

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

**Інститут (факультет) ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту**

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту (декан факультету)

Завідувач кафедри

_____ Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

_____ Сергій БАЛЮТА
(підпис) (ім'я та прізвище)

«__» грудня 2025 р.

«__» грудня 2025 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»
на тему: «Розробка ефективного електрозабезпечення підприємства по виробництву підшипників в м. Луцьк та інтелектуалізація, як новий вимір технологічного прогресу»

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЕЛ 2-6М

_____ Пойта Юрій Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

_____ (підпис)

Керівник Шестеренко Володимир Євгенович
(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

_____ (підпис)

Рецензент Василь ЛИЗАНЕЦЬ
(ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

Я, як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2025 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. акад. І.С. Гулого
 Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту
 Освітній ступінь магістр
 Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри ЕПЕМ
/Сергій БАЛЮТА/
 « 17 » вересня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Пойти Юрія Володимировича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка ефективного електрозабезпечення підприємства по виробництву підшипників в м. Луцьк та інтелектуалізація, як новий вимір технологічного прогресу

керівник роботи Шестеренко Володимир Євгенович, к.т.н., професор
 затверджені наказом закладу вищої освіти від « 17 » вересня 2025 р. № 712-кв.

2. Строк подання здобувачем роботи 10 грудня 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи Генеральний план підприємства по виробництву підшипників в м. Луцьк; характеристика споживачів електричної енергії підприємства; відомості про джерела живлення підприємства; умови проектування.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Характеристика підприємства його технологічного процесу та формування груп характерних категорій силових електроприймачів по цехам; визначення сумарного електричного навантаження по цехам; вибір цехових трансформаторів; розрахунок компенсації реактивної потужності; визначення результуючого навантаження на шини напругою понад 1 кВ джерела живлення; побудова картограми навантаження; розробка схеми електропостачання підприємства; вибір кабелів напругою понад 1 кВ та до 1 кВ та перевірка їх на термічну стійкість до струмів короткого замикання; вибір електричних апаратів напругою понад 1 кВ та цехових ТП; релейний захист та автоматика цехової ТП; спеціальна частина: інтелектуалізація, як новий вимір технологічного прогресу.

5. Перелік графічного матеріалу

1. Генеральний план підприємства з мережею напругою понад 1 кВ і картограмою навантажень. 2. Схема електропостачання підприємства. 3. Релейний захист і автоматика. 4. Інтелектуалізація, як новий вимір технологічного прогресу.

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Консультант | Підпис, дата | |
|--------|-------------|----------------|------------------|
| | | Завдання видав | Завдання прийняв |
| | | | |

7. Дата видачі завдання 17 вересня 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| Пор № | Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|---|-------------------------------|----------|
| 1 | Отримання завдання на магістерську роботу | 17.09.2025 р | |
| 2 | Вступ | 19.09.2025 р | |
| 3 | Характеристика підприємства, його технологічного процесу та формування груп характерних категорій силових електроприймачів по цехам | 23.09.2025 р | |
| 4 | Розрахунок силових електричних навантажень | 27.09.2025 р | |
| 5 | Визначення розрахункових навантажень електричного освітлення | 02.10.2025 р | |
| 6 | Визначення сумарного електричного навантаження по цехам | 07.10.2025 р | |
| 7 | Формування технологічно зв'язаних груп трансформаторів і розрахунок їх навантаження | 11.10.2025 р | |
| 8 | Вибір цехових трансформаторів | 16.10.2025 р | |
| 9 | Розрахунок компенсації реактивної потужності | 22.10.2025 р | |
| 10 | Визначення результуючого навантаження на шини напругою понад 1 кВ джерела живлення | 26.10.2025 р | |
| 11 | Побудова картограми і визначення умовного центру електричних навантажень | 01.11.2025 р | |
| 12 | Розробка схеми електропостачання підприємства | 06.11.2025 р | |
| 13 | Вибір кабелів напругою понад 1 кВ та до 1 кВ | 10.11.2025 р | |
| 14 | Розрахунок струмів короткого замикання | 14.11.2025 р | |
| 15 | Перевірка вибраних кабелів на термічну стійкість | 18.11.2025 р | |
| 16 | Вибір шин і електричних апаратів напругою понад 1 кВ | 22.11.2025 р | |
| 17 | Вибір електричних апаратів цехових ТП | 26.11.2025 р | |
| 18 | Електричні вимірювання, облік і економія електроенергії | 29.11.2025 р | |
| 19 | Релейний захист і автоматика цехової ТП | 04.12.2025 р | |
| 20 | Спеціальна частина. Інтелектуалізація, як новий вимір технологічного прогресу | 08.12.2025 р | |
| 21 | Формулювання рекомендацій та висновків | 09.12.2025 р | |
| 22 | Подання готової роботи для перевірки на плагіат | 10.12.2025 р | |

Здобувач

_____ (підпис)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Пойта Ю.В.

(прізвище та ініціали)

Шестеренко В.Є.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Пойта Ю.В. Розробка ефективного електрозабезпечення підприємства по виробництву підшипників в м. Луцьк та інтелектуалізація, як новий вимір технологічного прогресу.

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Національний Університет Харчових Технологій

Київ - 2025

Кваліфікаційна робота: 136 с.; 19 рис.; 52 табл.; 17 джерел.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка ефективного електрозабезпечення підприємства по виробництву підшипників в м. Луцьк та інтелектуалізація, як новий вимір технологічного прогресу.

До пояснювальної записки надано графічну частину, яка складається із чотирьох креслень: генеральний план підприємства з мережею напругою понад 1 кВ і картограмою навантажень; схема електропостачання підприємства; релейний захист і автоматика; інтелектуалізація, як новий вимір технологічного прогресу.

У результаті виконання магістерської роботи наведено характеристику підприємства та його технологічного процесу; виконано розрахунок електричних навантажень підприємства; визначено число й потужність силових цехових трансформаторних підстанцій з урахуванням компенсації реактивної потужності; розраховано та вибрано високовольтне і низьковольтне електрообладнання та провідники і перевірено їх до впливу струмів короткого замикання; розглянуті питання щодо релейного захисту і автоматики цехової ТП, електричних вимірювань, обліку та економії електроенергії та інтелектуалізація, як новий вимір технологічного прогресу.

Ключові слова: підприємство по виробництву підшипників, електричне навантаження, компенсація реактивної потужності, силовий трансформатор, електричний апарат, кабель, шина, трансформатор струму, релейний захист, інтелектуалізація, штучний інтелект.

ANNOTATION

Poyta Y.V. Development of effective power supply for a bearing production enterprise in Lutsk and intellectualization as a new dimension of technological progress.

141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

National University of Food Technologies

Kyiv - 2025

Qualification work: 136 p.; 19 Fig.; 52 tables; 17 sources.

The purpose of the qualification work is to develop an effective power supply for a bearing production enterprise in Lutsk and intellectualization as a new dimension of technological progress.

The explanatory note includes a graphic part consisting of four drawings: a general plan of the enterprise with a network voltage of more than 1 kV and a load map; a power supply scheme of the enterprise; relay protection and automation; intellectualization as a new dimension of technological progress.

As a result of the master's thesis, a description of the enterprise and its technological process is provided; the calculation of the electrical loads of the enterprise is performed; the number and capacity of power shop transformer substations are determined, taking into account reactive power compensation; high-voltage and low-voltage electrical equipment and conductors are calculated and selected and checked for the influence of short-circuit currents; issues of relay protection and automation of shop substations, electrical measurements, electricity metering and saving, and intellectualization as a new dimension of technological progress are considered.

Keywords: bearing manufacturing enterprise, electrical load, reactive power compensation, power transformer, electrical apparatus, cable, bus, current transformer, relay protection, intellectualization, artificial intelligence.

ЗМІСТ

| | | |
|------|--|----|
| | ВСТУП..... | 8 |
| 1. | 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА, ЙОГО ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ТА ФОРМУВАННЯ ГРУП ХАРАКТЕРНИХ КАТЕГОРІЙ СИЛОВИХ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ ПО ЦЕХАМ..... | 10 |
| 1.1. | 1.1. Характеристика підприємства і його технологічного процесу.... | 10 |
| 1.2. | Формування груп характерних категорій силових електроприймачів по цехам..... | 14 |
| 2. | РОЗРАХУНОК СИЛОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ..... | 17 |
| 3. | ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРИЧНОГО ОСВІТЛЕННЯ..... | 19 |
| 4. | ВИЗНАЧЕННЯ СУМАРНОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПО ЦЕХАМ..... | 23 |
| 5. | ФОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНО ЗВ'ЯЗАНИХ ГРУП ТРАНСФОРМАТОРІВ І РОЗРАХУНОК ЇХ НАВАНТАЖЕНЬ..... | 24 |
| 6. | ВИБІР ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ..... | 26 |
| 7. | РОЗРАХУНОК КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ..... | 28 |
| 8. | ВИЗНАЧЕННЯ РЕЗУЛЬТУЮЧОГО НАВАНТАЖЕННЯ НА ШИНАХ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 КВ ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ..... | 31 |
| 8.1. | Визначення навантаження на шинах РП..... | 31 |
| 8.2. | Визначення доцільності додаткової установки БНК..... | 36 |
| 8.3. | Визначення результуючого навантаження на шинах напругою понад 1 кВ джерела живлення після уточнення потужності БНК..... | 40 |
| 9. | ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ І ВИЗНАЧЕННЯ УМОВНОГО ЦЕНТРУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ..... | 43 |
| 10. | РОЗРОБКА СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА... | 48 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 11. | ВИБІР КАБЕЛІВ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 КВ ТА ДО 1КВ..... | 50 |
| 12. | РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ..... | 59 |
| 13. | ПЕРЕВІРКА ВИБРАНИХ КАБЕЛІВ НА ТЕРМІЧНУ СТІЙКІСТЬ.... | 63 |
| 14. | ВИБІР ШИН І ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 КВ..... | 67 |
| 15. | ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ЦЕХОВИХ ТП..... | 82 |
| 16. | ЕЛЕКТРИЧНІ ВИМІРЮВАННЯ, ОБЛІК І ЕКОНОМІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ..... | 94 |
| 17. | РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ЦЕХОВОЇ ТП..... | 97 |
| 17.1. | Розрахунок захисту трансформатора..... | 97 |
| 17.2. | Розрахунок захисту живильної кабельної лінії..... | 103 |
| 17.3 | Розрахунок уставок АВР..... | 107 |
| 18. | СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ, ЯК НОВИЙ ВИМІР ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОГРЕСУ..... | 109 |
| 18.1 | Інтелектуалізація систем..... | 109 |
| 18.2. | Штучний інтелект як основа побудови й розвитку інтелектуальних платформ..... | 113 |
| 18.3. | Штучний інтелект як ключовий вектор розвитку енергетичної галузі. | 118 |
| 18.4. | Створення розумної платформи управління енергетичними комплексами..... | 124 |
| | ВИСНОВКИ..... | 132 |
| | СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ..... | 135 |

ВСТУП

Нормальне функціонування будь-якого підприємства в Україні залежить в першу чергу від його надійного електропостачання, оскільки за допомогою електричної енергії рухаються мільйони верстатів і механізмів, освітлюються приміщення, здійснюється автоматичне управління технологічними процесами тощо. Існують технології, де електроенергія є єдиним енергоносієм.

У зв'язку з прискоренням науково-технологічного прогресу споживання електроенергії у промисловості значно збільшилося завдяки створенню гнучких автоматизованих виробництв.

Енергетичною програмою України передбачається подальший розвиток енергозберігаючої політики. Економія енергетичних ресурсів має здійснюватися шляхом переходу на енергозберігаючі технології виробництва; удосконалення енергетичного обладнання; реконструкції застарілого обладнання; скорочення всіх видів енергетичних втрат та підвищення рівня використання вторинних ресурсів; поліпшення структури виробництва, перетворення та використання енергетичних ресурсів. Перед енергетикою в найближчому майбутньому стоїть завдання всебічного розвитку та використання відновлюваних джерел енергії: сонячної, геотермальної, вітрової, припливної тощо; розвитку комбінованого виробництва електроенергії та теплоти для централізованого теплопостачання промислових міст.

Важливою особливістю системи електропостачання є практична неможливість створення запасів електричної енергії, тому що отримана електрична енергія негайно витрачається приймачами і споживачами. Крім того, під впливом різноманітних факторів відбуваються збурення, що призводять до зміни стану системи.

Сьогодні робота енергосистеми, а також електропостачання промислових підприємств практично повністю автоматизовані, завдяки чому вирішуються основні завдання захисту, регулювання напруги, потужності, обліку електроенергії та ін.

З урахуванням різних категорій споживачів електричної енергії їх електропостачання повинно забезпечуватися на визначеному рівні, а головне, воно має бути якісним, надійним та економічним. При цьому напруга і частота електричної мережі не повинні відрізнятися від їх номінальних значень. До визначення категорій промислових підприємств необхідно ставитись дуже ретельно, оскільки це пов'язано з життям людей, випуском продукції промислового підприємства, з дорогими технологічними процесами.

Створення універсального керування системою електропостачання забезпечує якісне електропостачання не лише промислових підприємств і з різним характером їх виробництва, але й адміністративно-господарських, побутових та житлових приміщень. Системний підхід до вирішення оптимізаційних завдань сприяє підвищенню продуктивності машин і механізмів, зменшенню втрат електричної енергії, а також комплексному підвищенню надійності та ефективності роботи електричного обладнання, приймачів і споживачів електричної енергії. При цьому повинні бути забезпечені енергозбереження, екологічна безпека навколишнього природного середовища та техніка безпеки персоналу.

Метою магістерської роботи є розробка проекту ефективного електрозабезпечення підприємства по виробництву підшипників в м. Луцьк та інтелектуалізація, як новий вимір технологічного прогресу.

При проектуванні керувалися директивними й іншими нормативними документами, зокрема Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), інструкцією із проектування електропостачання промислових підприємств та інструкцією із проектування силового й освітлювального електроустаткування промислових підприємств.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА, ЙОГО ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ТА ФОРМУВАННЯ ГРУП ХАРАКТЕРНИХ КАТЕГОРІЙ СИЛОВИХ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ ПО ЦЕХАМ

1.1. Характеристика підприємства і його технологічного процесу

У Луцьку працює єдине в Україні підприємство корпорації SKF, що виробляє роликові конічні підшипники. На початку 80-х років воно забезпечувало своєю продукцією весь ринок Радянського Союзу.

У 1995 році завод приватизували. Тоді він набув статусу відкритого акціонерного товариства.

У 1998 році корпорація SKF придбала 28 % державного пакету акцій і почала викупляти частки працівників.

У 1999 році почалося реструктуризація та освоєння ринків Європи та світу.

З 2007 року підприємство отримало право маркувати продукцію логотипом SKF. Станом на сьогодні на підприємстві працює 1 223 працівники.

На заводі випускають 97 типів підшипників. З них 88 – метричні, а 9 – дюймові (в основному їх експортують для американського ринку). Виготовляють і 12 типів підшипників для трейлерів, три типи малої розмірної групи (основний споживач – Volkswagen), 305 типів точених кілець. Продають готові ролики і сепаратори.

Завод у Луцьку єдиний в складі корпорації SKF, що має повний цикл виробництва підшипників: починаючи від закупівлі металу і закінчуючи зібраними підшипниками. Адже більшість підприємств корпорації SKF є вузькоспеціалізованими на окремих видах обробки чи виготовленні компонентів.

Продукція підприємства використовується у всіх галузях народного господарства та забезпечує своє представництво у всіх країнах світу.

Сьогодні корпорація SKF є другою в світі із виробництва підшипників. Вона налічує 165 підприємств в 29 країнах світу, 15 тисяч дистриб'юторських представництв. Обороти компанії у 2014 році становив майже 71 мільярд шведських крон (близько 8 мільярдів доларів США).

Основними деталями роликів конічних підшипників, які виготовляє підприємство, є зовнішнє кільце, внутрішнє кільце, сепаратор і комплект роликів.

Конічні ролики завод випускає як для власних потреб, так і на експорт для інших заводів компанії SKF.

На ділянці виробництва роликів, що йдуть на експорт, працюють чотири шліфувальні лінії (канали). На одному з каналів виготовляють малі партії роликів. На виробничій ділянці верстати розміщені окремо та не пов'язані між собою транспортом. Це потрібно для того, щоб при виготовленні невеликих партій роликів обладнання можна було швидко переналагоджувати з одного типу на інший.

Після шліфування ролики сортують на спеціальному автоматі на розмірні групи. Різниця між діаметрами роликів в одній групі – 2 мікрона. Така точність необхідна для зменшення шуму і вібрації в підшипнику та підвищення терміну його експлуатації. Для того, щоб досягти необхідного рівня якості, поверхня кочення конічного ролика обробляється в декілька операцій.

Крім каналу для виготовлення малих партій роликів, на ділянці компонентів розміщені також три повністю автоматичні шліфувальні лінії. Тут верстати поєднані конвеєрами і процес обробки проходить автоматично. Оператор проводить налагодження верстатів та стежить за процесом. Ролики пакують в поліетиленову трубу.

Метал для виготовлення роликів отримують з Німеччини, Нідерландів, Словаччини. Він поступає у виробництво у вигляді дроту діаметром від 6 до 22 мм, змотаного у бухти, чи у вигляді прутків. З такого металу шляхом холодного штампування на пресах і виготовляють вихідну заготовку роликів.

Наступним етапом є операція галтування, де ролики очищаються від бруду і мастила. Вони робляться гладенькими, без гострих країв. Після чого їх транспортують на термічну обробку.

Термічна обробка проводиться з метою підвищення твердості роликів, а, значить, і їх зносостійкості, і здійснюється в спеціальних печах. Вони повністю автоматизовані. У зоні завантаження працює робот-маніпулятор. Ролики викладаються на спеціальні піддони і подаються конвеєром в робочу зону печі.

Тоді ролик потрапляє в зону нагріву, який відбувається при температурі до 880 градусів. Далі ролики потрапляють в зону охолодження в маслі, де температура 60-80 градусів. Відбувається гартування продукції. Тоді ролики миють від оливи в мийній машині і транспортують в піч відпуску, де температура сягає 220 градусів. Така процедура є обов'язковою, щоб зняти внутрішні напруги, які виникають всередині роликів внаслідок різкої зміни температури при гартуванні. Якщо такі напруження залишаться, вони можуть спричинити руйнування роликів в процесі експлуатації підшипника.

На автоматно-токарній ділянці відбувається токарна обробка кілець підшипників. Продукція цього цеху використовується для власного виробництва підшипників та експортується на інші заводи компанії СКФ.

Заготовку для токарної обробки кілець називають поковкою. Частину поковок виготовляють на підприємстві, а частину закупають в Болгарії, Індії та українського постачальника з Чернігова.

Один з видів поковок називають "нероздільною баштою". Назва пов'язана із формою заготовки, що нагадує вежу чи башту. В цій поковці поєднано заготовки для зовнішнього і внутрішнього кільця. Це прогресивна технологія, тому що дозволяє виготовляти і обробляти одразу два кільця.

Для токарної обробки використовуються шестишпindelні токарні автомати та токарні верстати з числовим програмним управлінням (ЧПУ).

Завдяки спільному проекту з німецьким містом Люховим, нещодавно отримали новенькі італійські верстати з ЧПУ "Minganti", на яких уже точать кільця і відправляють в Німеччину.

Для того, щоб продукція з відхиленням не потрапляла до споживача, на виробництві використовуються контрольні-сортувальні автомати для контролю геометричних параметрів кілець після токарної обробки.

Уся стружка, яка утворюється на виробництві під час токарної обробки, потрапляє спеціальними каналами у підвал, де стоїть машина для її подрібнення. Тоді стружку запаковують у відповідну тару і відправляють на металобрухт.

Після токарної обробки кільця відправляють в термічну дільницю для подальшої термообробки. Термічна обробка кілець проводиться аналогічно до термічної обробки роликів.

Після термічної обробки кільця потрапляють у шліфувально-складальне виробництво для подальшого шліфування і складання підшипників.

Для шліфування і складання підшипників малої розмірної групи працює два шліфувальні канали, які складаються з двох ліній: одна – для обробки зовнішнього кільця, друга – для обробки внутрішнього кільця підшипника. Кожне кільце підшипника маркують за допомогою лазера, вказуючи позначення підшипника, компанію і країну-виробник, дату виготовлення.

Під час виготовлення підшипників великої та середньої розмірної груп операції шліфування і складання розділені. Після шліфування на каналі кільця відправляють на складальні лінії. Тут використовують багато ручної праці: для складання, контролю, пакування.

Вид пакування використовують різний, залежно від потреб споживача.

Для вторинного ринку або ринку запасних частин зазвичай використовують індивідуальне пакування – кожен підшипник окремо в картонній коробочці.

На заводі "СКФ Україна" існує багато інвестиційних проектів, до реалізації яких залучено німецькі, польські, італійські компанії. Під час реалізації проекту "Перенесення бізнесу з Німеччини в Україну" підприємство отримало нові верстати та робочі місця.

Підприємство продовжує розвиватися. Найближчим часом на заводі планують розмістити гартувальну піч з Німеччини для термічної обробки кілець підшипників. Зараз в приміщенні, де вони мають бути розміщені, тривають будівельні підготовчі роботи. Адже більшість наявних печей вже застаріли та зносилися, тому від них планують відмовитися на користь більш прогресивного термічного обладнання.

1.2. Формування груп характерних категорій силових електроприймачів по цехам

За генеральним планом підприємства по виробництву підшипників та заданим навантаженням кожного цеху і комплектацією його обладнанням, розбиваємо все обладнання за групами з однаковими $K_{\text{вн}}$, $\text{tg}\varphi$, вказуємо назву обладнання, його потужність та максимальну потужність. Для кожного типу обладнання приймаємо згідно з довідникових даних коефіцієнт використання та коефіцієнт потужності. Результат формування характерних категорій силових електроприймачів по цехам зводимо в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Показники електричних навантажень споживачів електричної енергії

| Корпус | Найменування обладнання | $P_{\text{уст}}$, кВт | P , кВт | P_{max} , кВт | $K_{\text{в}}$ | $\cos \varphi$ | $\text{tg} \varphi$ |
|-------------------------|--|------------------------|-----------|------------------------|----------------|----------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1. Виробничий корпус №1 | Вентилятори, санітарно-гігієнічна вентиляція | 3100 | 300 | 100 | 0,8 | 0,8 | 0,75 |
| | Металорізальні верстати крупносерійного виробництва (токарні, фрезерні, сверлильні, заточувальні, карусельні і т.д.) | | 460 | | 0,16 | 0,5 | 1,73 |
| | Металорізальні верстати дрібносерійного виробництва (токарні, фрезерні, сверлильні, заточувальні, карусельні і т.д.) | | 410 | | 0,14 | 0,5 | 1,73 |
| | Кран-балки (ТВ=40%) | | 250 | | 0,1 | 0,5 | 1,73 |
| | Зварювальні машини стикового і точкового зварювання | | 300 | | 0,35 | 0,6 | 1,33 |
| | Штампувальні преси | | 410 | | 0,7 | 0,95 | 0,33 |
| | Штампувальні верстати | | 300 | | 0,17 | 0,65 | 1,17 |
| | Компресори | | 220 | | 0,7 | 0,85 | 0,62 |
| | Печі опору | | 450 | | 0,5 | 0,85 | 0,62 |

Продовження табл. 1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-------------------------|--|------|------|------|------|------|------|
| 2. Виробничий корпус №2 | Вентилятори, санітарно-гігієнічна вентиляція | 2900 | 220 | 100 | 0,8 | 0,8 | 0,75 |
| | Металорізальні верстати крупносерійного виробництва (токарні, фрезерні, сверлильні, заточульні, карусельні і т.д.) | | 480 | | 0,16 | 0,5 | 1,73 |
| | Металорізальні верстати дрібносерійного виробництва (токарні, фрезерні, сверлильні, заточульні, карусельні і т.д.) | | 400 | | 0,14 | 0,5 | 1,73 |
| | Кран-балки (ТВ=40%) | | 150 | | 0,1 | 0,5 | 1,73 |
| | Шліфувальні верстати | | 320 | | 0,35 | 0,65 | 1,17 |
| | Зварювальні машини стикового і точкового зварювання | | 260 | | 0,35 | 0,6 | 1,33 |
| | Зварювальні трансформатори для ручного зварювання і різання металів | | 270 | | 0,3 | 0,5 | 1,73 |
| | Штампувальні пресси | | 250 | | 0,7 | 0,95 | 0,33 |
| | Конвейер | | 250 | | 0,75 | 0,75 | 0,88 |
| Індукційні печі | 300 | 0,7 | 0,95 | 0,33 | | | |
| 3. Виробничий корпус №3 | Вентилятори, санітарно-гігієнічна вентиляція | 2700 | 160 | 100 | 0,8 | 0,8 | 0,75 |
| | Автоматична потокова лінія обробки металів | | 170 | | 0,4 | 0,6 | 1,33 |
| | Металорізальні верстати крупносерійного виробництва (токарні, фрезерні, сверлильні, заточульні, карусельні і т.д.) | | 450 | | 0,16 | 0,5 | 1,73 |
| | Металорізальні верстати дрібносерійного виробництва (токарні, фрезерні, сверлильні, заточульні, карусельні і т.д.) | | 450 | | 0,14 | 0,5 | 1,73 |
| | Кран-балки (ТВ=40%) | | 150 | | 0,1 | 0,5 | 1,73 |
| | Шліфувальні верстати | | 350 | | 0,35 | 0,65 | 1,17 |
| | Конвейер | | 150 | | 0,75 | 0,75 | 0,88 |
| | Зварювальні машини стикового і точкового зварювання | | 220 | | 0,35 | 0,6 | 1,33 |
| | Зварювальні трансформатори для ручного зварювання і різання металів | | 250 | | 0,3 | 0,5 | 1,73 |
| | Штампувальні пресси | | 350 | | 0,7 | 0,95 | 0,33 |

Продовження табл. 1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-----------------------------|--|------|-----|-----|------|------|------|
| 4. Корпус литих сепараторів | Індукційні печі | 1600 | 150 | 110 | 0,7 | 0,95 | 0,33 |
| | Електричні дугові печі | | 200 | | 0,75 | 0,9 | 0,48 |
| | Машини точного лиття | | 300 | | 0,3 | 0,6 | 1,33 |
| | Прес-форми | | 200 | | 0,15 | 0,2 | 4,9 |
| | Машини ливарні з гарячою камерою | | 300 | | 0,3 | 0,6 | 1,33 |
| | Вентилятори, санітарно-гігієнічна вентиляція | | 250 | | 0,8 | 0,8 | 0,75 |
| | Ковші для лиття | | 100 | | 0,12 | 0,65 | 1,17 |
| | Кран-балки (ТВ=40%) | | 100 | | 0,1 | 0,5 | 1,73 |
| 5. Кувальний цех | Штампувальні преси | 2200 | 350 | 100 | 0,7 | 0,95 | 0,33 |
| | Молоти | | 250 | | 0,2 | 0,65 | 1,17 |
| | Електричні печі опору з неперервним (автоматичним) завантаженням | | 350 | | 0,75 | 0,9 | 0,48 |
| | Вентилятори, санітарно-гігієнічна вентиляція | | 200 | | 0,8 | 0,8 | 0,75 |
| | Ножиці холодного різання | | 250 | | 0,45 | 0,65 | 1,17 |
| | Ножиці гарячого різання | | 250 | | 0,15 | 0,9 | 0,48 |
| | Верчтати для ковки | | 400 | | 0,17 | 0,65 | 0,17 |
| | Кран-балки (ТВ=40%) | | 150 | | 0,1 | 0,5 | 1,73 |
| 6. РМЦ | Металорізальні верстати крупносерійного виробництва (токарні, фрезерні, сверлильні, заточувальні, карусельні і т.д.) | 800 | 165 | 50 | 0,16 | 0,5 | 1,73 |
| | Вентилятори, санітарно-гігієнічна вентиляція | | 60 | | 0,8 | 0,8 | 0,75 |
| | Зварювальні трансформатори для ручного зварювання і різання металів | | 100 | | 0,3 | 0,5 | 1,73 |
| | Кран-балки (ТВ=40%) | | 80 | | 0,1 | 0,5 | 1,73 |
| | Металорізальні верстати дрібносерійного виробництва (токарні, фрезерні, сверлильні, заточувальні, карусельні і т.д.) | | 150 | | 0,14 | 0,5 | 1,73 |
| | Шліфувальні верстати | | 75 | | 0,35 | 0,65 | 1,17 |
| | Преси | | 120 | | 0,7 | 0,95 | 0,33 |
| | Печі опору | | 50 | | 0,5 | 0,85 | 0,62 |

Продовження табл. 1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|------------------------------|--|-----|-----|----|------|------|------|
| 7. Компресорна | Вентилятори, санітарно-гігієнічна вентиляція | 900 | 25 | 40 | 0,8 | 0,8 | 0,75 |
| | Насоси | | 75 | | 0,7 | 0,85 | 0,62 |
| | Компресори (АД 10 кВ) | | 600 | | 0,7 | 0,85 | 0,62 |
| 8. Адмінбудівля (5 поверхів) | Комп'ютерна технска | 500 | 50 | 30 | 0,4 | 0,7 | 1,02 |
| | Вентилятори, санітарно-гігієнічна вентиляція | | 50 | | 0,8 | 0,8 | 0,75 |
| | Кондиціонери | | 80 | | 0,7 | 0,8 | 0,75 |
| | Термічне обладнання | | 40 | | 0,3 | 0,8 | 0,75 |
| | Обладнання адміністративного зв'язку | | 60 | | 0,4 | 0,6 | 1,33 |
| | Холодильне обладнання | | 50 | | 0,6 | 0,8 | 0,75 |
| | Лабораторне обладнання | | 170 | | 0,45 | 0,8 | 0,75 |
| 9. Насосна | Насоси (СД 10 кВ) | 700 | 500 | 40 | 0,7 | 0,85 | 0,62 |
| | Вентилятори, санітарно-гігієнічна вентиляція | | 200 | | 0,8 | 0,8 | 0,75 |
| 10. Склад готової продукції | Вентилятори | 350 | 80 | 50 | 0,8 | 0,8 | 0,75 |
| | Кран-балки, тельфери (ТВ=40%) | | 120 | | 0,1 | 0,5 | 1,73 |
| | Стелажі механізовані | | 90 | | 0,4 | 0,75 | 0,88 |
| | Оргтехніка | | 60 | | 0,6 | 0,85 | 0,62 |

2. РОЗРАХУНОК СИЛОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Визначення силових електричних навантажень здійснюватимемо методом коефіцієнта розрахункової потужності.

За даним методом розрахункове активне силове навантаження цеху визначається за виразом:

$$P_{pc} = k_p \cdot \sum_{i=1}^N k_{vi} \cdot P_{ном.i}, \quad (2.1)$$

де k_p – коефіцієнт розрахункової потужності по табл. 2.1 [1].

$$k_p = f(n_e, k_b, T), \quad (2.2)$$

де n_e – ефективна кількість електроприймачів;

k_b – середньозважений коефіцієнт використання;

T – постійна часу нагріву мережі (врахована в таблиці);

k_{vi} – коефіцієнт використання групи однорідних електроприймачів;

$P_{\text{ном},i}$ – потужність групи однорідних електроприймачів, кВт;

N – число груп електроприймачів.

Ефективне число електроприймачів можна визначити за виразом:

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^N P_{\text{ном},i}}{P_{\text{н.мак}}}, \quad (2.3)$$

де $P_{\text{н.мак}}$ – номінальна потужність найпотужнішого електроприймача цеху, кВт.

Середньозважений коефіцієнт використання можна визначити за формулою:

$$k_B = \frac{\sum_{i=1}^N k_{B_i} \cdot P_{\text{ном},i}}{\sum_{i=1}^N P_{\text{ном},i}}. \quad (2.4)$$

Розрахункове реактивне силове навантаження цеху визначається за виразом:

$$Q_{\text{pc}} = k_p \cdot \sum_{i=1}^N k_{B_i} \cdot P_{\text{ном},i} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (2.5)$$

де $\text{tg}\varphi$ – середнє значення коефіцієнта реактивної потужності i -ї групи електроприймачів.

Оскільки, розрахунок для всіх цехів аналогічний, наведемо приклад розрахунку *Корпусу литих сепараторів*.

За виразом (2.4) визначаємо:

$$k_B = \frac{150 \cdot 0,7 + 200 \cdot 0,75 + 300 \cdot 0,3 + 200 \cdot 0,15 + 300 \cdot 0,3 + 250 \cdot 0,8 + 100 \cdot 0,12 + 100 \cdot 0,1}{150 + 200 + 300 + 200 + 300 + 250 + 100 + 100} = 0,429.$$

За виразом (2.3) визначаємо ефективне число електроприймачів:

$$n_e = \frac{2 \cdot (150 + 200 + 300 + 200 + 300 + 250 + 100 + 100)}{110} = 29.$$

По знайденим значенням і табл. 2.1 [1] знаходимо значення $K_p = 0,766$.

За виразом (2.1) визначаємо розрахункове активне силове навантаження:

$$P_{\text{pc}} = 0,766 \cdot (150 \cdot 0,7 + 200 \cdot 0,75 + 300 \cdot 0,3 + 200 \cdot 0,15 + 300 \cdot 0,3 + 250 \cdot 0,8 + 100 \cdot 0,12 + 100 \cdot 0,1) = 525,34 \text{ кВт.}$$

За виразом (2.5) визначаємо розрахункове реактивне силове навантаження:

$$Q_{\text{pc}} = 0,766 \cdot (150 \cdot 0,7 \cdot 0,33 + 200 \cdot 0,75 \cdot 0,48 + 300 \cdot 0,3 \cdot 1,33 + 200 \cdot 0,15 \cdot 4,9 + 300 \cdot 0,3 \cdot 1,33 + 250 \cdot 0,8 \cdot 0,75 + 100 \cdot 0,12 \cdot 1,17 + 100 \cdot 0,1 \cdot 1,73) = 515,697 \text{ квар.}$$

Аналогічно розраховуємо всі інші цехи та результати зводимо до табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Силові електричні навантаження

| № цеха | Назва цеху | K_B | n_e | k_p | P_{pc} , кВт | Q_{pc} , квар |
|--------|--------------------------|-------|-------|-------|----------------|-----------------|
| 1 | Виробничий корпус №1 | 0,392 | 62 | 0,7 | 852,6 | 685,223 |
| 2 | Виробничий корпус №2 | 0,407 | 58 | 0,7 | 830,341 | 754,113 |
| 3 | Виробничий корпус №3 | 0,362 | 54 | 0,7 | 684,6 | 700,893 |
| 4 | Корпус литих сепараторів | 0,429 | 29 | 0,765 | 525,34 | 515,697 |
| 5 | Кувальний цех | 0,432 | 44 | 0,766 | 728,105 | 438,536 |
| 6 | РМЦ | 0,336 | 32 | 0,75 | 201,487 | 193,256 |
| 7 | Компресорна | 0,703 | 5 | 0,93 | 67,425 | 44,222 |
| 8 | Адмінбудівля | 0,517 | 33 | 0,808 | 208,997 | 172,368 |
| 9 | Насосна | 0,66 | 10 | 0,9 | 144 | 108 |
| 10 | Склад готової продукції | 0,423 | 14 | 0,85 | 125,8 | 104,346 |

3. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРИЧНОГО ОСВІТЛЕННЯ

Розрахунок освітлювального навантаження виконуємо за методом коефіцієнта попиту. За цим методом розрахункове активне навантаження освітлення цеху визначається за виразом:

$$P_{po} = K_{п} \cdot p_y \cdot F \cdot m, \quad (3.1)$$

де $K_{п}$ – коефіцієнт попиту на освітлення;

p_y – питома освітлювальне навантаження цеху, Вт/м²;

F – площа цеху, м²;

m – Кількість поверхів.

Так як p_y дається в довідниках при освітленості 100 лк і ККД світильника 100 % і коефіцієнті запасу $k_{з.табл} = 1,5$, треба зробити перерахунок за виразом:

$$p_y = \frac{p_{y, \text{табл}} \cdot E_n \cdot k_{z, \text{факт}} \cdot H_{\text{лл}}}{100 \cdot \eta \cdot k_{z, \text{табл}} \cdot H_{\text{сд}}}, \quad (3.2)$$

де E_n – нормована освітленість, лк;

η – ККД світильника;

$k_{z, \text{факт}}$ – фактичний коефіцієнт запасу.

Розрахункове освітлювальне реактивне навантаження цеху визначається за формулою:

$$Q_{\text{ро}} = P_{\text{ро}} \cdot \text{tg}\varphi_o, \quad (3.3)$$

де $\text{tg}\varphi_o$ – значення коефіцієнта реактивної потужності освітлення.

Активне навантаження зовнішнього освітлення визначається за виразом:

$$P_{\text{рон}} = K_{\text{п}} \cdot p_y \cdot \Pi, \quad (3.4)$$

де Π – периметр, по якому виконується освітлення.

Реактивне навантаження зовнішнього освітлення визначається за виразом:

$$Q_{\text{рон}} = P_{\text{рон}} \cdot \text{tg}\varphi_o. \quad (3.5)$$

Для визначення навантаження освітлення в корпусі адміністративної будівлі нам знадобляться такі дані:

- Площа цеху $F = 8676 \text{ м}^2$, яку знайшли відповідно до масштабу за кресленням генерального плану;

– нормована освітленість цеху, приймаємо лк, згідно з [5].

Приймаємо світлодіодні світильники ПромЛідер ДПС 01-1x45-001 (45Вт, 4800лм, $H=106 \text{ лм/Вт}$), для них характерний тип кривої сили світла Д-1.

Для світильників ЛБ58 ($H=82,8 \text{ лм/Вт}$) залежно від висоти підвісу (у цехах приймаємо більше 6 метрів, а адміністративних будівлях – менше 6 метрів), типу КСС і площі визначаємо питому потужність загального рівномірного освітлення $p_{y, \text{табл}} = 2,8$.

За виразом (3.2) зробимо перерахунок питомого навантаження:

$$p_y = 2,8 \cdot \frac{300 \cdot 1,4 \cdot 82,8}{100 \cdot 1 \cdot 1,5 \cdot 106} = 6,08 \text{ Вт/м}^2.$$

Коефіцієнт попиту для корпусу адміністративної будівлі приймаємо $K_{\text{п}} = 0,95$, [5].

За виразом (3.1) визначаємо розрахункове активне навантаження освітлення:

$$P_{po} = 0,95 \cdot 6,08 \cdot 8676 \cdot 10^{-3} = 50,152 \text{ кВт.}$$

За виразом (3.3) визначаємо розрахункове реактивне навантаження освітлення з урахуванням того, що для світлодіодних ламп $\text{tg} \varphi_o = 0,483$.

$$Q_{po} = 0,483 \cdot 50,152 = 24,22 \text{ квар.}$$

За табл. [5], прийнявши нормоване значення середньої освітленості 4 лк і ширину простору рівну 7 м при використанні світлодіодних ламп, знаходимо $p_y = 2,35 \text{ Вт/м.}$

Виконаємо розрахунок навантаження зовнішнього освітлення.

Розрахункове активне навантаження зовнішнього освітлення визначається за виразом (3.4):

$$P_{pon} = 1 \cdot 2,35 \cdot 3532 \cdot 10^{-3} = 8,3 \text{ кВт.}$$

Розрахункове реактивне навантаження зовнішнього освітлення визначається за виразом (3.5):

$$Q_{pon} = 8,3 \cdot 0,483 = 4,01 \text{ квар.}$$

Результати виконаних розрахунків освітлювального навантаження для інших цехів заносимо до табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Результати розрахунку навантаження освітлення

| № | Назва корпусу | $K_{\text{п}}$ | $K_{\text{з}}$ | $K_{\text{зт}}$ | F, м ² | E, лк | KCC | H, м | η | $P_{\text{утабл}}$, Вт/ м ² | $P_{\text{у}}$, Вт/ м ² | tgφ | $P_{\text{ро}}$, кВт | $Q_{\text{ро}}$, квар |
|----|--------------------------------|----------------|----------------|-----------------|-------------------|-------|-----|------|--------|--|--|-------|--------------------------|---------------------------|
| 1 | Виробничий корпус №1 | 0,95 | 1,5 | 1,5 | 15552 | 300 | Д-1 | 10 | 1 | 2,7 | 3,24 | 0,483 | 67,315 | 32,513 |
| 2 | Виробничий корпус №2 | 0,95 | 1,5 | 1,5 | 14220 | 300 | Д-1 | 10 | 1 | 2,7 | 3,24 | 0,483 | 61,55 | 29,728 |
| 3 | Виробничий корпус №3 | 0,95 | 1,5 | 1,5 | 9306 | 300 | Д-1 | 10 | 1 | 2,7 | 3,24 | 0,483 | 40,28 | 19,455 |
| 4 | Корпус литих сепараторів | 0,95 | 1,6 | 1,5 | 2916 | 200 | Д-1 | 9 | 1 | 2,7 | 3,24 | 0,483 | 8,975 | 4,335 |
| 5 | Кувальний цех | 0,95 | 1,6 | 1,5 | 6993 | 200 | Д-1 | 9 | 1 | 2,7 | 3,24 | 0,483 | 21,524 | 10,396 |
| 6 | РМЦ | 0,95 | 1,4 | 1,5 | 1512 | 400 | Д-1 | 8 | 1 | 2,7 | 5,67 | 0,483 | 8,144 | 3,933 |
| 7 | Компресорна | 0,95 | 1,5 | 1,5 | 225 | 150 | Д-1 | 5 | 1 | 3,5 | 4,07 | 0,483 | 0,871 | 0,421 |
| 8 | Адмінбудівля | 0,95 | 1,4 | 1,5 | 8676 | 300 | Д-1 | 3,2 | 1 | 2,8 | 6,08 | 0,483 | 50,152 | 24,22 |
| 9 | Насосна | 0,95 | 1,5 | 1,5 | 243 | 150 | Д-1 | 5 | 1 | 3,5 | 4,07 | 0,483 | 0,94 | 0,454 |
| 10 | Склад готової продукції | 0,95 | 1,5 | 1,5 | 288 | 75 | Д-1 | 6 | 1 | 3,5 | 2,037 | 0,483 | 0,557 | 0,267 |
| | Зовнішнє освітлення | 1 | 1,6 | 1,5 | 3532 | 4 | - | 8 | 1 | $p_{\text{у}} = 2,35$ Вт/ м ² | | 0,483 | 8,3 | 4,01 |

4. ВИЗНАЧЕННЯ СУМАРНОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПО ЦЕХАМ

Розрахункову активну потужність цеху можна визначити за виразом:

$$P_p = P_{pc} + P_{po} . \quad (4.1)$$

Розрахункову реактивну потужність цеху можна визначити за виразом:

$$Q_p = Q_{pc} + Q_{po} . \quad (4.2)$$

Повну розрахункову потужність цеху визначаємо за виразом:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} . \quad (4.3)$$

Активне розрахункове навантаження за формулою (4.1), на прикладі корпусу адміністративної будівлі:

$$P_p = 208,997 + 50,152 = 259,149 \text{кВт}.$$

Реактивне розрахункове навантаження за (4.2):

$$Q_p = 172,368 + 16,55 = 188,918 \text{квар}.$$

Повне розрахункове навантаження за (4.3):

$$S_p = \sqrt{259,149^2 + 188,918^2} = 320,67 \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

Результати розрахунку сумарного навантаження для решти цехів заносимо до табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Результати розрахунку сумарного навантаження

| № цеху | Назва цеху | P_{pc} , кВт | Q_{pc} , квар | P_{po} , кВт | Q_{po} , квар | P_p , кВт | Q_p , квар | S_p , кВ·А |
|--------|----------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|-------------|--------------|--------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | Виробничий корпус №1 | 852,6 | 685,223 | 67,315 | 32,513 | 919,916 | 707,437 | 1160,479 |
| 2 | Виробничий корпус №2 | 830,341 | 754,113 | 61,55 | 29,728 | 891,891 | 774,424 | 1181,187 |
| 3 | Виробничий корпус №3 | 684,6 | 700,893 | 40,28 | 19,455 | 724,88 | 714,185 | 1017,601 |

Продовження табл. 4.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----|--------------------------|---------|---------|--------|--------|---------|---------|---------|
| 4 | Корпус литих сепараторів | 525,34 | 515,697 | 8,975 | 4,335 | 534,316 | 518,66 | 744,648 |
| 5 | Кувальний цех | 728,105 | 438,536 | 21,524 | 10,396 | 749,629 | 445,64 | 872,089 |
| 6 | РМЦ | 201,487 | 193,256 | 8,144 | 3,933 | 209,632 | 195,944 | 286,948 |
| 7 | Компресорна | 67,425 | 44,222 | 0,871 | 0,421 | 68,296 | 44,509 | 81,519 |
| 8 | Адміністративна будівля | 208,997 | 172,368 | 50,152 | 24,22 | 259,149 | 188,918 | 320,67 |
| 9 | Насосна | 144 | 108 | 0,94 | 0,454 | 144,94 | 108,31 | 180,939 |
| 10 | Склад готової продукції | 125,8 | 104,346 | 0,557 | 0,267 | 126,357 | 104,53 | 163,99 |

5. ФОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНО ЗВ'ЯЗАНИХ ГРУП ТРАНСФОРМАТОРІВ І РОЗРАХУНОК ЇХ НАВАНТАЖЕНЬ

1. Об'єднаємо навантаження цехів 8 (Адміністративна будівля) та 1 (Виробничий корпус №1), оскільки вони розташовуються поблизу один з одного.

2. Об'єднаємо навантаження цехів 7 (компресорна) і 9 (насосна) з цехом 10 (склад готової продукції), цех 6 (РМЦ) і зовнішнє освітлення, так як розташовуються поблизу один з одного.

3. Цех 4 (Корпус литих сепараторів), цех 2 (Виробничий корпус №2), цех 3 (Виробничий корпус №3) та цех 5 (Кувальний цех) не об'єднуємо в жодну групу – мають суттєву потужність і значну відстань між ними щодо розташування.

Зробимо перерахунок навантаження для адміністративної будівлі. Перерахунок проводиться за формулами (2.1) – (4.3) і аналогічний вищенаведеному прикладу розрахунку.

За знайденими значеннями k_v і n_e по табл. 2.1 [1] знаходимо значення

$$k_p = 1.$$

$$P_{pc} = 1 \cdot (50 \cdot 0,8 + 50 \cdot 0,4 + 80 \cdot 0,7 + 40 \cdot 0,3 + 60 \cdot 0,4 + 50 \cdot 0,6 + 170 \cdot 0,45) = 258,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{pc} = 1 \cdot (50 \cdot 0,8 \cdot 0,75 + 50 \cdot 0,4 \cdot 1,02 + 80 \cdot 0,7 \cdot 0,75 + 40 \cdot 0,3 \cdot 0,75 + 60 \cdot 0,4 \cdot 1,33 + 50 \cdot 0,6 \cdot 0,75 + 170 \cdot 0,45 \cdot 0,75) = 213,195 \text{ квар.}$$

Для 10 цеху перерахунок аналогічний.

Наведемо приклад розрахунку для об'єднання цехів 1 та 8.

Коефіцієнт використання дорівнює:

$$k_{в1+8} = \frac{258,5 + 852,6}{500 + 3100} = 0,41.$$

Ефективна кількість електроприймачів:

$$n_{е1+8} = \frac{2 \cdot (500 + 3100)}{100} = 72.$$

За знайденим значенням знаходимо значення коефіцієнта розрахункового навантаження за табл. 2.1 [1].

Розрахункові навантаження для об'єднаних цехів обчислюються так:

$$P_{pc1+8} = k_p \cdot \sum_{i=1}^N k_{bi} \cdot P_{ном.i} = 0,705 \cdot (258 + 852,6) = 1041,035 \text{ кВт};$$

$$Q_{pc1+8} = k_p \cdot \sum_{i=1}^N k_{bi} \cdot P_{ном.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 0,705 \cdot (682,22 + 213,195) = 840,503 \text{ квар};$$

$$P_{po1+8} = P_{po1} + P_{po8} = 67,315 + 50,152 = 117,468 \text{ кВт};$$

$$Q_{po1+8} = Q_{po1} + Q_{po8} = 32,513 + 24,22 = 56,733 \text{ квар};$$

$$P_{p1+8} = P_{pc1+8} + P_{po1+8} = 1041,035 + 117,468 = 1158,503 \text{ кВт};$$

$$Q_{p1+8} = Q_{pc1+8} + Q_{po1+8} = 840,503 + 56,733 = 897,236 \text{ квар};$$

$$S_{p1+8} = \sqrt{P_{p1+8}^2 + Q_{p1+8}^2} = \sqrt{1158,503^2 + 897,236^2} = 1454,386 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Аналогічні розрахунки зробимо для інших груп виробничих приміщень.

Розрахунок зведемо до табл. 5.1.

Таблиця 5.1

Розрахункові навантаження для об'єднаних цехів

| № | Назва цеху | №ТП | $P_{рс},$ кВт | $Q_{рс},$ Квар | $P_{ро},$ кВт | $Q_{ро},$ квар | $P_p,$ кВт | $Q_p,$ квар | $S_p,$ кВА |
|------------------------|---|------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|---------------|----------------|---------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1,8 | Адміністративна будівля+Корпус №1 | ТП-1 | 1041,03 | 840,503 | 117,468 | 56,733 | 1158,503 | 897,236 | 1454,386 |
| 2 | Виробничий корпус №2 | ТП-2 | 830,341 | 754,113 | 61,55 | 20,311 | 891,891 | 774,424 | 1181,187 |
| 3 | Виробничий корпус №3 | ТП-3 | 684,6 | 700,893 | 40,28 | 13,292 | 724,88 | 714,185 | 1017,601 |
| 4 | Корпус литих сепараторів | ТП-4 | 525,34 | 515,697 | 8,975 | 2,962 | 534,316 | 518,66 | 744,648 |
| 5 | Кувальний цех | ТП-5 | 728,105 | 438,536 | 21,524 | 7,103 | 749,629 | 445,64 | 872,089 |
| 6,7,9,10, зовн. освіт. | РМЦ+Насосна+Компресорна+Склад+Зовнішнє освітлення | ТП-6 | 469,883 | 396,655 | 18,813 | 6,2 | 488,697 | 402,856 | 633,339 |

6. ВИБІР ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Вибір потужності трансформаторів цехових підстанцій проводиться на основі техніко-економічних розрахунків виходячи з повного розрахункового навантаження об'єкта, питомої густини навантаження, витрат на мережу живлення напругою до 1 кВ, вартості втрат електроенергії в трансформаторах і мережі напругою до 1 кВ.

При значній кількості встановлюваних цехових ТП на енергоємних виробництвах рекомендується уніфікувати поодинокі потужності трансформаторів. Кількість та типорозмір на підприємстві має бути мінімальним (не більше 2-3), оскільки велика різноманітність створює незручності в експлуатації та викликає труднощі у забезпеченні складського резерву та взаємозамінності трансформаторів.

При виборі трансформаторів необхідно враховувати їхню перевантажувальну здатність, яка залежить від графіка навантаження і від попереднього післяаварійного режиму завантаження трансформатора.

Вибір потужності трансформаторів виконується залежно від питомої потужності.

При відкритій установці ТП в цеху при $S_{\text{пит}} < 0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ приймаємо трансформатори з одиничною потужністю $S_{\text{номт}} = 630, 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$; при $0,2 < S_{\text{пит}} < 0,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ трансформатори потужністю $S_{\text{номт}} = 1000, 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}$; при $0,5 < S_{\text{пит}} \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ трансформатори потужністю $S_{\text{номт}} = 1600, 2500 \text{ кВ}\cdot\text{А}$.

Для кожної технологічно зконцентрованої групи електроприймачів (цеху, корпусу) мінімальна кількість трансформаторів однакової потужності визначається за формулою:

$$N_{\text{Tmin}} = \frac{P_{\text{MT}}}{\beta_{\text{T}} \cdot S_{\text{номт}}}, \quad (6.1)$$

де P_{MT} – сумарна розрахункова активна потужність групи, що розглядається, кВт;

$S_{\text{номт}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

β_{T} – коефіцієнт завантаження трансформатора:

$\beta_{\text{T}} = 0,65-0,7$ для споживачів першої категорії;

$\beta_{\text{T}} = 0,7-0,8$ для споживачів другої категорії;

$\beta_{\text{T}} = 0,9-0,95$ для споживачів третьої категорії.

При розосередженому навантаженні одинична потужність цехового трансформатора орієнтовно може бути прийнята за величиною густини навантаження, що визначається за виразом:

$$S_{\text{пит}} = \frac{S_{\text{p}}}{F}.$$

Потужність трансформаторів двох- та трьохтрансформаторних підстанцій за необхідності резервування електропостачання вибирається з умови живлення всього навантаження в післяаварійному режимі з урахуванням перевантажувальної здатності трансформаторів. Цей фактор викликає недовикористання трансформаторної потужності у нормальному режимі роботи.

Розглянемо розрахунок числа трансформаторів на прикладі кувалального цеху, результати інших розрахунків аналогічні і наведені у табл. 6.1.

$$S_{\text{пит}} = \frac{872,089}{6993} = 0,124 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}.$$

Оскільки питоме навантаження цеху $S_{\text{пит}} < 0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$, то будемо застосовувати трансформатори з одиничною потужністю 1000 кВА.

$$N_{T_{\min}} = \frac{843,3}{0,9 \cdot 1000} = 0,937.$$

Отже, для цього цеху використовуємо одну ТП, вибираємо один трифазний масляний двообмотковий трансформатор загального призначення.

Для встановлення вибираємо трансформатори типу ТМГ32-1000/10. Результати вибору трансформаторів для всіх концентрованих груп зведено до табл. 6.1.

Таблиця 6.1

Результати вибору цехових трансформаторів

| № цеху | $S_{\text{пит}}, \text{кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ | N_T , шт. | Тип трансформатора | β_T | P_p , кВт | Q_p , квар | S_p , кВА | $N_{T_{\min}}$ | Категорія по надійності |
|----------|---|-------------|--------------------|-----------|-------------|--------------|-------------|----------------|-------------------------|
| 1+8 | 0,092 | 2 | ТМГ32-1000/10 | 0,8 | 1158,503 | 879,267 | 1454,386 | 1,1 | II |
| 2 | 0,083 | 1 | ТМГ32-1250/10 | 0,9 | 891,891 | 774,424 | 1181,187 | 0,906 | III |
| 3 | 0,109 | 1 | ТМГ32-1250/10 | 0,9 | 724,88 | 714,185 | 1017,601 | 0,906 | III |
| 4 | 0,255 | 2 | ТМГ32-630/10 | 0,9 | 534,316 | 518,66 | 744,648 | 1,06 | II |
| 5 | 0,124 | 1 | ТМГ32-1000/10 | 0,9 | 749,629 | 445,64 | 872,089 | 0,937 | III |
| 6,7,9,10 | 0,279 | 1 | ТМГ32-1000/10 | 0,8 | 488,697 | 402,856 | 633,339 | 0,651 | III |

Технічні характеристики вибраних трансформаторів приведені в табл. 6.2.

Таблиця 6.2

Технічні характеристики трансформаторів

| Тип | Номинальна потужність, кВ·А | Напруга | | Втрати, кВт | | Напруга короткого замикання U_K , % | Струм холостого ходу I_x , % |
|---------------|-----------------------------|---------|-----|-----------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------|
| | | ВН | НН | холостого ходу ΔP_x | короткого замикання ΔP_K | | |
| ТМГ32-1250/10 | 1250 | 10 | 0,4 | 1,33 | 13,1 | 6 | 0,4 |
| ТМГ32-1000/10 | 1000 | 10 | 0,4 | 1,1 | 10,5 | 5,5 | 0,4 |
| ТМГ32-630/10 | 630 | 10 | 0,4 | 0,68 | 6,135 | 5,5 | 0,6 |

7. РОЗРАХУНОК КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Найбільше значення реактивної потужності, яке може бути передано через трансформатори в мережу до 1кВ при прийнятому коефіцієнті завантаження

трансформаторів β_T , визначається за таким виразом (для масляних трансформаторів), квар:

$$Q_T = \sqrt{(K_{II} \cdot S_{\text{номТ}} \cdot \beta_T \cdot N_T)^2 - P_p^2}. \quad (7.1)$$

Коефіцієнт K_{II} (для масляних трансформаторів – 1,1, для сухих – 1,05) враховує допустиме систематичне навантаження трансформатора.

Сумарна потужність блоку низьковольтних конденсаторів БНК за критерієм вибору мінімальної кількості трансформаторів:

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_T, \quad (7.2)$$

де $Q_{\text{рн}}$ – розрахункове реактивне навантаження до 1 кВ аналізованої групи трансформаторів, квар.

Реактивна потужність БНК, приєднаних до кожного трансформатора:

$$Q'_{\text{нк1}} = \frac{Q_{\text{нк1}}}{N_T}. \quad (7.3)$$

Якщо при розрахунках виходить $Q_{\text{нк1}} < 0$, приймаємо $Q_{\text{нк1}} = 0$ і блок низьковольтних конденсаторів не встановлюють.

Коефіцієнт завантаження трансформатора з урахуванням компенсації реактивної потужності визначається за таким виразом:

$$\beta_T = \frac{S'_{\text{рн}}}{N_T \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (7.4)$$

де $S'_{\text{рн}}$ – розрахункове навантаження цеху з урахуванням компенсації реактивної потужності.

$$S'_{\text{рн}} = \sqrt{P_{\text{рн}}^2 + (Q_{\text{рн}} - Q_{\text{нк1}})^2}, \quad (7.5)$$

де $Q_{\text{нк1}}$ – сумарна номінальна потужність конденсаторних установок з урахуванням числа трансформаторів, квар.

Величина $Q_{\text{нк1}}$ розподіляється між цеховими трансформаторами прямо пропорційно їх реактивним навантаженням. Потім вибираються стандартні номінальні потужності БНК мережі до 1кВ кожного трансформатора.

Наведемо приклад розрахунку групи 1 і 8 цеху.

Визначаємо найбільше значення реактивної потужності, яке може бути передано через трансформатори до мережі до 1 кВ за виразом (7.1):

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot 1000 \cdot 0,8 \cdot 2)^2 - 1158,5^2} = 1324,914 \text{ квар.}$$

Сумарна потужність блоку низьковольтних конденсаторів (7.2):

$$Q_{\text{нк1}} = 879,267 - 1324,914 = -445,675 \text{ квар.}$$

$$Q'_{\text{нк1}} = \frac{-445,675}{2} = -222,837 \text{ квар.}$$

Оскільки $Q_{\text{нк1}} < 0$, то встановлення БНК не потрібно.

Аналогічно виконуємо вибір БНК для інших цехів підприємства. Результати зводимо до табл. 7.1.

Таблиця 7.1

Вибір БНК за критерієм мінімуму числа трансформаторів

| № ТП | $P_{\text{рн}}$, кВт | $Q_{\text{рн}}$, квар | $S_{\text{ном}}$, кВ·А | N_T | Q_T , квар | $Q_{\text{нк1}}$, квар | $S_{\text{рн}}$, кВ·А | $S'_{\text{рн}}$, кВ·А | $Q_{\text{БНК}}^{\Sigma}$, квар |
|------|-----------------------|------------------------|-------------------------|-------|--------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| 1 | 1158,503 | 879,267 | 1000 | 2 | 800,209 | -222,837 | 1454,386 | - | - |
| 2 | 891,891 | 774,424 | 1250 | 1 | 857,867 | -83,442 | 1181,187 | - | - |
| 3 | 724,88 | 714,185 | 1250 | 1 | 827,374 | -288,787 | 1017,601 | - | - |
| 4 | 534,316 | 518,66 | 630 | 2 | 544,442 | -180,559 | 744,648 | - | - |
| 5 | 749,629 | 445,64 | 1000 | 1 | 460,929 | -201,01 | 872,089 | - | - |
| 6 | 488,697 | 402,856 | 1000 | 1 | 664,68 | -328,973 | 633,339 | - | - |

Таблиця 7.2

Розрахункові навантаження з урахуванням компенсації реактивної потужності

| № ТП | $S_{\text{рн}}$, кВ·А | $Q_{\text{нк}}$, квар | $S'_{\text{рн}}$, кВ·А | N_T | $S_{\text{номтр}}$, кВ·А | β_T | $\beta_{\text{необ.}}$ |
|------|------------------------|------------------------|-------------------------|-------|---------------------------|-----------|------------------------|
| 1 | 1454,386 | - | - | 2 | 1000 | 0,73 | 0,8 |
| 2 | 1181,187 | - | - | 1 | 1250 | 0,85 | 0,9 |
| 3 | 1017,601 | - | - | 1 | 1250 | 0,81 | 0,9 |
| 4 | 744,648 | - | - | 2 | 630 | 0,59 | 0,8 |
| 5 | 872,089 | - | - | 1 | 1000 | 0,87 | 0,9 |
| 6 | 633,339 | - | - | 1 | 1000 | 0,63 | 0,9 |

З розрахунку видно, що трансформатори і БНК обрані правильно, умова завантаження трансформаторів виконується.

8. ВИЗНАЧЕННЯ РЕЗУЛЬТУЮЧОГО НАВАНТАЖЕННЯ НА ШИНАХ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 КВ ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ

8.1. Визначення навантаження на шинах РП

Розрахункове активне та реактивне навантаження на шинах РП з урахуванням втрат у трансформаторах визначається за формулами:

$$P_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m K_{bi} \cdot P_{номi} + P_{ро\Sigma} + \Delta P_{Т\Sigma}, \text{ кВт}; \quad (8.1)$$

$$Q_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m K_{bi} \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi_i + Q_{ро\Sigma} + \Delta Q_{Т\Sigma} - \sum Q_{нкy}, \text{ квар}, \quad (8.2)$$

де m – число приєднань на збірних шинах 10 кВ РП;

K_{bi} – середнє значення коефіцієнта використання i -го приєднання;

K_o – коефіцієнт одночасності максимумів навантажень, який визначається в залежності від середньозваженого коефіцієнта використання $K_{в.ср}$ і числа приєднань на збірних шинах РП m .

Значення середньозваженого коефіцієнта використання визначається за такою формулою:

$$K_{в.ср} = \frac{\sum_{i=1}^m P_{номi} \cdot K_{bi}}{\sum_{i=1}^m P_{номi}} = \frac{P_{см\Sigma}}{P_{ном\Sigma}}. \quad (8.3)$$

Математичне очікування розрахункових навантажень споживача:

$$\bar{P}_p = \kappa \cdot P_p; \quad (8.4)$$

$$\bar{Q}_p = \kappa \cdot Q_p, \quad (8.5)$$

де κ – коефіцієнт приведення розрахункових навантажень до математичного очікування, $\kappa = 0,9$.

Економічне значення реактивної потужності, що споживається з енергосистеми у години великих навантажень її мережі, визначається з урахуванням сумарних розрахункових навантажень споживача:

$$Q_e = \bar{P}_p \cdot \operatorname{tg}\varphi_e. \quad (8.6)$$

Нормативне значення коефіцієнта $\operatorname{tg}\varphi_e$, яким користується енергопостачальна організація, визначається за виразом:

$$\operatorname{tg}\varphi_e = \frac{240 \cdot \operatorname{tg}\varphi_B \cdot k_1}{a_d \cdot d_{\max} + 50 \cdot b_d}, \quad (8.7)$$

де d_{\max} – відношення споживання енергії у кварталі максимуму навантаження енергосистеми до споживання її у кварталі максимуму навантаження підприємства (за відсутності необхідних даних приймають $d_{\max}=1$);

a_d – чинна основна ставка тарифу на активну потужність, $a_d=27,853$ грн/кВт·місяць;

b_d – чинна додаткова ставка тарифу на активну потужність, $b_d=0,235$ грн/кВт·год;

$\operatorname{tg}\varphi_B$ – базовий коефіцієнт реактивної потужності, що приймається рівним 0,25; 0,3 та 0,4 для мереж 6-20 кВ, приєднаних до шин підстанції з вищою напругою відповідно 35, 110 та 220-330 кВ. У нашому випадку $\operatorname{tg}\varphi_B=0,25$;

k_1 – коефіцієнт подорожчання конденсаторів, що приймається рівним кратності тарифу на електроенергію:

$$k_1 = k_w = \frac{a_d + b_d \cdot T_{\max}}{a_B + b_B \cdot 10^{-2} \cdot T_{\max}}, \quad (8.8)$$

де a_B – основна ставка тарифу на активну потужність на момент прийняття методики, $a_B = 60$ грн/(кВт·рік);

b_B – додаткова ставка тарифу на активну енергію на момент прийняття методики, $b_B = 1,8$ коп/кВт·год;

T_{\max} – число годин використання максимального навантаження, що визначається характером та змінністю роботи споживача на рік, год:

для однозмінних підприємств – 1800–2500;

для двозмінних підприємств – 3500–4500;

для тризмінних підприємств – 5000–7000.

Втрати активної потужності у трансформаторі, кВт:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} \cdot N_T + \frac{\Delta P_{кз}}{N_T} \cdot \frac{S_{PH}^2}{S_T^2} = \Delta P_{xx} \cdot N_T + \frac{\Delta P_{кз} \cdot \beta_T^2}{N_T}. \quad (8.9)$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторі, квар:

$$\Delta Q_T = N_T \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_T + \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{PH}^2}{N_T \cdot S_T} = \frac{S_T}{100} \cdot \left(N_T \cdot I_{xx} + \frac{U_k \cdot \beta_T^2}{N_T} \right). \quad (8.10)$$

$$Q'_{cd} = 0,2 \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_{ном.сд.i} \cdot tg \varphi_{ном.сд.i}}{\eta_{сд.i}}, \quad (8.11)$$

Q'_{cd} – реактивна потужність понад номінальну, яка може бути компенсована синхронними двигунами, квар;

$\eta_{сд.i}$ – коефіцієнт корисної дії i -го синхронного двигуна;

0,2 – коефіцієнт, що враховує перевантаження синхронного двигуна реактивної потужності при його недовантаженні за реактивною потужністю.

Визначимо втрати у трансформаторі для цеху №3. Для цього визначимо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$S_p = \sqrt{724,88^2 + (714,185 - 0)^2} = 1017,601 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$\beta'_T = \frac{1017,6}{1 \cdot 1250} = 0,81.$$

За формулами (8.9) та (8.10) визначимо втрати активної та реактивної потужності трансформатора:

$$\Delta P_T = 1,33 \cdot 1 + 1 \cdot 13,1 \cdot 0,81^2 = 10,01 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{1250}{100} \cdot \left(0,4 \cdot 1 + \frac{5,5}{1} \cdot 0,81^2 \right) = 54,705 \text{ квар}.$$

Аналогічно зробимо розрахунки втрат для інших цехів та їх результати заносимо в табл. 8.1.

Таблиця 8.1

Розрахунок втрат потужності у трансформаторах

| № ТП | P_p , кВт | Q_p , квар | $Q_{нкЛ}$, квар | N_T | S_T , кВт·А | β'_T | ΔP_T , кВт | ΔQ_T , квар |
|------|-------------|--------------|------------------|-------|---------------|------------|--------------------|---------------------|
| 1 | 1158,503 | 879,267 | 0 | 2 | 1000 | 0,73 | 4,976 | 22,542 |
| 2 | 891,891 | 774,424 | 0 | 1 | 1250 | 0,85 | 13,027 | 71,970 |
| 3 | 724,880 | 714,185 | 0 | 1 | 1250 | 0,81 | 10,012 | 54,705 |
| 4 | 534,316 | 518,660 | 0 | 2 | 630 | 0,59 | 2,431 | 13,611 |
| 5 | 749,629 | 445,640 | 0 | 1 | 1000 | 0,87 | 11,293 | 62,040 |
| 6 | 488,697 | 402,856 | 0 | 1 | 1000 | 0,63 | 5,312 | 26,061 |
| Сума | | | | | | | 47,052 | 250,930 |

Використовуючи раніше здійснені розрахунки, сформуємо таблицю розрахункових навантажень (табл. 8.2).

Таблиця 8.2

Таблиця розрахункових навантажень

| № цеху | $P_{ном}$, кВт | $\sum K_{vi} P_{номi}$, кВт | $\sum K_{vi} P_{номi} tg \varphi_i$, квар | $P_{ро}$, кВт | $Q_{ро}$, квар | $Q_{БНК}^{\Sigma}$, квар |
|----------------------|-----------------|------------------------------|--|----------------|-----------------|---------------------------|
| 1 | 3600 | 1476,5 | 1192,085 | 117,468 | 38,764 | - |
| 2 | 2900 | 1180,3 | 1071,944 | 61,55 | 20,311 | - |
| 3 | 2700 | 978 | 1001,275 | 40,28 | 13,292 | - |
| 4 | 1600 | 687 | 674,39 | 8,975 | 2,962 | - |
| 5 | 2200 | 950,5 | 572,485 | 21,524 | 7,103 | - |
| 6 | 1450 | 1419,15 | 1025,3845 | 18,813 | 6,2 | - |
| ВА07-450S-2 | 600 | 420 | 252 | - | | |
| СДКП4-16-24-12 КУХЛ4 | 630 | 441 | 264,6 | | | |
| АКУ 0,4-200-10У3 | - | - | - | - | - | 0 |
| Сума | 15680 | 7552,45 | 6054,1635 | 268,61 | 88,632 | 0 |

За формулою (8.3) визначимо середньозважений коефіцієнт використання:

$$K_{в.ср} = \frac{7552,45}{15680} = 0,481.$$

Задаючись числом приєднань до РП $m = 11$ (6 груп, 3 АД, 2 СД) і знаючи середньозважений коефіцієнт використання, прийємо коефіцієнт одночасності $K_o = 0,85$.

За формулами (8.1) та (8.2) визначимо розрахункові активне та реактивне навантаження на шинах РП з урахуванням втрат у трансформаторах:

$$P_p = 0,85 \cdot 7552,45 + 268,61 + 47,052 = 6735,246 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 0,85 \cdot 6054,164 + 88,63 + 258,867 = 5485,602 \text{ квар.}$$

СД потужністю 315 кВт недоцільно застосовувати для компенсації реактивної потужності. Ці двигуни повинні працювати з $\cos\varphi = 1$. Найбільш економічними є СД потужністю 800 кВт ($n > 1000 \text{ хв}^{-1}$) та 3200 кВт (РДН > 2500 кВт).

Математичне очікування розрахункових навантажень споживача за формулами (8.4) та (8.5):

$$\bar{P}_p = 0,9 \cdot 6735,246 = 6061,721 \text{ кВт}$$

$$\bar{Q}_p = 0,9 \cdot 5485,602 = 4937,042 \text{ квар.}$$

Для нашого підприємства прийmemo тризмінний режим роботи і $T_{\max} = 6835$ год.

Тоді значення коефіцієнта підвищення тарифів на електроенергію за виразом (8.8) дорівнює:

$$k_1 = k_w = \frac{27,853 \cdot 12 + 0,235 \cdot 6835}{60 + 1,8 \cdot 10^{-2} \cdot 6835} = 10,6.$$

Нормативне значення економічного коефіцієнта РП за виразом (8.7):

$$\text{tg}\varphi_e = \frac{240 \cdot 0,25 \cdot 10,6}{27,853 \cdot 12 \cdot 1 + 50 \cdot 0,235 \cdot 100} = 0,42.$$

Економічно доцільне значення реактивної потужності, що споживається з енергосистеми, знаходимо за виразом (8.6):

$$Q_e = 6061,721 \cdot 0,42 = 2554,892 \text{ квар.}$$

Зробимо розрахунок балансу реактивної потужності на межі розмежування з енергосистемою:

$$\Delta Q' = \bar{Q}_p - Q_{\text{нкл}} - Q_e; \quad (8.12)$$

$$\Delta Q' = 4937,042 - 2554,892 = 2382,149 \text{ квар.}$$

Оскільки $\Delta Q' > 0$, треба шукати шляхи для отримання реактивної потужності.

Потрібно розглянути доцільність додаткової установки БНК.

8.2. Визначення доцільності додаткової установки БНК

Для визначення доцільності додаткової установки БНК необхідно визначити значення економічно доцільної реактивної потужності, яка може бути передана через цехові трансформатори в мережу напругою до 1 кВ.

При споживанні реактивної потужності з енергосистеми, що перевищує економічне значення:

$$Q_{Т.Е} = \frac{З_{н.к} - C_{Q_{п}}}{2A}; \quad (8.13)$$

де $З_{н.к}$ – питомі витрати на компенсацію реактивної потужності установками БНК, грн/квар;

$C_{Q_{п}}$ – Питома вартість споживання реактивної потужності та енергії, що перевищує економічне значення, грн/квар рік;

A – розрахункова величина, що характеризує витрати на втрати активної потужності при передачі реактивної потужності в мережу до 1 кВ, грн/кВт².

Питомі витрати на компенсацію РП установками БНК розраховуються за виразом:

$$З_{н.к} = 0,22C_{н.к}K_w + З_{р.н.к}, \quad (8.14)$$

де $C_{н.к}$ – питома вартість БНК, $C_{н.к} = 8$ грн/квар;

$З_{р.н.к}$ – питомі витрати на втрати активної потужності в установках БНК, грн/квар.

Питомі витрати втрати активної потужності в установках БНК визначаються за виразом:

$$З_{р.н.к} = C_{р.г} \cdot \Delta p_{к.н}, \quad (8.15)$$

де $\Delta p_{к.н}$ – питомі втрати активної потужності у БНК, $\Delta p_{к.н} = 0,004$ кВт/квар;

$C_{р.г}$ – питома вартість втрат активної потужності під час генерування реактивної потужності БНК.

Питома вартість втрат активної потужності при генеруванні реактивної потужності БНК визначається за виразом:

$$C_{p,\Gamma} = a + b \cdot T_{\Gamma}, \quad (8.16)$$

Де T_{Γ} – річний фонд робочого часу, год. Для тризмінного підприємства $T_{\Gamma} = 6000$ год.

За наявності на підприємстві приладів обліку максимальної реактивної потужності, питома вартість споживання додаткової РП та енергії:

$$C_{Q_{\Pi}} = (c_2 + d_2 \cdot T_{\max Q_{\Pi}} \cdot 10^{-2}) \frac{2 \cdot K_1 \cdot K_w}{1 + K_1}, \quad (8.17)$$

де c_2 – плата за 1 квар споживаної реактивної потужності, що перевищує економічне значення, грн/(квар рік);

d_2 – плата на 1 квар год споживаної реактивної енергії $d_2 = 0,09$ коп./квар год;

$T_{\max Q_{\Pi}}$ – річне число годин використання максимальної реактивної потужності при споживанні, що перевищує економічне значення;

K_1 – Коефіцієнт, що відображає зміну цін на конденсаторні установки з моменту розробки даної методики, можна прийняти $K_1 = K_w$.

Для обчислення $T_{\max Q_{\Pi}}$ необхідно уточнити ступінь компенсації реактивної потужності за формулою:

$$\psi = 1 - \frac{\Delta Q'}{Q_p}. \quad (8.18)$$

Розрахунок річної кількості годин використання максимальної реактивної потужності при споживанні, що перевищує економічне значення, виконується за такими формулами:

при $\psi \leq K_M$

$$T_{\max Q_{\Pi}} = \frac{T_{\Gamma}(K_M - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)}, \quad (8.19)$$

при $\psi > K_M$

$$T_{\max Q_{\Pi}} = \frac{T_{\Gamma}(1 - \psi)}{2(1 - K_M)}. \quad (8.20)$$

За формулою (8.18) ступінь компенсації реактивної потужності:

$$\psi = 1 - \frac{2382,149}{4937,042} = 0,517.$$

Для тризмінного підприємства $K_M = 0,7$. Оскільки $\psi \leq K_M$, то $T_{\max Q_{\Pi}}$ розраховується за такою формулою (8.19):

$$T_{\max Q_{\Pi}} = \frac{6000(0,7 - 2 \cdot 0,517 + 1)}{2(1 - 0,517)} = 6650,1 \text{ год.}$$

За формулою (8.17) питома вартість споживання додаткової РМ та енергії:

$$C_{Q_{\Pi}} = (3,6 + 0,09 \cdot 6650,1 \cdot 10^{-2}) \frac{2 \cdot 10,6 \cdot 10,6}{1 + 10,6} = 185,722 \text{ грн./квар.}$$

За формулою (8.16) питома вартість втрат активної потужності при генеруванні реактивної потужності БНК:

$$C_{p.г} = 12 \cdot 27,853 + 0,235 \cdot 6000 = 1744,236 \text{ грн/квар.}$$

За формулою (8.15) питомі витрати на втрати активної потужності в установках БНК:

$$З_{p.н.к} = 1744,36 \cdot 0,004 = 6,976 \text{ грн/квар.}$$

За формулою (8.14) питомі витрати на компенсацію РП установками БНК:

$$З_{н.к} = 0,22 \cdot 8 \cdot 10,6 + 6,976 = 25,636 \text{ грн/квар.}$$

За формулою (8.13):

$$Q_{г.е} = \frac{25,636 - 185,722}{2 \cdot A} = -\frac{80,04}{A}.$$

Оскільки $Q_{г.е} \leq 0$, приймається додаткова установка БНК потужністю $Q_{н.к2} = \Delta Q'$.

Розподіляємо $Q_{н.к2}$ прямо пропорційно реактивним навантаженням цехів за виразом:

$$Q_{н.к2} = \Delta Q' \cdot \frac{Q_{p.н} - Q_{н.к1}}{\sum Q_{p.н} - Q_{н.к1}}. \quad (8.21)$$

Розрахункова потужність БНК на один трансформатор за виразом:

$$Q'_{н.к2} = \frac{Q_{н.к1} + Q_{н.к2}}{N_T}. \quad (8.22)$$

Як приклад, виконаємо розрахунок додаткової установки БНК для цеху №2 (Виробничий корпус №2).

За виразом (8.21) потужність $Q_{н.к2}$:

$$Q_{н.к2} = 2382,149 \cdot \frac{774,424 - 0}{3735,031 - 0} = 493,917 \text{ квар.}$$

За формулою (8.22) розрахунок потужності БНК на один трансформатор:

$$Q'_{н.к2} = \frac{0 + 493,917}{1} = 493,917 \text{ квар.}$$

Розрахунок для інших цехів аналогічний і представлений у табл. 8.3 та 8.4.

Таблиця 8.3

Розподіл потужності БНК між цеховими ТП

| Параметр | Найменування цеху | | | | | |
|-----------------------|-------------------|---------|---------|---------|---------|-----------------|
| | Цех №(1+8) | Цех №2 | Цех №3 | Цех №4 | Цех №5 | Цех №(6+7+9+10) |
| N_T | 2 | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 |
| Q_p | 879,267 | 774,424 | 714,185 | 518,66 | 445,64 | 402,856 |
| $Q_{н.к1}$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| $Q_p - Q_{н.к1}$ | 879,267 | 774,424 | 714,185 | 518,660 | 445,640 | 402,856 |
| $Q_{н.к2}$ | 560,784 | 493,917 | 455,497 | 330,794 | 284,222 | 256,936 |
| $Q_{н.к1} + Q_{н.к2}$ | 560,784 | 493,917 | 455,497 | 330,794 | 284,222 | 256,936 |
| $Q'_{н.к2}$ | 280,392 | 493,917 | 455,497 | 165,397 | 284,222 | 256,936 |

Таблиця 8.4

Тип конденсаторних батарей

| № цеху | Параметри | | | | |
|----------|-----------|------------|-------------|-----------------------------------|------------------------|
| | N_T | $Q_{н.к1}$ | $Q'_{н.к2}$ | Тип батарей на один трансформатор | Сумарна потужність БНК |
| 1+8 | 2 | - | 280,392 | АКУ 0,4-250-25У3 | 250 |
| 2 | 1 | - | 493,917 | АКУ 0,4-400-20У3 | 400 |
| 3 | 1 | - | 455,497 | АКУ 0,4-375-12,5У3 | 375 |
| 4 | 2 | - | 165,397 | АКУ 0,4-275-12,5У3 | 275 |
| 5 | 1 | - | 284,222 | АКУ 0,4-250-20У3 | 250 |
| 6+7+9+10 | 1 | - | 256,936 | АКУ 0,4-225-12,5У3 | 225 |
| Сума | | | | | 1775 |

8.3. Визначення результуючого навантаження на шинах напругою понад 1 кВ джерела живлення після уточнення потужності БНК

Після розрахунку компенсації реактивної потужності необхідно провести перерахунок коефіцієнтів завантаження трансформаторів, а потім необхідно уточнити втрати активної та реактивної потужності у трансформаторах. Технічні дані трансформаторів наведені в табл. 6.1. Коефіцієнт завантаження трансформатора з урахуванням компенсації реактивної потужності знаходиться за виразом:

$$\beta_T = \frac{S_{p.n}}{N_T \cdot S_{НОМТ}}, \quad (8.23)$$

де $S_{p.n}$ – повне навантаження цеху з урахуванням компенсації реактивної потужності, кВА.

Повне навантаження цеху з урахуванням компенсації реактивної потужності знаходиться за виразом:

$$S_{p.n} = \sqrt{P_{p.n}^2 + (Q_{p.n} - Q_{НК})^2}, \quad (8.24)$$

де $Q_{НК}$ – сумарна номінальна потужність конденсаторних батарей з урахуванням числа трансформаторів, квар.

Втрати у трансформаторах визначають за формулами (8.9, 8.10).

Як приклад зробимо перерахунок коефіцієнта трансформації і втрат у трансформаторі для цеху №2 (Виробничий корпус №2).

За формулою (8.24) повне навантаження цеху з урахуванням компенсації реактивної потужності:

$$S_{p.n} = \sqrt{891,891^2 + (774,424 - 400)^2} = 957,297 \text{ кВА.}$$

За формулою (8.23) коефіцієнт завантаження трансформатора з урахуванням компенсації реактивної потужності:

$$\beta_T = \frac{957,297}{1 \cdot 1250} = 0,774.$$

Втрати активної та реактивної потужності для одного трансформатора з урахуванням компенсації реактивної потужності:

$$\Delta P_T = 1,33 + 0,774^2 \cdot 13,1 = 9,175 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{1250}{100} (0,4 + 6 \cdot 0,774^2) = 49,912 \text{ квар.}$$

Сумарні втрати активної та реактивної потужності з урахуванням компенсації реактивної потужності:

$$\Delta P_{T\Sigma} = 1 \cdot 9,175 = 9,175 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 1 \cdot 49,912 = 49,912 \text{ квар.}$$

Алгоритм розрахунку для інших цехів аналогічний і представлений у табл.

8.5.

Таблиця 8.5

Результати перерахунку параметрів трансформатора

| Параметр | Найменування цеху | | | | | |
|-----------------------------|-------------------|--------|--------|--------|--------|-----------------|
| | Цех №(1+8) | Цех №2 | Цех №3 | Цех №4 | Цех №5 | Цех №(6+7+9+10) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| $S_{\text{НОМ.Т}}$, кВА | 1000 | 1250 | 1250 | 630 | 1000 | 1000 |
| β_T | 0,659 | 0,774 | 0,640 | 0,466 | 0,775 | 0,520 |
| ΔP_X , кВт | 1,1 | 1,33 | 1,33 | 0,68 | 1,1 | 1,1 |
| ΔP_K , кВт | 10,5 | 13,1 | 13,1 | 6,135 | 10,5 | 10,5 |
| I_X , % | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| U_K , % | 5,5 | 6 | 6 | 5,5 | 5,5 | 5,5 |
| N_T | 2 | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 |
| ΔP_T , кВт | 5,663 | 9,175 | 6,700 | 4,176 | 9,193 | 4,873 |
| ΔQ_T , квар | 27,899 | 49,912 | 35,744 | 10,047 | 37,012 | 18,875 |
| $\Delta P_{T\Sigma}$, кВт | 11,325 | 9,175 | 6,700 | 8,351 | 9,193 | 4,873 |
| $\Delta Q_{T\Sigma}$, квар | 55,798 | 49,912 | 35,744 | 20,094 | 37,012 | 18,875 |

Таблиця 8.6

Вихідні дані для розрахунку навантаження на шинах РП з урахуванням компенсації реактивної потужності

| № цеху | Параметри | | | | | | | |
|--------|------------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|--------------------|---------------------|-------------------------|
| | $P_{\text{НОМ}}$, кВт | $P_{\text{СМ}}$, кВт | $Q_{\text{СМ}}$, квар | $P_{\text{р.о}}$, кВт | $Q_{\text{р.о}}$, квар | ΔP_T , кВт | ΔQ_T , квар | $Q_{\text{НК1}}$, квар |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1+8 | 3600 | 1041,035 | 840,503 | 117,468 | 38,764 | 11,325 | 55,798 | 250 |
| 2 | 2900 | 830,341 | 754,113 | 61,55 | 20,311 | 9,175 | 49,912 | 400 |

Продовження табл. 8.6

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|------------------|-------|----------|----------|--------|--------|------------|-----------|------|
| 3 | 2700 | 684,6 | 700,893 | 40,28 | 13,292 | 6,700 | 35,744 | 375 |
| 4 | 1600 | 525,34 | 515,697 | 8,975 | 2,962 | 8,351 | 20,094 | 275 |
| 5 | 2200 | 728,105 | 438,536 | 21,524 | 7,103 | 9,193 | 37,012 | 250 |
| 6+7+9+10 | 1450 | 469,883 | 396,655 | 18,813 | 6,2 | 4,873 | 18,875 | 225 |
| В/в навантаження | 1230 | 861 | - | - | - | - | - | - |
| Сума | 15680 | 5140,304 | 3646,397 | 268,61 | 88,632 | 49,6167034 | 217,43445 | 1775 |

За формулою (8.1) розрахункове активне навантаження на шинах РП:

$$P_p = 0,85 \cdot 5140,304 + 268,61 + 49,616 = 4687,458 \text{ кВт.}$$

За формулою (8.2) розрахункове реактивне навантаження на шинах РП:

$$Q_p = 0,85 \cdot 3646,397 + 88,632 + 217,434 = 3405,504 \text{ квар.}$$

За формулами (8.4) та (8.5) математичне очікування розрахункових активного та реактивного навантажень споживача:

$$\bar{P}_p = 0,9 \cdot 4687,485 = 4218,736 \text{ кВт};$$

$$\bar{Q}_p = 0,9 \cdot 3405,504 = 3064,953 \text{ квар.}$$

За формулою (8.8) коефіцієнт збільшення ставки двоставкового тарифу на електроенергію:

$$K_w = \frac{12 \cdot 27,853 + 0,235 \cdot 6835}{60 + 1,8 \cdot 6835 \cdot 10^{-2}} = 10,6.$$

За формулою (8.7) нормативне значення коефіцієнта реактивної потужності:

$$tg\varphi_e = \frac{240 \cdot 0,25 \cdot 10,6}{12 \cdot 27,853 \cdot 1 + 50 \cdot 100 \cdot 0,235} = 0,421 \approx 0,42.$$

За формулою (8.6) економічно доцільне значення реактивної потужності, що споживається з енергосистеми: квар.

$$Q_e = 4218,736 \cdot 0,42 = 1778,112 \text{ квар.}$$

За формулою (8.12) баланс реактивної потужності на межі розмежування з енергосистемою:

$$\Delta Q' = 3064,953 - 1775 - 1778,112 = -488,159 \text{ квар.}$$

Оскільки $\Delta Q' \leq 0$, то розрахунок закінчено.

Розрахункове реактивне навантаження підприємства з урахуванням компенсації реактивної потужності знаходиться за виразом:

$$Q_p = K_o \sum_{i=1}^m K_{\text{нi}} P_{\text{нoмi}} \text{tg}\varphi_i + \sum_{i=1}^m Q_{\text{po}i} + \sum_{i=1}^{N_T} \Delta Q_{\text{T}i} - \sum_{i=1}^{N_K} Q_{\text{нкi}} - \sum_{i=1}^{N_D} Q_{\text{д.нoмi}}, \quad (8.25)$$

де $Q_{\text{нкi}}$ – номінальна потужність i -ої конденсаторної установки;

N_K – кількість конденсаторних установок.

За формулою (8.25) розрахункове реактивне навантаження підприємства з урахуванням компенсації реактивної потужності:

$$Q_p = 0,85 \cdot 3646,397 + 88,632 + 217,434 - 1775 = 1630,504 \text{ квар.}$$

З отриманого результату можна зробити висновок, що додаткове встановлення конденсаторних батарей не потрібно.

Таблиця 8.7

Значення розрахункових навантажень на шинах РП після врахування компенсації реактивної потужності

| № ТП | P_p , кВт | Q_p , квар | Сумарна потужність БНК | $S_{\text{рн}}$ з урахуванням компенсації, кВ·А | I_p , А |
|------|-------------|--------------|------------------------|---|-----------|
| ТП1 | 1158,503 | 879,267 | 250 | 1318,37 | 76,21 |
| ТП2 | 891,891 | 774,424 | 400 | 967,30 | 55,91 |
| ТП3 | 724,880 | 714,185 | 375 | 800,31 | 46,26 |
| ТП4 | 534,316 | 518,660 | 275 | 587,25 | 33,95 |
| ТП5 | 749,629 | 445,640 | 250 | 774,74 | 44,78 |
| ТП6 | 488,697 | 402,856 | 225 | 520,06 | 30,06 |

9. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ І ВИЗНАЧЕННЯ УМОВНОГО ЦЕНТРУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

При визначенні місць встановлення ТП, РП, ГПП, ПГВ та компенсуючих пристроїв реактивної потужності, необхідно мати інформацію про величину розподілу електричних навантажень по території промислового об'єкта. З цією метою будують картограму електричних навантажень для підприємства чи його структурного підрозділу. Картограма навантажень розміщується на плані підприємства у вигляді кіл, площі яких у певному масштабі відображають величини електричних навантажень.

Як правило, будується картограма активних навантажень. При цьому для кожного i -ого цеху розрахункове активне навантаження може бути представлено як

$$P_{pi} = P_{pci} + P_{poi}, \quad (9.1)$$

де P_{pci}, P_{poi} – розрахункові активні силові та освітлювальне навантаження i -ого цеху.

Для кожного цеху радіус кола знаходиться із умови рівності активної потужності навантаження площі кола:

$$P_{pi} = \pi \cdot m \cdot r_i^2, \quad (9.2)$$

де m – прийнятий масштаб картограми, кВт/мм².

З формули (9.2) радіус кола:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}. \quad (9.3)$$

Кожне коло поділяється на сектори, що відповідають освітлювальному та силовому навантаженням. Кут сектора освітлювального навантаження у градусах обчислюється за такою формулою:

$$\alpha_{oi} = \frac{P_{poi}}{P_{pi}} \cdot 360^0. \quad (9.4)$$

Кут сектора силового навантаження в градусах обчислюється за такою формулою:

$$\alpha_{ci} = 360^0 - \alpha_{oi}. \quad (9.5)$$

Величини освітлювального та силового навантажень вказуються на картограмі.

Умовний центр електричних навантажень знаходять для визначення місця розташування РП. Для цього попередньо на план підприємства, що складається з n цехів, наноситься декартова система координат і визначаються координати X та Y кожного навантаження P_p . Після цього шукані координати умовного центру навантаження визначаються за виразами:

$$X_{\text{ЦЕН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad (9.6)$$

$$Y_{\text{ЦЕН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad (9.7)$$

де X_i та Y_i – координати центру навантажень i -ого цеху.

Для цеху №1. Приймаємо радіус для картограми $r_1 = 30$ мм при навантаженні: $P_{p1} = 543,291$ кВт.

Масштаб визначаємо з формули (9.2):

$$m = \frac{P_{pi}}{\pi \cdot r_i^2} = \frac{543,291}{\pi \cdot 30^2} = 0,19 \text{ кВт/мм}^2, \text{ приймаємо } m=0,2 \text{ кВт/мм}^2.$$

Кут сектора освітлювального навантаження у градусах визначається за виразом (9.4):

$$\alpha_0 = \frac{8,975 \cdot 360}{543,291} = 6,047^\circ.$$

Кут сектора силового навантаження у градусах визначається за виразом (9.5):

$$\alpha_{c.i} = 360 - 6,047 = 353,953^\circ.$$

Розрахунок для інших цехів аналогічний. Результати розрахунків заносимо до табл. 9.1. У таблиці також представлені центри електричних навантажень цехів, визначені за генпланом підприємства.

Таблиця 9.1

Розрахунок картограми електричних навантажень

| № цеху | P_{pc} | P_{po} | P_p | m | Г | альфа | x | y | $Pp \cdot x$ | $Pp \cdot y$ |
|--------|----------|----------|---------|-----|--------|--------|-------|-------|--------------|--------------|
| 1 | 919,916 | 67,316 | 987,232 | 0,2 | 38,273 | 26,343 | 114 | 126 | 104870,408 | 115909,398 |
| 2 | 891,891 | 61,550 | 953,442 | 0,2 | 37,686 | 24,844 | 267,8 | 128 | 238848,525 | 114162,103 |
| 3 | 724,880 | 40,280 | 765,161 | 0,2 | 33,975 | 20,005 | 462 | 112,5 | 334894,763 | 81549,049 |
| 4 | 534,316 | 8,975 | 543,291 | 0,2 | 29,169 | 6,047 | 483 | 229,5 | 258074,512 | 122625,467 |
| 5 | 749,629 | 21,524 | 771,154 | 0,2 | 34,550 | 10,337 | 88,5 | 250,6 | 66342,171 | 187857,042 |
| 6 | 209,632 | 8,144 | 217,776 | 0,2 | 18,270 | 13,986 | 189 | 220,5 | 39620,427 | 46223,831 |
| 7 | 675,468 | 0,871 | 676,339 | 0,2 | 32,796 | 0,464 | 199,5 | 259,5 | 134755,920 | 175284,017 |
| 8 | 308,652 | 50,152 | 358,804 | 0,2 | 22,169 | 58,495 | 40 | 7,5 | 12346,078 | 2314,890 |
| 9 | 790,941 | 0,941 | 791,881 | 0,2 | 35,489 | 0,428 | 259,5 | 259,5 | 205249,093 | 205249,093 |
| 10 | 150,841 | 0,557 | 151,398 | 0,2 | 15,498 | 1,330 | 324 | 258 | 48872,431 | 38916,936 |

Координати умовного центру навантаження визначаються за виразами (9.6) та (9.7):

$$X_{\text{ЦЕН}} = 200,924 \text{ мм.}$$

$$Y_{\text{ЦЕН}} = 151,693 \text{ мм.}$$

Знаючи місце розташування ЦЕН можна визначити місце розташування РП. Розмістимо РП у виробничому корпусі №2 (на плані цех № 2), змістивши його від центру електричних навантажень у бік джерела живлення. Картограма електричних навантажень представлена на генплані підприємства (рис. 9.1). Там же зображено ЦЕН із відповідними координатами.

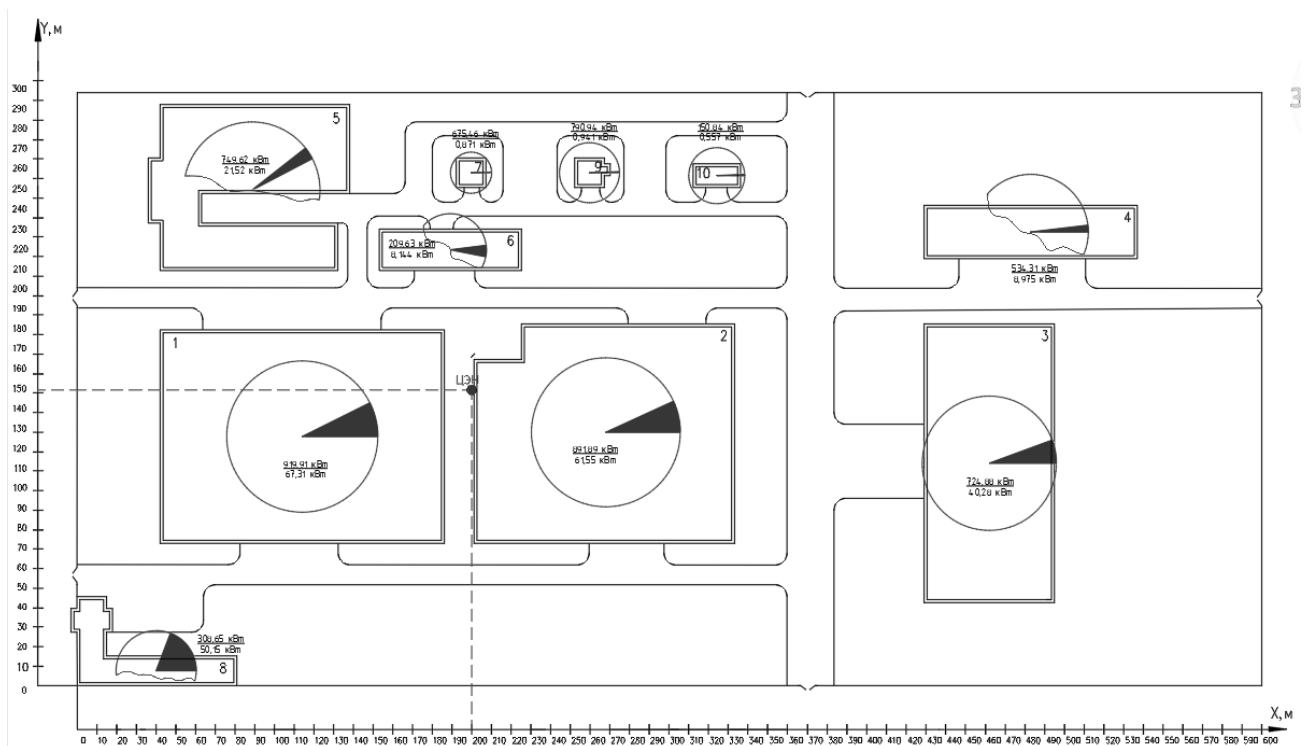


Рис. 9.1. Генплан підприємства з розміщенням РП, ТП та схемою прокладання кабелів

10. РОЗРОБКА СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

Живлення підприємства здійснюється від понижувальної підстанції 35/10 кВ, що знаходиться за територією підприємства, з двома трансформаторами. Відстань від підстанції до пункту прийому електроенергії підприємства становить 3,4 км. Для визначення сумарної довжини ліній 10 кВ та числа приєднань на збірних шинах РП розробимо схему електропостачання підприємства. Розглянемо два варіанти схем: рис. 10.1 та рис. 10.2.

Зі схем електропостачання видно, що число приєднань на збірних шинах РП для першого ($m=10$), другого варіанту ($m=8$).

Отже, подальшої розробки приймаємо варіант № 2, оскільки вона має меншу сумарну довжину ліній, менше приєднань, забезпечує більш рівномірне завантаження секцій РП.

Схема електропостачання підприємства є змішаною. У ній використовується радіальні схеми та подвійні магістралі. Радіальні схеми застосовуються для живлення великих зосереджених навантажень, а також ТП, розташованих поблизу РП. Магістральні схеми слід застосовувати при упорядкованому положенні ТП, коли лінії можуть бути прокладені без значних зворотних перетікань енергії. Магістралі бувають поодинокі та подвійні наскрізні.

На вторинній напрузі двотрансформаторних ТП застосовується автоматичне введення резерву.

На РП підприємства використовуємо вводну та лінійну камери типу КСО-МЕТЗ-210. У камерах встановлюються вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL, роз'єднувачі: для вводної панелі типу РВЗ, лінійної панелі типу РВЗ, трансформатори напруги з литою ізоляцією типу ЗНОЛ і запобіжниками ПКН, трансформатори струму ТПОЛ і ТПЛ.

Кабельна мережа підприємства на 10 кВ виконана кабелями марки АПвП – кабелі з алюмінієвими жилами з ізоляцією зі зшитого поліетилену, прокладеними у повітрі. Кабелі прокладаються вздовж будівель та проїздів з урахуванням найменшої витрати кабелю. У середині будівель кабельні лінії прокладаються безпосередньо по

конструкціях будівель (відкрито, у коробах чи трубах, каналах, блоках, тунелях, трубах тощо).

Резервування одиночних ТП здійснено на стороні 0,4 кВ від найближчих підстанцій, що мають живлення від іншої секції РП. Це дозволяє забезпечити необхідну надійність споживача.

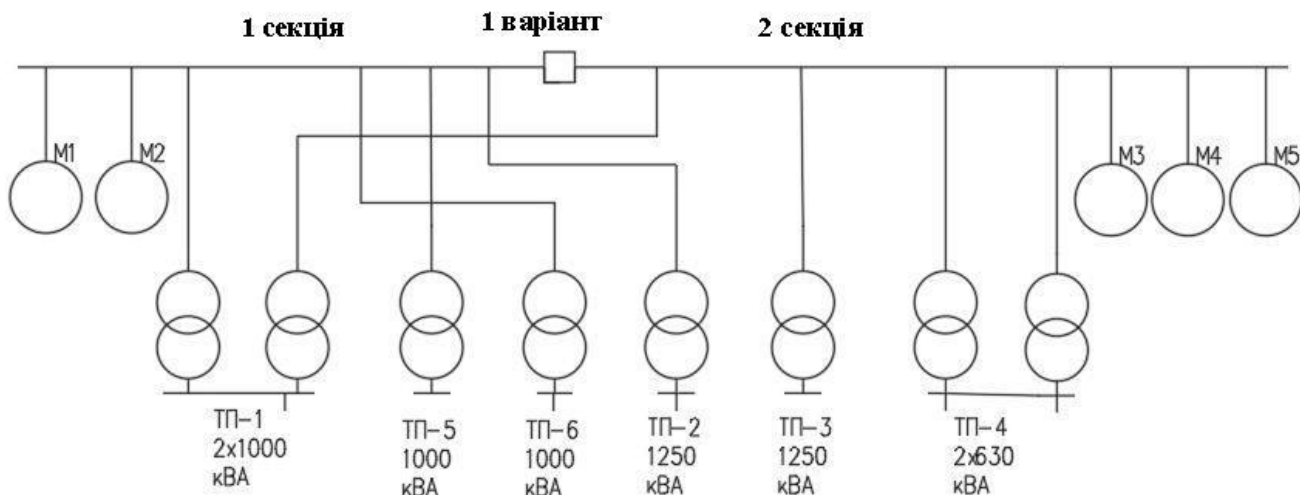


Рис. 10.1. Спрощена електрична схема електропостачання підприємства

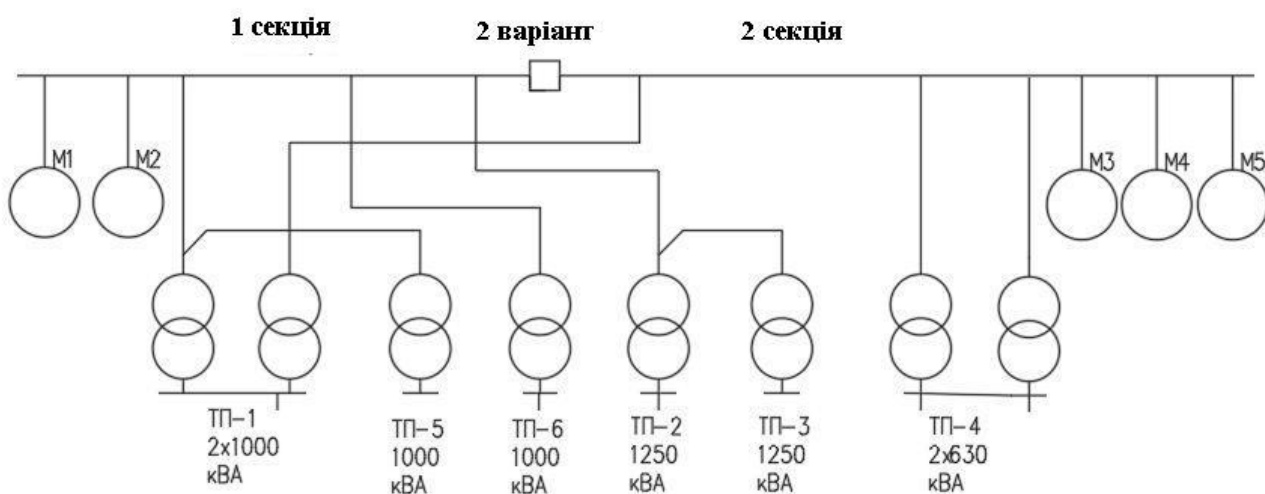


Рис. 10.2. Варіант 2 схеми електропостачання підприємства

До подальшої розробки приймаємо схему електропостачання підприємства за варіантом номер 2 (рис. 10.2), оскільки вона має меншу сумарну довжину кабельних ліній, рівномірне завантаження секцій РП та досить високу надійність електропостачання споживачів.

11. ВИБІР КАБЕЛІВ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 КВ ТА ДО 1КВ

Переріз струмопровідних жил кабелю напругою понад 1 кВ вибираються з урахуванням наступних економічних та технічних факторів:

- 1) Економічна густина струму;
- 2) Тривале допустиме нагрівання розрахунковим струмом у нормальному і після аварійному (ремонтному) режимі.

Перетин жил кабелю за економічною густиною струму вибирають відповідно до умови:

$$F_e = \frac{I_p}{j_e}, \quad (11.1)$$

де I_p – розрахунковий струм лінії в нормальному режимі роботи, А;
 j_e – економічна густина струму, А/мм², приймаємо за табл. 2.1 [2] залежно від матеріалу провідника та ізоляції й кількості годин використання максимуму навантаження на рік.

Для кабелів із зшитого поліетилену, алюмінієвими жилами та $T_{max}=6835$ год приймаємо $j_e=1,6$ А/мм².

$$I_{p.л} = \frac{S_{рл}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (11.2)$$

де $S_{рл}$ – розрахункове навантаження кабельної лінії, кВА;

$U_{ном}$ – номінальна напруга кабельної лінії, кВ.

Розрахункове навантаження кабелю визначається за виразом:

$$S_{р.л} = \sqrt{P_{р.л}^2 + Q_{р.л}^2}, \quad (11.3)$$

де $P_{р.л}$ – розрахункове активне навантаження кабельної лінії, кВт;

$Q_{р.л}$ – розрахункове реактивне навантаження кабельної лінії, квар.

$$P_{р.л} = \sum_{i=1}^n K_{ві} \cdot P_{ні} + P_{ро} + \Delta P_T; \quad (11.4)$$

$$Q_{р.л} = \sum_{i=1}^n K_{ві} \cdot P_{номі} \cdot tg\varphi_i + Q_{ро} + \Delta Q_T - \sum Q_{нк}, \quad (11.5)$$

Розрахункове навантаження кабельної лінії, що живить високовольтний електродвигун, визначається наступним виразом:

$$I_{p.l} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi \cdot \eta_n}. \quad (11.6)$$

Для синхронних двигунів напругою 6-10 кВ, що мають номінальну потужність $P_{д.ном} > 2500$ кВт або частоту обертання ротора $n > 1000$ об/хв (незалежно від величини $P_{д.ном}$), враховується номінальна реактивна потужність, що генерується, яка використовується для компенсації реактивних навантажень.

У цьому випадку

$$Q_{p.l} = Q_{д.ном} = P_{д.ном} \operatorname{tg}\varphi. \quad (11.7)$$

Переріз жил кабелів, що живлять цехові підстанції з одним трансформатором, за допустимим нагріванням перевіряються за умовою:

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_1 K_2 K_3}, \quad (11.8)$$

де K_1 – поправочний коефіцієнт, що враховує фактичну температуру навколишнього середовища;

K_2 – поправочний коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів;

K_3 – поправочний коефіцієнт, що враховує фактичний питомий тепловий опір землі.

При живленні однострансформаторної підстанції кабелі повинні тривало витримувати номінальний струм приєднаних до них трансформаторів, тобто необхідно дотримуватися принципу рівномірності.

Номінальний струм трансформаторів визначається за такою формулою:

$$I_{ном} = \frac{\sum_{i=1}^{N_T} S_{ном.ti}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (11.9)$$

де $S_{ном.ti}$ – номінальна потужність i -го трансформатора;

N_T – кількість трансформаторів, які живляться лінією в нормальному режимі.

Необхідно, щоб тривалий допустимий струм кабелю $I_{\text{доп}}$, вказаний у довідникових таблицях, з урахуванням конкретних умов прокладання був не менше $I_{\text{ном}}$, тобто:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{ном}}}{K_1 K_2 K_3}. \quad (11.10)$$

Для кабельних ліній, що живлять двотрансформаторні ТП або РП, які в післяаварійних та ремонтних режимах можуть працювати з перевантаженням, перевіряються за умовою:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{р.а}}}{K_{\text{пер}} K_1 K_2 K_3}, \quad (11.11)$$

де $I_{\text{р.а}}$ – розрахунковий струм лінії в післяаварійному або ремонтному режимі;

$K_{\text{пер}}$ – кратність перевантаження, приймається рівною $K_{\text{пер}} = 1,17$ – для кабелів з ізоляцією із СПЕ при прокладанні їх в землі і $K_{\text{пер}} = 1,20$ – для кабелів із ізоляцією із СПЕ при прокладанні їх в повітрі.

Струм післяаварійного або ремонтного режиму обчислюється за виразом:

$$I_{\text{р.а}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (11.12)$$

Приклад вибору кабелів, що живлять РП

Виконаємо вибір кабелів (КЛ1-КЛ2), що живлять РП підприємства від знижувальної підстанції ПЛ1 (П/СТ-РП). Кабелі прокладаються у землі у площині. Розрахункове навантаження підприємства знаходиться за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{4684,982^2 + 1633,377^2} = 4961,55 \text{ кВА.}$$

Враховуючи нерівномірність розподілу навантаження по секціях збірних шин струм однієї секції РП знаходиться за формулою:

$$I_p = \frac{0,6 \cdot S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,6 \cdot 4961,55}{\sqrt{3} \cdot 10} = 172,07 \text{ А.}$$

Оскільки, у випадку КЗ на одному з кабелів живлення, через другий кабель проходить все навантаження підприємства, то струм післяаварійного режиму знаходиться за формулою:

$$I_{p.a} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4961,55}{\sqrt{3} \cdot 10} = 286,79 \text{ А.}$$

Для кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену (СПЕ) та часу максимуму використання максимуму навантаження $T_{\text{max}} = 6835$ год значення економічної густини струму $j_e = 1,6 \text{ А/мм}^2$. За формулою (11.1) економічно доцільний переріз:

$$F_e = \frac{172,07}{1,6} = 107,54 \text{ мм}^2.$$

Найближчий стандартний переріз $F = 120 \text{ мм}^2$. Для цього перерізу допустимий струм кабелю $I_{\text{доп}} = 262 \text{ А}$.

За формулою (11.11) допустимий струм кабелю за перевантажувальною здатністю:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{286,795}{1 \cdot 1,17} \geq 245,123 \text{ А.}$$

Найближче допустиме значення струму $I_{\text{доп}} = 262 \text{ А}$.

За формулою (11.10) допустимий струм кабелю з нагрівання:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{172,07}{1 \cdot 1 \cdot 1} = 172,07 \text{ А.}$$

Найближче допустиме значення струму $I_{\text{доп}} = 193 \text{ А}$.

З трьох значень допустимих струмів, знайдених за формулами (11.1), (11.10) і (11.11) вибираємо найбільше $I_{\text{доп}} = 300 \text{ А}$. За довідниковими матеріалами в якості кабелю живлення від П/Ст до РП1 і П/Ст до РП2 приймаємо кабель з ізоляцією з СПЕ АПВБП-3х150-10 з допустимим струмом $I_{\text{доп}} = 300 \text{ А}$.

Приклад вибору кабелів, що живлять високовольтні АД

Для подальшого розрахунку вибору кабелів приймаємо умови прокладання в повітрі нормальні, тобто $K_1 = 1$, $K_2 = 1$, $K_3 = 1$ і коефіцієнт перевантажувальної здатності для повітря $K_{\text{пер}} = 1,2$.

Виберемо кабель (КЛ5-КЛ7), який живить високовольтний асинхронний двигун ВА07-450S-2 (РП-АД).

Розрахунковий струм кабелю в нормальному режимі розраховується за такою формулою:

$$I_{\text{НОМ.д}} = \frac{P_{\text{НОМ.д}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}} \cdot \eta \cdot \cos\phi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,936 \cdot 0,85} = 14,53 \text{ А.}$$

За формулою (11.1) економічно доцільний переріз:

$$F_e = \frac{14,53}{1,6} = 9,08 \text{ мм}^2.$$

Найближчий переріз $F = 35 \text{ мм}^2$. Для цього перерізу допустимий струм кабелю $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$.

За формулою (11.10) допустимий струм кабелю за допустимим нагріванням:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{14,53}{1 \cdot 1 \cdot 1,17} = 12,109 \text{ А.}$$

Найближче допустиме значення струму $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$. З двох значень допустимих струмів, знайдених за формулами (11.1) і (11.10) вибираємо найбільше $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$. За довідниковими матеріалами в якості кабелю від РП1 до СД1 приймаємо кабель з ізоляцією зі СПЕ марки АПВП-3х35-10 з допустимим струмом $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$.

Приклад вибору кабелів двотрансформаторної ТП

Як приклад, виконаємо вибір кабелю (КЛ14-КЛ15), що живлять двотрансформаторну ТП4 (рис. 10.2). Розрахункове навантаження ТП1 знаходиться за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{534,316^2 + (518,66 - 275)^2} = 587,25 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Враховуючи нерівномірність розподілу навантаження по секціям ТП, струм однієї КЛ знаходиться за формулою:

$$I_p = \frac{0,6 \cdot S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,6 \cdot 587,25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 20,367 \text{ А.}$$

Струм післяаварійного режиму знаходиться за формулою:

$$I_{p.a} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{587,25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 33,94 \text{ А.}$$

За формулою (11.1) економічно доцільний переріз:

$$F_e = \frac{20,367}{1,6} = 12,729 \text{ мм}^2.$$

Найближчий переріз $F = 35 \text{ мм}^2$. Для цього перерізу допустимий струм кабелю $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$. Приймаємо один трижильний кабель. Вважатимемо, що умови прокладки нормальні, тобто $K_1 = 1$, $K_2 = 1$, $K_3 = 1$. Для кабелів з ізоляцією зі СПЕ, прокладених у повітрі, коефіцієнт перевантажувальної здатності $K_{\text{пер}} = 1,2$. За формулою (11.1) допустимий струм кабелю перевантажувальної здатності:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{33,94}{1,2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1} = 28,287 \text{ А.}$$

Найближче допустиме значення струму $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$. За формулою (11.10) допустимий струм кабелю з нагрівання:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{20,367}{1 \cdot 1 \cdot 1} = 20,367 \text{ А.}$$

Найближче допустиме значення струму $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$.

З трьох значень допустимих струмів, знайдених за формулами (11.1), (11.10) і (11.11) вибираємо найбільше $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$. За довідниковими матеріалами в якості кабелю живлення від РП1 до ТП4 приймаємо кабель з ізоляцією зі СПЕ АПВП-3х35-10 з допустимим струмом $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$.

Приклад вибору кабелів однострансформаторної підстанції

Як приклад, розглянемо вибір кабелю (КЛ10), що живить однострансформаторну підстанцію ТП6.

Розрахункове навантаження ТП6 знаходиться за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{488,697^2 + (402,85 - 225)^2} = 520,055 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Струм знаходиться за формулою:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{520,055}{\sqrt{3} \cdot 10} = 18,036 \text{ А}.$$

За формулою (11.1) економічно доцільний переріз:

$$F_e = \frac{18,036}{1,6} = 11,27 \text{ мм}^2.$$

Найближчий переріз $F = 35 \text{ мм}^2$. Для цього перерізу допустимий струм кабелю $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$.

Приймаємо один трижильний кабель. Вважатимемо, що умови прокладки нормальні, тобто $K_1 = 1$, $K_2 = 1$, $K_3 = 1$.

За формулою (11.9) номінальний струм трансформатора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,735 \text{ А}.$$

За формулою (11.8) умовою рівномірності:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{57,735}{1 \cdot 1 \cdot 1} = 57,735 \text{ А}.$$

Найближче допустиме значення струму $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$.

З трьох значень допустимих струмів, знайдених за формулами (11.1), (11.8) та (11.9) вибираємо найбільше $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$. За довідниковими матеріалами в якості кабелю від РП до ТП6 приймаємо кабель зі СПЕ марки АПВП-3х35-10 з допустимим струмом $I_{\text{доп}} = 151 \text{ А}$.

Вибір інших кабелів аналогічний та представлений у табл. 11.1.

Таблиця 11.1

Результати вибору перерізу кабелів напругою понад 1 кВ

| Лінія | | | $I_{р.л}, А$ | $F_e, мм^2$ | $F_{e.ст.}, мм^2$ | $I_{р.а}, А$ | $I_{доп}$ (за перевантаже- нням), А | $I_{доп}$ (за нагріва- нням), А | Марка і переріз кабелю | $I_{доп}, А$ |
|-------|---------|--------|--------------|-------------|-------------------|--------------|--|--|---------------------------|--------------|
| № | Початок | Кінець | | | | | | | | |
| КЛ1 | ДЖ | РП 1с | 172,07 | 107,5 | 120 | 286,79 | 245,12 | 172,07 | АПВБП 3х150-10 | 317 |
| КЛ2 | ДЖ | РП 2с | 172,07 | 107,5 | 120 | 286,79 | 245,12 | 172,07 | АПВБП 3х150-10 | 317 |
| КЛ3 | РП 1 | СД | 23,03 | 14,39 | 35 | - | - | 19,19 | АПВП 3х35-10 | 151 |
| КЛ4 | РП 2 | СД | 23,03 | 14,39 | 35 | - | - | 19,19 | АПВП 3х35-10 | 151 |
| КЛ5 | РП 1 | АД | 14,53 | 9,08 | 35 | - | - | 12,108 | АПВП 3х35-10 | 151 |
| КЛ6 | РП 2 | АД | 14,53 | 9,08 | 35 | - | - | 12,108 | АПВП 3х35-10 | 151 |
| КЛ7 | РП 2 | АД | 14,53 | 9,08 | 35 | - | - | 12,108 | АПВП 3х35-10 | 151 |
| КЛ8 | РП 1 | ТП 1 | 90,51 | 56,56 | 50 | 120,98 | 100,82 | 90,506 | АПВП 3х50-10 | 159 |
| КЛ9 | РП 2 | ТП 1 | 90,51 | 56,56 | 50 | 120,98 | 100,82 | 90,506 | АПВП 3х50-10 | 159 |
| КЛ10 | ТП 1 | ТП 5 | 26,86 | 16,79 | 35 | - | - | 26,86 | АПВП 3х35-10 | 151 |
| КЛ11 | РП 1 | ТП 6 | 18,03 | 11,27 | 35 | - | - | 18,03 | АПВП 3х35-10 | 151 |
| КЛ12 | РП 1 | ТП 2 | 61,3 | 38,31 | 35 | - | - | 61,3 | АПВП 3х35-10 | 151 |
| КЛ13 | ТП 2 | ТП 3 | 27,75 | 17,34 | 35 | - | - | 27,75 | АПВП 3х35-10 | 151 |
| КЛ14 | РП1 | ТП 4 | 20,36 | 12,73 | 35 | 33,94 | 28,28 | 20,36 | АПВП 3х35-10 | 151 |
| КЛ15 | РП1 | ТП 4 | 20,36 | 12,73 | 35 | 33,94 | 28,28 | 20,36 | АПВП 3х35-10 | 151 |

Вибір кабелів напругою до 1 кВ

Кабелі напругою до 1 кВ вибираються за допустимим нагріванням тривалим розрахунковим струмом за умовою:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_p}{K_{\text{п}}}, \quad (11.13)$$

де $K_{\text{п}}$ – поправочний коефіцієнт на допустимий струм, що враховує фактичні умови прокладання проводів та кабелів.

Для електричних мереж напругою до 1 кВ, як правило, поправочний коефіцієнт:

$$K_{\text{п}} = K_1 \cdot K_2, \quad (11.14)$$

де K_1 , K_2 – поправочні коефіцієнти, відповідно враховують фактичну температуру навколишнього середовища та кількість спільно прокладених провідників відповідно.

Поправочний коефіцієнт на допустимий струм, що враховує фактичну температуру навколишнього середовища, визначається за формулою (11.10).

Прийmemo умови прокладання у повітрі нормальними.

Необхідно вибрати кабелі, що живлять цехи з розрахунковим навантаженням менше 400 кВ А. Як приклад, зробимо вибір кабелю, який живить цех №8 від ТП1. Для цеху №8 розрахункове повне навантаження кВА, якому відповідає розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{384,77}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 556,02 \text{ А.}$$

Із розрахунку видно, що заживити даний РУ 0,4 кВ одним кабелем не можливо. Заживлюємо цей РУ 0,4 кВ двома паралельними кабелями, підключеними до одного апарату захисту. При КЗ на одному з паралельних кабелів апарат захисту відключить обидва кабелі, тому після аварійного режиму бути не може. Цех №8 належить до третьої категорії по надійності, тому це схемне рішення має місце. В даному випадку розрахунковий струм кабельної лінії дорівнює половині навантаження і знаходиться за виразом:

$$I_p = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{384,77}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 278,013 \text{ А.}$$

За формулою (11.13) допустимий струм кабелю за допустимим нагріванням:

$$I_{доп} \geq \frac{278,013}{1} = 278,013 \text{ А.}$$

За довідниковими матеріалами вибираємо кабель з ізоляцією зі зшитого поліетилену АПВГ-4х150-1 з допустимим струмом А.

Вибір інших кабелів аналогічний вищезазначеній методиці і представлений у табл. 11.2.

Таблиця 11.2

Результати вибору кабелів напругою до 1 кВ

| Лінія | | | $I_p, \text{ А}$ | $K_{п}$ | Марка кабелю | $I_{доп}, \text{ А}$ |
|-------|---------|----------|------------------|---------|----------------|----------------------|
| № | Початок | Кінець | | | | |
| КЛ16 | ТП1 | РУ 0,4кВ | 278,01 | 1 | 2 АПВГ-4х150-1 | 317 |
| КЛ17 | ТП6 | РУ 0,4кВ | 130,19 | 1 | АПВГ-4х50-1 | 158 |
| КЛ18 | ТП6 | РУ 0,4кВ | 290,37 | 1 | АПВГ-4х150-1 | 317 |
| КЛ19 | ТП6 | РУ 0,4кВ | 282,94 | 1 | АПВГ-4х150-1 | 317 |

12. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Необхідність розрахунку струмів КЗ обумовлена вибором перерізів кабелів живильних ліній та інших високовольтних апаратів, а також необхідністю перевірки обраних апаратів за умовами електродинамічної та термічної стійкості.

Розрахунковим видом КЗ є трифазне, тому що саме при такому вигляді КЗ зазвичай виходять більші значення надперехідного та ударного струмів, ніж при двофазному та однофазному. Для обчислення струмів КЗ складемо схему заміщення, у якій вкажемо опори всіх джерел та споживачів і намітимо точки для розрахунків струмів КЗ (рис. 12.1).

При розрахунку струмів КЗ для системи і трансформаторів 35/10 кВ можна знехтувати активними опорами, так як вони значно менше їх індуктивних опорів. При розрахунку струмів КЗ внутрішньозаводської розподільчої мережі слід враховувати як реактивні, так і активні опори, оскільки в них активні опори більші ніж реактивні.

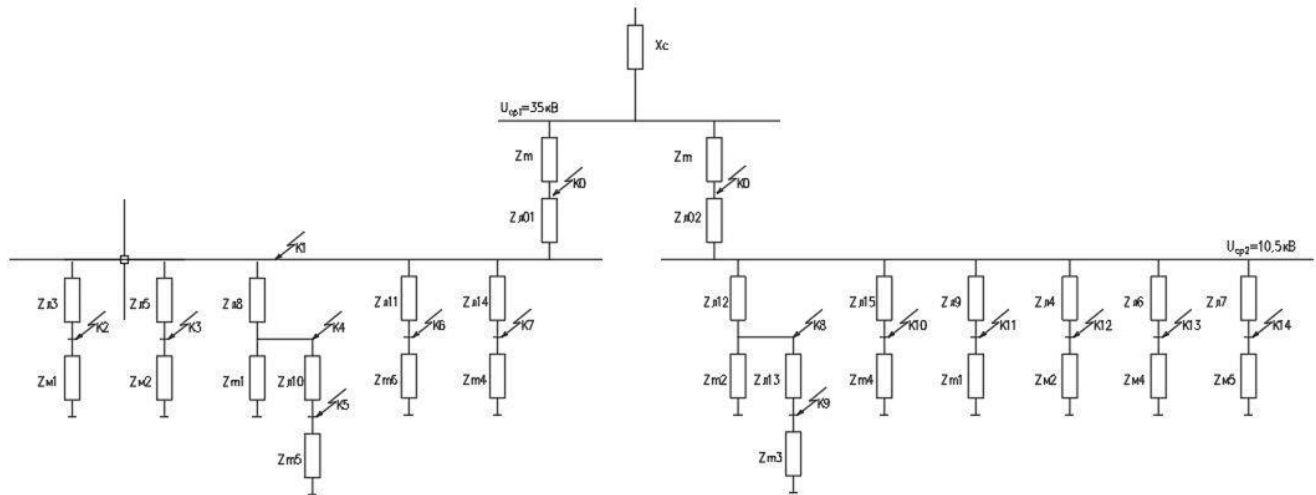


Рис. 12.1. Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

При розрахунку струмів КЗ для системи та трансформаторів нехтуємо активним опором цих елементів. Розрахунок струмів КЗ виконуємо у відносних величинах. Задамося базисними умовами та визначимо параметри схеми заміщення.

Опір системи у відносних одиницях розрахуємо за формулою:

$$X_C = \frac{U_{с.ном}^2}{S_{КЗ}}, \quad (12.1)$$

Опір трансформатора знайдемо за формулою:

$$X_{IT} = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}}\right)} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot 10^6, \quad (12.2)$$

Опір кабельних ліній:

$$R_L = R_0 \cdot l, \quad (12.3)$$

$$X_L = X_0 \cdot l, \quad (12.4)$$

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2}, \quad (12.5)$$

де X_0 – питомий індуктивний опір кабельної лінії;

R_0 – питомий активний опір кабельної лінії;

Z_n – повний опір кабельної лінії.

Базисний струм розраховується за формулою:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}. \quad (12.6)$$

Струм трифазного короткого замикання та відповідний йому ударний струм визначаємо за формулами:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma Ki}}, \quad (12.7)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (12.8)$$

де Z_{Σ} – сумарний опір послідовно з'єднаних елементів до точки короткого замикання;

E_* – ЕРС джерела (для системи $E_* = 1$);

k_y – ударний коефіцієнт, приймається для шин підстанції рівним 1,8, а шин РП рівним 1,5 по [9].

Розрахуємо коротке замикання у точці К0. Для цього задамося базисними умовами: базисна напруга $U_{\sigma} = 10,5$ кВ, базисна потужність $S_{\sigma} = 1000$ МВ·А. На ГПП 35/10 кВ встановлені 2 понижуючі трансформатори потужністю 25 МВ·А зі схемою з'єднання обмоток Δ/Y . За формулою (12.1) знайдемо опір системи:

$$X_C = \frac{10,5^2}{1200} = 0,092 \text{ Ом.}$$

Знайдемо опір трансформатора за формулою (12.2):

$$X_{IT} = \sqrt{\left(\frac{12,7}{100}\right)^2 - \left(\frac{115}{25000}\right)} \cdot \frac{10,5^2}{25} = 0,474 \text{ Ом;}$$

Повний опір до точки К0:

$$Z_{K0} = 0,474 + 0,092 = 0,565.$$

Струм короткого замикання в точці К0 (періодична складова) дорівнює:

$$I_{K0}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,565} = 10,73 \text{ кА;}$$

За формулою (12.8) знайдемо ударний струм:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,73 = 27,245 \text{ кА.}$$

Обчислюємо опір $R_{л1}$, $X_{л1}$, $Z_{к1}$ по (12.3, 12.4, 12.5), для кабелю АПВБП 3х150/10: $R_{л0} = 0,208 \text{ Ом/км}$, $X_{л0} = 0,079 \text{ Ом/км}$.

$$R_{л0} = 0,208 \cdot 3,4 = 0,707 \text{ Ом;}$$

$$X_{л0} = 0,079 \cdot 3,4 = 0,269 \text{ Ом;}$$

$$Z_{к1} = \sqrt{(0,092 + 0,474 + 0,269)^2 + 0,707^2} = 1,093 \text{ Ом;}$$

Виконаємо розрахунок для точки К1:

$$I^{(3)}_{к1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,093} = 5,55 \text{ кА;}$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,55 = 14,08 \text{ кА.}$$

Підживлення місця К3 від електродвигунів не враховуємо, оскільки їх сумарна номінальна потужність становить менше 20 % від номінальної потужності живильного трансформатора.

Обчислюємо опір $R_{л3}$, $X_{л3}$, $Z_{к2}$ по (12.3, 12.4, 12.5), для кабелю АПВПГ 3х35: $R_{л0} = 0,894 \text{ Ом/км}$, $X_{л0} = 0,095 \text{ Ом/км}$.

$$R_{л1} = 0,894 \cdot 0,15 = 0,134 \text{ Ом;}$$

$$X_{л1} = 0,095 \cdot 0,15 = 0,014 \text{ Ом;}$$

$$Z_{л} = \sqrt{(0,092 + 0,474 + 0,269 + 0,014)^2 + (0,707 + 0,134)^2} = 1,195 \text{ Ом;}$$

Виконаємо обчислення для точки К3:

$$I^{(3)}_{к2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,195} = 5,08 \text{ кА;}$$

$$i_{y3} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 5,08 = 12,89 \text{ кА.}$$

Для інших точок виконуємо аналогічні розрахунки і їх результати зводимо до табл. 12.1.

Таблиця 12.1

Результати розрахунку струмів КЗ

| Точка КЗ | I_K , кА | i_y , кА |
|----------|------------|------------|
| К0 | 10,735 | 27,245 |
| К1 | 5,551 | 14,087 |
| К2 | 5,080 | 12,894 |
| К3 | 5,095 | 12,931 |
| К4 | 5,374 | 13,640 |
| К5 | 5,083 | 12,899 |
| К6 | 5,309 | 13,474 |
| К7 | 4,688 | 11,898 |
| К8 | 5,325 | 13,514 |
| К9 | 4,701 | 11,931 |
| К10 | 4,688 | 11,898 |
| К11 | 5,374 | 13,640 |
| К12 | 5,080 | 12,894 |
| К13 | 5,095 | 12,931 |
| К14 | 5,095 | 12,931 |

Розрахунок струмів КЗ для перевірки кіл напругою 0,4 кВ виконаємо в 15 пункті магістерської роботи.

13. ПЕРЕВІРКА ВИБРАНИХ КАБЕЛІВ НА ТЕРМІЧНУ СТІЙКІСТЬ

Кабелі з ізоляцією зі СПЕ перевіряються на термічну стійкість за допустимим односекундним струмом КЗ, значення якого для різних перерізів струмопровідних жил задаються заводами-виробниками і наводяться в технічній документації на кабельну продукцію. Перевірка здійснюється за умовою:

$$I_{1C} \geq \sqrt{t_{\text{вдк}}} \cdot I_{\text{п}}, \quad (13.1)$$

де $I_{\text{п}}$ – діюче значення періодичної складової початкового струму КЗ, кА;

$t_{\text{вдк}}$ – час відключення струму КЗ, с.

Складемо карту селективності:

$$t_{\text{відк}} = t_z + t_g, \quad (13.2)$$

де t_z – час дії основного захисту, с [6, 7];

t_e – час вимкнення вимикача, с.

$$t_{відк1} = 0,3 + 0,1 = 0,4 \text{ с};$$

$$t_{відк2} = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с};$$

$$t_{відк3} = 0,7 + 0,3 = 1,0 \text{ с};$$

$$t_{відк4} = 1,0 + 0,3 = 1,3 \text{ с}.$$

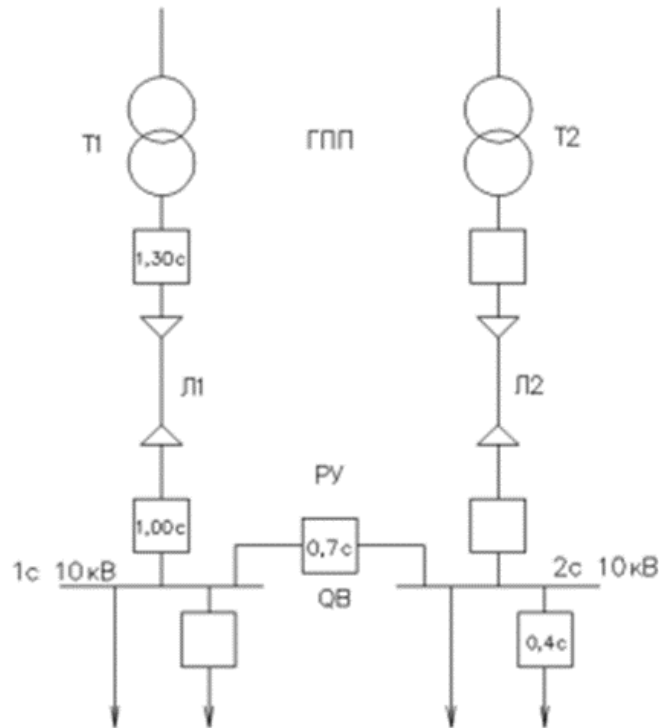


Рис. 13.1. Карта селективності захистів

Кабелі із ізоляцією із СПЕ мають захисні екрани із мідного дроту. Площа перерізу захисного екрану визначається за виразом:

$$F_{\text{ЕК}} \geq \frac{I_{\text{П}}^{(2)} \cdot \sqrt{t_{\text{ВІДК}}}}{0,203}, \quad (13.3)$$

де $I_{\text{П}}^{(2)}$ – діюче значення періодичної складової початкового струму двофазного КЗ, який можна знайти за виразом:

$$I_{\text{П}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{П}}. \quad (13.4)$$

За умовою (13.3) приймається найближчий більший стандартний переріз екрана. Чисельно стандартні значення екранів мають такі значення, як і струмопровідні жили.

Для мікропроцесорних уставок час відключення струму КЗ на ділянці понижувальна підстанція – РП $t_{\text{ВДК}} = 1,3$ с, ділянці РП – ТП $t_{\text{ВДК}} = 0,4$, ділянці ТП – РУ 0,4 кВ дивиться по часострумовій характеристиці автоматичних вимикачів [1].

Приклад перевірки на термічну стійкість кабелю, що живить РП

Виконаємо перевірку кабелю, що живить РП від понижувальної підстанції. Для кабелю марки АПвБП-3х150-10 допустимий струм односекундного КЗ $I_{1c} = 14,2$ кА. Струм КЗ на початку даного кабелю $I_{\Pi} = 10,735$ кА. За умовою (13.1) перевірка на термічну стійкість здійснюється:

$$I_{1c} \geq \sqrt{1,3} \cdot 10,735 = 12,293 \text{ кА};$$

$$14,2 \geq 12,239.$$

Вибраний кабель проходить за термічною стійкістю. Необхідно вибрати захисні екрани. Для цього знайдемо значення струму двофазного КЗ за виразом (13.4):

$$I_{\Pi}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,735 = 9,285 \text{ кА}.$$

За формулою (13.3) переріз мідного екрану визначається:

$$F_{\text{ЕК}} \geq \frac{9,285 \cdot \sqrt{1,3}}{0,203} = 52,154 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо стандартний переріз мідного екрану $F_{\text{Е}} = 50 \text{ мм}^2$. Остаточо приймаємо кабель АПвБП-3х150 (50)-10.

Приклад перевірки на термічну стійкість кабелю, що живить ТП

Як приклад, зробимо перевірку з термічної стійкості кабелю, що живить трансформаторну підстанцію ТП6. Для кабелю АПвП-3х35-10 допустимий струм односекундного КЗ $I_{1c} = 3,3$ кА. Струм КЗ на початку даного кабелю $I_{\Pi} = 5,551$ кА. За умовою (13.1) перевірка на термічну стійкість здійснюється:

$$I_{1c} \geq \sqrt{0,4} \cdot 5,551 = 3,51 \text{ кА};$$

$$3,3 < 3,51.$$

Вибраний кабель не проходить за термічною стійкістю. Змінюємо його на кабель із більшим перерізом жили. Приймаємо до перевірки кабель АПВП-3х50-10 із допустимим струмом односекундного КЗ $I_{1c} = 4,7$ кА.

$$I_{1c} \geq \sqrt{0,4 \cdot 5,551} = 3,51 \text{ кА};$$

$$4,7 > 3,51.$$

Вибраний кабель проходить за термічною стійкістю. Необхідно вибрати захисні екрани. Для цього знайдемо значення струму двофазного КЗ за виразом (13.4):

$$I_{\Pi}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,551 = 4,801 \text{ кА}.$$

За формулою (13.3) переріз мідного екрану визначається:

$$F_{\text{ЕК}} \geq \frac{4,801 \cdot 0,4}{0,203} = 14,958 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо стандартний переріз мідного екрану $F_{\text{Е}} = 35 \text{ мм}^2$. Остаточоно приймаємо кабель АПВП-3х50/35-10.

Порядок перевірки інших кабелів на термічну стійкість виконується аналогічно вище наведеному і представлений у табл. 13.1.

Таблиця 13.1

Остаточний вибір кабелів

| Лінія | Початок лінії | Кінець лінії | Довжина лінії, м | Марка кабеля | $I_{\text{доп}}$, А | $F_{\text{ЕК}}$, мм ² |
|-------|---------------|--------------|------------------|----------------|----------------------|-----------------------------------|
| Л1 | ДЖ | РП 1с | 3400 | АПВБП 3х150-10 | 300 | 50 |
| Л2 | ДЖ | РП 2с | 3400 | АПВБП 3х150-10 | 300 | 50 |
| Л3 | РП 1с | СД | 150 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |
| Л4 | РП 2с | СД | 150 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |
| Л5 | РП 1с | АД | 145 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |
| Л6 | РП 2с | АД | 145 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |
| Л7 | РП 2с | АД | 145 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |
| Л8 | РП 1с | ТП 1 | 75 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |
| Л9 | РП 2с | ТП 1 | 75 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |
| Л10 | ТП 1с | ТП 5 | 95 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |
| Л11 | РП 1с | ТП 6 | 75 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |
| Л12 | РП 1с | ТП 2 | 70 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |
| Л13 | ТП 2 | ТП 3 | 215 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |
| Л14 | РП 1с | ТП 4 | 290 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |
| Л15 | РП 1с | ТП 4 | 290 | АПВП 3х50-10 | 159 | 35 |

14. ВИБІР ШИН І ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 КВ

Вибір збірних шин

Вибір перерізу шин на заводському РП 10 кВ проводиться за нагріванням (за допустимим струмом).

При цьому враховуються не лише нормальні, а й післяаварійні режими.

Умова вибору:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{а}}. \quad (14.1)$$

Розрахунковий тривалий струм, що протікає по шинах у нормальному режимі з раніше наведених розрахунків дорівнює:

$$I_{\text{р}}^{\text{норм}} = 172,07 \text{ А.}$$

В аварійному режимі:

$$I_{\text{а}} = 286,79 \text{ А.}$$

Відповідно до умови (14.1) необхідно вибрати такий переріз шин, щоб $I_{\text{доп}} \geq 286,79 \text{ А}$.

Перевірка на електродинамічну стійкість виконується порівнянням механічного напруження в матеріалі шини $\sigma_{\text{р}}$ з допустимими значеннями $\sigma_{\text{доп}}$:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{р}}. \quad (14.2)$$

Механічні напруження в матеріалі шини, що виникають під дією згинального моменту, МПа:

$$\sigma_{\text{р}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_{\text{у}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, \quad (14.3)$$

де $i_{\text{у}}$ – ударний струм КЗ, А;

l – відстань між опорними ізоляторами, яку в нашому випадку приймаємо рівною; $l = 1 \text{ м}$;

a – відстань між осями шин суміжних фаз, що у нашому випадку приймаємо рівним; $a = 0,25 \text{ м}$;

W – момент опору шини щодо осі, перпендикулярної до дії зусилля, см^3 , який при розташуванні шин плашмя обчислюється як:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (14.4)$$

де b і h – відповідно менший та більший розміри сторін поперечного перерізу шини.

Перевірка шин на термічну стійкість зводиться до визначення допустимого мінімального перерізу:

$$F = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (14.5)$$

де C – розрахунковий коефіцієнт, який приймається для шин $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5/\text{мм}^2}$.
– тепловий імпульс від струму КЗ, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$, який визначається за формулою:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{\text{від}} + T_a), \quad (14.6)$$

$t_{\text{від}}$ – час відключення КЗ, що приймається за [2], що дорівнює $t_{\text{від}} = 1 \text{ с}$;

T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ, $T_a = 0,01 \text{ с}$;

I_k – струм КЗ на шинах РП, табл. 12.1 магістерської роботи.

Виконаємо вибір шини РП напругою 10 кВ і перевіримо їх на електродинамічну та термічну стійкість до струмів КЗ.

Приймаємо шини розміром 30x4 [1], переріз однієї смуги $F_{\text{ст}} = 120 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 365 \text{ А}$.

При розташуванні шин плашмя (велика грань смуги знаходиться в горизонтальній площині) допустимий струм повинен бути зменшений на 5 % для смуг шириною до 60 мм.

$$I_{\text{доп}} \cdot 0,95 = 365 \cdot 0,95 = 346,75 \text{ А} \geq 286,79 \text{ А},$$

$$B_k = 5,551^2 \cdot (1 + 0,01) = 31,121 \text{ МА}^2 \cdot \text{с},$$

$$F = \frac{\sqrt{31,121 \cdot 10^6}}{91} = 61,3 \text{ мм}^2.$$

Що менше від прийнятого нами перерізу, що рівний 120 мм^2 .

Виконаємо перевірку на електродинамічну стійкість. Момент опору шин при розташуванні їх плашмя:

$$W = \frac{0,3 \cdot 4^2}{6} = 0,8 \text{ см}^3.$$

Розрахункове напруження в матеріалі шини:

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{(14,087 \cdot 10^3)^2 \cdot 1^2}{0,25 \cdot 0,8} = 17,185 \text{ МПа.}$$

Для матеріалу шин марки АДЗ1Т $\sigma_{\text{доп}} = 91 \text{ МПа}$ [1]. Оскільки умова $\sigma_{\text{доп}} = 91 \text{ МПа} > \sigma_p = 17,185 \text{ МПа}$ виконується, то вибрані шини є динамічно стійкими.

Вибір електричних апаратів напругою понад 1 кВ

Вибір панелей КСО на РП 10 кВ: Вибір електричних апаратів виконується за умовами:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}; \quad (14.6)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб}}; \quad (14.7)$$

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}; \quad (14.8)$$

$$I_{\text{відкл}} \geq I_{\text{к}}; \quad (14.9)$$

$$B_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}; \quad (14.10)$$

$$S_{\text{відк}} \geq S_{\text{к}}; \quad (14.11)$$

де $U_{\text{ном}}, I_{\text{ном}}$ – відповідно, номінальна напруга та струм апарату;

$U_{\text{роб}}, I_{\text{роб}}$ – напруга та струм мережі, в якій встановлений апарат;

$I_{\text{дин}}, I_{\text{уд}}$ – струм електродинамічної стійкості апарату та ударний струм короткого замикання;

$I_{\text{відкл}}, I_{\text{к}}$ – номінальний струм відключення та струм короткого замикання;

$B_{\text{т}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t$ – тепловий імпульс апарату, нормований заводом-виробником, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$,
де $I_{\text{т}}$ і t – струм термічної стійкості та допустимий час його дії;

$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 \cdot t_{\text{к}}$ – тепловий імпульс розрахунковий, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$;

$S_{\text{відк}}, S_{\text{к}}$ – номінальна потужність відключення та розрахункова;

$$S_{\text{відк}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{н.ср}} \cdot I_{\text{відк}}, S_{\text{к}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{н.ср}} \cdot I_{\text{к}}.$$

Необхідні для вибору апаратів дані візьмемо із попередніх розрахунків.

Вибираємо панелі типу КСО-МЕТЗ-210. Вводну панель вибираємо по розрахунковому струму лінії Л1 (або Л2), лінійну – по найбільшому струму приєднання до шин РП.

Таблиця 14.1

Вибір ввідної панелі КСО-МЕТЗ-210

| Умова вибору | Розрахункові величини | Довідникові величини | |
|------------------------|---|---|---|
| | | ВВ/TEL-10-12,5/630У2 | РВЗ-10/630У3 |
| $U_{ном} \geq U_{роб}$ | $U_{роб} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{ном} \geq I_{роб}$ | $I_{роб} = 172,07 \text{ А}$ | $I_{ном} = 630 \text{ А}$ | $I_{ном} = 630 \text{ А}$ |
| $I_{дин} \geq I_{уд}$ | $I_{уд} = 14,087 \text{ кА}$ | $I_{дин} = 32 \text{ кА}$ | $I_{дн} = 52 \text{ кА}$ |
| $I_{відкл} \geq I_{к}$ | $I_{к} = 5,551 \text{ кА}$ | $I_{відкл} = 12,5 \text{ кА}$ | - |
| $B_{т} \geq B_{к}$ | $B_{к} = 5,551^2 \cdot 1,01 = 31,122 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{т} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{т} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$ |
| $S_{відк} \geq S_{к}$ | $S_{к} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,551 =$ $= 100,83 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ | $S_{відк} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12,5 =$ $= 227,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ | - |

Секційний вимикач вибирається за розрахунковим струмом однієї секції.

Таблиця 14.2

Вибір секційної панелі КСО-МЕТЗ-210

| Умова вибору | Розрахункові величини | Довідникові величини | |
|------------------------|------------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | | ВВ/TEL-10-12,5/630У2 | РВЗ-10/630У3 |
| $U_{ном} \geq U_{роб}$ | $U_{роб} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{ном} \geq I_{роб}$ | $I_{роб} = 172,07 \text{ А}$ | $I_{ном} = 630 \text{ А}$ | $I_{ном} = 630 \text{ А}$ |

Таблиця 14.3

Вибір лінійної панелі КСО-МЕТЗ-210

| Умова вибору | Розрахункові величини | Довідникові величини | |
|------------------------|---|---|---|
| | | ВВ/TEL-10-12,5/630У2 | РВЗ-10/630У3 |
| $U_{ном} \geq U_{роб}$ | $U_{роб} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{ном} \geq I_{роб}$ | $I_{роб} = 90,51 \text{ А}$ | $I_{ном} = 630 \text{ А}$ | $I_{ном} = 630 \text{ А}$ |
| $I_{дин} \geq I_{уд}$ | $I_{уд} = 14,087 \text{ кА}$ | $I_{дин} = 32 \text{ кА}$ | $I_{дин} = 52 \text{ кА}$ |
| $I_{відкл} \geq I_{к}$ | $I_{к} = 5,551 \text{ кА}$ | $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ | - |
| $B_{т} \geq B_{к}$ | $B_{к} = 5,551^2 \cdot 0,4 = 12,325 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{т} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,72 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{т} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$ |
| $S_{відк} \geq S_{к}$ | $S_{к} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,551 =$ $= 100,83 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ | $S_{відк} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12,5 =$ $= 227,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ | - |

У місці установки ОПН $U_{рн}$ дорівнює 10кВ. Вибираємо ОПН: ОПН-П-10-УХЛ1 з $U_{н опн} = 10 \text{ кВ}$.

У камерах КСВ-МЕТЗ-210 встановлюються трансформатори струму ТПЛ, та трансформатори напруги ЗНОЛ, з литою ізоляцією із запобіжниками ПКТ. Для заземлення шин та вимикачів використовуються роз'єднувачі РВЗ-10-630-УЗ.

Вимикачі ВВ/TEL-10-12,5/630У2 вибираємо за довідниковими матеріалами. Вимикачі навантаження вибираються аналогічно високовольтним вимикачам. При необхідності захисту електричного кола від струму КЗ застосовуються ВН, оснащені високовольтними запобіжниками, які вибираються за номінальним струмом, напругою і гранично відмикаючим струмом $I_{\text{відк}}$ (за умовою (14.10)).

Номінальний струм запобіжника $I_{\text{ном.зап}}$, що захищає трансформатор від струмів КЗ, вибирається за умовою:

$$I_{\text{ном.зап}} = (1,5 - 2,0) \cdot I_{\text{ном.т}}, \quad (14.13)$$

де – номінальний струм силового трансформатора, А, який визначається за формулою:

$$I_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (14.14)$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ А;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора, кВ.

Силові трансформатори підключаються через вимикачі навантаження ВНР-10/400-10зУЗ – вимикач навантаження з дистанційним приводом ПРК-10Б у комплекті з посадковими місцями під запобіжники типу ПКТ-10-УЗ. Результати вибору наведемо в табл. 14.4.

Таблиця 14.4

Вибір вимикача навантаження

| Умова вибору | Розрахункові величини | | | Довідникові величини |
|--------------------------------------|---|---|---|-------------------------------------|
| | | | | ВНР-10/400-10зУЗ |
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}$ | $U_{\text{роб}}=10$ кВ | $U_{\text{роб}}=10$ кВ | $U_{\text{роб}}=10$ кВ | $U_{\text{ном}}=10$ кВ |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ра}}$ | $I_{\text{ном.т}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,73$ А | $I_{\text{ном.т}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72,25$ А | $I_{\text{ном.т}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,3$ А | $I_{\text{ном}}=400$ А |
| $I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$ | $I_{\text{уд}}=13,64$ кА | $I_{\text{уд}}=13,514$ кА | $I_{\text{уд}}=11,898$ кА | $I_{\text{дин}}=25$ кА |
| $I_{\text{відк}} \geq I_{\text{к}}$ | $I_{\text{к}}=5,374$ кА | $I_{\text{к}}=5,325$ кА | $I_{\text{к}}=4,688$ кА | $I_{\text{откл}}=10$ кА |
| $B_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$ | $B_{\text{к}}=5,374^2 \cdot 0,4=11,552$ МА ² ·с | $B_{\text{к}}=5,325^2 \cdot 0,4=14,178$ МА ² ·с | $B_{\text{к}}=4,688^2 \cdot 0,4=$ $=8,753$ МА ² ·с | $B_{\text{т}}=10^2 \cdot 1=$ 100 |

Вибір запобіжників [1] для трансформаторів, АД і СД зведемо в табл. 14.5-14.9:

Таблиця 14.5

Вибір запобіжників для трансформаторів ТМГ32-1000/10

| Умова вибору | Розрахункові величини | Довідникові величини |
|--|---|------------------------------|
| | | ПКТ-102-10-100-12,5УЗ |
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}$ | $U_{\text{роб}}=10$ кВ | $U_{\text{ном}} = 10$ кВ |
| $I_{\text{ном.т}}$ | $I_{\text{ном.т}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,73$ А | - |
| $I_{\text{ном зап}}=(1,5 \div 2) \cdot I_{\text{ном.т}}$ | $I_{\text{ном зап}} = (86,5 \div 115,46)$ А | $I_{\text{ном зап}} = 100$ А |
| $I_{\text{відкл}} \geq I_{\text{к}}$ | $I_{\text{к}} = 5,309$ кА | $I_{\text{відкл}} = 12,5$ кА |

Таблиця 14.6

Вибір запобіжників для трансформатора ТМГ32-630/10

| Умова вибору | Розрахункові величини | Довідникові величини |
|--|---|--------------------------------------|
| | | ПКТ-102-10-80-12,5У3 |
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}$ | $U_{\text{роб}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном.т}}$ | $I_{\text{ном.т}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А}$ | - |
| $I_{\text{ном зап}} = (1,5 \div 2) \cdot I_{\text{ном.т}}$ | $I_{\text{ном зап}} = (54,6 \div 72,8) \text{ А}$ | $I_{\text{ном зап}} = 80 \text{ А}$ |
| $I_{\text{відкл}} \geq I_{\text{к}}$ | $I_{\text{к}} = 5,4 \text{ кА}$ | $I_{\text{відкл}} = 12,5 \text{ кА}$ |

Таблиця 14.7

Вибір запобіжників для трансформатора ТМГ32-1250/10

| Умова вибору | Розрахункові величини | Довідникові величини |
|--|---|--------------------------------------|
| | | ПКТ-1СФ-ВК-6/7,2-140-50-У3-КЕАЗ |
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}$ | $U_{\text{роб}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном.т}}$ | $I_{\text{ном.т}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72,17 \text{ А}$ | - |
| $I_{\text{ном зап}} = (1,5 \div 2) \cdot I_{\text{ном.т}}$ | $I_{\text{ном зап}} = (108,3 \div 144,34) \text{ А}$ | $I_{\text{ном зап}} = 140 \text{ А}$ |
| $I_{\text{відкл}} \geq I_{\text{к}}$ | $I_{\text{к}} = 5,325 \text{ кА}$ | $I_{\text{відкл}} = 50 \text{ кА}$ |

Таблиця 14.8

Вибір запобіжників для АД

| Умова вибору | Розрахункові величини | Довідникові величини |
|--|--|---------------------------------------|
| | | ПКЕ-107-10-31,5-12,5У3 |
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}$ | $U_{\text{роб}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном.т}}$ | $I_{\text{ном.т}} = 14,53 \text{ А}$ | - |
| $I_{\text{ном зап}} = (1,5 \div 2) \cdot I_{\text{ном.т}}$ | $I_{\text{ном зап}} = (21,795 \div 29,06) \text{ А}$ | $I_{\text{ном зап}} = 31,5 \text{ А}$ |
| $I_{\text{відкл}} \geq I_{\text{к}}$ | $I_{\text{к}} = 5,095 \text{ кА}$ | $I_{\text{відкл}} = 12,5 \text{ кА}$ |

Таблиця 14.9

Вибір запобіжників для СД

| Умова вибору | Розрахункові величини | Довідникові величини |
|---|--|-----------------------|
| | | ПКТ-102-10-40-12,5У3 |
| $U_{ном} \geq U_{роб}$ | $U_{роб} = 10$ кВ | $U_{ном} = 10$ кВ |
| $I_{ном.т}$ | $I_{ном.т} = 23,03$ А | – |
| $I_{ном\ зап} = (1,5 \div 2) \cdot I_{ном.д}$ | $I_{ном\ зап} = (34,545 \div 46,06)$ А | $I_{ном\ зап} = 40$ А |
| $I_{відкл} \geq I_{к}$ | $I_{к} = 5,08$ кА | $I_{відкл} = 12,5$ кА |

Вибір трансформаторів струму

Вибір трансформаторів струму виконується:

1. За номінальною напругою:

$$U_{ном1Т} \geq U_{ном.м}, \quad (14.15)$$

де $U_{ном1Т}$ – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора струму;

$U_{ном.м}$ – номінальна напруга силової мережі.

2. По струму нормального режиму:

$$I_{ном1} \geq I_p, \quad (14.16)$$

де $I_{ном1}$ – номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму.

3. По струму післяаварійного режиму або максимального розрахункового струму:

$$k_{п} \cdot I_{ном1} \geq I_{ра}, \quad (14.17)$$

де $k_{п}$ – коефіцієнт перевантаження, приймаємо для трансформаторів струму

$$k_{п} = 1,2.$$

4. За потужністю навантаження трансформатора:

$$S_{ном2} \geq S_p, \quad (14.18)$$

де $S_{ном2}$ – номінальне навантаження вторинної обмотки трансформатора струму;

S_p – розрахункове навантаження вторинної обмотки трансформатора струму в нормальному режимі.

5. По термічній стійкості:

$$(k_m \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T \geq B_k, \quad (14.19)$$

де k_m – кратність струму термічної стійкості;

t_T – допустимий час дії струму термічної стійкості, с.

6. По електродинамічній стійкості:

$$k_D \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном1} \geq i_y, \quad (14.20)$$

де k_D – кратність струму динамічної стійкості;

i_y – ударний струм КЗ, кА.

Шинні трансформатори струму на електродинамічну стійкість не перевіряються, оскільки їхня стійкість визначається стійкістю шинної конструкції.

Номінальне навантаження вторинної обмотки трансформатора струму знаходиться за формулою:

$$S_{ном2} = I_{ном2}^2 \cdot z_T, \quad (14.21)$$

де z_T – повний допустимий опір зовнішнього ланцюга, що підключається до вторинної обмотки трансформатора струму (сума опорів послідовно включених обмоток приладів, реле, проводів, контактів) Ом;

$I_{ном2} = 5$ А – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму.

Розрахункове навантаження вторинної обмотки трансформатора струму в нормальному режимі знаходиться як:

$$S_p = S_{приб} + I_{ном2}^2 \cdot (r_{пр} + r_k), \quad (14.22)$$

де $S_{приб}$ – повна потужність, що споживається приладами, ВА.

Приймаємо, що трифазний лічильник типу СЕ-301ВУ, який має споживану потужність кожним ланцюгом струму не більше 0,5 В·А; амперметр типу Э8032М1 – трохи більше 1,5 В·А;

r_k – опір контактів; приймаємо $r_k = 0,1$ Ом;

$r_{пр}$ – опір провідників ланцюга вимірювання.

Знаючи $S_{приб}$, $I_{ном2}$, r_k і $S_{ном2}$ можна розрахувати опір провідників між трансформаторами струму та приладами:

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{ном2}} - S_{\text{приб}} - I_{\text{ном2}}^2 \cdot r_{\text{к}}}{I_{\text{ном2}}^2}. \quad (14.23)$$

При використанні двох трансформаторів струму (на лініях, що відходять, і між секціями РП) вони з'єднуються за схемою неповної зірки, а при використанні трьох трансформаторів струму (на вводі і на низькій стороні ТП) вони з'єднуються за схемою повної зірки.

Переріз жил з'єднувальних провідників за схемою повної зірки:

$$F \geq \frac{l}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}}, \quad (14.24)$$

де l – довжина провідника. Приймаємо $l = 5$ м;

γ – питома провідність матеріалу з'єднувальних провідників. Для міді $\gamma = 53 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$. За умовою механічної міцності переріз жили провідників у вторинних ланцюгах ТС має бути не менше $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Приймається найближчий стандартний переріз, вибирається контрольний кабель.

Клас точності всіх трансформаторів струму приймаємо 0,2.

Місця встановлення трансформаторів струму, загальну споживану потужність, вибір трансформаторів струму та контрольних кабелів відобразимо в табл. 14.10 – 14.14.

Таблиця 14.10

Вторинне навантаження трансформатора струму на РП

| Прилад | Тип приладу | Навантаження фаз, В·А | | |
|---|-------------|-----------------------|-----|-----|
| | | A | B | C |
| Амперметр | Э8032М1 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Лічильник активної і реактивної енергії | СЕ-301ВУ | 0,5 | 0,5 | 0,5 |

Таблиця 14.11

Вторинне навантаження ТС на лініях, що відходять від РП

| Прилад | Тип приладу | Навантаження фаз, В·А | | |
|---|-------------|-----------------------|-----|-----|
| | | A | B | C |
| Амперметр | Э8032М1 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Лічильник активної і реактивної енергії | СЕ-301ВУ | 0,5 | 0,5 | 0,5 |

Таблиця 14.12

Вторинне навантаження трансформатора струму на ТП-0,4кВ

| Прилад | Тип приладу | Навантаження фаз, В·А | | |
|---|-------------|-----------------------|-----|-----|
| | | A | B | C |
| Амперметр | Э8032М1 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Лічильник активної і реактивної енергії | СЕ-301ВУ | 0,5 | 0,5 | 0,5 |

Наведемо приклад перевірки трансформаторів струму ТПЛ-10-300/5 на термічну та електродинамічну стійкість для вводу КСО за формулами 14.6, 14.19, 14.20, для інших ділянок розрахунок аналогічний.

$$B_k = 5,551^2 \cdot 1 = 30,814 \text{ MA}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_m = (45 \cdot 300)^2 \cdot 3 = 54,67 \text{ MA}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{дин}} = 250 \cdot \sqrt{2} \cdot 300 = 106,07 \text{ кА}.$$

Трансформатори струму з невеликими номінальними струмами можуть бути недостатньо стійкими до струмів КЗ. Тому в ряді випадків доводиться вибирати ТС з більшою термічною та електродинамічною стійкістю на номінальний струм, що перевищує струм контрольованої установки, що може призвести до збільшення похибки вимірювань. У ланцюгах обліку електроенергії допускається застосовувати трансформатори струму із завищеними коефіцієнтами трансформації (за умовами електродинамічної та термічної стійкості), якщо при максимальному навантаженні приєднання струм у вторинній обмотці становитиме не менше 40 % номінального струму лічильника, а за мінімального – не менше 5 %.

Таблиця 14.13

Вибір трансформаторів струму для РП (КСО)

| Місце установки/Трансформатор струму | Умова вибору | | | | |
|--------------------------------------|---------------------------|---------------------|----------------------------------|-----------------------|----------------|
| | $U_{ном1Г} \geq U_{номс}$ | $I_{ном1} \geq I_p$ | $k_n \cdot I_{ном1} \geq I_{pa}$ | $I_{дин} \geq I_{уд}$ | $B_m \geq B_k$ |
| КСО ввод/ ТПЛ-10-300/5 | 10=10 | 300>172,07 | 360>286,79 | 106,07>14,087 | 546,7>30,814 |
| КСО секц./ ТПЛ-10-300/5 | 10=10 | 300>172,07 | 720>172,07 | 106,07>14,087 | 546,7>30,814 |
| КСО Л3,Л4/ ТПЛ-10-75/5 | 10=10 | 75>23,03 | 90>23,03 | 26,52>12,894 | 34,17>25,806 |
| КСО Л5-Л7/ ТПЛ-10-75/5 | 10=10 | 75>14,53 | 90>14,53 | 26,52>12,931 | 34,17>25,96 |
| КСО Л8,Л9/ ТПЛ-10-150/5 | 10=10 | 150>90,51 | 180>120,98 | 53,03>13,64 | 136,6>28,36 |
| КСО Л10/ ТПЛ-10-75/5 | 10=10 | 75>26,86 | 90>26,86 | 26,52>12,899 | 34,17>25,84 |
| КСО Л11/ ТПЛ-10-75/5 | 10=10 | 75>18,03 | 90>18,03 | 26,52>13,474 | 34,17>28,18 |
| КСО Л12/ ТПЛ-10-75/5 | 10=10 | 75>61,3 | 90>61,3 | 26,52>13,514 | 34,17>328,36 |
| КСО Л13/ ТПЛ-10-75/5 | 10=10 | 75>27,75 | 90>27,75 | 26,52>11,931 | 34,17>22,09 |
| КСО Л14,Л15/ ТПЛ-10-75/5 | 10=10 | 75>20,36 | 90>33,94 | 26,52>11,898 | 34,17>21,97 |

Таблиця 14.14

Вибір контрольних кабелів для РП (КСО)

| Схема з'єдн. | Місце устан. | Трансформатор струму | z_T , Ом | $S_{приб}$, В·А | $r_{пр}$, Ом | F_{min} , мм ² | F , мм ² | Марка кабеля |
|--------------|----------------|----------------------|------------|------------------|---------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------|
| Повна зірка | КСО ввод | ТПОЛ-300/5 | 0,4 | 2 | 0,22 | 0,75 | 2,5 | КВВГ-4х2,5-0,66 |
| | КСО секц. | ТПЛ-300/5 | 0,4 | 2 | 0,22 | 0,75 | 2,5 | КВВГ-4х2,5-0,66 |
| | КСО Л8,9 | ТПЛ-150/5 | 0,4 | 2 | 0,22 | 0,75 | 2,5 | КВВГ-4х2,5-0,66 |
| | КСО Л3-7,10-15 | ТПЛ-75/5 | 0,4 | 2 | 0,22 | 0,75 | 2,5 | КВВГ-4х2,5-0,66 |

За розрахунковим струмом у нормальному режимі вимірювальні трансформатори струму в ТП вибираються за умовою:

$$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{р}}, \quad (14.25)$$

де $I_{\text{ном1}}$ – номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму.

Значення розрахункового струму в ланцюзі трансформатора можна визначити за такою формулою:

$$I_{\text{р}} = \frac{\beta_{\text{Т}} \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (14.26)$$

де $\beta_{\text{Т}}$ – коефіцієнт завантаження силового трансформатора в нормальному режимі;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі, кВ ($U_{\text{ном}} = 0,4$ кВ).

Трансформатор струму повинен витримувати розрахунковий струм післяаварійного режиму з урахуванням коефіцієнта допустимого навантаження $k_{\text{п}}$:

$$k_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{ра}}. \quad (14.27)$$

При розрахунках значення набуваємо рівним 1,2.

Розрахунковий струм у післяаварійному режимі визначається за формулою:

$$I_{\text{ра}} = \frac{\beta_{\text{Та}} \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (14.28)$$

де $\beta_{\text{Та}}$ – коефіцієнт завантаження силового трансформатора у післяаварійному чи ремонтному режимі, $\beta_{\text{Та}}=1,4$.

Номінальний струм первинних обмоток вимірювальних трансформаторів, що встановлюються в нейтралі:

$$k_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{р}}. \quad (14.29)$$

У комплектних розподільчих пристроях на напрузі до 1 кВ широко застосовуються шинні трансформатори струму типу ТНШЛ-0,66.

Вибір трансформаторів струму наведемо в табл. 14.12 та 14.13.

Таблиця 14.12

Вибір трансформаторів струму для ТП (0,4 кВ)

| Умови вибору | Місце встановлення / трансформатор струму | | | | | |
|---|---|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | ТП1/ ТНШЛ- 2000/5 | ТП2/ ТНШЛ- 2500/5 | ТП3/ ТНШЛ- 2500/5 | ТП4/ ТНШЛ- 1200/5 | ТП5/ ТНШЛ- 2000/5 | ТП6/ ТНШЛ- 2000/5 |
| $U_{\text{ном1Т}} \geq U_{\text{номс}}$ | 0,66>0,4 | 0,66>0,4 | 0,66>0,4 | 0,66>0,4 | 0,66>0,4 | 0,66>0,4 |
| $I_{\text{ном1}} \geq I_p$ | 2000> 1050,8 | 2500> 1706,92 | 2500> 1470,52 | 1200> 538,04 | 2000> 1260,24 | 2000> 915,23 |
| $k_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{ра}}$ | 2400> 2023,12 | 3000> 2528,90 | 3000> 2528,90 | 1440> 1274,57 | 2400> 2023,12 | 2400> 2023,12 |

Таблиця 14.13

Вибір трансформаторів струму в нейтралі трансформаторів 0,4 кВ

| Місце встановлення | ТП1 | ТП2 | ТП3 | ТП4 | ТП5 | ТП6 |
|--|-----------------|------------------|------------------|----------------|------------------|-----------------|
| Тип | ТНШЛ- 1200/5 | ТНШЛ- 2000/5 | ТНШЛ- 1500/5 | ТНШЛ-600/5 | ТНШЛ- 1500/5 | ТНШЛ- 1000/5 |
| $U_{\text{ном1Т}} \geq U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$ | 0,66>0,4 | 0,66>0,4 | 0,66>0,4 | 0,66>0,4 | 0,66>0,4 | 0,66>0,4 |
| $I_{\text{ном1}} \geq I_p, \text{ А}$ | 1200> 1050,8 | 2000> 1706,92 | 1500> 1470,52 | 600> 538,04 | 1500> 1260,24 | 1000> 915,23 |

На кабельних лініях, що відходять від ТП, передбачається встановлення трансформаторів струму нульової послідовності типу ТЗЛМ-УЗ.

Вибір трансформаторів напруги

Вибір трансформаторів напруги виконується:

1. За номінальною напругою:

$$U_{\text{ном1}} \geq U_{\text{ном.м}} \quad (14.30)$$

2. За потужністю навантаження вторинної обмотки:

$$S_{\text{ном}} \geq S_2 = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (14.31)$$

де P_{Σ} , Q_{Σ} – активна та реактивна потужності підключених до трансформатора напруги приладів.

Вони знаходяться як:

$$P_{\Sigma} = S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}} ; \quad (14.32)$$

$$Q_{\Sigma} = S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}} . \quad (14.33)$$

Клас точності всіх трансформаторів напруги приймає 0,5S.

При виборі трансформаторів напруги керуватимемося такими міркуваннями: вимірювальні прилади вводу КСО живляться від загальної шини як в аварійному, так і в робочому режимі (тобто кожен трансформатор напруги повинен забезпечувати нормальну роботу всіх вимірювальних приладів КСО).

Лічильник *CE-303 ВУ* має навантаження кожного ланцюга напруги $S = 0,2$ В·А та $\cos\varphi=0,38$, $\sin\varphi=0,925$.

Вольтметр $\text{Э} 8035$ має навантаження кожного ланцюга напруги $S=5$ В·А та $\cos\varphi=0,2$, $\sin\varphi=0,98$.

Загальне навантаження, що припадає на ТН, наведено в табл. 14.14.

Таблиця 14.14

Вторинне навантаження трансформатора напруги

| Прилад | Тип приладу | Навантаження фаз, В·А | | |
|---|------------------|-----------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Вольтметр ($U_{\text{ф}}$) | Э8035 | 5 | 5 | 5 |
| Вольтметр ($U_{\text{л}}$) | Э8035 | 2,5 | - | 2,5 |
| Лічильник активної і реактивної енергії | <i>CE-303 ВУ</i> | 0,2 | 0,2 | 0,2 |

Тоді потужність навантаження вторинної обмотки за формулою (14.31):

$$S_2 = \sqrt{(5 \cdot 0,2 \cdot 0,38 + (2,5 + 5) \cdot 0,2)^2 + (5 \cdot 0,2 \cdot 0,925 + (2,5 + 5) \cdot 0,98)^2} = 8,49 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

В якості трансформатора напруги приймаємо ЗНОЛ-10-УЗ з параметрами $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $S_{\text{ном}} = 75$ В·А і перевіримо його за умовою (14.30), (14.31):

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}; 75 \text{ В} \cdot \text{А} > 8,49 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Оскільки, $75 \text{ В} \cdot \text{А} > 8,49 \text{ В} \cdot \text{А}$, то ТН працюватиме в необхідному класі точності 0,5.

Виберемо контрольний кабель від трансформаторів напруги до найвіддаленішого статичного лічильника, відстань від ТН до найвіддаленішого лічильника приймаємо $l=15$ м.

Струм у ланцюзі напруги лічильника розраховується за формулою:

$$I_p = \frac{S_{\text{ліч}}}{U_{\text{ном.ф}}} \quad (14.34)$$

$$I_p = \frac{1}{(100/\sqrt{3})} = 0,017 \text{ А}.$$

За умовою механічної міцності мінімальний переріз мідних жил $1,5 \text{ мм}^2$. Вибираємо КВВГ 4x1,5-0,66 з допустимим струмом $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$, що має $r_0 = 12,3 \text{ мОм/м}$ та реактивне $x_0 = 0,126 \text{ мОм/м}$.

Втрати напруги у вторинному ланцюзі ТН визначаються за такою формулою:

$$\Delta U\% = \frac{100 \cdot I_p \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi)}{U_{\text{номф}}} \quad (14.35)$$

За формулою (14.35)

$$\Delta U\% = \frac{100 \cdot 0,017 \cdot 0,015 \cdot (12,3 \cdot 0,38 + 0,126 \cdot 0,925)}{57,7} = 0,042\%.$$

Оскільки $0,042\% < 0,2\%$, то вимоги нормативних документів щодо допустимої втрати напруги виконуються.

Трансформатор напруги підключається через високовольтні запобіжники типу ПКН 001-10 УЗ.

15. ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ЦЕХОВИХ ТП

Вибір автоматичних вимикачів

Вибір вводних автоматичних вимикачів в РУ 0,4 кВ цехових ТП виконуємо за умовою:

$$I_{\text{на}} \geq I_{p.m}, \quad (15.1)$$

$$I_{\text{нр}} \geq I_{p.m}, \quad (15.2)$$

де $I_{\text{на}}$ – номінальний струм автоматичного вимикача, А;

$I_{p.m}$ – розрахунковий струм трансформатора на стороні 0,4 кВ, А;

$I_{нр}$ – номінальний струм теплового розчеплювача вимикача, А.

Розрахунковий струм для одотрансформаторних ТП виконуємо за умовою:

$$I_{p.m} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (15.3)$$

де S_m – номінальна потужність трансформатора кВ·А.

Якщо ТП здійснюють взаємне резервування по мережі 0,4 кВ, то врахуємо їх навантаження на 20 %, і тоді в результаті розрахунковий струм визначають з виразу:

$$I_{p.m} = \frac{1,2 \cdot S_m}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad A. \quad (15.4)$$

Вибір для двотрансформаторних ТП виконуємо з урахуванням допустимого навантаження трансформатора на 40 % за умовою:

$$I_{p.m} = \frac{1,4 \cdot S_m}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad A. \quad (15.5)$$

При виборі даних вимикачів слід віддавати перевагу вимикачам серії ВА 55 і ВА 75 [1], так як вони є селективними з витримкою часу при досягненні струму спрацьовування.

Вимикачі серії ВА 55, ВА 75 допускають регулювання номінального струму уставки максимального розчеплювача в межах від $0,8 I_{н.р}$ до $0,63 I_n$.

Наприклад виконаємо вибір ввідного автоматичного вимикача для ТП6 потужністю 1000 кВ·А.

Визначимо розрахунковий струм трансформатора за умовою (15.5):

$$I_{p.т} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1445,09 \text{ А.}$$

Вибираємо автоматичний вимикач серії ВА55-43 з $I_{ном} = 1600 \text{ А}$, $I_{нр} = 1600 > 1445,09 \text{ А}$, – умова виконується, тому номінальний струм теплового розчеплювача вибираємо рівним $I_{нр} = 1600 \text{ А}$.

Аналогічно виконуємо вибір для інших автоматичних вимикачів і результати розрахунку зводимо до табл. 15.1.

Таблиця 15.1

Вибір автоматичних вимикачів на 0,4 кВ

| № ТП | S_T , кВ·А | $I_{рт}$, А | Тип вимикача | $I_{ном}$, А | $I_{нр}$, А |
|------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| ТП1 | 2×1000 | 1445,09 | ВА55-43 | 1600 | 1600 |
| ТП2 | 1×1250 | 1806,36 | ВА75-45 | 2500 | 2500 |
| ТП3 | 1×1250 | 1806,36 | ВА75-45 | 2500 | 2500 |
| ТП4 | 2×630 | 910,40 | ВА55-43 | 1000 | 1000 |
| ТП5 | 1×1000 | 1445,09 | ВА55-43 | 1600 | 1600 |
| ТП6 | 1×1000 | 1445,09 | ВА55-43 | 1600 | 1600 |

Номінальні струми секційних вимикачів вибираються на ступінь нижче за номінальні струми вводних автоматичних вимикачів (табл. 15.2).

Таблиця 15.2

Вибір міжсекційних автоматичних вимикачів на 0,4 кВ

| № ТП | Тип вимикача | $I_{ном}$, А | $I_{нр}$, А |
|------|--------------|---------------|--------------|
| ТП-1 | ВА55-43 | 1000 | 1000 |
| ТП-4 | ВА55-43 | 630 | 630 |

Виберемо автоматичні вимикачі для захисту конденсаторних установок. Конденсаторні установки повинні мати захист від струмів КЗ, що діє на вимкнення без витримки часу.

Номінальний струм БНК визначається за такою формулою:

$$I_{нр} \geq I_{нк} = \frac{Q_{БНК}}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (15.6)$$

Оскільки, відповідно до [1] апарати в ланцюзі конденсаторних батарей повинні допускати тривале проходження струму, що становить 130 % від номінального струму батареї, тоді номінальний струм розчеплювача вибираємо з умови:

$$I_{нр} \geq 1,3 \cdot I_{нк}. \quad (15.7)$$

Наприклад, для БНК, встановленої на ТП-2 типу АКУ-0,4-400-203 отримуємо:

$$I_{нк} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 578,03 \text{ А};$$

За умовою (15.6):

$$1000 \geq 1,3 \cdot 578,03;$$

$$1000 > 751,493.$$

Вибираємо два автоматичні вимикачі серії ВА55-43 на кожен із трансформаторів з $I_{на} = 1000 \text{ А}$, $I_{нр} = 1000 \text{ А}$.

Аналогічно виконуємо вибір автоматичних вимикачів для інших БНК. Результати розрахунків зводимо в табл. 15.3.

Таблиця 15.3

Автоматичні вимикачі для БНК

| № ТП | $Q_{БНК}$, квар | $1,3 \cdot I_{нк}$, А | Тип вимикача | $I_{на}$, А | $I_{нр}$, А |
|------|---------------------|---------------------------|--------------|-----------------|-----------------|
| ТП-1 | 2x250 | 469,097 | 2xВА55-43 | 630 | 630 |
| ТП-2 | 400 | 751,493 | ВА55-41 | 1000 | 1000 |
| ТП-3 | 375 | 703,645 | ВА55-43 | 1000 | 1000 |
| ТП-4 | 2x275 | 516 | 2xВА55-43 | 630 | 630 |
| ТП-5 | 250 | 469,097 | ВА55-43 | 630 | 630 |
| ТП-6 | 225 | 422,187 | ВА55-43 | 630 | 630 |

Таблиця 15.4

Вибір апаратів кабельної лінії 0,4 кВ для інших ділянок

| Лінії | | КЛ16 | КЛ17 | КЛ19 | КЛ18 |
|--------------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| $I_{рл}$, А | | 556,03 | 130,19 | 290,37 | 282,94 |
| Автоматичний вимикача | Тип вимикача | ВА-53-39 | ВА-53-39 | ВА-53-39 | ВА-53-39 |
| | $I_{на}$, А | 630 | 160 | 400 | 400 |
| | $I_{нр}$, А | 630 | 160 | 400 | 400 |
| Трансформатор струму | Тип ТС | ТНШЛ-600/5- 0,66 | ТНШЛ- 150/5-0,66 | ТНШЛ- 300/5-0,66 | ТНШЛ- 300/5-0,66 |
| | $U_{ном Т}$, кВ | 0,66 | 0,66 | 0,66 | 0,66 |
| | $I_{ном Т}$, А | 600 | 150 | 300 | 300 |

Номинальні струми вимикачів, що встановлюються на початку лінії, вибираються на 2 ступені вище, ніж в кінці лінії, що захищається (табл. 15.5).

Таблиця 15.5

Номинальні струми вимикачів на початку лінії (0,4 кВ)

| Лінії | Тип вимикача | $I_{ном}, A$ | $I_{пр}, A$ |
|-------|--------------|--------------|-------------|
| КЛ16 | ВА-55-43 | 1250 | 1250 |
| КЛ17 | ВА-53-39 | 400 | 400 |
| КЛ18 | ВА-55-43 | 1000 | 1000 |
| КЛ19 | ВА-55-43 | 1000 | 1000 |

Перевірка вибраного перерізу кабелю та захисних апаратів за струмами КЗ

Діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ (кА) визначається за формулою:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{СНОМ}}{(\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_1^2 + X_1^2})}, \quad (15.8)$$

де R_1, X_1 – відповідно сумарний активний та реактивний опір прямої послідовності ланцюга КЗ (однієї фази), мОм;

$U_{СНОМ}$ – середня номінальна напруга мережі, В.

Ударний струм КЗ визначається за такою формулою:

$$i_v = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K^{(3)}, \quad (15.9)$$

де k_y – ударний коефіцієнт.

При розрахунку струму КЗ на шинах напругою до 1 кВ ТП можна приймати значення $k_y=1,3$. Для інших точок під час розрахунку струму КЗ з урахуванням опорів перехідних контактів значення $k_y=1$.

Початкове діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ (кА) визначається за формулою:

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{СНОМ}}{\sqrt{((2R_1 + R_0)^2 + (2X_1 + X_0)^2)}}, \quad (15.10)$$

де R_1, X_1 – відповідно сумарний активний та реактивний опір прямої послідовності ланцюга КЗ (однієї фази), мОм;

R_0, X_0 – відповідно сумарний активний та реактивний опір нульової послідовності ланцюга КЗ, мОм.

За своєю граничною відмикаючою здатністю, автоматичний вимикач повинен відповідати струму КЗ на початку ділянки лінії, що захищається:

$$I_{\text{ПРА}} \geq I_{\text{К(Н)}}, \quad (15.11)$$

де $I_{\text{ПРА}}$ – граничний струм, що відмикається, приймаємо за [1], кА;

$I_{\text{К(Н)}}$ – струм КЗ на початку ділянки лінії, що захищається, кА.

Перевірку надійності відключення автоматичним вимикачем аварійної ділянки мережі при однофазному КЗ у будь-якій зоні виконується за умовою для автоматів з номінальним струмом понад 100 А:

$$I_{\text{К(К)}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{СР.Р.}} \quad (15.12)$$

Перевірку надійності відключення автоматичними вимикачем аварійної ділянки мережі при КЗ в кінці лінії в невибухонебезпечних зонах здійснюють за умовою:

$$I_{\text{К(К)}} \geq 3 \cdot I_{\text{нр}}. \quad (15.13)$$

Мінімальний термічно стійкий переріз жили кабелю визначаємо за формулою:

$$F = \frac{\sqrt{I_{\text{К}}^2 \cdot t}}{C}, \quad (15.14)$$

де $I_{\text{К}}$ – діюче значення струму КЗ, кА;

t – час відключення надструму, визначається за часовими характеристиками захисних апаратів, с;

C – розрахунковий коефіцієнт, що залежить від матеріалу жил провідника та його ізоляції, $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5/\text{мм}^2}$.

Складемо розрахункову схему на рис. 15.1 для ділянки від ТП6 до РП 0,4кВ цеху № 9, що включає всі елементи електричної мережі, які мають активні і індуктивні опори.

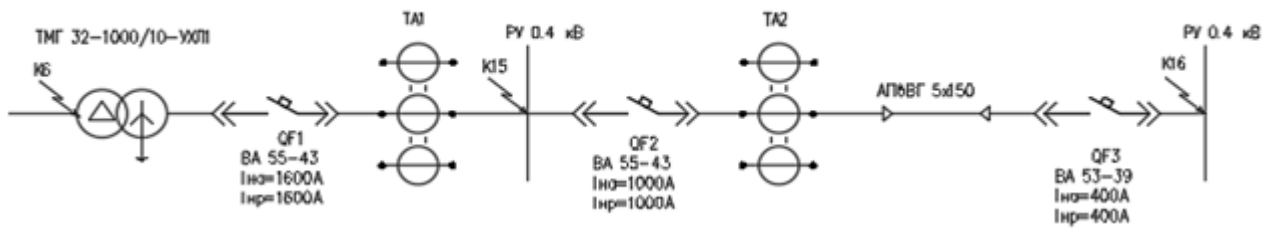


Рис. 15.1. Розрахункова схема

Зробимо розрахунок для точки K15, дані беремо з пункту 12:

$$I_{K5} = 5,309 \text{ кА.}$$

На розрахунковій схемі позначимо точки K15 та K16, у яких необхідно розрахувати струми КЗ. Схема заміщення для розрахунку струмів трифазного та однофазного КЗ у точці K16 наведена на рис. 15.2.

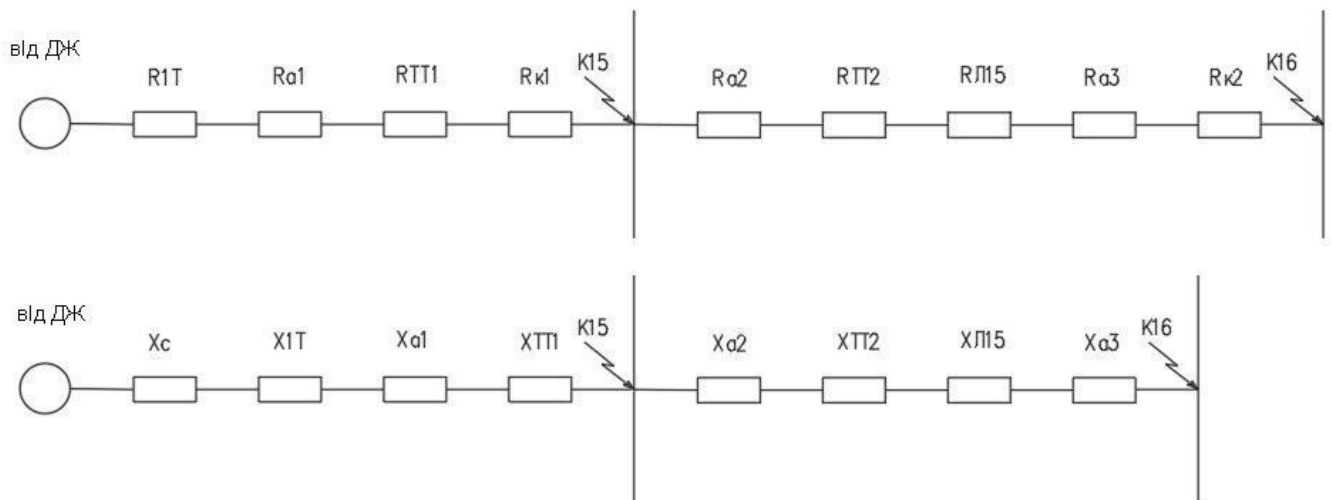


Рис. 15.2. Схема заміщення для розрахунку трифазного і однофазного КЗ в точці K15 та K16

Опір електричної дуги не враховуємо.

При розрахунку струмів КЗ в електроустановках напругою до 1 кВ вважають, що напруга на первинній обмотці трансформатора понижувальної підстанції 10/0,4 кВ дорівнює номінальній.

Опір системи (у міліомах) до понижуючого трансформатора визначається за формулою:

$$X_{CB} = \frac{U_{CB} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_{KB}}, \quad (15.15)$$

де U_{CB} – середня номінальна напруга мережі високої напруги, кВ;

I_{KB} – початкове значення періодичної складової струму КЗ на виводах високої напруги трансформатора, кА.

Опір X_{CB} приводиться до ступеня низької напруги за формулою:

$$X_C = X_{CB} \cdot \left(\frac{U_{сн\text{ом}}}{U_{св}} \right)^2, \quad (15.16)$$

де $U_{сн\text{ом}}$ – середня номінальна напруга мережі, в якій розраховуються струми КЗ, кВ.

Активний опір силового трансформатора визначається за такою формулою:

$$R_{1T} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{сн\text{ом}}^2 \cdot 10^6}{S_{н\text{ом}}^2}, \quad (15.17)$$

де ΔP_{κ} – втрати КЗ у трансформаторі, кВт;

$U_{сн\text{ом}}$ – номінальна напруга вторинної обмотки трансформатора, кВ;

$S_{н\text{ом}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Індуктивний опір силового трансформатора знаходиться за формулою:

$$X_{1T} = \sqrt{\left(\frac{U_{\kappa}}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{н\text{ом}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{н\text{ом}}^2}{S_{н\text{ом}}} \cdot 10^6, \quad (15.18)$$

де U_{κ} – напруга короткого замикання, %.

Активний та реактивний опір провідників обчислюються за формулами:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l, \quad (15.19)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l, \quad (15.20)$$

де r_0 – питомий активний опір кабельної лінії, мОм/м;

x_0 – питомий індуктивний опір кабельної лінії, мОм/м;

l – довжина провідника, м.

Визначимо опір системи за формулою (15.15):

$$X_{CB} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5,309} = 1143,22 \text{ мОм.}$$

Приведемо опір системи до ступеня низької напруги за виразом (15.16):

$$X_C = 1143,22 \cdot \left(\frac{0,42}{10,5} \right)^2 = 1,829 \text{ мОм.}$$

Активний опір силового трансформатора обчислюємо за формулою (15.17):

$$R_{1T} = \frac{9,54 \cdot 0,42^2 \cdot 10^6}{1000^2} = 1,68 \text{ мОм.}$$

Індуктивний опір силового трансформатора обчислюємо за формулою (15.18):

$$X_{1T} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100} \right)^2 - \left(\frac{9,54}{1000} \right)^2} \cdot \frac{0,42^2}{1000} \cdot 10^6 = 9,85 \text{ мОм.}$$

Для автоматичного вимикача ВА55-43 з номінальним струмом розчеплювача 1600 А $R_{a1} = 0,13$ мОм, а $X_{a1} = 0,06$ мОм по [3]. При розрахунку КЗ на шинах РУ напругою 0,4 кВ ТП активний опір різних контактів у колі КЗ $R_{к15} = 15$ мОм, опір трансформаторів струму на струми понад 500 А допускається не враховувати.

Сумарні активний та індуктивний опір ланцюга КЗ щодо точки К15 відповідно рівні:

$$R_{12} = R_{1T} + R_{a1} + R_{к1} = 1,68 + 0,13 + 15 = 16,81 \text{ мОм;}$$

$$X_{12} = X_C + X_{1T} + X_{a1} = 1,829 + 9,85 + 0,06 = 11,739 \text{ мОм.}$$

Струм трифазного КЗ в точці К15 знаходимо за формулою (15.8):

$$I_K^{(3)} = \frac{420}{(\sqrt{3} \cdot \sqrt{16,81^2 + 11,739^2})} = 11,83 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ визначаємо за співвідношенням (15.9), прийнявши $k_y = 1,3$:

Сумарні активне R_0 і реактивне X_0 опори нульової послідовності ланцюга до точки К15:

$$R_{02} = R_{0T} + R_{a1} + R_{к1} = 1,68 + 0,13 + 15 = 16,81 \text{ мОм;}$$

$$X_{02} = X_{0T} + X_{a1} = 9,85 + 0,06 = 9,9 \text{ мОм.}$$

де R_{0T} і X_{0T} – відповідно активний та індуктивний опір нульової послідовності понижуючого трансформатора, мОм.

У трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток Δ/Y_0 активні та індуктивні опори нульової послідовності рівні відповідним опорам прямої послідовності.

Опір нульової послідовності однофазних електричних апаратів приймаємо рівними їхньому опору прямої послідовності.

Струм однофазного КЗ у точці К15 визначаємо за формулою (15.10):

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 420}{\sqrt{((3 \cdot 16,81)^2 + (2 \cdot 11,739 + 9,9)^2)}} = 12,014 \text{ кА.}$$

Більшим із струмів КЗ є однофазний, відповідно по ньому здійснюємо перевірку вимикача ВА55-43.

Струм спрацювання розчеплювача автоматичного вимикача ВА55-43 визначаємо за формулою:

$$I_{ср.р} = K_{ТО} \cdot I_{ном.р} = 2 \cdot 1,6 = 3,2 \text{ кА,}$$

де $K_{ТО}$ – кратність струмової відсічки, приймаємо $K_{ТО} = 2$, [7].

Автоматичний вимикач ВА55-43 перевіряємо за умовами (15.11), (15.12), (15.13):

$$31 \geq 5,551 \text{ кА;}$$

$$12,0 \geq 1,25 \cdot 3,2 = 4 \text{ кА;}$$

$$12,0 \geq 3 \cdot 1,6 = 4,8 \text{ кА.}$$

Отже, вимикач ВА55-43 успішно відключить струм однофазного та трифазного КЗ.

Для вимикача ВА55-43 з номінальним струмом розчеплювача 1600 А активні та індуктивні опори $R_{a2} = 0,13$ мОм, а $X_{a2} = 0,06$ мОм за [3], опір трансформаторів струму на струми більше 500 А допускається не враховувати.

Для вимикача ВА53-39 з номінальним струмом розчеплювача 400 А активні та індуктивні опори $R_{a3} = 0,55$ мОм, а $X_{a2} = 0,1$ мОм за [3].

Визначимо активний і реактивний опір прямої послідовності кабельної лінії за формулами (15.19) і (15.20), прийнявши за [1] питомі опори для кабелів перерізом 150 мм^2 , $r_{1л} = 0,208$ мОм/м, $x_{1л} = 0,0596$ мОм/м:

$$R_{1л} = 0,208 \cdot 88 = 18,304 \text{ мОм;}$$

$$X_{1л} = 0,0596 \cdot 88 = 5,245 \text{ мОм.}$$

При розрахунку короткого замикання в точці К16 активний опір різних контактів ланцюга КЗ $R_{\kappa} = 20$ мОм.

Для трансформатора струму ТНШЛ-300/5-0,66 активний опір $r_{ТТ1} = 0,2$ мОм/м та індуктивний $x_{1л} = 0,3$ мОм/м.

Сумарні активний та індуктивний опір ланцюга КЗ щодо точки К16:

$$\begin{aligned} R_{к16} &= R_{1T} + R_{a1} + R_{a2} + R_{ТТ2} + R_{1л} + R_{a3} + R_{к16} = \\ &= 1,68 + 0,13 + 0,13 + 0,2 + 18,3 + 0,55 + 20 = 40,99 \text{ мОм}; \\ X_{к16} &= X_C + X_{1m} + X_{a1} + X_{a2} + X_{ТТ2} + X_{1л} + X_{a3} = \\ &= 1,829 + 9,85 + 0,06 + 0,06 + 0,3 + 5,245 + 0,1 = 17,444 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Струм трифазного КЗ у точці К16 знаходимо за формулою (15.8):

$$I_K^{(3)} = \frac{420}{(\sqrt{3} \cdot \sqrt{40,99^2 + 17,444^2})} = 5,44 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ визначаємо за співвідношенням (15.9), прийнявши $k_y=1$:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 5,44 = 7,698 \text{ кА}.$$

Сумарні активний R_0 і реактивний X_0 опори нульової послідовності ланцюга до точки К16:

$$\begin{aligned} R_{03} &= R_{0T} + R_{a1} + R_{a2} + R_{ТТ2} + 10 \cdot R_{0л} + R_{a3} + R_{к2} = \\ &= 1,68 + 0,13 + 0,13 + 0,2 + 10 \cdot 18,3 + 0,55 + 20 = 205,69 \text{ мОм}; \\ X_{03} &= X_{0T} + X_{a1} + X_{a2} + X_{ТТ2} + 4 \cdot X_{0л} + X_{a3} = \\ &= 9,85 + 0,06 + 0,06 + 0,3 + 4 \cdot 5,245 + 0,1 = 31,35 \text{ мОм}; \end{aligned}$$

де $R_{0л}$ і $X_{0л}$ – відповідно активний та індуктивний опір нульової послідовності, як правило, приймають $R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$ і $X_{0л} = 4 \cdot X_{1л}$.

Струм однофазного КЗ у точці К16 визначаємо за формулою (15.10):

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 420}{\sqrt{((2 \cdot 40,99 + 205,69)^2 + (2 \cdot 17,444 + 31,35)^2)}} = 3,46 \text{ кА}.$$

Більшим із струмів КЗ є трифазний, відповідно по ньому здійснюємо перевірку вимикача ВА55-43.

Струм спрацювання розчеплювача автоматичного вимикача ВА55-43 визначаємо за формулою:

$$I_{ср.р} = K_{ТО} \cdot I_{ном.р} = 2 \cdot 1 = 2 \text{ кА},$$

де $K_{ТО}$ – кратність струмової відсічки, приймаємо $K_{ТО} = 2$, [7].

Автоматичний вимикач ВА55-43 перевіряємо за умовами (15.11), (15.12), (15.3):

$$31 \geq 5,44 \text{ кА};$$

$$2,56 \geq 1,25 \cdot 2 = 2,5 \text{ кА};$$

$$3,46 \geq 3 \cdot 1 = 3 \text{ кА}.$$

Отже, вимикач ВА55-43 забезпечує надійний захист при однофазному КЗ.

Перевіримо кабель АПВВГ 5х150 на термічну стійкість до струмів КЗ та виберемо для нього екран. Перевірку здійснюємо струмом КЗ безпосередньо на початку кабелю, тобто $I_K^{(3)} = 11,83 \text{ кА}$.

Перевіряє кабель лінії односекундним струмом КЗ.

Односекундний струм I_{1c} для кабелю АПВВГ 5х150 дорівнює 14,2 кА, $t_{отк} = 0,04 \text{ с}$. Тоді, за умовою (13.4) маємо:

$$14,2 \geq \sqrt{0,04} \cdot 11,83;$$

$$14,2 \geq 2,366 \text{ кА}.$$

Умова термічної стійкості виконується.

Інші ділянки розраховуються аналогічно.

Результати перевірки автоматичних вимикачів та кабельних ліній наведені в табл. 15.5 та 15.6.

Таблиця 15.5

Розрахункові за термічною стійкістю та прийняті значення перерізів кабелів за результатами всіх перевірок

| № лінії | $F, \text{ мм}^2$ | $t_{отк}, \text{ с}$ | $I_{1c(m)}, \text{ кА}$ | $I_{1c(p)}, \text{ кА}$ |
|---------|-------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|
| Л16 | 150 | 0,04 | 14,2 | 2,372 |
| Л17 | 50 | 0,04 | 4,7 | 2,37 |
| Л18 | 150 | 0,04 | 14,2 | 2,37 |
| Л19 | 150 | 0,04 | 14,2 | 2,366 |

Таблиця 15.6

Результати перевірки автоматичних вимикачів на лініях,
що відходять від ТП

| № лінії | Коротке замикання (3) / (1) фазне в лінії, кА | | Автоматичний вимикач | $I_{ПРА}$, кА | $I_{номр}$, А | $I_{ср.р}$, А | Виконання всіх умов для надійної роботи |
|---------|---|-------------|----------------------|----------------|----------------|----------------|---|
| | На початку | В кінці | | | | | |
| Л16 | 11,858/12,053 | 2,732/0,892 | ВА 55-43 | 31 | 1250 | 2500 | Не виконується - ставимо ПЗВ |
| Л17 | 11,851/12,048 | 3,085/1,623 | ВА 53-39 | 29 | 400 | 800 | Виконується |
| Л18 | 11,851/12,048 | 3,979/1,494 | ВА 55-43 | 31 | 1000 | 2000 | Не виконується - ставимо ПЗВ |
| Л19 | 11,83/12,014 | 5,44/3,46 | ВА 55-43 | 31 | 1000 | 2000 | Виконується |

16. ЕЛЕКТРИЧНІ ВИМІРЮВАННЯ, ОБЛІК І ЕКОНОМІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Для забезпечення постійного контролю над роботою окремих елементів системи електропостачання та обліку електроенергії, що виробляється і споживається, підлягають вимірюванню величини струму, напруги, частоти, потужності та електроенергії, для чого і використовуються контрольно-вимірювальні прилади.

Установка амперметра проводиться в ланцюгах, в яких необхідний контроль струму (ввод РП, трансформатори, лінії, що відходять, перемички між секціями збірних шин, конденсаторні установки, деякі електроприймачі). При рівномірному навантаженні, зазвичай струм вимірюється лише в одній фазі. При нерівномірному, вимірювання виконуються в кожній фазі окремо.

Вимірювання напруги проводиться на кожній секції збірних шин РП та ТП. У трифазних електроустановках, зазвичай проводиться вимірювання однієї міжфазної напруги. У мережах із ізольованою нейтраллю вольтметри використовуються також для контролю ізоляції. Для цієї мети можуть застосовуватися три вольтметри, що включаються на фазну напругу через вимірювальний трансформатор типу ЗНОЛ, приєднаний до секції РП.

Вимірювання потужності виконується в ланцюгах понижувальних трансформаторів підстанції. При напрузі первинної сторони 220 кВ та вище вимірюється активна та реактивна потужність. У колах двообмоткових трансформаторів вимірювання проводиться з боку низької напруги.

На підприємстві розрізняють розрахунковий (комерційний) та технічний (контрольний) облік електроенергії.

Розрахунковий облік електроенергії призначений для здійснення грошових розрахунків за вироблену, а також відпущену споживачам електроенергію.

Технічний облік призначений для контролю витрат електроенергії всередині підприємства. Для підприємства слід передбачати можливість встановлення стаціонарних або переносних лічильників з метою контролю за дотриманням лімітів витрати електроенергії цехами, лініями та агрегатами для визначення витрати електроенергії на одиницю продукції, що випускається. Для встановлення та зняття приладів технічного обліку електроенергії, дозвіл електропостачальної організації не потрібний.

Правильна побудова системи обліку та контролю електроспоживання сприяє зниженню нераціональної витрати електроенергії та полегшує складання електричних балансів, що є основою для аналізу стану електричного господарства та виявлення можливих резервів економії енергоресурсів на підприємстві.

Перелік вимірювальних приладів та місця їх встановлення вказані у табл. 16.1.

Таблиця 16.1

Контрольно-вимірювальні прилади та місця їх встановлення

| Коло | Прилади, що встановлюються |
|---|--|
| 1 | 2 |
| Кабельна лінія 10 кВ, що живить РП підприємства | Амперметр, розрахунковий лічильник активної і реактивної енергії |
| Кабельна лінія 10 кВ, що живить ТП цеху | Амперметр, розрахунковий лічильник активної і реактивної енергії |
| Збірні шини РП 10 кВ | Вольтметр для вимірювання міжфазної напруги, три вольтметри для вимірювання фазної напруги |

| 1 | 2 |
|----------------------------------|---|
| Трансформатор цехової підстанції | Амперметр в кожній фазі, лічильник активної і реактивної енергії |
| Збірні шини ТП 0,4 кВ | Вольтметр для вимірювання міжфазної напруги лічильник активної і реактивної енергії |
| Секційний вимикач | Амперметр |

У даній магістерській роботі використані такі типи контрольно-вимірювальних приладів: амперметр Э8032-М1, вольтметр Э8035, лічильник активної та реактивної енергії СЕ-303 ВУ.

Також для обліку електроенергії прийнята автоматизована система контролю та обліку електроспоживання (АСКОЕ), що є єдиним комплексом електронних програмно-технічних засобів для автоматизованого обліку електроенергії в процесі її розподілу та споживання в рамках промислового підприємства (рис. 16.1).

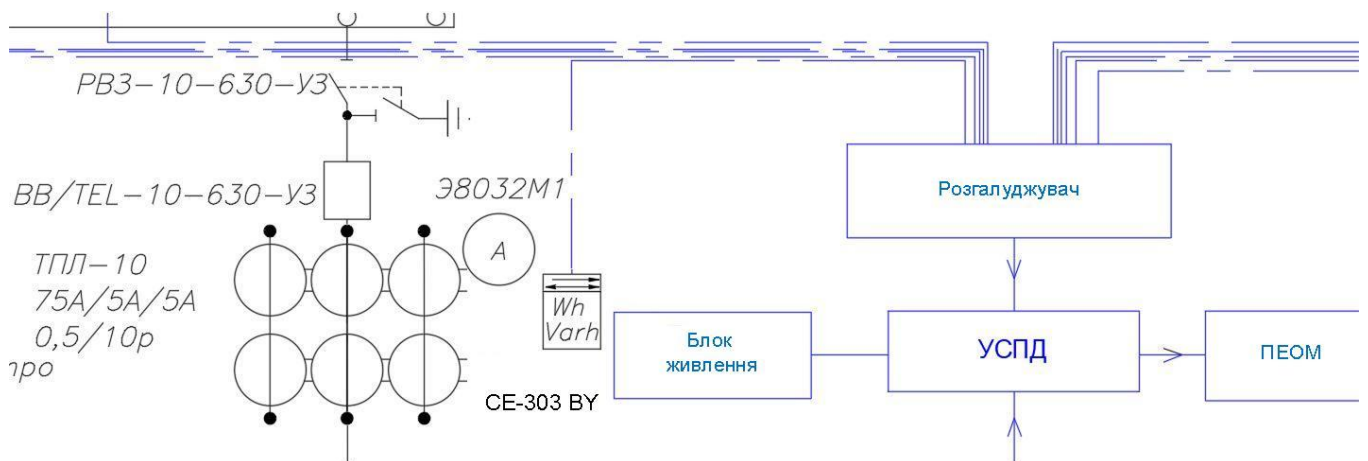


Рис. 16.1. Схема АСКОЕ на підприємстві

Найбільшу ефективність в енергопостачанні на промисловому підприємстві мають такі напрямки:

- 1) застосування для виробничих процесів раціональних видів та параметрів енергоносіїв;
- 2) використання вторинних енергоресурсів;
- 3) застосування енергоефективних технологій та обладнання;
- 4) інтенсифікація виробничих процесів;

- 5) скорочення втрат електроенергії в електрообладнанні та електричних мережах;
- 6) поліпшення електричних режимів виробничого та електричного обладнання.

17. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ЦЕХОВОЇ ТП

17.1. Розрахунок захисту трансформатора

Основними видами пошкодження у трансформаторі є: замикання між фазами всередині кожуха трансформатора та на зовнішніх виводах обмоток; замикання в обмотках між витками однієї фази (виткові замикання); замикання на землю обмоток або їх зовнішніх виводів, пошкодження магнітопроводу трансформатора, що призводять до появи місцевого нагріву та «пожежі сталі».

Для трансформаторів з високою напругою 10 (6) кВ повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від наступних видів ушкоджень та ненормальних режимів роботи:

- 1) міжфазних коротких замикань в обмотках та на виводах (струмова відсічка без витримки часу);
- 2) струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ (максимальний струмовий захист);
- 3) струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням (максимальний струмовий захист від навантаження).

В даній роботі розраховуватимемо захист для трансформатора ТМГ - 1250/10/0,4, зі схемою з'єднання обмоток $Y/Y_0 - 0$.

Максимальне навантаження трансформатора приймемо рівним $1,4 \cdot S_{\text{ном.т}}$. Максимальний час захисту ліній, що відходять від шин НН трансформатора, дорівнює власному часу відключення автоматичних вимикачів, $t_{\text{макс}} = 0,03$ с. Струми короткого замикання зведені в табл. 17.1.

Таблиця 17.1

Струми КЗ для розрахунку захисту трансформатора

| ВН 10 кВ | НН 0,4 кВ | |
|---|--|--|
| $I_{\text{макс.}}^{(3)} = 5,55 \text{ кА}; I_{\text{мін.}}^{(3)} = 4,25 \text{ кА}$ | $I_{\text{НН.МАХ}}^{(3)} = 11,83 \text{ кА}$ | $I_{\text{НН.МІН}}^{(3)} = 7,9 \text{ кА}$ |

Максимальний захист трансформатора та струмову відсічку виконано із застосуванням пристрою мікропроцесорного захисту на базі блоків мікропроцесорного релейного захисту (БМРЗ).

Зовнішній вигляд БМРЗ подано на рис. 17.1.



Рис. 17.1. Зовнішній вигляд БМРЗ

БМРЗ є сучасним цифровим пристроєм захисту, управління та протиаварійної автоматики і є комбінованим багатофункціональним пристроєм, що поєднує різні функції захисту, вимірювання, контролю, автоматики, місцевого та дистанційного управління.

БМРЗ забезпечує такі експлуатаційні можливості:

- виконання функцій захисту, автоматики та управління, визначених “Правилами улаштування електроустановок” (ПУЕ);
- сигналізацію спрацювання захистів та автоматики, положення комутаційних апаратів, несправності БМРЗ;

- налаштування внутрішньої конфігурації (ввод захисту та автоматики, вибір захисних характеристик, кількість ступенів захисту тощо) програмним способом;

- фіксацію, зберігання та відображення аварійних електричних параметрів об'єкта, що захищається, для дев'яти останніх аварійних подій з автоматичним оновленням інформації;

- осцилографування аварійних процесів;

- зберігання та видачу інформації про кількість та час пусків та спрацювань захисту БМРЗ;

- облік кількості відключень вимикача та циклів АПВ;

- пофазний облік струмів при аварійних відключеннях вимикача;

- контроль та індикацію положення вимикача, а також справності його ланцюгів керування;

- безперервний оперативний контроль працездатності (самодіагностики) протягом усього часу роботи;

- отримання дискретних сигналів управління та блокувань, видачу команд управління, аварійної та попереджувальної сигналізації;

- двосторонній обмін інформацією з АСУ та ПЕОМ за стандартними послідовними каналами зв'язку;

- підключення до імпульсних виходів лічильників електроенергії для передачі інформації в АСУ.

Живлення ланцюгів релейного захисту та автоматики (РЗА) здійснюється на постійному та змінному оперативному струмі від акумуляторної батареї 220 В.

Для цифрових терміналів БМРЗ уставки розраховуються та задаються у первинних величинах або у відсотках від номінальних значень.

Пояснювальну схему до розрахунку релейного захисту трансформатора зображено рис. 17.2.

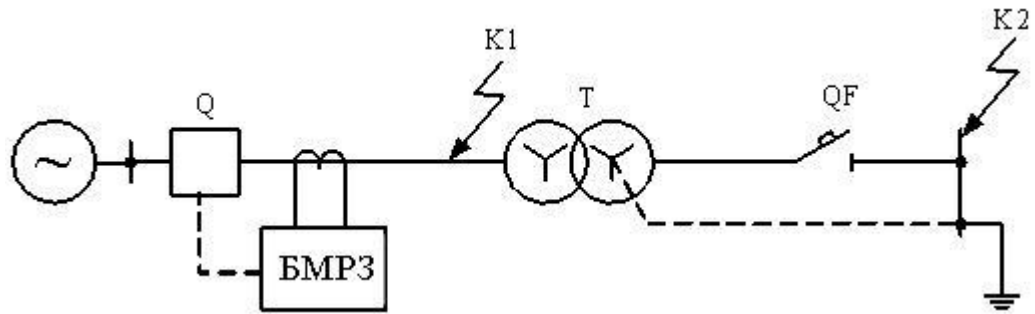


Рис. 17.2. Схема до розрахунку РЗ трансформатора

Розрахунок струмової відсічки. Струмова відсічка від міжфазних КЗ на стороні 10 кВ. Для захисту трансформаторів потужністю до 4 МВ·А може застосовуватися струмова відсічка. На трансформаторах 6,3 МВ·А і більше повинен встановлюватися подовжній диференційний захист. Здебільшого, потужності трансформаторів 10/0,4 кВ не перевищують 1600 кВ·А (у виняткових випадках 2500 кВ А). Тому для захисту ввідів та частини первинної обмотки цих трансформаторів застосовується струмова відсічка. Якщо застосування струмової відсічки не дозволяє забезпечити чутливість захисту ($k_{\text{ч}} \geq 1,5$), то для трансформаторів потужністю понад 1000 кВ·А застосовують подовжній диференційний захист.

Подовжній диференційний захист має встановлюватися на великих трансформаторах потужністю 6,3 МВт і більше. Він використовується як основний швидкодіючий захист від усіх видів КЗ в обмотках трансформатора, КЗ на виводах та з'єднаннях з шинами високої та низької напруги. За умовами селективності струмова відсічка не має спрацювати при КЗ на стороні 0,4 кВ. Це забезпечує правильний вибір значень параметрів спрацювання цього захисту. Уставка спрацювання реле вибирається більше за значення трифазного струму КЗ на стороні 0,4 кВ. У зону дії струмової відсічки входять виводи обмотки 10 кВ, частина первинних обмоток трансформатора, а також кабель, що з'єднує трансформатор з вимикачем Q.

Уставка струмової відсічки вибирається за формулою:

$$I_{\text{с.в.}} = I_{\text{к}}^{(3)} \cdot k_{\text{відл}},$$

де $I_{\kappa}^{(3)}$ – значення струму трифазного КЗ на виводах обмотки 0,4 кВ, А;

$k_{\text{відл}}$ – коефіцієнт відлаштування, що враховує похибку при розрахунку значень струмів КЗ.

Для цифрових терміналів БМРЗ, $k_{\text{відл}}$ приймається в діапазоні 1,1...1,15.

$$I_{\text{с.в.}} = 7,9 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right) \cdot 1,1 \cdot 10^3 = 347,6 \text{ А.}$$

Захист не повинен спрацювати при включенні трансформатора від кидка струму, що намагнічує:

$$I_{\text{с.в.}} = I_{\text{ном.т.}} \cdot k_{\text{відл}};$$

$$I_{\text{с.в.}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,1 = 75,6 \text{ А.}$$

Вибирається найбільший із струмів спрацювання захисту, тобто 347,6 А.

Для перевірки чутливості необхідно знати двофазний струм короткого замикання на виводах 10 кВ трансформатора. За відомим значенням трифазного струму знайдемо струм двофазного КЗ за формулою:

$$I_{\text{К}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{мін}}^{(3)};$$

$$I_{\text{К}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4250 = 3681 \text{ А.}$$

Перевіримо коефіцієнт чутливості струмової відсічки:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К}}^{(2)}}{I_{\text{с.в.}}} \geq 2;$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3681}{347,6} = 10,6.$$

Захист чутливий. Струмова відсічка діє тільки при пошкодженнях на виводах і частині обмотки ВН тому витримка часу струмової відсічки приймається $t_{\text{с.в.}} = 0$ с.

Розрахунок МСЗ. Максимальний струмовий захист трансформатора встановлюється з боку введів 10 кВ і одночасно є захистом вводу робочого живлення 0,4 кВ. На реактивованих лініях 10 кВ МСЗ є єдиним захистом від міжфазних КЗ, оскільки при захисті цих ліній швидкодіючі захисти не

застосовуються. МСЗ виконує функцію резервного захисту струмових захистів трансформатора при їх відмові або виведенні з дії. Вибір уставок спрацювання МСЗ здійснюється за умови неспрацювання захисту при самозапуску електродвигунів. Причому значення струмів самозапуску можуть значно перевищувати номінальні значення струмів трансформатора. При використанні як захисту цифрових терміналів БМРЗ, захист виконується із застосуванням трансформаторів струму у трьох фазах.

Захист повинен бути відлаштований від максимально можливого струму навантаження, з урахуванням струмів самозапуску електродвигунів:

$$I_{\text{нав.ВН}}^{\text{max}} = \frac{S_{\text{нав.макс.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}};$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{нав.макс}},$$

де $k_{\text{сзп}}$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів, приймається рівним 1,3 ÷ 1,5;

$I_{\text{нав.макс.}}$ – максимальний навантажувальний струм, А.

Для цифрових терміналів БМРЗ значення $k_{\text{н}}$ приймають рівним 1,1 а $k_{\text{в}}$ приймають 0,935. Максимальне навантаження приймаємо рівним сумарному розрахунковому навантаженню ТП-2 $\Sigma S_{\text{роз}} = 967,3$ кВ·А.

$$I_{\text{нав.ВН}}^{\text{max}} = \frac{967,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 55,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,935} \cdot 55,8 = 85,4 \text{ А}.$$

Чутливість МСЗ перевіряється за коефіцієнтом чутливості з боку 0,4 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{нн}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5,$$

де $I_{\text{нн}}^{(2)}$ – струм двофазного КЗ на виводах трансформатора зі сторони 0,4 кВ

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,9 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right) \cdot 10^3}{85,4} = 3,2.$$

Захист чутливий. Час спрацювання МСЗ визначаємо за такою формулою:

$$t_{\text{МСЗ}} = t_{\text{сер.поред}} + \Delta t,$$

де $t_{\text{сер.поред}}$ – час спрацювання попереднього захисту, с, у нашому випадку автоматичний вимикач встановлений на стороні 0,4 кВ.

$$t_{\text{МСЗ}} = 0,03 + 0,3 = 0,33 \text{ с.}$$

Витримка часу МТЗ трансформатора приймається $t_{\text{с.в.}} = 0,33 \text{ с.}$

Розрахунок захисту від симетричних перевантажень. Захист від симетричних перевантажень на стороні 10 кВ призначений для виявлення режиму симетричних перевантажень трансформатора, що захищається. Захист від симетричних перевантажень діє на сигнал. Цей захист, як правило, виконується за допомогою одного зі ступенів МСЗ БМРЗ. Захист від симетричних перевантажень не встановлюється на реактивованих лініях напругою 10,5 кВ.

Струм спрацювання захисту від перевантаження визначається з виразу:

$$I_{\text{сзн}} = \frac{k_{\text{відп}}}{k_{\text{г}}} \cdot I_{\text{ном.т}};$$

$$I_{\text{сзн}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 68,7 = 80,9 \text{ А.}$$

Час спрацювання захисту від симетричних перевантажень повинен перевищувати час спрацювання основних захистів трансформатора.

$$t_{\text{ПЕР}} = t_{\text{МСЗ}} + \Delta t;$$

$$t_{\text{ПЕР}} = 0,33 + 0,3 = 0,63 \text{ с.}$$

Оскільки захист від перевантаження діє на сигнал, то перевіряти чутливість немає необхідності. Витримка часу приймається $t_{\text{с.в.}} = 0,63 \text{ с.}$

17.2. Розрахунок захисту живильної кабельної лінії

Для ліній у мережах 3 – 10 кВ із ізольованою нейтраллю мають бути передбачені пристрої релейного захисту від багатофазних замикань та однофазних замикань на землю (ОЗЗ). Релейний захист кабельної лінії виконаний із застосуванням терміналу захисту «БМРЗ» (рис. 17.3).

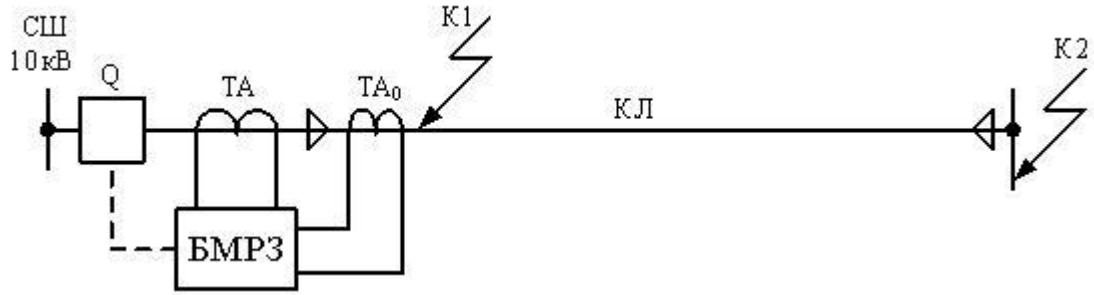


Рис. 17.3. Схема до розрахунку РЗ КЛ

Розрахунок МСЗ. На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних КЗ встановлюється МСЗ із незалежною або залежною витримкою часу з дією на відключення. Струм спрацювання МСЗ вибирається в амперах за двома умовами:

Неспрацювання захисту при надструмах післяаварійних перевантажень, тобто після відключення КЗ на попередньому елементі

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_g} \cdot I_{нав.ВН}^{\max};$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,935} \cdot 85,4 = 130,6 \text{ А.}$$

Узгодження чутливості захисту наступного та попереднього елементів мережі:

$$I_{с.з.наст.} \geq k_{н.с.} \cdot I_{с.з.попер.},$$

де $k_{н.с.}$ – коефіцієнт надійності узгодження, приймається рівним 1,1;

$I_{с.з.попер.}$ – струм спрацювання МСЗ попередніх елементів, А;

$$I_{с.з.наст.} \geq 1,1 \cdot 130,6 = 143,7 \text{ А.}$$

Вибираємо найбільший із струмів спрацювання захисту, тобто 143,7 А.

Перевіримо чутливість захисту в основній та резервній зоні:

$$k_{ч.осн.} = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5;$$

$$k_{ч.рез.} = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,2,$$

де $I_{\min}^{(2)}$ – струм двофазного КЗ в кінці лінії, що захищається, прийемо рівним струму на виводах 10 кВ трансформатора;

$$k_{ч.осн.} = \frac{3681}{143,7} = 25,6;$$

$$k_{ч.осн.} = \frac{7900 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)}{143,7} = 2,2.$$

Захист чутливий.

Витримка часу МСЗ вибирається більшою, ніж захист наступного елемента:

$$t_{с.з.} = t_{с.з.наст.} + \Delta t ,$$

де $t_{с.з.наст.}$ – найбільший час спрацювання захисту наступного елемента, с, у нашому випадку $t_{МСЗ}$ трансформатора.

$$t_{с.з.} = 0,33 + 0,3 = 0,63 \text{ с.}$$

Витримка часу приймається $t_{с.з.} = 0,63 \text{ с.}$

Розрахунок струмової відсічки. Струмова відсічка захищає тільки частину лінії або частину обмотки трансформатора, що розташовані ближче до джерела живлення. Відсічка спрацьовує без спеціального уповільнення, тобто $t \approx 0 \text{ с.}$

Селективність струмової відсічки миттєвої дії забезпечується вибором її струму спрацювання $I_{с.в.}$ більшим, ніж максимальне значення струму трифазного КЗ при пошкодженні в кінці лінії, що захищається. Вибір уставки струму спрацювання виконується за виразом:

$$I_{с.в.} = 5500 \cdot 1,1 = 6050 \text{ А;}$$

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6916}{6050} = 0,99 \geq 1,2.$$

Струмова відсічка не чутлива через малу довжину лінії, тому налаштовувати її не будемо.

Розрахунок струмового захисту нульової послідовності. В електричних мережах 6 – 35 кВ України, що працюють, як правило, із ізольованою або компенсованою нейтраллю, значення струмів однофазного замикання на землю (ОЗЗ) невеликі, вони не перевищують 20 – 30 А. Тому мережі цих класів напруги називають мережами з малими струмами замикання на землю. Однак ОЗЗ становлять велику небезпеку для обладнання електричних мереж і для людей, що

знаходяться поблизу місця ОЗЗ, а також тварин. У зв'язку з цим ПУЕ вимагають в одних випадках швидко автоматично відключати ОЗЗ, а в інших негайно приступати до визначення приєднання з ОЗЗ і відключати його.

Значення ємнісного струму лінії i , відповідно, сумарного ємнісного струму кабельної лінії усієї мережі можна орієнтовно визначити за емпіричною формулою:

– для кабельних мереж

$$I_C = \frac{U_{\text{ном.}} \cdot L_{\text{КЛ}}}{10};$$

– для повітряних мереж

$$I_C = \frac{U_{\text{ном.}} \cdot L_{\text{ПЛ}}}{350},$$

де $L_{\text{КЛ}}$ – довжина кабельної лінії, км.

Тоді для даної КЛ:

$$I_C = \frac{10 \cdot 0,85}{10} = 0,85 \text{ А.}$$

Значення ємнісного струму всіх ліній, приймаємо $I_{C\Sigma} = 16 \text{ А}$.

При використанні БМРЗ в якості вимірювального органу захисту від ОЗЗ селективна робота захисту в режимі ізольованої нейтралі може бути забезпечена за умови, коли сумарний ємнісний струм мережі $I_{C\Sigma}$ (мінімально можливий з усіх режимів роботи мережі) суттєво перевищує власний ємнісний струм будь-якого фідера $I_{\text{сфід.}}$ (При зовнішньому ОЗЗ).

Струм спрацювання визначаємо за умовою:

$$I_{\text{с.з.}} = k_n \cdot k_{\text{бр}} \cdot I_{\text{с.фід.макс}},$$

де $k_{\text{бр}}$ – коефіцієнт «кидка», що враховує кидок ємнісного струму в момент ОЗЗ, а також здатність реле реагувати на нього.

Кидок ємнісного струму є аперіодичний процес, який частково пригнічується фільтрами цифрових терміналів. Тому, при використанні захисту від ОЗЗ цифрових реле БМРЗ, можна приймати значення: $k_{\text{бр}} = 1 - 1,5$.

$$I_{\text{с.з.}} = 1,1 \cdot 1,5 \cdot 0,85 = 1,4 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості перевіряється за умовою:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{C\Sigma}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5;$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{16}{1,4} = 11,4.$$

Захист чутливий.

Захист повинен працювати з мінімальною витримкою часу $t_{\text{с.в.}} = 50$ мс.

Захист діє сигнал.

17.3. Розрахунок уставок АВР

Пусковий орган мінімальної напруги. Напруга спрацювання мінімального реле напруги вибирається так, щоб пусковий орган спрацював тільки при повному зникненні напруги і не приходив у дію при зниженні напруги, що викликані КЗ або самозапуском двигунів.

Для виконання цієї умови напруга спрацювання мінімального реле напруги має бути рівною:

$$U_{\text{с.р.}} \leq \frac{U_{\text{ост.к.}}}{k_{\text{отс}}}$$

де $U_{\text{ост.к.}}$ – найменше розрахункове значення залишкової напруги при КЗ;

$k_{\text{відл.}}$ – коефіцієнт відлаштування, що приймається 1,2 для електронних реле.

Обчислимо залишкову напругу на шинах 0,4 кВ при КЗ на генераторному розподільчому пристрої.

$$U_{\text{ост.к.}} = U_{\text{ном.г}} - I_{\text{к}}^{(3)} \cdot X_{\Sigma},$$

де Z_{Σ} – повний опір від шин джерела до місця КЗ, Ом.

$$U_{\text{ост.к.}} = 400 - 13,9 \cdot 16,6 = 170 \text{ В};$$

$$U_{\text{с.р.}} = \frac{170}{1,2} = 142 \text{ В}.$$

Витримка часу пускового органу мінімальної напруги повинна бути на ступінь селективності більша за витримку часу захисту, в зоні дії яких залишкова напруга при КЗ виявляється нижчою за напругу спрацювання мінімального реле напруги. Для захисту ліній, що відходять, на розподільчих пристроях 0,4 кВ встановлені вимикачі з часом відключення рівним 0,03 с.

$$t_{\text{п.о.}} = t_{\text{рз.нн}} + \Delta t,$$

де $t_{\text{рз.нн}}$ – найбільша витримка часу захисті приєднань, шин 0,4 кВ, с.

$$t_{п.о.} = 0,03 + 0,3 = 0,33 \text{ с.}$$

Витримка часу приймається $t_{с.з.} = 0,33 \text{ с.}$

Функція автоматичного включення резерву (АВР) виконується спільними діями БМРЗ-СВ (секційний вимикач) та двох БМРЗ-ВВ (ввідні вимикачі).

БМРЗ-ВВ виконує такі функції:

– контролює напруги U_{AB} , U_{BC} на секції, напругу до вимикача $U_{ВНР}$ (схема нормального режиму) та формує команди управління вимикачем вводу та секційним вимикачем;

– виконує АВР без витримки часу під час спрацювання захистів трансформатора;

– контролює параметри напруги на секції та формує сигнал “Дозвіл АВР” для БМРЗ-ВВ сусідньої секції.

БМРЗ-СВ виконує команди “Включення”, які поступають від БМРЗ-ВВ, без витримки часу.

Вихідною інформацією для пуску та спрацювання АВР є рівень напруг U_{AB} , U_{BC} та $U_{ВНР}$, контрольованих БМРЗ-ВВ, положення силового вимикача вводу (“Вкл.”/”Відкл”), а також наявність сигналу "Дозвіл АВР" від БМРЗ ВВ сусідньої секції.

Пуск АВР відбувається при спрацюванні пускового органу за напругою. Після відпрацювання витримки часу T_{ABP} видається команда на відключення вимикача вводу, а після виконання цієї команди видається команда "Увімк. СВ" на БМРЗ-СВ тривалістю 0,8 с. Потім формує вихідний дискретний сигнал дозволу АВР для другого вводу.

Таблиця 17.2

Уставки захистів трансформатора

| Вид захисту | $I_{с.з.}, A$ | $t_{с.з.}, c$ |
|---------------------------|---------------|---------------|
| СВ | 348 | 0 |
| МСЗ | 85 | 0,33 |
| Захист від перевантаження | 45 | 0,63 |

Уставки зазахистів кабельної лінії

| Вид захисту | $I_{с.з.}, A$ | $t_{с.з.}, c$ |
|---|---------------|---------------|
| МСЗ | 144 | 0,63 |
| Захист від струмів нульової послідовності | 0,007 | 0,05 |

18. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ, ЯК НОВИЙ ВИМІР ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОГРЕСУ

18.1. Інтелектуалізація систем

На початку ХХІ століття активно розвивається концепція постіндустріального або інформаційного суспільства, що розглядається як новий етап еволюції цивілізації. У цьому суспільстві інформація та знання стають основними ресурсами та результатами виробництва. Ця стадія розвитку людства характеризується зростанням значення інформації й знань, збільшенням частки інформаційно-комунікаційних технологій, інформаційних продуктів і послуг у структурі валового внутрішнього продукту, а також становленням глобального інформаційного простору [13].

Такі зміни спричинили потребу у створенні ефективних механізмів, що забезпечують перетворення інформації на знання та їх використання як ресурсу для прийняття управлінських рішень. У сфері автоматизованих інформаційних систем ці процеси проявилися через інтелектуалізацію технологій та систем обробки інформації [14].

Счасні виклики інформаційного суспільства тісно пов'язані з розвитком електронного бізнесу та технологій електронного урядування, коли обмін документами, даними й повідомленнями здійснюється переважно в електронному форматі.

Отже, майбутнє цифрове суспільство формуватиметься на основі інтелектуалізації економіки та технологічних процесів, де разом із завданням ефективного управління інформацією постане питання «управління знаннями» як стратегічного ресурсу (рис. 18.1).



Рис. 18.1. Розвиток систем і технологій на основі штучного інтелекту

Що ж являє собою інтелектуалізація інформаційних систем? Щоб відповісти на це запитання, необхідно зрозуміти особливості звичайних автоматизованих інформаційних систем (АІС). Зазвичай будь-яка комп'ютерна інформаційна система реалізує інформаційний процес, який охоплює такі основні етапи: отримання інформаційного запиту на розв'язання певної задачі разом із початковими даними (1); оброблення запиту та даних, що зберігаються в системі, відповідно до відомого алгоритму (2); створення необхідної вихідної інформації або результату розрахунків (3) (рис. 18.2) [13].

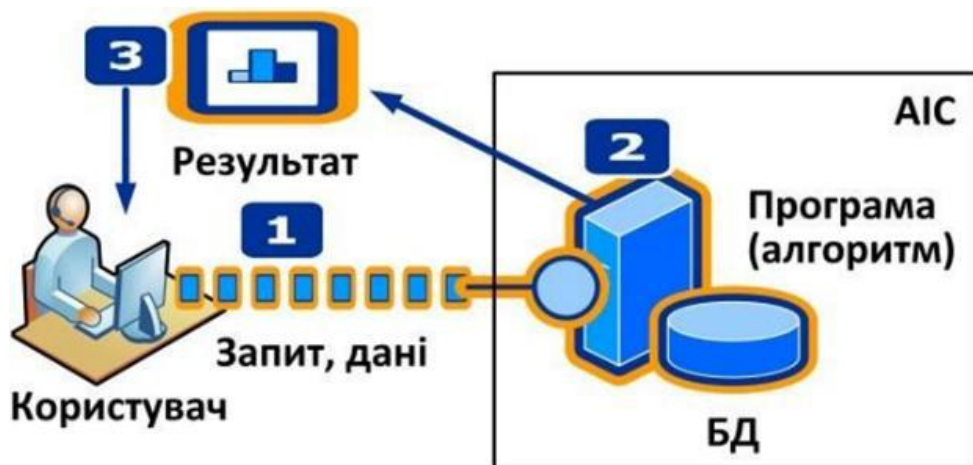


Рис. 18.2. Схема інформаційного процесу, реалізованого комп'ютерною системою

У цьому процесі відбувається оброблення знань про предметну область, які мають подвійну природу. Інформація про об'єкти предметної області, що накопичується у звичайній базі даних, становить так звані фактуальні знання. Натомість операційні знання відображають зв'язки та відношення між об'єктами, які дозволяють інтерпретувати факти з бази даних або отримувати з них нову інформацію. Такі знання зазвичай подаються у алгоритмічній формі – у вигляді правил перетворення даних (тобто програм, які виконує комп'ютер).

Однак подібна організація інформаційного процесу має істотні недоліки. У разі змін у предметній області (що трапляється доволі часто) фактуальні знання можна оновити шляхом актуалізації бази даних, тоді як операційні знання змінити значно складніше – фактично потрібно переписувати програмний код, що оперативно здійснити майже неможливо.

Під час формулювання запиту користувач повинен чітко розуміти структуру бази даних і хоча б частково знати алгоритм розв'язання задачі. Тобто він має бути добре обізнаний не лише у своїй предметній області, але й у логічній структурі бази даних та принципах роботи програми, що створює додаткові вимоги до користувача. У багатокористувацьких системах ця проблема стає ще більш складною і фактично залишається нерозв'язаною.

Отже, основні недоліки традиційних інформаційних систем полягають у низькій адаптивності до змін у предметній області та інформаційних потребах користувачів, а також у нездатності ефективно обробляти слабо формалізовані задачі, з якими часто стикаються управлінські працівники.

Ці недоліки долаються у інтелектуальних інформаційних системах, де операційні знання виокремлюються з програми та зберігаються у базі знань. У ній у декларативній формі фіксуються загальні для різних задач одиниці знань (правила). Керуюча структура такої системи виступає як універсальний механізм розв'язання задач – машина висновку, що поєднує окремі одиниці знань у виконуваних ланцюжки (згенеровані алгоритми) залежно від конкретної постановки задачі, тобто заданої мети та початкових умов.

У результаті такі інформаційні системи отримали назву систем, заснованих на знаннях. Крім того, подібні технології дають змогу організувати взаємодію з користувачем у формі діалогу, що ведеться мовою, максимально наближеною до природної, та обробляти неформалізовані запити за допомогою природно-мовного інтерфейсу (ПМІ). Отже, інформаційний процес в інтелектуальних системах змінюється та набуває форми, зображеної на рис. 18.3 [13].

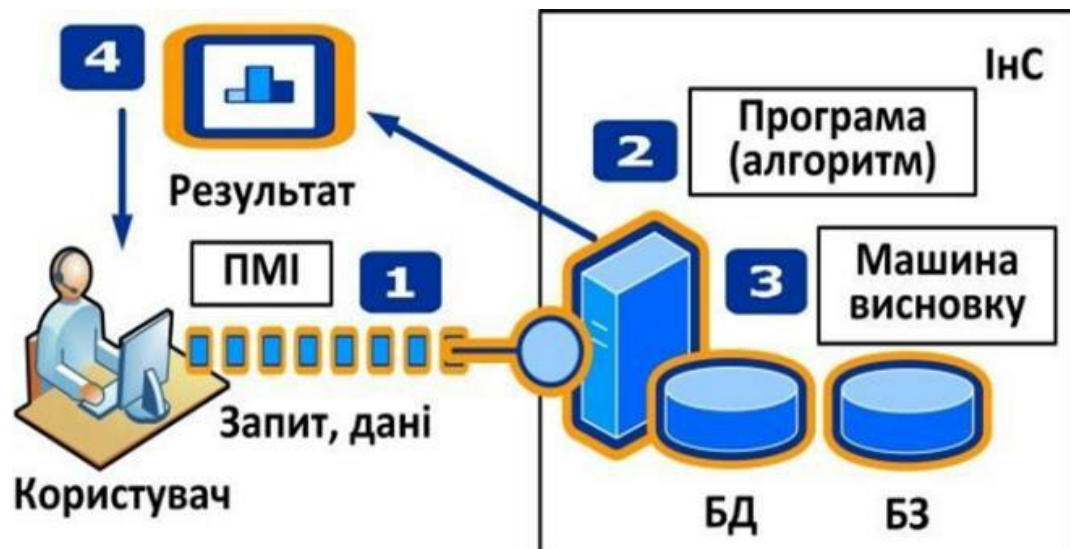


Рис. 18.3. Схема інформаційного процесу, реалізованого інтелектуальною системою

Отже, інтелектуальні системи можна охарактеризувати такими основними ознаками:

- зростання рівня “освіченості” системи завдяки накопиченню та використанню знань;
- здатність представляти й застосовувати метазнання – тобто знання про самі знання;
- уміння розв’язувати складні та слабо формалізовані задачі;
- можливість обробляти неточні, неповні або нечіткі знання;
- адаптивність, що виявляється у здатності до розвитку та пристосування до змін;
- самонавчання – здобуття нових знань на основі вже наявних;
- комунікативність, яка забезпечує спілкування з користувачем мовою, близькою до природної, та дає змогу формулювати довільні запити у зручній для людини формі.

У сучасних умовах процеси інтелектуалізації інформаційних систем виявляються у розробленні різноманітних систем і технологій, орієнтовну класифікацію яких подано на рис. 18.4. Спільною рисою таких систем є те, що вони являють собою комплекс програмних, лінгвістичних і логіко-математичних засобів, спрямованих на підтримку інтелектуальної діяльності людини – передусім у сфері прийняття рішень, інформування та консультування.

Важливим напрямом розвитку є також імітація людських властивостей, що знаходить своє відображення у створенні роботизованих систем та роботів.



Рис. 18.4. Орієнтовна класифікація інтелектуальних систем (САПР – системи автоматизованого проектування, САНД – системи автоматизації наукових досліджень)

Очевидно, що повністю перелічити всі переваги інтелектуальних систем неможливо, оскільки загальна ефективність інформаційної системи визначається тим, наскільки її складові відповідають призначенню та функціям, які вона має виконувати згідно з поставленою метою. При цьому кожна система має власний набір функцій і специфічне формулювання мети, що зумовлюється сферою її застосування та потребами конкретних користувачів.

18.2. Штучний інтелект як основа побудови й розвитку інтелектуальних платформ

У чому полягає основа процесів інтелектуалізації комп'ютерних систем? Її пов'язують із порівняно новим науковим напрямом – теорією штучного інтелекту.

Термін *artificial intelligence (AI)*, що в перекладі означає «штучний інтелект» (ШІ), був уперше запропонований у 1956 році Джоном Маккарті (John McCarthy) [15].

Таким чином, штучний інтелект (ШІ) – це сучасна технологія, яка ґрунтується на використанні цифрових засобів і алгоритмів оброблення великих обсягів даних для підвищення ефективності різних сфер діяльності суспільства. Оскільки ця технологія є відносно новою, її застосування ще не має єдиних стандартів, а також відсутнє чітке й загальноприйняте визначення поняття “штучний інтелект”. Наразі тривають активні дослідження та розробки, спрямовані на вивчення потенціалу ШІ у різних галузях [16].

Визначення поняття “штучний інтелект” (ШІ) у законодавстві України наведено, зокрема, у Концепції розвитку штучного інтелекту в Україні, схваленій у грудні 2020 року [16]. Згідно з цим документом, штучний інтелект – це «організована сукупність інформаційних технологій, із застосуванням якої можливо виконувати складні комплексні завдання шляхом використання системи наукових методів досліджень і алгоритмів оброблення інформації, отриманої або самостійно створеної під час роботи, а також створювати й використовувати власні бази знань, моделі прийняття рішень, алгоритми роботи з інформацією та визначати способи досягнення поставлених завдань».

У пропозиціях Європейської комісії щодо пріоритетних напрямів розвитку штучного інтелекту (ШІ) наведено таке визначення цього поняття: «Штучний інтелект – це системи, які демонструють розумну поведінку, аналізуючи навколишнє середовище та виконуючи дії з певним ступенем автономності для досягнення визначених цілей. Системи на основі ШІ можуть бути виключно програмними, функціонуючи у віртуальному середовищі (наприклад, голосові помічники, програмне забезпечення для аналізу зображень, пошукові системи, системи розпізнавання мовлення чи обличчя), або ж інтегрованими в апаратні пристрої – такі як високорівневі роботи, автономні транспортні засоби, дрони чи рішення Інтернету речей».

Одне з найбільш комплексних і системних визначень штучного інтелекту (ШІ) подане в аналітичному звіті ОБСЄ щодо застосування ШІ. У ньому зазначено:

«Система штучного інтелекту – це система, яка може, для певного набору визначених людиною цілей, здійснювати прогнози, формувати рекомендації або приймати рішення, що впливають на реальне чи віртуальне середовище».

Наведені визначення дають змогу усвідомити широкий спектр можливостей і викликів, що супроводжують використання технологій ШІ. Незважаючи на те, що потенційні сфери та способи його застосування є надзвичайно різноманітними, їх можна класифікувати для спрощення аналізу та практичного впровадження систем штучного інтелекту.

Під час використання технологій штучного інтелекту (ШІ) можна виокремити кілька типових напрямів застосування (шаблонів), які вирішують різні завдання та можуть функціонувати одночасно в межах однієї системи ШІ.

Персоналізація – це застосування алгоритмів, що формують індивідуальний “профіль клієнта” (набір цільових характеристик), який використовується для адресного (таргетованого) реагування на потреби користувача. У сфері торгівлі товарами чи послугами результатом цього процесу зазвичай є рейтинг, який лежить в основі рекомендаційних систем для вибору товарів, здійснення покупок, фінансових операцій чи виконання персоналізованих програм тренувань.

Взаємодія та комунікація – це алгоритми, які забезпечують обмін інформацією між людиною та машиною у різних формах: голосовій, текстовій, відео чи графічній. До прикладів належать чат-боти, голосові помічники, системи аналізу емоцій, настроїв і намірів користувачів.

Виявлення шаблонів і аномалій – алгоритми, що визначають закономірності в даних та порівнюють їх із відомими структурами, щоб виявити відхилення або аномалії. Для цього застосовується машинне навчання (machine learning). Такі системи використовуються для виявлення шахрайства, людських помилок чи інших нестандартних ситуацій.

Розпізнавання – алгоритми, що завдяки машинному навчанню та когнітивним технологіям розпізнають та класифікують об’єкти чи дані (зображення, відео, аудіо, тексти тощо) у неструктурованих масивах інформації.

Досягнення цілей – це алгоритми, орієнтовані на пошук оптимального рішення шляхом ітераційного навчання “проб і помилок”. Вони базуються на функції вартості, що оцінює якість рішень. Такі системи застосовуються в іграх, оптимізації ресурсів і логістики, торгах у реальному часі чи моделюванні сценаріїв розвитку подій.

Прогнозування та підтримка прийняття рішень – це алгоритми, які здійснюють аналітичну обробку даних: від описової до прогнозової та проєктивної аналітики. Вони дозволяють передбачати майбутні тенденції, оцінювати поведінку користувачів, оптимізувати діяльність і допомагати людині у прийнятті обґрунтованих рішень.

Зазначені типи використання ШІ можуть застосовуватись окремо або комбінуватись для вирішення комплексних завдань у межах автоматизованих систем.

Автономні системи – це апаратно-програмні рішення (як фізичні, так і віртуальні), що здатні самостійно виконувати завдання, взаємодіяти з навколишнім середовищем і досягати поставлених цілей з різним рівнем участі людини. Виділяють: доповнювальний інтелект (*augmented intelligence*) – коли людина залишається частиною процесу прийняття рішень; автономний інтелект (*autonomous intelligence*) – коли система самостійно виконує всі етапи аналізу та прийняття рішень.

У загальному вигляді розрізняють чотири рівні автономності систем ШІ – від повністю керованих людиною до повністю самостійних:

- Відсутність автономності (або «людська підтримка» – *human support*): система не здатна самостійно діяти на основі власних результатів чи рекомендацій. Рішення приймає виключно людина, яка може на власний розсуд враховувати або ігнорувати пропозиції системи ШІ.

- Низький рівень автономності («людина в контурі прийняття рішень» – *human-in-the-loop*): система аналізує вхідні дані та формує рішення або рекомендації, які реалізуються лише після підтвердження людиною.

- Середній рівень автономності («людина на контурі» – *human-on-the-loop*): система самостійно оцінює дані та приймає рішення, які виконуються автоматично, якщо людина не втручається або не накладає заборону.

- Високий рівень автономності («людина поза контуром» – *human-out-of-the-loop*): система повністю самостійно аналізує дані, приймає рішення та здійснює дії без будь-якої участі людини.

Для того щоб системи штучного інтелекту функціонували ефективно та адекватно, їм необхідні великі обсяги інформації, впорядковані та структуровані у зручній для використання формі. Такі бази даних (**Big Data**) можуть створюватися як автоматизованими системами, так і людьми, і поділяються на такі типи:

- Бази даних, сформовані людиною – створюються у випадках, коли потрібне суб'єктивне спостереження чи оцінювання, наприклад, коли об'єкт дослідження не має чіткої формалізованої моделі (як-от психологічний стан людини) або частково формалізований, а частину процесу обробки інформації виконують люди.

- Бази даних, створені автоматизованими сенсорами – це інформація, яку автоматично збирають і фіксують технічні пристрої, такі як камери, мікрофони, термометри, лабораторне обладнання, датчики, а також пристрої Інтернету речей (IoT). Вони також можуть отримувати дані з онлайн-ресурсів, мобільних пристроїв, GPS-трекерів, фітнес-браслетів тощо.

- Комбіновані бази даних – створюються за участі як людей, так і автоматизованих систем, коли частина даних збирається вручну, а інша – фіксується за допомогою технічних засобів.

Системи штучного інтелекту, призначені для забезпечення взаємодії з користувачем, можуть створювати ризики для конфіденційності даних, тому вимагають підвищеного рівня прозорості та відкритості алгоритмів обробки інформації під час роботи, зокрема у взаємодії з чат-ботами. Системи, орієнтовані на досягнення поставлених цілей, здатні навчатися на основі власного досвіду – через метод спроб і помилок, проте в процесі їх роботи потреба у даних може

стрімко зростати. Якщо ж цільова специфікація визначена нечітко, такі системи мають ризик відхилення від запланованої логіки дій.

Зазначені підходи до використання ШІ, а також методи збору й обробки даних, можуть бути успішно інтегровані у сферу енергетики, сприяючи підвищенню ефективності управління та прийняття рішень.

18.3. Штучний інтелект як ключовий вектор розвитку енергетичної галузі

У сучасному світі відбулися глибокі трансформації у підходах до стратегічного розвитку енергетики. Для більшості країн визначено систему пріоритетних завдань, що формують основу енергетичних стратегій XXI століття. Основний акцент зроблено на забезпеченні взаємозв'язку та узгодженості дій у досягненні трьох головних компонентів: енергозабезпечення – гарантоване і безперервне постачання електроенергії належної якості; енергодоступність – підвищення енергоефективності та забезпечення доступних тарифів для споживачів; енергоприйнятність – зменшення шкідливого впливу енергетики на довкілля. У сукупності ці елементи формують основу концепції сталого розвитку, метою якої є забезпечення економічного зростання, підвищення добробуту населення та охорона природного середовища.

Штучний інтелект є ключовим інструментом успішної трансформації енергетичного сектору, оскільки забезпечує інтеграцію сучасних і перспективних технологічних рішень у систему енергопостачання, а також сприяє впровадженню нових моделей функціонування енергомереж – зокрема децентралізації виробництва та розподілу енергії, а також електрифікації різноманітних технологічних процесів.

Децентралізація пов'язана зі зростанням кількості малих розподілених генеруючих потужностей, таких як сонячні та вітрові електростанції, які підключаються безпосередньо до локальних мереж розподілу. Електрифікація транспорту, будівель та побутових систем (опалення, охолодження тощо) призводить до появи нових типів навантажень – електромобілів, теплових насосів,

електрокотлів, побутових роботів та інших пристроїв. Усі ці нові енергетичні активи як на боці виробництва, так і на боці споживання, значно ускладнюють структуру енергетичного сектору. У таких умовах застосування штучного інтелекту для моніторингу, керування та оптимізації процесів стає вирішальним фактором ефективності та успіху енергетичної трансформації.

Технології штучного інтелекту можуть забезпечувати підтримку ефективного функціонування систем енергозабезпечення, враховуючи сучасні тенденції технологічного розвитку та трансформацію моделей організації енергетичних ринків. Це можливо завдяки використанню ШІ у таких напрямках, як покращений моніторинг, оптимізація експлуатації та технічного обслуговування енергетичних активів, підвищення ефективності системного управління та контролю в реальному часі, а також розробка й упровадження інноваційних моделей енергетичних ринків і бізнес-процесів та ін.

Таблиця 18.1

Технологічний прогрес і зміна підходів до організації функціонування енергетичних ринків [17]

| Інноваційні технології | Концепції організації бізнесу | Модель функціонування ринку | Специфіка діяльності системного оператора |
|---|---|--|--|
| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> | <i>4</i> |
| Конверсія відновлюваної енергії в інші форми – теплову (power-to-heat) та газову, зокрема у водень або метан (power-to-hydrogen/methane) | Агрегатори, зокрема віртуальні електростанції (Virtual power plants - VPPs) | Підвищення часової деталізації (time granularity) даних про ринкові трансакції шляхом скорочення інтервалів між їх фіксацією | Перспективна роль та функції оператора системи розподілу |
| Трансформація відновлюваної енергії в енергію «зберігання» (power-to-power) для балансування енергосистеми шляхом зміщення надлишків у періоди дефіциту | Дозвіл прямої (peer-to-peer (P2P) торгівлі енергією між споживачами та виробниками без посередників | Підвищення просторової роздільності даних (space granularity) щодо ринкових трансакцій | Взаємодія та координація між операторами систем передачі й розподілу |

Продовження табл. 18.1

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|--|
| Системи зберігання енергії, розташовані на боці споживача (після лічильника) | Концепція «Energy-as-a-service – EaaS» – енергопостачання як сервіс | Інноваційні моделі розвитку сегмента допоміжних послуг на енергоринку | Цифрові моделі повітряних ліній |
| Промислові системи накопичення енергії | Модель оплати за фактичне використання енергоресурсів (Pay-as-you-go, PAYG) | Оновлення структури та принципів роботи ринку потужності | Підвищена точність прогнозування виробництва енергії з ВДЕ |
| Смарт-зарядні пристрої для електротранспорту | Комунальні форми власності в енергетичному секторі | Інтеграція розподілених енергетичних ресурсів у ринкову інфраструктуру (distributed energy resources) | Сучасні технологічні рішення в роботі гідроакумуючих станцій |
| Інтелектуальні пристрої з підтримкою технології Інтернету речей | Ринки на регіональному чи локальному рівні | Гнучке регулювання пропускної здатності ліній електропередач (Dynamic line rating - DLR) | |
| Штучний інтелект і великі обсяги даних (Artificial intelligence and Big Data) | Схема чистого білінгу (Net billing schemes) | Концепція віртуальних ліній електропередачі (Virtual power lines – VPLs) | |
| Технологія блокового ланцюга (блокчейн, Blockchain) | | Тарифікація за періодами доби (Time-of-use tariffs) | |
| Мікроенергетичні мережі на основі відновлювальних джерел енергії | | | |
| Інтелектуальні енергетичні мережі (Smart Grids) | | | |

Безперечно, жодна окрема технологія не може стати універсальним рішенням усіх проблем. Однак у поєднанні з іншими інструментами штучний інтелект забезпечує якісний технологічний прорив, що дає змогу ефективно реагувати на виклики, пов'язані зі зростанням складності енергетичних систем.

Реалізація енергетичного переходу, розширення застосування відновлюваних джерел енергії, підвищення гнучкості енергетичних мереж і управління попиту на енергію потребують значних інвестицій у модернізацію інфраструктури. Використання бізнес-моделей, заснованих на цифрових технологіях, дозволяє здійснювати цю модернізацію більш економічно та результативно.

Для визначення ступеня «інтелектуалізації» енергетичного сектору у світі широко використовується термін «Smart Grid». У найбільш поширеному розумінні

Smart Grid – це концепція повністю інтегрованої, саморегульованої та самовідновлюваної електроенергетичної системи з мережею топологією, яка охоплює всі джерела генерації, магістральні й розподільчі мережі, а також усі типи споживачів електроенергії. Взаємодія всіх елементів здійснюється через єдину систему інформаційно-керуючих пристроїв у режимі реального часу (див. рис. 18.5). У Сполучених Штатах Америки концепцію Smart Grid розглядають як революційну ініціативу, що надає енергетиці «друге дихання» та виступає потужним стимулом економічного розвитку.

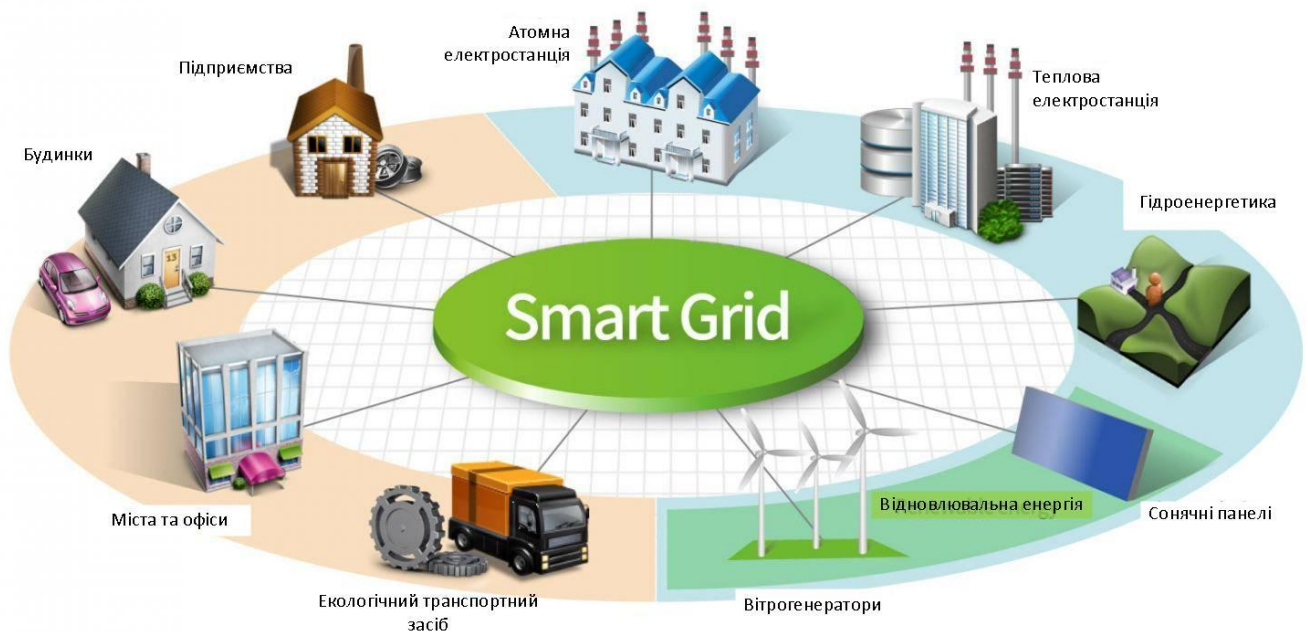


Рис. 18.5. Концепція Smart Grid

У країнах Європейського Союзу концепція «Smart Grid» розглядається як стратегічна основа загальноєвропейської програми розвитку електроенергетики – фундамент інноваційної модернізації та трансформації галузі, що покликана стати базою для створення «Європейської електричної мережі майбутнього».

На сьогодні термін «інтелектуальна енергетика» поступово утверджується як позначення нових принципів функціонування енергетичного сектору – як в Україні, так і за її межами. Використання сучасних електронних, інформаційних, телекомунікаційних та обчислювальних технологій забезпечує вдосконалення процесів виробництва, розподілу й управління енергетичними потоками на

підприємствах, підвищуючи їхню надійність, безпеку й ефективність, а також відкриваючи для споживачів нові можливості.

Постала потреба у створенні нових методів управління зростаючими та різноспрямованими потоками паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), що забезпечують їх безпечне та ефективне використання в сучасних і майбутніх енергетичних системах. Особливого значення набуває розроблення та впровадження положень концепції «Smart Grid», адаптованих до українських умов і специфіки розвитку вітчизняної енергетики [17].

Упровадження цієї концепції має ґрунтуватися на таких ключових принципах:

- енергетика є базовою інфраструктурною складовою економічного розвитку, у функціонуванні якої зацікавлені всі суспільні інститути – держава, бізнес, наука та громадяни. Продукти й послуги енергетичного сектору мають високу соціальну значущість і фактично не мають альтернатив.

- оптимізація ефективності використання всіх видів ресурсів – паливних, технічних, управлінських, інформаційних тощо, а також раціональне застосування енергетичних активів.

- енергія у сучасному світі розглядається не лише як товар, а як ресурс і засіб досягнення суспільних благ – комфорту, якості життя, технологічного розвитку.

- споживач повинен мати свободу вибору щодо умов проживання, використання техніки, послуг і форм енергозабезпечення, без обмежень з боку енергетичної системи.

- задоволення енергетичних потреб людства у XXI столітті має відбуватись із суттєвим зменшенням негативного впливу на довкілля та з урахуванням принципів сталого розвитку.

У межах концепції «Smart Grid» інтелектуальна енергосистема трактується як цілісна мережа інформаційно-керуючих комплексів, яка виконує такі ключові функції:

- об'єднання всіх типів генерації (зокрема малої) та будь-яких категорій споживачів – від домогосподарств до великих промислових підприємств – з метою

гнучкого керування попитом і залучення їх до активної участі в роботі енергосистеми.

- оперативна зміна параметрів і конфігурації мережі в режимі реального часу відповідно до поточного стану системи, що дозволяє запобігати виникненню аварійних ситуацій.

- розширення ринкових можливостей енергетичної інфраструктури через взаємне надання широкого спектра послуг між учасниками енергоринку та енергетичними структурами.

- зниження енергетичних втрат, підвищення рівня самодіагностики та здатності до самовідновлення при одночасному дотриманні стандартів надійності та якості електропостачання.

- інтеграція електромережових і інформаційних систем для формування універсальної системи управління з комплексним інформаційним забезпеченням і контролем у реальному часі.

На нинішньому етапі сталого розвитку енергетики «технічні засоби Smart Grid» мають вирішальне значення для практичної реалізації основних положень цієї концепції. До ключових і перспективних технічних напрямів можна віднести такі [17]:

- розумні сенсори, контрольно-вимірювальні прилади та системи обліку, які забезпечують точний моніторинг параметрів енергетичних процесів;

- системи збору, обробки та передавання даних, що поєднують розподілені інтелектуальні пристрої з аналітичними інструментами для роботи в режимі реального часу;

- інтелектуальні системи аналізу, прогнозування та підтримки прийняття рішень, а також адаптивні системи автоматики й захисту з можливістю автоматичного відновлення електропостачання;

- сучасні технології та активні елементи електричних мереж, які підвищують їх ефективність і стабільність роботи;

- інтегровані інформаційні системи обміну даними, що забезпечують узгоджену взаємодію всіх учасників та елементів енергосистеми в єдиному цифровому середовищі.

18.4. Створення розумної платформи управління енергетичними комплексами

Поява нових джерел енергії та зростаюча потреба у вдосконаленому контролі стану мереж зумовлюють необхідність створення клієнтоорієнтованих енергетичних систем, основою яких виступає дигіталізація. Сучасні енергомережеві компанії переживають істотні зміни в операційній діяльності через швидке зростання кількості розподілених джерел енергії (Distributed Energy Resources, DER) – таких як сонячні фотоелектричні установки, системи накопичення енергії, електромобілі та підключені до мережі побутові пристрої. Додатковим чинником трансформації енергетичної інфраструктури є старіння та фізичне зношення мережевого обладнання.

Дигіталізація, у свою чергу, розглядається як ключовий елемент архітектури четвертої промислової революції – «Індустрії 4.0» (нім. *Industrie 4.0*, англ. *Industry 4.0*) (рис. 18.6).

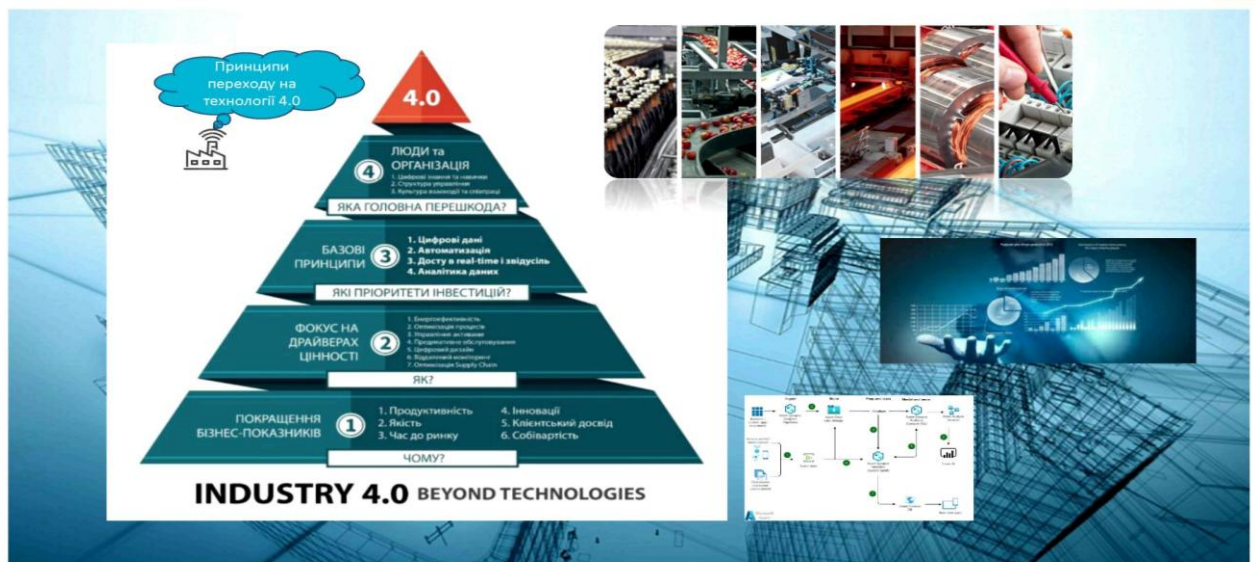


Рис. 18.6. Інтеграція цифрових технологій у всі етапи виробничих і управлінських процесів – від збору даних до прийняття рішень у реальному часі

Цифрова енергетика є невід'ємною складовою цифрової економіки. Водночас поняття «дигіталізація» в енергетиці не можна зводити лише до автоматизації процесів або роботи з великими обсягами даних. У більшості наукових праць під дигіталізацією енергетичного сектору розуміють нову концепцію комплексного управління електроенергетичними системами, що передбачає оптимізацію як технологічних, так і бізнес-процесів у напрямі досягнення стратегічних цілей галузі та впровадження сучасних моделей економічної взаємодії між її учасниками.

Ключовим аспектом цифрової енергетики є інтеграція бізнес-додатків із технологічними інформаційно-комунікаційними системами, що дає змогу:

- 1) підвищити надійність енергомереж і якість обслуговування споживачів;
- 2) оптимізувати інвестиційні ресурси у розвиток електричних мереж і підвищити ефективність інвестиційних проєктів завдяки стратегічному плануванню розбудови інфраструктури;
- 3) забезпечити оперативне формування управлінської звітності у будь-якому розрізі на основі комплексного аналізу даних з бізнес-додатків і технологічних систем, включно з оцінкою результативності інвестицій у нове обладнання чи капітальне будівництво. При цьому використовуються кількісні показники, такі як CAIDI, SAIDI, CAIFI, SAIFI тощо (рис. 18.7).

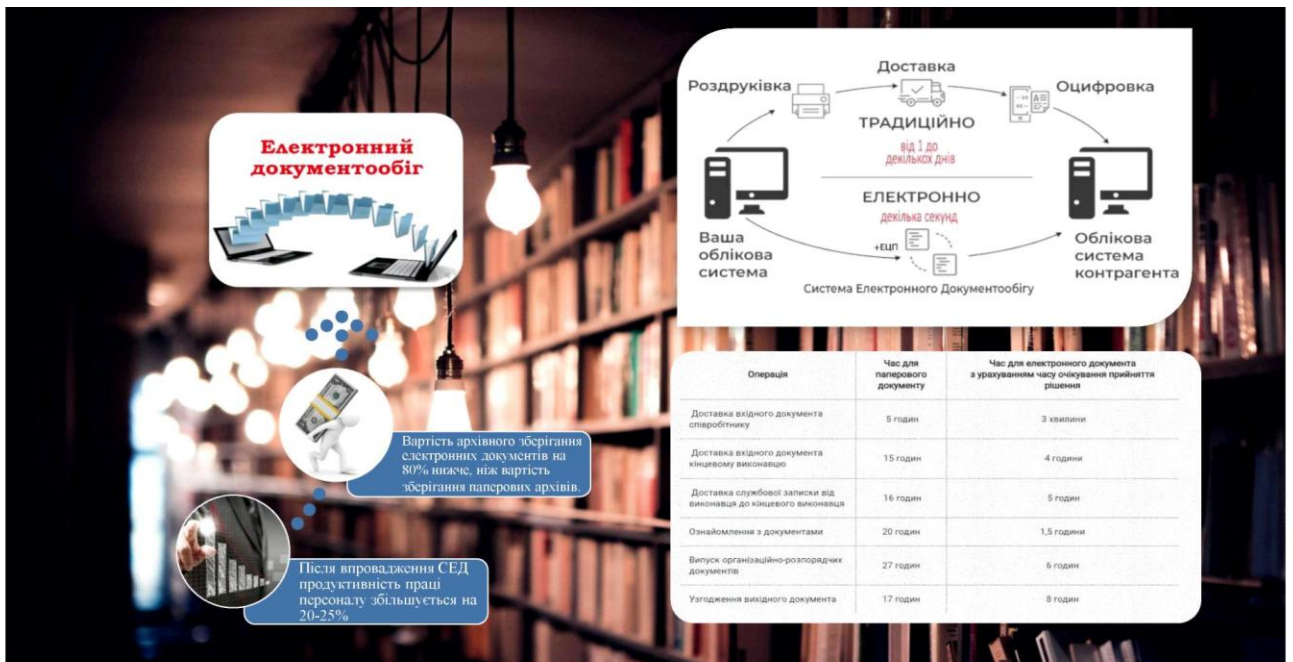


Рис. 18.7. Перспективи цифровізації документообігу

Отже, проєктування «Smart Grid» є багатокомпонентним завданням, яке починається з проведення детального кількісного аналізу потреб системи, формування цілей її функціонування та визначення необхідного рівня технічних можливостей. У процесі розроблення здійснюється також опис базових концепцій і характеристик обладнання. На сучасному етапі розвиток енергетичної галузі має враховувати основні чинники, що стимулюють її вдосконалення.

У сучасних наукових працях нові типи енергосистем часто називають **Інтернетом енергії** (Internet of Energy, IoE). Це концепція майбутньої енергетики, у якій підключення до електромережі здійснюється за принципом plug & play, тобто легко й швидко, подібно до підключення до Інтернету. Така система дозволяє користувачам гнучко керувати надійністю, продавати надлишкову енергію або отримувати додаткові ресурси у разі потреби. У перспективі енергія повинна стати мобільною та доступною в будь-якій точці світу.

Цифровізацію в енергетиці зазвичай пов'язують із розвитком **розосереджених енергетичних систем**. Упродовж останніх років цей напрям активно зростає через зниження вартості технологій. Менші за масштаб енергетичні проєкти стають вигідними навіть протягом усього життєвого циклу завдяки низькій вартості виробленої енергії. До технологій розосередженої

енергетики (Distributed Energy Resources, DER) відносять розподілену генерацію, управління попитом, енергоефективність, мікромережі, системи зберігання енергії та електромобілі.

Промисловий Інтернет речей (Industrial Internet of Things – IIoT) – це система, що складається з кількох рівнів і включає сенсори та контролери, розміщені на промисловому обладнанні. Вона забезпечує збір, передавання, обробку та візуалізацію даних за допомогою сучасних аналітичних інструментів (рис. 18.8).

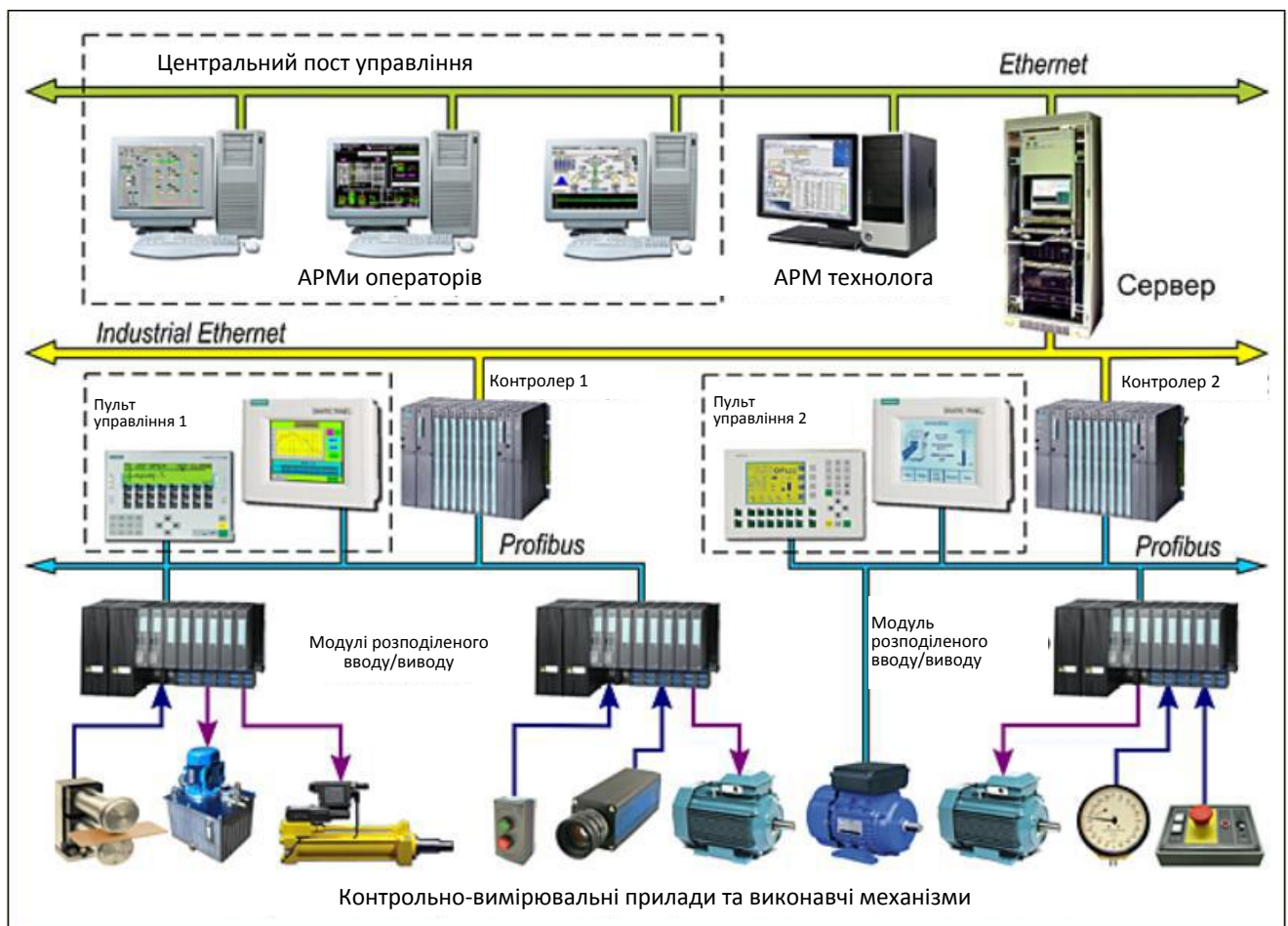


Рис. 18.8. Типова структура системи промислової автоматизації підприємства

Підвищення ефективності цифровізації енергетики можливе лише за умови комплексного використання всієї інформації, що формується на кожному енергооб'єкті. Цифрові технології мають забезпечити доступ до всіх невикористаних даних (до 98%), що дозволить здійснювати більш точний аналіз і приймати ефективні управлінські рішення. Основою цього процесу є створення єдиного формату представлення даних та їх інтеграції в межах енергосистеми – як у

горизонтальному, так і у вертикальному напрямках. Це, у свою чергу, дає змогу сформувати **єдину інформаційно-цифрову платформу**.

В електроенергетиці важливо переходити до управління, заснованого на **оцінці ризиків**. Такий підхід реалізується, зокрема, через системи прогнозування технічного стану обладнання – предиктивну аналітику. Вона дозволяє своєчасно визначати можливі відхилення у роботі систем і запобігати аваріям. Отримані дані аналізуються в режимі онлайн за допомогою цифрових моделей і математичних алгоритмів, що дає змогу виявляти потенційні проблеми ще за два-три місяці до поломки. Використання таких технологій підвищує надійність роботи обладнання, дає змогу контролювати персонал і підрядників, а також оцінювати ефективність роботи енергетичних установок.

Цифрові клієнтські сервіси в енергетиці включають використання «розумних» контрактів, інтерактивних систем обслуговування споживачів і гнучких тарифних пакетів. Одним із прикладів такого сервісу є участь активних споживачів у балансуванні енергосистеми за допомогою технології Demand Response, що дозволяє ефективніше керувати попитом на електроенергію.

Агрегатор попиту та пропозиції – це компанія, що управляє споживанням електроенергії кількох користувачів одночасно і представляє їх загальне навантаження на оптовому ринку електроенергії. Головною умовою розвитку сучасної енергетики є створення можливостей для появи таких агрегаторів і сервісних організацій у сфері розумних енергосистем. У світовій практиці управління попитом стало одним із ключових інструментів підтримання балансу між попитом і пропозицією електроенергії. Найбільший потенціал реалізації цього підходу спостерігається серед побутових споживачів та підприємств малого і середнього бізнесу. Агрегатори координують зміну навантаження груп споживачів для продажу їхньої сумарної гнучкості на оптовому ринку електроенергії чи ринку системних послуг. Вони можуть бути як незалежними компаніями, так і збутовими постачальниками електроенергії.

Сучасна роль такого учасника енергетичного ринку полягає у формуванні групи споживачів, які мають потенційну можливість змінювати рівень

електроспоживання без негативного впливу на власні виробничі або технологічні процеси. Агрегатор здійснює оцінювання доступних резервів навантаження у споживачів, розробляє оптимальні алгоритми участі в програмах управління попитом, а також забезпечує їх необхідними засобами автоматизації, приладами обліку та іншими технічними пристроями. Для забезпечення безпосередньої участі агрегаторів навантаження, зокрема незалежних, у функціонуванні оптового ринку електроенергії розробляється відповідна нормативно-правова база.

Саме у сфері систем управління роботою та розвитком електроенергетичних комплексів нині відбуваються наймасштабніші зміни, результатом яких стане глибока трансформація умов енергопостачання споживачів. Ці зміни ґрунтуються на трьох основних складових, наведені характеристики яких подано в табл. 18.2. Враховуючи зазначене, інтелектуальна електроенергетика, створена на основі концепції «Smart Grid», має характеризуватися такими основними властивостями [17]:

- мінімальні обмеження щодо інтеграції до єдиної електричної мережі будь-яких типів джерел генерації, систем накопичення та споживачів електроенергії, що забезпечує оптимальне використання як централізованих, так і децентралізованих енергоресурсів;

- максимальна прозорість і керованість електричних мереж та енергосистеми в цілому, висока гнучкість і адаптивність функціонування, можливість прогнозування режимів у нестабільних умовах, а також здатність системи до розвитку з урахуванням технологічних і ринкових чинників;

- орієнтація на споживача, що передбачає пріоритетність його індивідуальних вимог до ефективності, надійності та якості електропостачання, врахування інтересів і моделей поведінки, активну участь у ринкових процесах і формування гнучкого попиту на електроенергію, мережеві та системні послуги.

Таблиця 18.2

Основні складові розвитку електроенергетичної галузі

| Позначення складової | Її характеристика |
|--|--|
| Зростання автоматизованості процесів. | Дозволяє системам і обладнанню швидко адаптуватися до змін зовнішнього середовища, забезпечуючи реакцію в режимі реального часу. |
| Зростання ступеня інформатизації процесів. | Досягається за рахунок інтенсифікації обміну даними, удосконалення систем спостереження й управління, підвищення гнучкості режимів роботи енергетичних об'єктів і забезпечення більшої інформаційної доступності для всіх учасників ринку. |
| Підвищення інтелектуальності систем управління на всіх рівнях енергосистеми. | Дозволяє переходити від реакції на фактичний стан до прогностного керування, базованого на аналізі очікуваних змін технічних і ринкових параметрів. |

Цінність впровадження концепції «Smart Grid» полягає в тому, що побудова енергетичних систем на її основі дає змогу підприємствам електроенергетики ефективно вирівнювати пікові навантаження, зменшувати потребу в гарячих резервах і скорочувати довгострокові капітальні інвестиції, необхідні для створення додаткових генеруючих потужностей. Це також сприяє зниженню потреби в інших видах інвестування. Як приклад, у табл. 18.3 наведено ключові елементи інтелектуальної електромережі відповідно до рекомендацій компанії *Cisco* [17]. Сукупність чотирьох наведених характеристик фактично формує основу інтелектуальної енергосистеми.

На сучасному етапі розвитку енергетики пріоритетного значення набувають такі напрями реалізації нової технологічної парадигми:

- 1) створення відкритих модульних цифрових платформ, що забезпечують формування кіберфізичних систем і цифрових середовищ в електроенергетиці;
- 2) розроблення та впровадження інтелектуальних мультиагентних систем керування;
- 3) розвиток систем зберігання електроенергії – від акумуляторів для електромобілів і побутових потреб до високопотужних накопичувачів, зокрема технологій зберігання енергії у водневому циклі;

- 4) удосконалення високовольтної та високочастотної силової електроніки нового покоління;
- 5) впровадження технологій «Інтернету речей», що охоплюють цифрові датчики, сенсори, актуатори та комунікаційні пристрої;
- 6) застосування цифрових фінансових технологій, таких як блокчейн, смарт-контракти та децентралізовані автономні організації.

Таблиця 18.3

Ключові компоненти «Smart Grid» (за даними компанії Cisco)

| Компонента | Її характеристика |
|----------------------------|--|
| Прозорість функціонування. | Забезпечується завдяки отриманню комплексної інформації про стан енергосистеми, включно з передачею показників лічильників, результатів вимірювань та сигналів керування в реальному часі. |
| Керованість системи. | Передбачає здатність системи оперативно переходити в необхідний режим роботи відповідно до поточних умов і вимог. |
| Автоматизованість. | Забезпечує швидке пристосування енергосистеми до змінних умов функціонування без потреби у безпосередньому втручанні оператора. |
| Інтегрованість. | Передбачає об'єднання всіх систем і процесів підприємства електроенергетики в єдине ціле, що сприяє підвищенню інтелектуального рівня та загальної ефективності енергосистеми. |

Основні складові сучасної технологічної платформи впровадження концепції Smart Grid [17]:

- 1) силова електроніка (FACTS / HVDC) – забезпечує гнучке керування потоками енергії та стабільність енергосистеми;
- 2) системи керування енергоспоживанням (EMS) – оптимізують виробництво, розподіл і споживання електроенергії;
- 3) автоматизація та захист «інтелектуальних» (цифрових) підстанцій – підвищує надійність і оперативність керування мережами;
- 4) інтегрований моніторинг стану підстанцій (ISCM) – дозволяє виявляти відхилення у роботі обладнання на ранніх стадіях;

- 5) комунікаційні рішення – забезпечують обмін даними між усіма елементами енергосистеми в режимі реального часу;
- 6) системи керування розподільними мережами (DMS) – здійснюють координацію роботи розподільних мереж, підвищують їх ефективність і надійність.
- 7) автоматизація та захист розподільних мереж – сприяє швидкому реагуванню на аварійні ситуації та зниженню втрат електроенергії;
- 8) розосереджені енергетичні ресурси (DER) – включають локальні джерела генерації, системи зберігання та керування споживанням;
- 9) системи керування децентралізованою енергією (DEMS) – координують роботу локальних джерел і споживачів енергії;
- 10) інтелектуальні датчики та лічильники (Smart Meter) – забезпечують точний облік, моніторинг і взаємодію між споживачами та енергопостачальниками;
- 11) широка інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) – сприяє підвищенню екологічності та стійкості енергосистеми;
- 12) технології накопичення енергії – дозволяють балансувати попит і пропозицію, підвищуючи стабільність роботи енергосистеми.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі розроблено ефективну систему електрозабезпечення підприємства по виробництву підшипників в м. Луцьк та розглянуто питання інтелектуалізації, як нового виміру технологічного прогресу.

На підставі аналізу даних про споживачі електричної енергії підприємства по виробництву підшипників, вибрано відповідні методи та методики, що викладені у навчальній, довідниковій, нормативній і науково-технічній літературі по розрахунку електричних навантажень, вибору основного електрообладнання до схеми електрозабезпечення для надійної та ефективної її роботи як в нормальному так і аварійному режимах.

За результатами виконання магістерської роботи щодо вибору параметрів системи електрозабезпечення підприємства по виробництву підшипників в м. Луцьк, на основі проведених розрахунків прийняті такі нижче наведені рішення.

1. Проаналізовано структуру підприємства з виробництва підшипників, визначено особливості його технологічного процесу та сформовано групи силових електроприймачів за характером навантажень, що стало основою для подальших електротехнічних розрахунків.

2. Виконано розрахунок силових електричних навантажень кожного виробничого підрозділу з урахуванням режимів роботи верстатів, графіків технологічних процесів та категорій електроприймачів за надійністю живлення.

3. Отримано сумарні навантаження по цехах, що забезпечило можливість коректного вибору трансформаторів, кабелів та апаратури, а також побудову раціональної системи електропостачання підприємства.

4. Сформовано технологічно зв'язані групи трансформаторів, виконано розрахунок їх завантаження, що дозволило визначити оптимальні умови роботи трансформаторних підстанцій.

5. На основі розрахункових навантажень обґрунтовано вибір цехових трансформаторів, забезпечено оптимальне співвідношення між енергетичною ефективністю, надійністю та резервуванням електроживлення.

6. Проведено розрахунок компенсації реактивної потужності, що дозволило знизити перетоки реактивної енергії по мережі, зменшити навантаження на трансформатори та покращити коефіцієнт потужності підприємства.

7. Визначено результуюче навантаження на шини розподільчого пункту та на стороні 6–10 кВ джерела живлення, що є базою для вибору апаратури й підтвердження достатності потужності живильної підстанції.

8. Розроблено картограму електричних навантажень і визначено умовний центр електричних навантажень, що дало можливість раціонально розташувати підстанції та мінімізувати протяжність кабельних ліній.

9. Сформовано оптимальну структурну схему електропостачання підприємства з урахуванням усіх груп споживачів, резервування, технологічних потреб та вимог електробезпеки.

10. Виконано обґрунтований вибір силових кабельних ліній напругою до 1 кВ та понад 1 кВ за допустимими струмами, умовами прокладання та вимогами енергетичної надійності.

11. Проведено розрахунок струмів короткого замикання в усіх ключових точках мережі, що забезпечило можливість правильного вибору комутаційної й захисної апаратури.

12. Вибрані кабелі перевірено на термічну стійкість до дії струмів короткого замикання, що підтвердило їх відповідність нормативним вимогам та безпечним умовам експлуатації.

13. Обґрунтовано вибір шин та високовольтних електричних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги) для виконання вимог щодо надійності, селективності та електричної міцності системи.

14. Розглянуто систему електричних вимірювань, обліку та релейного захисту цехових трансформаторних підстанцій; здійснено розрахунок уставок захистів трансформаторів, кабельних ліній і АВР, що забезпечує селективну, надійну та безпечну роботу всієї системи електрозабезпечення підприємства.

15. В спеціальній частині роботи було розглянуто питання щодо інтелектуалізації, як нового виміру технологічного прогресу, в результаті опрацювання якого встановлено, що:

- інтелектуалізація електроенергетики відкриває новий етап розвитку енергосистем, забезпечуючи підвищення їхньої надійності, гнучкості та адаптивності. Застосування інтелектуальних технологій дозволяє оперативно реагувати на зміни режимів роботи, зменшувати аварійність та оптимізувати структуру енергетичних потоків.

- використання штучного інтелекту та цифрових платформ забезпечує якісно новий рівень управління енергосистемами. Алгоритми прогнозування, самооптимізації та діагностики дають змогу зменшити експлуатаційні витрати, підвищити ефективність планування та автоматизувати прийняття рішень у реальному часі.

- інтелектуальні мережі (Smart Grid) формують основу для інтеграції відновлюваних джерел енергії та децентралізованих систем генерації. Сучасні цифрові інструменти забезпечують балансування навантажень, прогнозування виробітку та контроль параметрів мережі, що дозволяє стабільно працювати навіть у змінних умовах генерації.

- інтелектуалізація електроенергетики є ключовим чинником переходу до нової енергетичної парадигми, орієнтованої на стійкість, ефективність і безпеку. Розвиток цифровізаційних технологій, автоматизації та аналітичних систем створює технічні передумови для побудови високотехнологічних, екологічних та економічно оптимальних енергетичних комплексів.

Отже, можна зробити висновок, що спроектована система електрозабезпечення підприємства відповідає всім вимогам ПУЕ, ПТЕ, ДБН та іншим чинним нормативно-технічним документам України і може забезпечити надійне, безперебійне та якісне електропостачання підприємства по виробництву підшипників в м. Луцьк.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова книга, 2011 р. – 656 с.
2. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: навч. посіб. /О.М.Сірий; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. ун-т харч. технол. – К.: НУХТ, 2011. – 319 с.
3. Самойленко О. М., Краснов В. В., Січкарьов С. М. Електропостачання промислових об'єктів: навч. посібник. – К: "Каравела", 2020. – 352 с.
4. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Затверджено Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 р. № 476.
5. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. К. – Мінрегіон України, 2018 р.

6. Кисельов В.М., Єгоров О.В. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики. – К.: Ліра-К, 2021. – 320 с.
7. Іванов О.О. Мікропроцесорний релейний захист електричних мереж. – Харків: Техніка, 2020. – 290 с.
8. Сафронов П.В. Сучасні методи релейного захисту і автоматики. – Львів: Енергетика, 2022. – 350 с.
9. Андрійченко О.В., Кудрявцев Д.І. Короткі замикання в електричних мережах. – К.: Техніка, 2020. – 260 с.
10. Тарасенко С.П., Гончарук І.В. Аналіз коротких замикань у системах електропостачання. – К.: Основа, 2021. – 320 с.
11. Довгий О.П., Васильєв М.В. Електричні мережі: аналіз коротких замикань та аварійних режимів. – Львів: Політехніка, 2022. – 295 с.
12. ГОСТ 13109-97 Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
13. Нестеренко О.В., Ковтунець О.В., Фаловський О.О. Інтелектуальні системи і технології. Ввідний курс: Навч. посібник. – К.: Національна академія управління, 2017. – 90 с.
14. Smart Power Grids – Talking about a Revolution. IEEE Emerging Technology Portal, 2009.
15. Jim Detmers. CAISO Operational Needs from Demand Response Resources/California Independent System Operator, November 2006, website: <http://caiso.com>.
16. Xcel Energy Smart Grid: A White Paper/Minneapolis, MN: Xcel Energy, 2008, website: <http://birdcam.xcelenergy.com>.
17. І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, О.А. Жуков. Інтелектуальні системи електропостачання. Навчальний посібник /І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, О.А. Жуков – 2023. – 151 с.