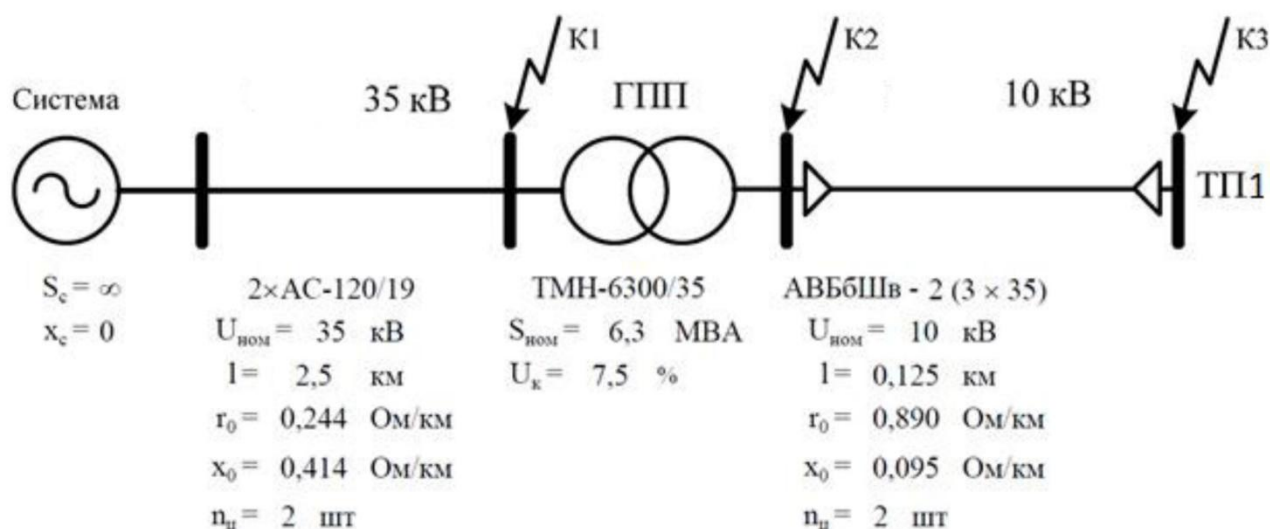


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема

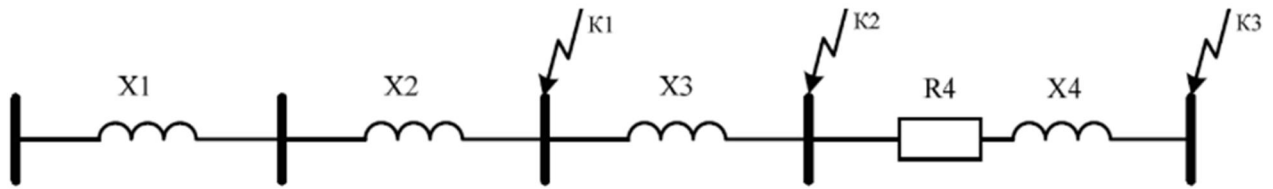


Рисунок 2.14 - Схема замщення

Приймаємо базова потужність і базисну напругу

$$S_{\delta} = 100 \text{ MVA},$$

$$U_{\delta I} = 37,0 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta II} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базисні струми:

$$I_{\delta I} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta I}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,0} = 1,560 \text{ кА}$$

$$I_{\delta II} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta II}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}$$

Для генераторів, трансформаторів і ліній високої напруги, як правило, враховуються тільки індуктивні опори. Доцільно брати до уваги активні опори, якщо $R_{\Sigma} > X_{\Sigma} / 3$.

Опір елементів

система

$$S_c = \infty$$

$$Z_1 = X_c = X_1 = \frac{S_{\delta}}{S_c} = 0$$

ЛЕП

$$Z_2 = X_2 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}^2 \cdot n_u} = 0,414 \cdot 2,5 \cdot \frac{100}{37,0^2 \cdot 1} = 0,076$$

Трансформатор

$$Z_3 = X_3 = \frac{u_{k(\%)}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.тр}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,190$$

КЛ

$$R_4 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta II}^2 \cdot n_y} = 0.890 \cdot 0.125 \cdot \frac{100}{10,5^2 \cdot 1} = 0.101$$

$$X_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta II}^2 \cdot n_y} = 0.095 \cdot 0.125 \cdot \frac{100}{10,5^2 \cdot 1} = 0.011$$

$$Z_4 = \sqrt{R_4^2 + X_4^2} = \sqrt{0.101^2 + 0.011^2} = 0,102$$

Повний приведений опір від джерела до точки К1

$$Z_{\Sigma 1} = Z_1 + Z_2 = 0 + 0.076 = 0.076$$

Струм короткого замикання в точці К1

$$I_{\kappa 1} = \frac{I_{\delta I}}{Z_{\Sigma 1}} = \frac{1.560}{0.076} = 20.640 \text{ кА}$$

Імпульсний струм короткого замикання в точці К1

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa 1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 20,640 = 46,9 \text{ кА}$$

де $k_{y\partial}$ – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу і визначається залежністю $k_{y\partial} = f(T_a)$.

Розрахунки струму к.з для інших точок зведені в таблицю 2.12.

Таблиця 2.12 – Результати розрахунку струму короткого замикання.

Точка короткого замикання	U_{δ} , кВ	I_{δ} , кА	Z_{Σ}	$k_{y\partial}$	T_a , с.	I_{κ} , кА	$i_{y\partial}$
К1	37.0	1560	0.076	1.608	0.02	20.640	46.9
К2	10.5	5.499	1.266	1.869	0.01	4.343	11.5
К3	10.5	5.499	1.368	1.869	0.01	4.021	10.6

Переріз, який отримано за економічною густиною струму слід перевіряти термічну стійкість поперечного перерізу ліній високої напруги при короткому замиканні.

Час відключення при короткому замиканні

$$t_{np} = 0,1 \div 0,3 \text{ сек}$$

Тепловий імпульс струму к.з.

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot t_{np} = 4343,0^2 \cdot 0,3 = 5658481,7 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

де I_k - струм к.з. на нижній стороні трансформаторів ГПП.

Термічно стабільний перетин дорівнює

$$F_{\min} = \frac{I_k \cdot \sqrt{t_{np}}}{C} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{5658481,7}}{85} = 28,0 \text{ мм}^2 < F_{\text{реал}} = 35,0 \text{ мм}^2$$

де $C = 85 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ (для ліній до 10 кВ з алюмінієвими жилами):
коефіцієнт, що залежить від допустимої температури короткого замикання і матеріалу провідника;

$F_{\text{реал}} = 35,0 \text{ мм}^2$ - розділ лінія, що живить підстанцію.

Вибраний переріз проходить умовам термічної стійкості.

2.12 Висновки розділу 2

У розділі виконано розрахунок електричного навантаження підприємства методом впорядкованих діаграм. Визначено розрахункове навантаження кожного цеху та загальне навантаження підприємства з урахуванням втрат у трансформаторах та лініях електропередачі. Побудована картограма навантажень дозволила визначити оптимальне місце розташування головної підстанції. Для живлення підприємства обрано два трансформатори типу ТМН-6300/35 та дві повітряні лінії електропередачі 35 кВ. На стороні 35 кВ застосована схема з двома вимикачами та неавтоматичною перемичкою.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1. Вибір та випробування обладнання в мережі понад 1 кВ

3.1.1 Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Вибираємо для встановлення вимикач типу ВВУ-35-40/2000.

Параметри вимикача:

- номінальна напруга $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$;
- номінальний струм $I_{ном} = 2000 \text{ А}$;
- номінальний струм відімкнення $I_{відк.ном} = 40 \text{ кА}$;
- струм електродинамічного опору $I_{дин} = 40 \text{ кА}$;
- струм теплового опору $I_{тер} = 40 \text{ кА}$;
- максимальний струм електродинамічної стійкості $i_{дин} = 100 \text{ кА}$;
- тривалість протікання струму теплового опору $t_{тер} = 3 \text{ с}$;
- повний час спрацювання вимикача $t_{відк.в} = 0,07 \text{ с}$;

Перевірка перемикача

- залежно від напруги установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} = U_{ном} = 35 \text{ кВ} ;$$

- по струму $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7815,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 128,9 \text{ А} < I_{ном} = 2000 \text{ А}$$

- для можливості відключення $I_{n,t} < I_{відк.ном}$

$$I_{n,t} = 20,6 \text{ кА} < I_{відк.ном} = 40 \text{ кА} ;$$

- з електродинамічної стійкості $I_{n,0} < I_{дин}$, $i_{нит} < i_{дин}$

$$I_{n,0} = 20,6 \text{ кА} < I_{дин} = 40 \text{ кА}$$

$$i_{нит} = 46,9 \text{ кА} < i_{дин} = 100 \text{ кА}$$

- термічної стабільності $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

$$B_{\kappa} = I_{n.0}^2 \cdot (t_{p.з} + t_{відк.в} + T_a) = 20,6^2 \cdot (1,2 + 0,07 + 0,020) = 549,5 \kappa A^2 \cdot c$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \kappa A^2 \cdot c$$

$$B_{\kappa} = 549,5 \kappa A^2 \cdot c < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \kappa A^2 \cdot c$$

Перемикач пройшов випробування.

Плануємо встановлення роз'єднувачів типу РДЗ-35/1000.

Параметри роз'єднувача

- номінальна напруга $U_{ном} = 35 \kappa B$;
- номінальний струм $I_{ном} = 1000 A$;
- амплітуда граничного струму $i_{пр.с} = 63 \kappa A$;
- струм теплового опору $I_{тер} = 25 \kappa A$;
- тривалість протікання струму теплового опору $I_{тер} = 4 c$;

Перевірка роз'єднувача

- залежно від напруги установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 35 \kappa B = U_{ном} = 35 \kappa B ;$$

- по струму $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = 128,9 A < I_{ном} = 1000 A$$

- з електродинамічної стійкості $i_{nut} < i_{пр.с}$

$$i_{nut} = 46,9 \kappa A < i_{пр.с} = 63 \kappa A ;$$

- термічної стабільності $B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

$$B_{\kappa} = 549,5 \kappa A^2 \cdot c < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \kappa A^2 \cdot c$$

За результатами випробувань роз'єднувача визнано придатним.

Ми вибираємо устаткування одного типу, тобто всі роз'єднувачі на високій стороні однієї марки.

Подальші розрахунки зведемо до табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Роз'єднувач РДЗ-35/1000	Вимикач ВВУ-35-40/2000
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 128.9 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{n,t} = 20.6 \text{ кА}$	-	$I_{відк.ном} = 40 \text{ кА}$
$I_{n,0} = 20.6 \text{ кА}$	-	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$i_{num} = 46,9 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 63 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 549,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Розрахункові дані	Роз'єднувач	Вимикач ВВУ-35-40/2000
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	Він використовується складаний візок	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 451,2 \text{ А}$	Використовується викатний візок	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{n,t} = 4,3 \text{ кА}$		$I_{відк.ном} = 20 \text{ кА}$
$I_{n,0} = 4,3 \text{ кА}$		$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{num} = 11,5 \text{ кА}$		$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 10,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.1.2 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Таблиця 3.2 – Навантаження трансформаторів струму

Місце встановлення	Прилад	Тип	Навантаження, $B \cdot A$		
			А	В	С
Сторона високої напруги трансформатора.	Амперметр	Е-350	0.5	-	0.5
	Амперметр	Е-350	0.5	-	0.5
Разом:			1.0	1.0	1.0
Сторона низької напруги трансформатора	Амперметр	Е-350	-	0.5	-
	Ваттметр	Д-335	0.5	-	0,5
	Ваттметр	Д-335	0.5	-	0,5
	Лічильник W	СЕТ-ТМ	2.5	-	2.5
	Лічильник V	СЕТ-ТМ	2.5	-	2.5
Разом:			6.0	0.5	6.0

Приклад вибору ТС високої напруги трансформатора ГПП.

З табл. 3.2 очевидно, що найбільш завантаженими фазами є А та С.

Проведемо їх розрахунок.

Плануємо встановити ТС типу ТФЗМ-35.

Параметри ТС

- номінальна напруга $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$;
- номінальний струм $I_{ном} = 200 \text{ А}$;
- номінальний вторинний струм ТС $I_2 = 5 \text{ А}$;
- струм електродинамічного опору $i_{дин} = 63 \text{ кА}$;
- струм теплового опору $I_{тер} = 15 \text{ кА}$;
- тривалість протікання струму теплового опору $t_{тер} = 3 \text{ с}$;
- номінальне вторинне навантаження ТС $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$;
- Клас точності – 0,5.

Перевірка трансформатора

- Перевірка ТС відповідно до напруги установки. $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} = U_{ном} = 35 \text{ кВ} ;$$

- Перевірка ТС. $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7815,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 128,9 \text{ А} < I_{ном} = 200 \text{ А}$$

- керування трансформатором струму на вторинному навантаженні

$Z_2 \leq Z_{2ном}$ Загальний опір пристроїв, підключених до трансформатора струму.

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом}$$

Де $S_{прил}$ – енергія, що споживається пристроями (таблиця 4.2).

Допустимий опір провідника

$$r_{пр.доп} = Z_{2ном} - r_{прил} - r_k = 1,2 - 0,04 - 0,1 = 0,06$$

де r_k - контактний опір (0,05 Ом для двох або трьох приладів; 0,1 Ом для числа приладів).

Для підключення приладів до трансформаторів струму використовується кабель із алюмінієвою жилою.

Розрахунковий поперечний переріз кабелю.

$$q_{розр} = \frac{\rho \cdot l_{np}}{r_{np}} = \frac{0,028 \cdot 12}{1,06} = 0,32 \text{ мм}^2$$

де $\rho = 0,0283 \text{ Ом} / \text{мм}^2$ - питомий опір;

$l_{np} = 12 \text{ м}$ – Довжина кабелю.

Ми приймаємо кабель марки АКРВГ з поперечним перерізом $q = 4 \text{ мм}^2$].

Тоді опір:

$$r_{прил} = \frac{\rho \cdot l_{np}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 12}{4} = 0,085 \text{ мм}^2$$

Вторинне навантаження ТС.

$$Z_2 \approx r_2 = r_{прил} + r_{np} + r_{\kappa} = 0,04 + 0,085 + 0,1 = 0,225 < Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$$

- Перевірка стійкості електродинамічної трансформатора струму.

$$i_{nut} \leq i_{np.c}$$

$$i_{nut} = 46,9 \text{ кА} < i_{дин} = 63 \text{ кА}$$

- Перевірте термостійкість трансформатора струму. $B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

$$B_{\kappa} = 549,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

За наслідками випробувань трансформатор струму придатний.

Аналогічно перевіряється трансформатор струму за низької напруги трансформатора ГПП. Подальші розрахунки зведено до табл. 3.3.

Таблиця 3.3 - Вибір ТС у схемах трансформаторів ГПП

Тип трансформатора	Дані каталогу	Розрахункові дані
ТА1 ТСХЛ 10 Сторона трансформатора ВТ.	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 2000 \text{ А}$	$I_{max} = 451.2 \text{ А}$
	$B_{\kappa} = 14700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 10.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	Не перевірено	$i_{nut} = 11.5 \text{ кА}$
	$Z_{2ном} = 0.8 \text{ Ом}$	$r_2 = 0.375 \text{ Ом}$

Тип трансформатора	Дані каталогу	Розрахункові дані
ТА2 ТФЗМ35 Сторона високої напруги трансформатора.	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 200 \text{ А}$	$I_{max} = 128,9 \text{ А}$
	$B_k = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 549,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_{нум} = 46,9 \text{ кА}$
	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$r_2 = 0.225 \text{ Ом}$

3.1.3 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.

Таблиця 3.4 – Навантаження трансформаторів напруги

Місце встановлен ня	Прилад	Тип	$S_{обм}$ $B \cdot A$	$n_{обм}$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{прил}$	Втрата потужност і	
								P Вів тор ок	Q ВАр
Сторона ВН тра-ра	Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	1	2	0
	Вольтметр	Н-393	10	1	1	0	1	10	0
	частотомір	Н-397	7	1	1	0	1	7	0
Загальний:								19	0
Сторона НН тра-ра	Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	1	4	0
	Ваттметр	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	0
	Ваттметр	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	0
	Лічильник W	СЕТ- 4ТМ	0,02	-	-	-	4	0,08	0
	Лічильник V	СЕТ- 4ТМ	0,02	-	-	-	4	0,08	0
Загальний:								10.2	0

а) Вибір ТН на стороні низької напруги трансформатора.

Плануємо встановити трансформатор напруги типу НТМІ-10.

Параметри ТН.

- номінальна напруга $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$;
- потужність $S_{ном} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}$;

- Клас точності 0.5.

Перевірка трансформатора:

- Перевірка трансформатора струму відповідно до напруги установки.

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} = U_{ном} = 10 \text{ кВ} ;$$

- Перевіримо трансформатор напруги на вторинному навантаженні.

$$S_2 < S_{ном}$$

Вторинне навантаження ТН табл. 3.4.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10.2^2 + 0^2} = 10.2 \text{ В} \cdot \text{А} \leq S_{ном} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}$$

ТН підходить за результатами випробувань.

б) Вибір ТН на стороні високої напруги трансформатора.

Плануємо встановити трансформатор напруги ЗНОМ-35.

Параметри ТН.

- номінальна напруга $U_{ном} = 35 \text{ кВ} ;$
- потужність $S_{ном} = 150 \text{ В} \cdot \text{А} ;$
- Клас точності 0.5.

Перевірка трансформатора

- Перевірка трансформатора струму відповідно до напруги установки.

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} = U_{ном} = 35 \text{ кВ} ;$$

- Перевіримо трансформатор напруги на вторинному навантаженні.

$$S_2 < S_{ном} \text{ Вторинне навантаження ТН табл. 3.4.}$$

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{19^2 + 0^2} = 19 \text{ В} \cdot \text{А} \leq S_{ном} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Трансформатор напруги підходить за результатами випробувань.

Для підключення трансформаторів напруги до пристроїв приймемо контрольний кабель АКРВХ з перетином жили. $q = 4 \text{ мм}^2$ за умови механічного опору.

3.2 Вибір захисних пристроїв

Приклади вибору пристроїв та кабелів.

а) Вибір вимикача ТП

Розрахункова здатність навантаження підстанції.

$$S_{p.ПС} = 1399,7 \text{ кВА}.$$

Струм навантаження підстанції:

$$I_{p.ПС} = \frac{S_{p.ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1399,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2129,1 \text{ А}$$

Номінальний струм ТП:

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 957,2 \text{ А}$$

Післяаварійний струм трансформаторів підстанцій.

$$I_{n/ав.тр} = 1,4 \cdot I_{ном.тр} = 1,4 \cdot 957,2 = 1340,1 \text{ А}$$

Максимальний струм підстанції.

$$I_{нік.ПС} = I_{нік}^{max.ПС} + I_{p.ПС} - I_p^{max.ПС} = 1489,1 + 2129,1 - 714,1 = 2901,1 \text{ А}$$

Плануємо встановити АВ марки ВА74-45 з параметрами

$$I_{ном.ав} = I_{тепл} = 3000 \text{ А}$$

- перевірка за розрахунковим струмом

$$I_{тепл} = 3000 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{p.ПС} = 1,1 \cdot 2129,1 = 2342,01 \text{ А}$$

- Перевіряє післяаварійний режим.

$$I_{пер} = 2 \cdot I_{тепл} = 2 \cdot 3000 = 6000 \text{ А} > I_{n/ав.тр} = 1340,1 \text{ А}$$

- Перевірка АВ в умовах максимального струмового навантаження.

$$1,25 \cdot I_{нік.ПС} = 1,25 \cdot 2901,1 = 3626,4 \text{ А}$$

Кратність номінального значення струму активації

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{нік.ПС}}{I_{тепл}} = \frac{1,25 \cdot 2901,1}{3000} = 1,21$$

Приймаємо $K = 2$

Номінальний струм середовища у зоні к.з.

$$I_{e.o} = K \cdot I_{тепл} = 2 \cdot 3000 = 6000 \text{ A} > 1,25 \cdot 2904,1 = 3630,1 \text{ A}$$

Даний вимикач відповідає умовам перевірки.

б) Ділянка ТП – РП-1

Розрахунковий та піковий струми РП-1

$$I_p = 479,8 \text{ A}, \quad I_{нік} = 1437 \text{ A}$$

Плануємо встановити АВ марки: ВА74 – 43 з параметрами

$$I_{ном.ав} = I_{тепл} = 1600 \text{ A}$$

- перевірка планованої машини з підігрівом за розрахунковим струмом

$$I_{тепл} = 1600 \text{ A} > 1,1 \cdot I_{р.ПС} = 527,8 \text{ A}$$

- Перевірка АВ в умовах максимального струмового навантаження.

$$1,25 \cdot I_{нік.ПС} = 1,25 \cdot 1437 = 1796,3 \text{ A}$$

Коефіцієнт кратності струму.

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{нік.ПС}}{I_{тепл}} = \frac{1,25 \cdot 1796,3}{1600} = 1,13$$

Ми приймаємо $K = 2$.

Номінальний струм у зоні к.з.

$$I_{e.o} = K \cdot I_{тепл} = 2 \cdot 1600 = 3200 \text{ A} > 1,25 \cdot I_{нік} = 1796,3 \text{ A}$$

Даний АВ відповідає умовам перевірки.

Виберемо кабель марки АВВГ-1 (1×300)

$$I_{дон} = 555 \text{ A}.$$

- Перевіримо кабель за умовою нагріву:

$$I_{дон} = 555 \text{ A} > I_p = 527,8 \text{ A}$$

$$I_{дон} = 555 \text{ A} > \frac{K_z \cdot I_z}{K_{прокл}} = \frac{1 \cdot 500}{1} = 500 \text{ A}$$

Результати розрахунків для розподільних пунктів будемо відображати в табл. 3.5, а для окремих електроспоживачів – у табл 3.6.

Таблиця 3.5 – Результати вибору провідників мережі живлення, апаратів захисту

Ділянка	$\frac{I_p}{I_{нік}}$	$1,1 \cdot I_p$	$1,25 \cdot I_{нік}$	Автомат			Спосіб прокладки	$K_з$	K_{np}	$\frac{K_з \cdot I_з}{K_{np}}$	Кабель		L	$\cos \varphi$	ΔU_0	ΔU_p
				К	$\frac{I_{менл}}{I_{e.o}}$	Тип					$I_{доd}$	марка				
	А	А	А	-	А	-		-	-	А	А	-	км	-	%	%
Відхідний вимикач ТП	$\frac{1329,3}{2049,8}$	1462.3	2562.3	2.0	$\frac{1600}{3200}$	ВА74 – 43	На лотках	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТП – ПР1	$\frac{95,6}{513,8}$	105.2	642.3	5.0	$\frac{130}{650}$	ВА74 – 40		1	1	130	140	АВВГ-1(4х70)	0.030	0.61	0.152	0.43
ТП – ПР2	$\frac{348,7}{1069,2}$	383.5	1336.5	4.0	$\frac{400}{1600}$	ВА74 – 29		1	1	400	400	АВВГ-1(4х120)	0.020	0.56	0.100	0.71
ТП – ПР3	$\frac{45,9}{216,6}$	50.5	270.7	2.5	$\frac{130}{325}$	ВА74 – 40		1	1	130	140	АВВГ-1(4х70)	0.005	0.60	0.152	0.04
ТП – ПР4	$\frac{224,5}{429,4}$	247.0	536.7	2.5	$\frac{260}{650}$	ВА74 – 40		1	1	260	270	АВВГ-1(4х185)	0.009	0.90	0.085	0.16
ТП – ПР5	$\frac{94,3}{512,6}$	103.8	640.7	5.0	$\frac{130}{650}$	ВА74 – 40		1	1	130	140	АВВГ-1(4х70)	0.020	0.73	0.169	0.32

Таблиця 3.6 – Вибір РП, АВ та кабелів

Споживач	$P_{ном}$	$I_{ном}$	$I_{пуск}$	$1,1 \cdot I_{ном}$	$1,25 \cdot I_{пуск}$	Автомат				K_{np}	K_3	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{np}}$	Кабель	
						K	$I_{тепл}$	$I_{e.o}$	Тип				$I_{доd}$	Марка
	кВт	А	А	А	А	-	А	А	-	-	-	А	А	-
ПП – 1														
АПО газу	15	31.7	221.6	34.87	227	8	40	320	ВА13-29	1	1	40	42	АВВГ-1(4х10)
Компресор	146	320	1640	352	2050	6	400	2400	ВА52-39	1	1	400	90	АВВГ-1(4х35)
Насос	25	71.1	355.7	78.2	444.6	6	80	480	ВА-57-35	1	1	80	400	АВВГ-2(4х100)
ПП – 2														
Кран-балка ПВ=25%	12.5	85.4	426.8	93.94	533.5	8	100	800	ВА-57-35	1	1	100	110	АВВГ-1(4х50)
Кран-балка ПВ=40%	15.8	85.4	426.8	93.94	533.5	8	100	800	ВА-57-35	1	1	100	110	АВВГ-1(4х50)
Вентиляція	7.5	15.8	110.8	17.3	138.5	6	25	150	ВА13-29	1	1	25	27	АВВГ-1(4х4)
ПП – 3														
АПО газу	15	31.7	221.6	34.8	227	8	40	320	ВА13-29	1	1	40	42	АВВГ-1(4х10)
Компресор	146	320	1640	352	2050	6	400	2400	ВА52-39	1	1	400	90	АВВГ-1(4х35)
Насос	25	71.1	355.7	78.1	444.6	8	80	640	ВА-57-35	1	1	80	90	АВВГ-1(4х35)
Вентиляція	7.5	15.8	110.8	17.3	138.5	6	25	150	ВА13-29	1	1	25	27	АВВГ-1(4х4)
ПП – 4														
Ел. засувка	12	31.5	157.6	34.6	197	6	40	240	ВА13-29	1	1	40	42	АВВГ-1(4х10)
Фрезерний верстат	6.6	18.8	93.9	20.6	117.3	6	25	150	ВА13-29	1	1	25	40	АВВГ-1(4х4)
Зварювальний апарат	5	16	48	17.6	60	6	25	150	ВА13-29	1	1	25	27	АВВГ-1(4х4)
Вентиляція	5	10.6	73.9	11.6	92.3	6	25	150	ВА13-29	1	1	25	27	АВВГ-1(4х4)
ПП – 5														
АПО газу	15	31.7	221.6	34.8	227	8	40	320	ВА13-29	1	1	40	42	АВВГ-1(4х10)
Компресор	146	320	1640	352	2050	6	400	2400	ВА52-39	1	1	400	90	АВВГ-1(4х35)
Насос	25	71.1	355.7	78.2	444.6	6	80	480	ВА-57-35	1	1	80	400	АВВГ-2(4х100)
Вентиляція	7.5	15.8	110.8	17.3	138.5	6	25	150	ВА13-29	1	1	25	27	АВВГ-1(4х4)

3.3 Побудова графіка відхилення напруги

$$P_{ном} = 85 \text{ кВт}, \quad Q_{ном} = 147,2 \text{ кВАр}, \quad S_{ном} = 170 \text{ кВА}$$

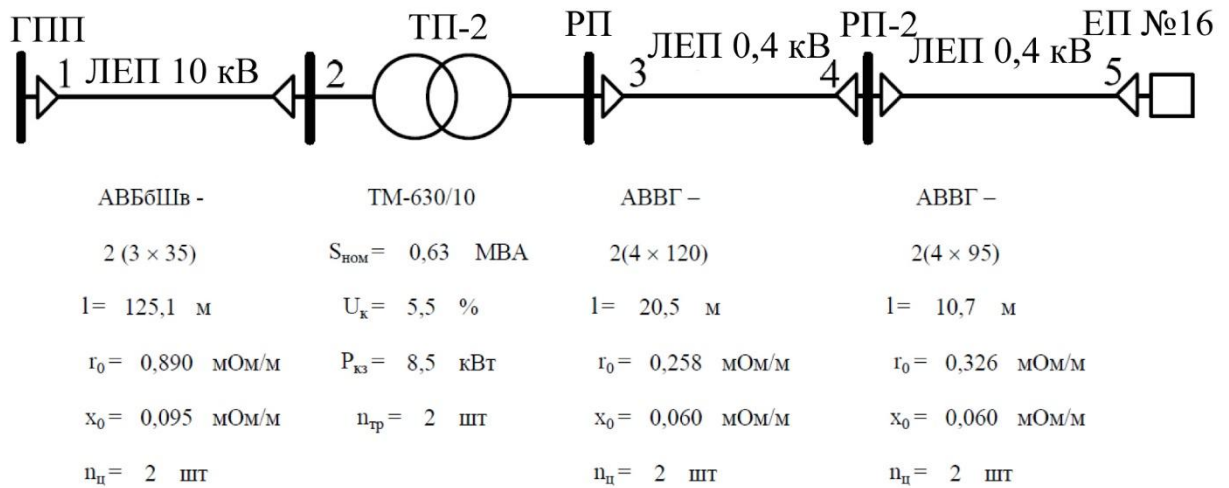


Рисунок 3.1 – Схема розрахунку

Розрахунок режиму максимального навантаження.

Ділянка 1-2

Значення активного та реактивного опору:

$$R_{12} = \frac{r_{12} \cdot l_{12}}{n_y} = \frac{0,89 \cdot 125,1}{2} \cdot 10^{-3} = 0,056 \text{ Ом}$$

$$X_{12} = \frac{x_{12} \cdot l_{12}}{n_y} = \frac{0,095 \cdot 125,1}{2} \cdot 10^{-3} = 0,006 \text{ Ом}$$

Активні та реактивні потужності, що течуть згідно з частинами 1-2.

$$P_{12} = \sum R_{y,III} = 716,4 \text{ кВт}, \quad Q_{12} = \sum Q_{y,III} = 496,4 \text{ кВАр}$$

Втрата напруги на ділянці 1-2

$$\Delta U_{12,\%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{716,4 \cdot 0,056 + 496,4 \cdot 0,006}{10 \cdot 10,5^2} = 0,039 \%$$

Втрати напруги в секції :

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12,\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,039 \cdot \frac{10500}{100} = 4,1 \text{ В}$$

Фактична напруга наприкінці ділянки:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10500 - 4,1 = 10495,9 \text{ В}$$

Ділянка 2-3

Значення активної та реактивної складової напруги к.з. тр-ра.

$$U_a = \frac{\Delta P_{кз} \cdot 100}{S_{ном.тр}} = \frac{8,5 \cdot 100}{630} = 1,349$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 + U_a^2} = \sqrt{5,5^2 + 1,349^2} = 5,332$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$\beta = \frac{P_{12}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{716,4}{2 \cdot 630} = 0,569$$

$$\Delta P_{тр} = n_{тр} \cdot (\Delta P_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (1,56 + 0,57^2 \cdot 8,5) = 8,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{тр} = n_{тр} \cdot (\Delta Q_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{кз}) = 2 \cdot (12,6 + 0,57^2 \cdot 34,7) = 47,6 \text{ кВАр}$$

Значення активної, реактивної та повної потужності:

$$P_{23} = P_{12} - \Delta P_{тр} = 716,4 - 8,6 = 707,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{23} = Q_{12} - \Delta Q_{тр} = 496,4 - 47,6 = 448,8 \text{ кВАр}$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2} = \sqrt{707,8^2 + 448,8^2} = 838,1 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт потужності корпусу становить 2-3.

$$\cos \varphi = \frac{P_{23}}{S_{23}} = \frac{707,8}{838,1} = 0,845$$

$$\sin \varphi = \frac{Q_{23}}{S_{23}} = \frac{448,8}{838,1} = 0,536$$

Втрата напруги:

$$\begin{aligned} \Delta U_{23,\%} &= \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi - U_p \cdot \cos \varphi) = \\ &= 0,569 \cdot (1,349 \cdot 0,845 + 5,332 \cdot 0,536) + \frac{0,569^2}{200} \cdot (1,349 \cdot 0,536 - 5,332 \cdot 0,845) = 2,265\% \end{aligned}$$

Ділянка 2 - 3

Втрати напруги:

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{23,\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 2,265 \cdot \frac{10495,9}{100} = 237,8 \text{ В}$$

Фактичне значення напруги наприкінці ділянки 2-3

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 10495.9 - 237.8 = 10258.2 \text{ В}$$

Значення напруги кінці ділянки:

$$U_3^{nn} = U_3 = 400 \cdot \frac{10258,2}{10500} = 390,8 \text{ В}$$

Ділянка 3-4

Значення активного та реактивного опору:

$$R_{34} = \frac{r_{34} \cdot l_{34}}{n_y} = \frac{0,258 \cdot 20,5}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0026 \text{ Ом}$$

$$X_{34} = \frac{x_{34} \cdot l_{34}}{n_y} = \frac{0,060 \cdot 20,5}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0006 \text{ Ом}$$

Значення активної та реактивної потужності:

$$P_{34} = P_{пп} = 183 \text{ кВт}, \quad Q_{34} = Q_{пп} = 138,5 \text{ кВАр}$$

Втрати напруги:

$$\Delta U_{34,\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{183 \cdot 0.0026 + 138.5 \cdot 0.0006}{10 \cdot 0.391^2} = 0.372 \%$$

Втрати напруги на вказаній ділянці:

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34,\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 0.372 \cdot \frac{390.8}{100} = 1.5 \text{ В}$$

Значення напруги в кінці ділянки

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 390.8 - 1.5 = 389.3 \text{ В}$$

Ділянка 4-5

Значення активного та реактивного опору:

$$R_{45} = \frac{r_{45} \cdot l_{45}}{n_y} = \frac{0,326 \cdot 10.7}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0002 \text{ Ом}$$

$$X_{45} = \frac{x_{45} \cdot l_{45}}{n_y} = \frac{0,060 \cdot 10.7}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0000 \text{ Ом}$$

Значення активної та реактивної потужності:

$$P_{45} = P_{ном} = 85 \text{ кВт}, \quad Q_{45} = Q_{ном} = 147,2 \text{ кВАр}$$

Втрати напруги на вказаній ділянці:

$$\Delta U_{45,\%} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{85 \cdot 0,002 + 148,2 \cdot 0,000}{10 \cdot 0,389^2} = 0,129 \%$$

Втрата напруги

$$\Delta U_{45} = \Delta U_{45,\%} \cdot \frac{U_4}{100} = 0,129 \cdot \frac{389,3}{100} = 0,5 \text{ В}$$

Значення напруги в кінці ділянки:

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 389,3 - 0,5 = 388,8 \text{ В}$$

Результати розрахунків наведено у таблиці 3.7.

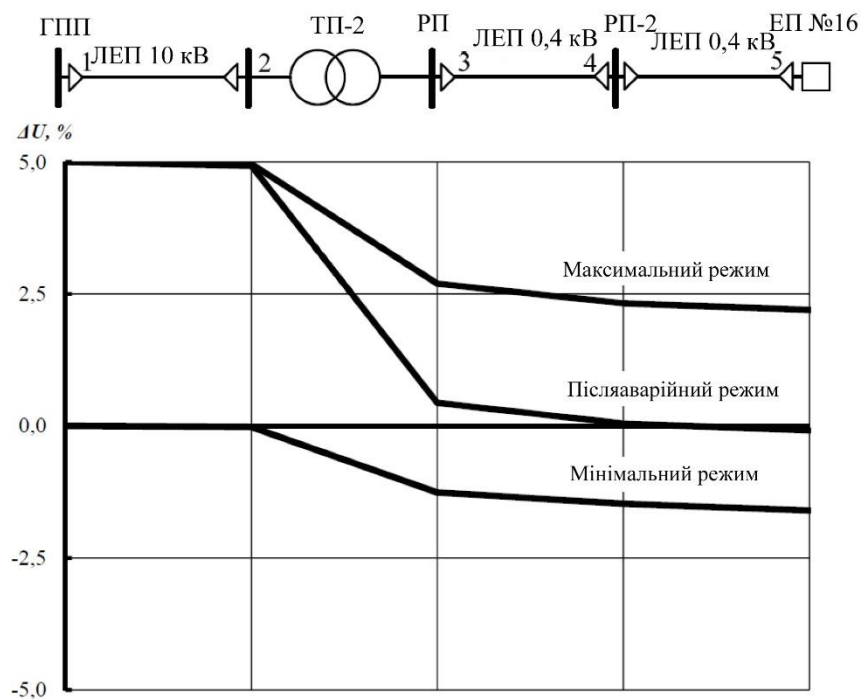
Таблиця 3.7 – Дані, розраховані для побудови графіка відхилення напруги

Режим максимального навантаження				
1	2	3	4	5
Ділянка	1-2	23	3-4	4-5
$P_i, \text{кВт}$	716.4	707.8	183	85
$Q_i, \text{кВАр}$	496.4	448.8	138.5	147.2
$S_i, \text{кВА}$	871.6	838.1	229.5	170
$R_i, \text{Ом}$	0.056	-	0.003	0.002
$X_i, \text{Ом}$	0.006	-	0.001	0.000
$\cos \varphi$	-	0.845	-	-
$\sin \varphi$	-	0.536	-	-
β_m	-	0.569	-	-
$U_a, \%$	-	1.349	-	-
$U_p, \%$	-	5.332	-	-
$\Delta U_i, \%$	0.039	2.265	0.372	0.129
$\Delta U_i, \text{В}$	4.1	237.8	1.5	0.5
Режим мінімального навантаження				
Область	1-2	23	3-4	4-5
$P_i, \text{кВт}$	435.6	430.4	111.3	85
$Q_i, \text{кВАр}$	248.7	215.2	69.4	147.2
$S_i, \text{кВА}$	501.6	481.2	131.1	170
$R_i, \text{Ом}$	0.056	-	0.0026	0.002
$X_i, \text{Ом}$	0.006	-	0.0006	0.000
$\cos \varphi$	-	0.894	-	-
$\sin \varphi$	-	0.447	-	-
β_m	-	0.346	-	-
$U_a, \%$	-	1.349	-	-
$U_p, \%$	-	5.332	-	-

продовження таблиці 3.7

1	2	3	4	5
$\Delta U_i, \%$	0.023	1.239	0.216	0.126
$\Delta U_i, B$	2.4	130.1	0.9	0.5
Післяаварійний режим				
Область	1-2	23	3-4	4-5
$P_i, \kappa Bm$	716.4	703.9	183	85
$Q_i, \kappa BAp$	496.4	439	138.5	147.2
$S_i, \kappa BA$	871.6	829.5	229.5	170
$R_i, Ом$	0.111	-	0.003	0.002
$X_i, Ом$	0.012	-	0.001	0.000
$\cos \varphi$	-	0.848	-	-
$\sin \varphi$	-	0.529	-	-
β_m	-	1.137	-	-
$U_a, \%$	-	1.349	-	-
$U_p, \%$	-	5.332	-	-
$\Delta U_i, \%$	0.078	4.486	0.390	0.135
$\Delta U_i, B$	8.2	470.6	1.5	0.5

За результатами розрахунку будемо графік відхилення напруги (рис. 3.2)



Малюнок 3.2 - Графіки відхилення напруги

З графіків відхилення напруги очевидно, що втрати напруги на лініях відповідають вимогам та прийняті перерізи кабелів придатні для експлуатації.

3.4 Розрахунок струмів к.з. у мережі до 1 кВ

Розраховуємо струми к.з. для ділянки ТП2 – РП2 – ЕП №16.

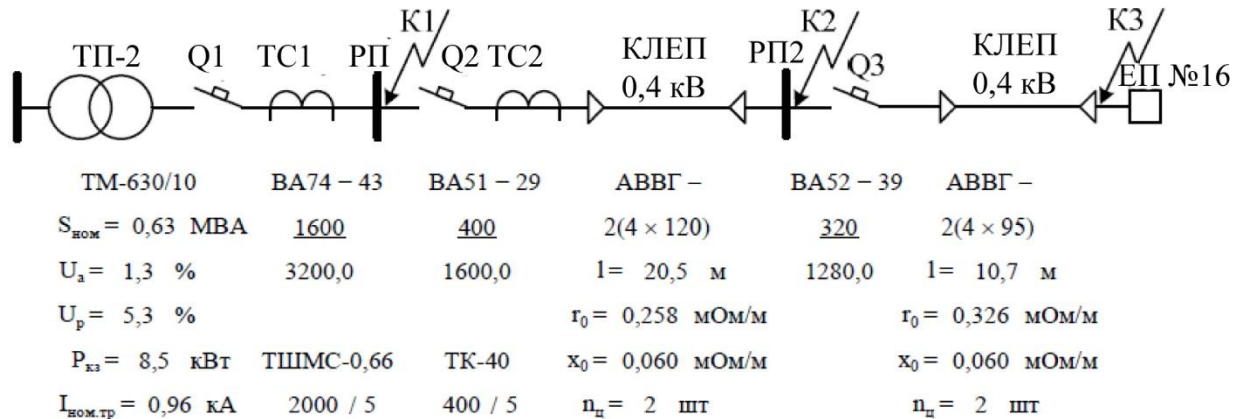


Рисунок 3.3 – Схема розрахунку

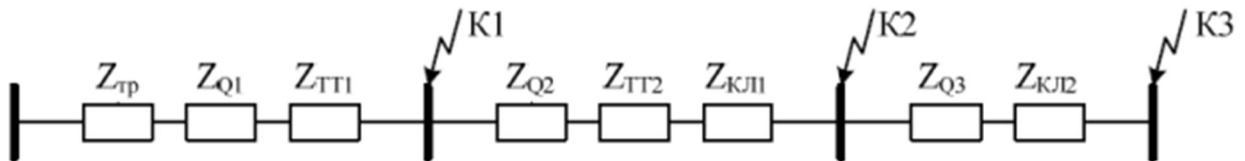


Рисунок 3.4 – Схема заміщення

Опір елементів.

Трансформатори

$$R_{тр} = \frac{U_a}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.тр}} = \frac{1,349}{100} \cdot \frac{400^2}{1} = 3,4 \text{ мОм}$$

$$X_{тр} = \frac{U_p}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.тр}} = \frac{5,332}{100} \cdot \frac{400^2}{1} = 13,5 \text{ мОм}$$

$$Z_{тр} = \sqrt{R_{тр}^2 + X_{тр}^2} = \sqrt{3,4^2 + 13,5^2} = 14 \text{ мОм}$$

Вимикачі Q2, Q3

$$Z_{Q2} = \sqrt{R_{Q2}^2 + X_{Q2}^2} = \sqrt{0,74^2 + 0,55^2} = 0,9 \text{ мОм}$$

$$Z_{Q3} = \sqrt{R_{Q3}^2 + X_{Q3}^2} = \sqrt{1,3^2 + 0,86^2} = 1,6 \text{ мОм}$$

Трансформатор струму ТС2

$$Z_{TC2} = \sqrt{R_{TC2}^2 + X_{TC2}^2} = \sqrt{0,36^2 - 0,28^2} = 0,5 \text{ мОм}$$

Кабельна лінія КЛ1

$$R_{KL1} = \frac{r_0 \cdot l}{n_y} = \frac{0,258 \cdot 20,5}{2} = 2,6 \text{ мОм}$$

$$X_{KL1} = \frac{x_0 \cdot l}{n_y} = \frac{0,06 \cdot 20,5}{2} = 0,6 \text{ мОм}$$

$$Z_{KL1} = \sqrt{R_{KL1}^2 + X_{KL1}^2} = \sqrt{2,66^2 - 0,6^2} = 2,7 \text{ мОм}$$

Кабельна лінія КЛ2

$$R_{KL2} = \frac{r_0 \cdot l}{n_y} = \frac{0,326 \cdot 10,7}{2} = 1,7 \text{ мОм}$$

$$X_{KL2} = \frac{x_0 \cdot l}{n_y} = \frac{0,06 \cdot 10,7}{2} = 0,3 \text{ мОм}$$

$$Z_{KL2} = \sqrt{R_{KL2}^2 + X_{KL2}^2} = \sqrt{1,7^2 - 0,3^2} = 1,8 \text{ мОм}$$

Розрахунок струмів к.з. точка К1.

Повний опір у точці К1

$$Z_{K1} = Z_{mp} = 14 \text{ мОм}$$

Струм к.з. в точці К1

$$Z_{K1} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14} = 16,5 \text{ кА}$$

Постійна часу

$$T_a = \frac{X_{рез1}}{\omega \cdot R_{рез1}} = \frac{13,5}{314 \cdot 3,4} = 0,0126 \text{ с}$$

Ударний коефіцієнт

$$k_{y\partial 1} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,0126}} = 1,452$$

Імпульсний струм к.з. у точці К1

$$i_{y\partial.K1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,452 \cdot 16,5 = 33,9 \text{ кА}$$

Інші розрахунки будуть узагальнені у табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку струму к.з.

Точка к.з.	$Z_{K1}, мОм$	$k_{y\partial 1}$	$T_a, с$	I_{κ}, A	$i_{y\partial, \kappa A}$
K1	14	1.452	0,0126	16.5	33.9
K2	18.1	1.223	0,0067	12.8	22.1
K3	21.4	1,138	0.0050	10.8	17.4

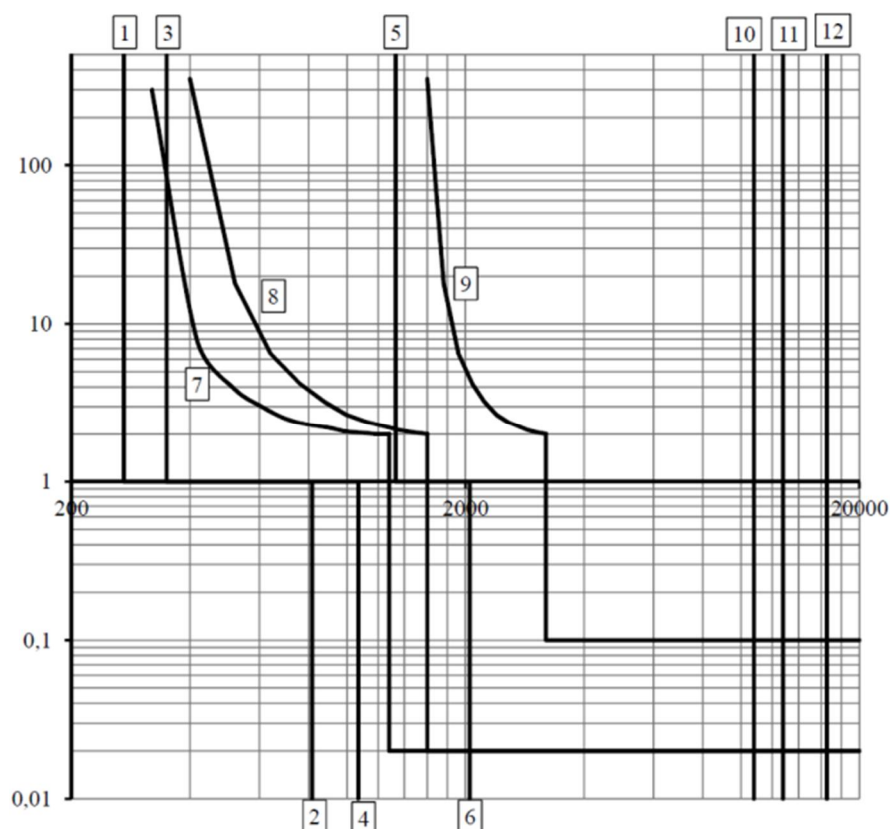
3.5 Побудова карти селективності

Дані навантаження для побудови карти селективності представлено в табл 3.9.

Таблиця 3.9 – Дані побудови карти селективності

Вузол	ТП-2	РП-2	Вентиляція
Розрахунковий струм $I_{\text{м}}$, К	1329.3	348,7	-
Максимальний струм $I_{\text{нік}}$, К	2049.8	1069.2	-
Номінальний струм $I_{\text{ном}}$, К	-	-	271,9
Початковий струм $I_{\text{пуск}}$, К	-	-	815.6
струм короткого замикання I_{κ} , К	16533.2	12789.2	10796.8
Тип пристрою	БА74-43	БА51-29	БА52-39
Поточні умови експлуатації			
- при перевантаженні $I_{\text{ном.розч}}$, К	1600	400	320
- з коротким замиканням $I_{\kappa з}$, К	3200	1600	1280
Умови активації за часом, р	0.1	0,02	0,02

Карта селективності представлена на рис. 3.5.



1 – номінальний струм електроспоживача; 2 – пусковий струм електроспоживача; 3 – розрахунковий струм РП; 4 – максимальний струм РП; 5 – розрахунковий струм ТП; 6 – максимальний струм ТП; 7 – автомат електроспоживача; 8 – автомат ПР; 9 – автомат ТП; 10 - коротке замикання у точці К3; 11 - коротке замикання у точці К2; 12 - коротке замикання у точці К1.

Рисунок 3.5 – Карта селективності дії пристроїв захисту

3.6 Перевірка мережі 0,4 кВ щодо спрацьовування захисту від однофазних коротких замикань

Пристрої, призначені для захисту від трифазних коротких замикань, не завжди можуть відключити однофазні короткі замикання. Це пов'язано з тим, що струм при однофазному короткому замиканні, як правило, значно менший, ніж при трифазному. Особливо гостро ця проблема стоїть в мережах напругою 0,4 кВ, де вимагається надзвичайно швидке реагування на будь-які пошкодження. Це досягається завдяки високій провідності петлі нульової фази.

Розраховуємо струми к.з. для ділянки ТП2 – ПР2 – ЕК №16.

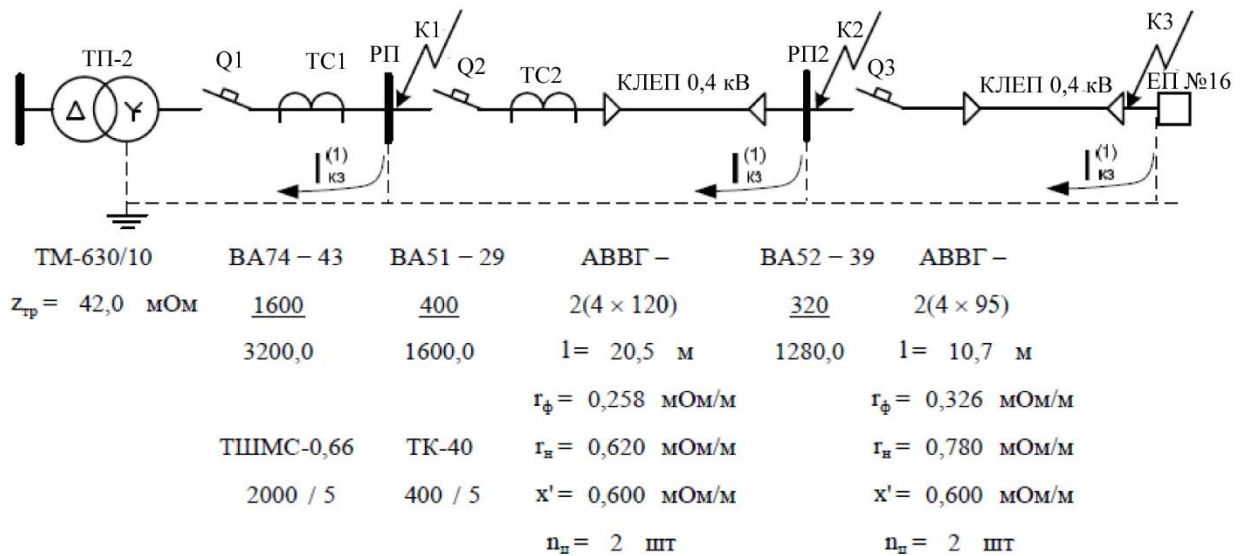


Рисунок 3.6 – Схема розрахунку

Опір елементів.

Опір трансформатора струму

$$\frac{Z_{mp}}{3} = \frac{42}{3} = 14 \text{ мОм}$$

Вимикачі Q.2, Q.3

$$R_{Q2} = 0,74 \text{ мОм}, \quad R_{Q3} = 0,55 \text{ мОм}$$

$$R_{Q3} = 1,30 \text{ мОм}, \quad X_{Q3} = 0,86 \text{ мОм}$$

Трансформатор струму TC2

$$R_{TC2} = 0,36 \text{ мОм}, \quad X_{TC2} = 0,28 \text{ мОм}$$

Кабельна лінія КЛ1

активний опір провідників

$$R_{\phi 1} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{\phi}} = \frac{0,258 \cdot 20,5}{2} = 2,6 \text{ мОм}$$

активний опір нейтралі

$$R_{n1} = \frac{r_n \cdot l}{n_n} = \frac{0,620 \cdot 20,5}{2} = 6,3 \text{ мОм}$$

Індуктивний опір петлі нульової фази

$$X'_1 = \frac{x' \cdot l}{n_{\phi}} = \frac{0,600 \cdot 20,5}{2} = 6,1 \text{ мОм}$$

Подальший розрахунок зведено в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Результати розрахунку струму короткого замикання.

Точка короткого замикання	$Z_{\Sigma}, \text{мОм}$	$I_{\kappa}, \text{кА}$	$3 \cdot I_{\text{ном.розч}}, \text{кА}$
К.1	3.2	12.8	4.8
К.2	14.3	7.79	1.2
К.3	22.4	6.04	0.96

3.7 Висновки розділу 3

У цьому розділі було розраховано необхідну кількість та потужність трансформаторів для цеху. Було прийнято рішення про використання восьми трансформаторів по 630 кВА. Для компенсації реактивної потужності були підібрані відповідні пристрої. Далі було розроблено схему електропостачання, в якій для ліній електропередачі вище 1 кВ були використані броньовані кабелі АВБШв, а для внутрішньоцехових мереж – кабелі АВВГ. Захист електроустановок забезпечується автоматичними вимикачами ВА. Завершальним етапом проектування був розрахунок режимів роботи електромережі. Отримані результати підтвердили, що обране обладнання та схеми забезпечують необхідну якість електроенергії та безпеку експлуатації.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Особливості проектування енергопостачання на компресорній станції

Природний газ є вибухо- і пожежонебезпечною речовиною, а при концентраціях понад 10% може чинити токсичну дію. В процесі очищення природного газу з нього може виділятися газовий конденсат, що містить різні вуглеводневі складові.

Небезпечними і шкідливими виробничими чинниками є:

- обладнання і трубопроводи, які працюють під тиском;
- можливість загазованості повітря робочої зони природним газом (в результаті пошкоджень);
- підвищений рівень шуму;
- теплова дія.

В умовах КС найбільшою небезпекою є можливість утворення вибухонебезпечних сумішей природного газу з повітрям. Найбільш ймовірними причинами утворення вибухонебезпечних концентрацій газових сумішей, а також концентрацій речовин, небезпечних для здоров'я людини, можуть бути:

- нещільність фланцевих з'єднань обладнання і трубопроводів з небезпечними речовинами;
- виділення шкідливих і небезпечних речовин при розбиранні обладнання і трубопроводів при ремонтах;
- викиди речовин при порушеннях технологічного режиму роботи обладнання, недотримання заходів безпеки, передбачених

регламентами робіт і інструкціями з експлуатації обладнання.

Найбільш ймовірними причинами вибуху за наявності вибухонебезпечних концентрацій можуть бути:

- застосування при виконанні газонебезпечних робіт іскронебезпечного інструменту;

- виконання робіт в газонебезпечних зонах із застосуванням відкритого вогню при невиконанні правил безпеки;
- несправності електрообладнання, освітлення і захисту від статичної електрики у вибухонебезпечних приміщеннях.

Для забезпечення безаварійної роботи технологічних установок проектом передбачається:

- герметизація обладнання і трубопроводів;
- застосування негорючих матеріалів;
- встановлення сигналізаторів до вибухонебезпечної концентрації газу в приміщеннях нагнітачів з видачею сигналу в диспетчерську і автоматичним включенням аварійно-витяжної вентиляції;
- оснащення технологічного обладнання усіма необхідними засобами контролю, автоматики, запобіжною арматурою, що забезпечують надійність і безаварійність їх роботи;
- дистанційне керування кранами підключення КС до магістрального газопроводу, кранами на свічках скидання тиску в газопроводах;
- аварійне освітлення в приміщеннях ГПА;
- аварійна зупинка КС;
- застосування вибухозахищеного обладнання для вибухонебезпечних зон;
- у вибухонебезпечних приміщеннях передбачаються кабелі з мідними жилами;
- громозахист, заземлення;
- використання сталевих безшовних труб для газопроводів та інших технологічних трубопроводів з обов'язковим гідравлічним випробуванням кожної труби на заводі-виробнику;
- використання зварних з'єднань на газопроводах з пожежовибухонебезпечними і токсичними речовинами;
- використання фасонних сполучних деталей трубопроводів (відведення, трійник, переходи) заводського виготовлення;

- розпізнавальне забарвлення газопроводів та інших технологічних трубопроводів;
- огорожі на перехідних містках і майданчиках обслуговування;
- обгородження частин рухомого обладнання;
- захисні ґрати у всмоктуючих газопроводах нагнітачів.

Основними технічними рішеннями зменшення шумової дії, передбачені проектом, є:

- газоперекачуючі агрегати встановлюються в індивідуальних укриттях і не вимагають постійної присутності обслуговуючого персоналу;
- керування агрегатами здійснюється з операторної, розташованої у будівлі, що розташована окремо;
- у всмоктуючих і вихлопних трактах ГПА передбачені глушники шуму;
- всмоктуючі повітревводи, вихлопні газоходи агрегатів, надземні ділянки газового обладнання нагнітачів покриваються звукоізолюючими матеріалами.

Для захисту органів слуху персоналу при огляді працюючих агрегатів повинні застосовуватися індивідуальні засоби захисту – протишумові антифони, беруші і шлемофони. Для персоналу передбачаються необхідні приміщення (кімната для прийому їжі, приміщення сушки спецодягу, душові та ін.), розташовані у відповідних спорудах.

4.2 Вимоги норм проектування інженерно-технічних заходів ЦО (ІТЗ ЦО) до будівництва об'єктів та комунально-енергетичних систем

Заходи щодо підвищення стійкості об'єктів господарювання здійснюються відповідно до вимог Норм проектування інженерно-технічних заходів. Норми проектування починають діяти з прийняттям постанови Урядом. Вимоги Норм призначені для того, щоб в умовах надзвичайних ситуацій:

- забезпечити захист населення та знизити масштаби руйнувань (пожеж, затоплень, заражень);

- підвищити стійкість роботи об'єктів господарювання і галузей економіки;
- створити умови для успішного проведення робіт по ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

Вимоги Норм проектування реалізуються при проектуванні та забудові міст, будівництві нових промислових підприємств, об'єктів енергетики, транспортних систем, систем водо- та газопостачання, а також при їх реконструкції.

Норми проектування ІТЗ ЦЗ здійснюються диференційовано з урахуванням ролі і важливості міст і об'єктів економіки. Для цього міста поділяють на групи, а об'єкти – на категорії за такою класифікацією: міста: „Особливої групи”, І, ІІ та ІІІ групи; об'єкти господарювання: „Особливої важливості”, І та ІІ категорій. Об'єкти атомної енергетики виділяються в окрему групу.

Для „категорійних” міст і об'єктів з метою реалізації ІТЗ встановлені дві зони: зона можливих слабких руйнувань, де очікується (за прогнозом) надмірний тиск у фронті повітряної ударної хвилі ядерного вибуху $\Delta P_{\phi} - 10$ кПа, і зона можливих сильних руйнувань, в межах якої очікується $\Delta P_{\phi} \geq 30$ кПа.

Межа зони сильних руйнувань для міст „особливої”, І, ІІ, ІІІ групи пролягає в межах проектної забудови міста, а зони слабких руйнувань – відстані – 7км від межі проектної забудови міста (ПЗМ) (ПЗМ приймається відповідно до затвердженого генерального плану забудови на розрахунковий період. Для об'єктів „особливої важливості” межа зони сильних руйнувань пролягає на відстані 3км від межі проектної забудови об'єкта; слабких – 10км.

Вимоги до систем газопостачання

На багатьох промислових об'єктах газ використовується як паливо, а на хімічних підприємствах - і як сировина. При руйнуванні газових мереж, газ може бути причиною вибуху і пожежі. Для надійного постачання газ повинен подаватися на промислові об'єкти по двох незалежних газопроводах.

Газорозподільні станції необхідно розташовувати за межами території об'єкта. На газовій мережі повинні встановлюватися автоматичні вимикаючі пристрої, що спрацьовують від дії ударної хвилі.

На газопроводах також потрібно встановлювати запірну арматуру і крани, що автоматично перекривають подачу газу при розриві труб, що дозволяє відключати аварійні ділянки /об'єкти/ від загальної мережі газопостачання.

Виконання вимог Норм проектування сприяє не тільки безпечному та безперебійному функціонуванню промислових об'єктів, але і покращенню умов праці та проживання в даному районі.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Мета роботи полягала в забезпеченні електропостачання всіх споживачів електроенергії компресорного цеху газоперекачувальної компресорної станції та всього підприємства в цілому. Першим кроком було визначення розрахункового електричного навантаження цеху за допомогою методу впорядкованих діаграм, з використанням коефіцієнтів попиту та максимуму, а також визначення навантаження підприємства загалом, враховуючи активні та реактивні навантаження цехів (як до, так і вище 1000 В), освітлення цехів і території підприємства, втрати потужності в трансформаторах та високовольтних лініях.

На основі розрахункових навантажень цехів було створено картограму навантажень і визначено центр електричних навантажень підприємства. Головна низька підстанція підприємства була встановлена зі зсувом від центру електричних навантажень у бік ЛЕП, що живить підприємство. На ГПП було встановлено два двохобмоткові трансформатори марки ТМН-6300/35. Обладнання підстанції та напруга живильних ліній було обрано на підставі техніко-економічного розрахунку. На стороні 35 кВ була прийнята схема у вигляді двох блоків з вимикачами і неавтоматичною перемичкою шин. Електропостачання підприємства забезпечується від підстанції енергосистеми за двома повітряними ЛЕП 35 кВ.

Далі було визначено кількість та потужність цехових трансформаторів. Номінальна потужність кожного трансформатора встановлена на рівні 630 кВА, а мінімальна необхідна кількість становить вісім трансформаторів. Після вибору кількості трансформаторів було проведено розрахунок і вибір компенсуючих пристроїв. Розподільча мережа вище 1000 В на території підприємства виконана з використанням трижильних кабелів з алюмінієвими жилами.

Наступним кроком було забезпечення електропостачання цеху. Електроприймачі цеху живляться від розподільних шаф за допомогою

чотирьохжильних кабелів з алюмінієвими жилами. Захист споживачів та кабельних ліній здійснюється автоматичними вимикачами.

Карта селективності, побудована на основі вибору захисних апаратів, показала, що селективність забезпечена. Епюра відхилення напруги показала, що у всіх режимах роботи напруга у споживачів знаходиться в допустимих межах.

Загалом, можна зробити висновок, що дана модель електропостачання є надійною і придатною до експлуатації.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Браславець, Андрій Олегович. Особливості проектування електропостачання промислового підприємства з урахуванням перспектив розвитку. MS thesis. КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.
2. Бабюк, С. М., Приймак, М. Д., & Паськів, Р. В. (2017). Підвищення енергоефективності підприємств за рахунок контролю характеристик режимів електропостачання. Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 90-91.
3. Бабюк, С. М., & В Пліс, Я. (2020). Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання. Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 82-83.
4. Створене посилання: Електропостачання // ЕНЕРГО-ІНВЕСТ [Веб-сайт]. - Київ, 2022. - URL: <http://www.energo-invest.com.ua/designing/power-supply/> (дата звернення: 11.05.2023).
5. Закон України «Про електроенергетику» (введений Постановою Верховної Ради № 575/97–ВР від 16.10.1997 року) // Відомості Верховної Ради України. – 1998. – № 1. – С. 1).
6. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
7. Технічна політика: Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Київ: ДП «НЕК «Укренерго», 2014. 250 с.
8. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. НПАОП 40.1–1.21-98. – К.: Основа, 1998. – 380 с.
9. ДСТУ EN 50110-1:2019 Експлуатування електроустановок. Частина 1. Загальні вимоги (EN 50110-1:2013, IDT)
10. ДСТУ EN 61000-2-4:2017 Електромагнітна сумісність (ЕМС). Частина 2-4. Електромагнітна обстановка. Рівні сумісності щодо

низькочастотних кондуктивних завод для промислових підприємств (EN 61000-2-4:2002, IDT; IEC 61000-2-4:2002, IDT)

11. Шестеренко, В. Є. Електропостачання промислових підприємств. Посібник до курсового та дипломного проектування / Шестеренко В. Є., Шестеренко О. В. — Київ, 2013. — 424 с.

12. Журахівський, А. В. "Оптимізація режимів електроенергетичних систем: навч. посібник для вузів." Львів: Видавництво Львівської політехніки (2010).

13. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні : Навч. посіб. / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик; Вінниц. держ. техн. ун-т. - Вінниця, 2002. - 111 с. 77 23.

14. Orobchuk, B., Sysak, I., Babiuk, S., Rajba, T., Karpinski, M., Klos-Witkowska, A., ... & Gancarczyk, J. (2017, September). Development of simulator automated dispatch control system for implementation in learning process. In 2017 9th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications (IDAACS) (Vol. 1, pp. 210-214). IEEE.

15. Буняк, О., Бабюк, С., & Сисак, І. (2019). Інтелектуальний пристрій автоматичного регулювання параметрів електромережі. Матеріали IV Міжнародної науково-технічної конференції „Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій “присвячена 80-ти річчю з дня народження професора ЯІ Проця, 268-270.

16. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання [Текст] : навч. посіб. [для студ. електротехн. спец. вищ. навч. закл.] / В. М. Буряк. — 2-ге вид., переробл. та випр. — Х. : Тимченко, 2008.

17. Orobchuk, B., Buniak, O., Sysak, I., Babiuk, S., Bodnarchuk, I., & Koval, V. (2024). Development of Software for the Implementation of Automated Reserve Input Modes Operation.

18. Якість електроенергії та її вплив на електроспоживання і надійність роботи електроустаткування // PATRIOT-NRG. Міжнародний портал з

енергозбереження [Веб-сайт]. - Київ. - URL: <https://patriot-nrg.com/content/yakist-elektroenergiyi-ta-yiyi-vplyv-na-elektrospozhyvannya-i-nadiynist-roboty> (дата звернення: 23.10.2023).

19. Babiuk, Serhiy, et al. "Algorithms for automatic of metrological characteristics of transducers." Вісник Тернопільського національного технічного університету 107.3 (2022): 67-75.

20. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.

21. Методичний посібник для здобувачів освітнього ступеня «магістр» всіх спеціальностей денної та заочної (дистанційної) форм навчання «БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ» / В.С. Стручок –Тернопіль: ФОП Паляниця В. А., –156 с.

22. Коваль В.П. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи магістра для здобувачів другого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 51 с.