

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 2024 р.

«__» грудня 2024 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 системи ефективного електрозабезпечення підприємства по виготовленню різальних інструментів у м. Ужгород та ринок електричної енергії України: сучасний стан та шляхи реформування»

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЗЕЛ 2-5М

_____ Лашкай Дмитро Олександрович _____
(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 – 2024 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/
 « 01 » жовтня 2024 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Лашка Дмитра Олександровича

(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи Розробка системи ефективного електрозабезпечення підприємства по виготовленню різальних інструментів у м. Ужгород та ринок електричної енергії України: сучасний стан та шляхи реформування
керівник роботи Шестеренко Володимир Євгенович, к.т.н., професор
затверджені наказом закладу вищої освіти від « 01 » жовтня 2024 р. № 860-кс.
- Строк подання здобувачем роботи 28 листопада 2024 року.
- Вихідні дані до роботи Генеральний план підприємства по виготовленню різальних інструментів у м. Ужгород з зазначенням місця розташування основних цехів; встановлена потужність цехів підприємства; відомості про джерела живлення підприємства; умови проектування.
- Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Структура підприємства та його енергетична система; споживачі електроенергії та розрахунок електричних навантажень підприємства; вибір числа та потужності цехових трансформаторів та трансформаторів ГПП; розрахунок компенсації реактивної потужності та вибір конденсаторних установок; побудова картограми навантажень підприємства та визначення місця розташування ГПП; вибір схеми електропостачання підприємства з техніко-економічним обґрунтуванням; розрахунок струмів короткого замикання; вибір високовольтного обладнання ГПП підприємства; вибір перерізу проводів повітряної лінії 110 кВ та кабелів 10 кВ; релейний захист трансформаторів ГПП; спеціальна частина. Ринок електричної енергії України: сучасний стан та шляхи реформування
- Перелік графічного матеріалу
 - Генплан підприємства з картограмою навантаження та розподільчою мережею.
 - Однолінійна схема електропостачання підприємства.
 - План і розріз ГПП.
 - Релейний захист трансформаторів ГПП.
 - Функціонування ринку електричної енергії України.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 01 жовтня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор №	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	При-мітка
1	Отримання завдання на магістерську роботу	01.10.2024 р	
2	Вступ	04.10.2024 р	
3	Структура підприємства та його енергетична система	08.10.2024 р	
4	Споживачі електроенергії та розрахунок електричних навантажень підприємства	12.10.2024 р	
5	Вибір числа та потужності цехових трансформаторів підстанцій та трансформаторів ГПП	15.10.2024 р	
6	Розрахунок компенсації реактивної потужності та вибір конденсаторних установок	19.10.2024 р	
7	Побудова картограми навантажень підприємства та визначення місця розташування ГПП	24.10.2024 р	
8	Вибір схеми електропостачання підприємства з техніко-економічним обґрунтуванням	29.10.2024 р	
9	Розрахунок струмів короткого замикання	03.11.2024 р	
10	Вибір високовольтного обладнання ГПП підприємства	07.11.2024 р	
11	Вибір перерізу проводів повітряної лінії 110 кВ та кабелів 10 кВ	11.11.2024 р	
12	Релейний захист трансформаторів ГПП	16.11.2024 р	
13	Спеціальна частина. Ринок електричної енергії України: сучасний стан та шляхи реформування	22.11.2024 р	
14	Список літератури	23.11.2024 р	
15	Формулювання рекомендацій та висновків	24.11.2024 р	
16	Оформлення пояснювальної записки	26.11.2024 р	
17	Оформлення графічної частини роботи	27.11.2024 р	
18	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	28.11.2024 р	

Здобувач

_____ (підпис)

Лашкай Д.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Шестеренко В.Є.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Лашкай Д.О. Розробка системи ефективного електрозабезпечення підприємства по виготовленню різальних інструментів у м. Ужгород та ринок електричної енергії України: сучасний стан та шляхи реформування.

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Національний Університет Харчових Технологій

Київ -2024

Кваліфікаційна робота: 138 с.; 25 рис.; 27 табл.; 19 джерел.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка ефективної системи електрозабезпечення підприємства по виготовленню різальних інструментів у м. Ужгород та дослідження сучасного стану та шляхів реформування ринку електричної енергії України.

До пояснювальної записки надано графічну частину, яка складається із п'яти креслень: генплан підприємства з картограмою навантаження та розподільчою мережею; однолінійна схема електропостачання підприємства; план і розріз ГПП; релейний захист трансформаторів ГПП; функціонування ринку електричної енергії України.

У результаті виконання роботи наведено структуру підприємства та його енергетичної системи; виконано розрахунок електричних навантажень підприємства; визначено число й потужність силових трансформаторів на ГПП та цехових трансформаторних підстанцій з урахуванням компенсації реактивної потужності; наведено техніко-економічне обґрунтування по вибору схеми електропостачання підприємства; розраховано та вибрано високовольтне і низьковольтне електрообладнання та провідники і перевірено їх до дії струмів короткого замикання; розглянуто питання релейного захисту трансформаторів ГПП та досліджено сучасний стан та шляхи реформування ринку електричної енергії України.

Ключові слова: підприємство, різальні інструменти, трансформатор, електричне навантаження, високовольтне обладнання, синхронний двигун, кабель, провід, релейний захист, ринок електроенергії.

ANNOTATION

Lashkai D.O. Development of an effective power supply system for a cutting tool manufacturing enterprise in Uzhgorod and the Ukrainian electricity market: current state and ways of reform.

141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

National University of Food Technologies

Kyiv - 2024

Qualification work: 138 p.; 25 Fig.; 27 tables; 19 sources.

The purpose of the qualification work is the development of an effective power supply system for the enterprise manufacturing cutting tools in the city of Uzhgorod and the study of the current state and ways of reforming the electricity market of Ukraine.

The explanatory note includes a graphic part consisting of five drawings: a general plan of the enterprise with a load map and distribution network; single-line power supply scheme of the enterprise; plan and section of the PPP; relay protection of GPP transformers; functioning of the electricity market of Ukraine.

As a result of the work, the structure of the enterprise and its energy system is given; the calculation of the electrical loads of the enterprise was performed; the number and power of power transformers at the GPP and workshop transformer substations are determined, taking into account reactive power compensation; the technical and economic justification for the choice of the enterprise's power supply scheme is given; calculated and selected high-voltage and low-voltage electrical equipment and conductors and tested them for short-circuit currents; the issue of relay protection of GPP transformers was considered and the current state and ways of reforming the electricity market of Ukraine were investigated.

Keywords: enterprise, cutting tools, transformer, electric load, high-voltage equipment, synchronous motor, cable, wire, relay protection, electricity market.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	8
1.	СТРУКТУРА ПІДПРИЄМСТВА ТА ЙОГО ЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА.....	10
2.	СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА.....	14
3.	ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДСТАНЦІЙ ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ ГПП.....	20
3.1.	Вибір числа та потужності цехових ТП.....	20
3.2.	Розрахунок втрат у трансформаторах.....	22
3.3.	Вибір трансформаторів ГПП.....	26
4.	РОЗРАХУНОК КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА ВИБІР КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК.....	28
5.	ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА ТА ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГПП.....	34
6.	ВИБІР СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА З ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИМ ОБҐРУНТУВАННЯМ.....	37
6.1.	Вибір схеми електропостачання підприємства.....	37
6.2.	Техніко-економічне порівняння варіантів схеми електропостачання..	38
7.	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	45
8.	ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ ГПП ПІДПРИЄМСТВА.....	55
8.1.	Вибір схеми та обладнання ВРП 110 кВ.....	55
8.2.	Вибір електрообладнання 10 кВ.....	63

9.	ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДІВ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 110 КВ ТА КАБЕЛІВ 10 КВ.....	72
9.1.	Вибір перерізу ПЛ 110 кВ.....	72
9.2.	Вибір перерізу кабельних ліній 10 кВ.....	74
10	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГПП.....	80
10.1.	Вибір захисту трансформаторів ГПП.....	81
10.2.	Вибір захисту відходящих ліній 10 кВ.....	82
10.3.	Вибір захисту синхронних двигунів напругою понад 1000 В.....	83
10.4.	Розрахунок релейного захисту трансформаторів ГПП.....	84
11.	СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. РИНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ: СУЧАСНИЙ СТАН ТА ШЛЯХИ РЕФОРМУВАННЯ....	91
11.1.	Основні етапи реформи ринку електроенергії: від ринку «єдиного покупця» до двосторонніх контрактів.....	91
11.2.	Двосторонній ринок договорів та ринок балансування.....	94
11.3.	Укладання двосторонніх договорів та функціонування енергетичної біржі.....	108
11.4.	Ринок балансування, послуги для підтримки стабільності та розрахунки за небаланс.....	116
11.5.	Сучасний стан ринку електричної енергії в Україні.....	126
	ВИСНОВКИ.....	134
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	136

ВСТУП

Електротехнічна промисловість відіграє важливу роль у електрифікації, технічного відновлення галузей народного господарства, автоматизації та інтенсифікації, механізації виробничих процесів тощо. Актуальність представленої магістерської роботи полягає у розробленні раціонального електропостачання об'єкту. Введення в дію нових підприємств, розширення та оновлення існуючих, широке впровадження різних видів електротехнологій у всіх галузях виробництва набувають проблеми їх розумного електропостачання.

Однією з більш вагомих практичних завдань вважається проектування систем електропостачання (СЕР) промислових підприємств, які одночасно повинні задовольняти вимогам, що висувуються до них, таким як:

1. Простота та масштабованість. Система електропостачання промислових підприємств не має бути багатоступінчастою, мережі живлення не повинні бути довгими, а спосіб прокладання мережі повинен бути максимально простим. Крім того, система зобов'язана забезпечувати можливість впровадження нового обладнання, тобто бути масштабованою.

2. Забезпечення безперебійного виробничого процесу. Електрична мережа має бути побудована так, щоб при необхідності відключення одного елемента мережі (у разі аварії, з метою ремонту) відключалися лише ті механізми, що належать до цього потоку. Інші технологічні потоки повинні залишатися в робочому стані.

3. Відсутність перевантажень. При проектуванні цехів промислових підприємств значення має як розміщення устаткування в цехах, і розташування трансформаторних підстанцій. По можливості кожна ділянка має бути забезпечена окремим розподільчим пристроєм, який встановлюється поряд із центром навантаження. Інші споживачі та ділянки не повинні мати можливості підключення до цього пристрою, щоб уникнути перевантаження.

4. Безпека. Електричне обладнання повинно мати ступінь захисту, який відповідає умовам роботи конкретного приміщення.

Необхідний рівень надійності та безпеки схеми електропостачання забезпечується суворим дотриманням при виборі обладнання та елементів захисту норм та правил, викладених у правилах улаштування електроустановок (ПУЕ).

Дана магістерська робота спрямована на розробку ефективного електрозабезпечення підприємства по виготовленню різальних інструментів, яка задовольнятиме всім вимогам, що висуваються до неї.

Проект охоплює питання комплексного проектування електропостачання промислового підприємства, головної понижувальної підстанції (ГПП) та цехових підстанцій на базі серії електрообладнання, що випускається.

Велику увагу приділено питанням необхідної надійності електропостачання, забезпечення якості електроенергії, швидкодії та селективності пристроїв релейного захисту та оперативної автоматики. Прийнято технічні рішення щодо розміщення та компоновання підстанцій відповідно до вимог ПУЕ, ПТБ, ТБ.

1. СТРУКТУРА ПІДПРИЄМСТВА ТА ЙОГО ЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА

Підприємство по виготовленню різальних інструментів відноситься до підприємств металообробної та машинобудівної галузі. На території підприємства здійснюється процес обробки металів та виготовлення різальних інструментів, призначених для використання на підприємствах, що займаються різною діяльністю (верстато- та машинобудівні заводи, інструментальні цехи будь-якого підприємства тощо).

До складу підприємства входять такі цехи: експериментальний, метчиків, плашок і фрез, пресовий, ливарний, інструментальний, лабораторії, СКБ, цех свердління, компресорна, насосна станції, а також допоміжні цехи: заводоуправління, корпус допоміжних служб, склади, депо електрокар та гараж.

Структура заводу представлена на генеральному плані, зображена на рис. 1.1.

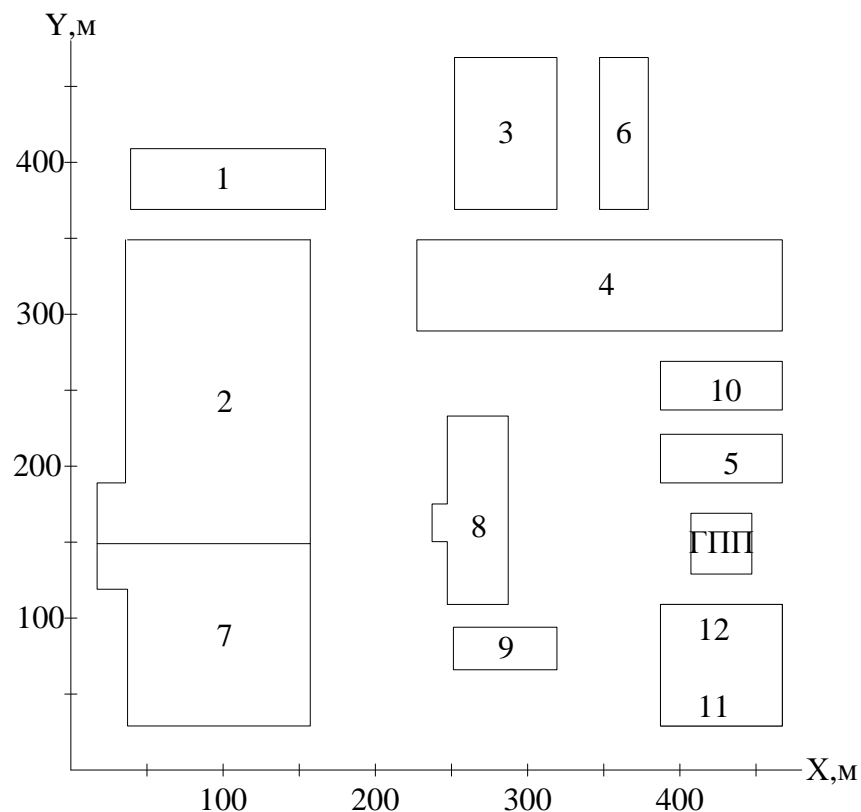


Рис. 1.1. Генеральний план підприємства

Найбільша потужність споживається цехом метчиків, плашок та фрез. У ливарних цехах проводиться первинна переробка металу, тобто переплав металу та розливання металу.

Розплав металу та доведення його до необхідного хімічного складу відбувається у печах опору.

Допоміжними електроприймачами ливарного цеху є: автоматичні формувальні та лінії для підготовки суміші, транспортери, ПТМ, мостовий кран, насосне обладнання та вентилятори. Мостовий кран працює у повторно-короткочасному режимі (ПКР), інші електроприймачі працюють у тривалому режимі. Живлення допоміжного обладнання здійснюється від мереж змінного струму промислової частоти, напруга живлення – 380 В. Заготовки, отримані у ливарному цеху, далі проходять різні види механічної обробки.

Експериментальний цех служить для забезпечення інструменту, що виробляється необхідної міцності, для випробування інструменту на міцність, а також в цьому цеху виконується доробка деталей до отримання необхідних від них параметрів. Основними електроприймачами цеху є різні верстати випробувань інструменту (токарні, шліфувальні, фрезерні) та печі опору.

Допоміжними електроприймачами експериментального цеху є: конвейєри, дугове зварювання та випрямлячі. Крім цього, у цеху встановлені вентилятори. Усі електроприймачі експериментального цеху працюють у тривалому режимі (крім верстатів). Живлення обладнання відбувається напругою 380 В.

У цеху метчиків, плашок і фрез здійснюється остаточна перевірка інструменту, що виготовляється, на міцність і стійкість. Основними електроприймачами є печі опору та дугове зварювання промислової частоти, конвейєри, металорізальні верстати. Також у цеху встановлені вентилятори.

Режим роботи тривалий. Живлення від мережі змінного струму напругою 380 В. Режим роботи машин дугового зварювання – повторно короткочасний. Режим роботи інших електроприймачів механозбірних цехів – тривалий. Напруга живлення трифазна змінна – 380 В.

Інструментальний цех. Цей цех служить для виготовлення складових частин інструменту, і навіть виготовлення необхідного у виробництві додаткового устаткування. Основними електроприймачами цеху є різні верстати (токарні фрезерні, свердлильні, шліфувальні) для механічної обробки деталей та заготовок. Крім цього, у цеху встановлені насоси та вентилятори. Усі електроприймачі інструментального цеху працюють у тривалому режимі. Живлення обладнання відбувається напругою 380 В.

Цех свердління призначений для механічної та термічної обробки і миття чавунних деталей та заготовок. Основними електроприймачами цеху є: печі опору, машини дугового зварювання, різні верстати (токарні, фрезерні, свердлильні, шліфувальні), шліфувально-полірувальні автомати та автоматичні лінії миття деталей.

Допоміжним електрообладнанням є: конвеєри, насосне обладнання та вентилятори. Режим роботи електроприймачів тривалий, крім машин дугового зварювання, які мають режим роботи – повторно-короткочасний.

Електроприймачі одержують живлення на напрузі – 380 В.

Корпус допоміжних служб призначений для своєчасного ремонту інструменту, задіяного в технологічному процесі, виготовлення складових частин верстатів, а також для поточного ремонту електроінструменту, двигунів і трансформаторів.

Основними споживачами електроенергії є приводи металорізальних верстатів, зварювальні установки, вентилятори, конвеєри та інше допоміжне обладнання.

Компресорна служить для виробництва стиснутого повітря, кисню та дистильованої води, необхідної у виробничому процесі.

Режим роботи приводів компресорів тривалий, графік навантаження практично незмінний. Напруга живлення змінна 380 В та 10 кВ.

На підприємстві є насосна станція та станція нейтралізації, основними електроприймачами яких є насоси різного призначення (водопостачання, ґрунтових вод, стоків, що перекачують у відстійники).

Склад призначений для тимчасового зберігання заготовок для їх подальшого використання у виробництві готової продукції. На складі встановлені конвеєри та вентилятори. Напряга живлення електроприймачів 380 В змінного трифазного струму.

Споживачами енергії в будівлі адміністративного управління підприємством є вентилятори та різного типу офісна техніка.

У депо електрокар і гаражі знаходиться транспорт необхідний для перевезення продукції, що виробляється, а також для потреб підприємства. У депо встановлені і вентилятори та випрямлячі. Напряга живлення електроприймачів 380 В змінного трифазного струму.

Електроосвітлення у цехах є однофазним споживачем.

Напряга живлення 220 В. Усі світильники в цехах рівномірно розподілені на три фази, що дозволяє зменшити миготіння джерел світла та зменшує несиметрію напруги цехових мереж.

Надійність електроживлення залежить від прийнятої схеми електропостачання, ступеня резервування окремих елементів системи електропостачання (ліній, трансформаторів, електричних апаратів тощо).

Високовольтними споживачами електроенергії на підприємстві є синхронні двигуни напругою 10 кВ компресорної та насосної станції.

У машинобудівній галузі споживачі переважно належать до другої категорії за рівнем безперебійності живлення та допускаються до нетривалих відключень електропостачання на час включення резервного живлення діями обслуговуючого персоналу або виїзної оперативної бригади.

До електроспоживачів першої категорії відносяться пожежні насоси, електроприймачі компресорних та ливарних цехів, аварійне освітлення, пристрої зв'язку та пожежна сигналізація.

Таблиця 1.1

Характеристики цехів підприємства

Найменування цеху	Категорія електропостачання	Довжина, L , м	Ширина, B , м	Площа, $F_{ц}$, м ²
1	2	3	4	5
1) Експериментальний цех	II-III	100	30	3000
2) Цехи метчиків, плашек і фрез	II-III	125	155	19375
3) Інструментальний цех, лабораторія, СКБ	II-III	17	85	1445
4) Ливарний цех	I-II-III	110	95	10450
5) Насосна станція	I-II-III	36	20	720
6) Адміністративна будівля	II-III	25	85	2125
7) Цех свердління	III	125	125	15625
8) Корпус допоміжних служб	III	25	106	2650
9) Станція нейтралізації	II-III	72	30	2160
10) Компресорна	II-III	40	14	560
11) Склади (ЦІС і ЦАС)	III	40	14	560
12) Депо електрокар, гараж	III	55	20	1100

2. СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

Промислові підприємства споживають близько двох третин енергії, що виробляється в країні. Основними елементами систем електропостачання промислових підприємств є електричні мережі, а також різні трансформаторні та перетворювальні підстанції. Вибір цих елементів здійснюється за розрахунковими електричними навантаженнями. Зниження розрахункових навантажень призведе до перегріву елементів систем електропостачання та прискореного їх зносу, завищення розрахункових навантажень призводить до зайвих капіталовкладень та витрат на системи електропостачання. Зі сказаного ясно, яке важливе значення мають розробка та впровадження у практику проектування систем електропостачання науково обґрунтованих і досить точних методів розрахунку електричних навантажень.

Розрахунок електричних навантажень ґрунтується на досвідчених даних та узагальненнях, виконаних із застосуванням методів математичної статистики та теорії ймовірності.

Розрахунок починають із визначення номінальної потужності кожного електроприймача незалежно від технологічного процесу, середньої потужності (потужності, витраченої протягом найбільш завантаженої зміни) та максимальної розрахункової потужності ділянки, цеху, підприємства.

Таблиця 2.1

Характеристики груп електроприймачів напругою 0,4 кВ

Групм ЕП	Кількість ЕП, n_i	ПВ, в.о.	Потужність ЕП			$k_{\text{вн}}$	$\cos\varphi_i$	$\text{tg}\varphi_i$
			$S_{\text{номі}},$ кВА	$P_{\text{пасп}},$ кВт	$P_{\text{номі}},$ кВт			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1) Експериментальний цех								
Металорізальні верстати	12	1			30	0,13	0,65	1,17
Вентилятори	3	1			15	0,65	0,80	0,75
Конвеєри	3	1			4	0,55	0,75	0,88
Дугове зварювання	4	1	57,5		28,95	0,35	0,70	1,02
Насос	4	1			11	0,70	0,85	0,62
Печі опору	5	1			110	0,60	0,95	0,33
Випрямлячі	4	1			22	0,70	0,85	0,75
Прес (офіс.техн.)	7	1			37	0,35	0,90	0,48
2) Цехи метчиків, плашек і фрез								
Металорізальні верстати	129	1			45	0,13	0,65	1,17
Вентилятор	4	1			22	0,65	0,80	0,75
Конвеєри	5	1			11	0,55	0,75	0,88
Дугове зварювання	6	1	250		125,9	0,35	0,70	1,02
Насоси	5	1			11	0,70	0,85	0,62
Печі опору	12	1			210	0,60	0,95	0,33
3) Інструментальний цех								
Металорізальні верстати	27	1			45	0,13	0,65	1,17
Вентилятор	3	1			11	0,65	0,80	0,75
Дугове зварювання	2	1	110		55,38	0,35	0,70	1,02
Насоси	3	1			5	0,70	0,85	0,62
Преси (офіс.техн.)	4	1			37	0,35	0,90	0,48
4) Ливарний цех								
Металорізальні верстати	12	1			30	0,13	0,65	1,17
Вентилятор	6	1			45	0,65	0,80	0,75
Конвеєри	6	1			15	0,55	0,75	0,88
Насоси	4	1			11	0,70	0,85	0,62
Печі опору	13	1			360	0,60	0,95	0,33
Ливарні машини	10	1			210	0,30	0,65	1,17
5) Насосна станція								
Вентилятори	5	1			15	0,65	0,80	0,75

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6) Адміністративна будівля								
Вентилятор	4	1			11	0,65	0,80	0,75
Преси (офіс.техн.)	4	1			37	0,35	0,90	0,48
7) Цех свердління								
Металорізальні верстати	56	1			75	0,13	0,65	1,17
Вентилятори	4	1			45	0,65	0,80	0,75
Конвеєри	4	1			11	0,55	0,75	0,88
Дугове зварювання	4	0,6	250		125,9	0,35	0,70	1,02
Насоси	4	1			11	0,70	0,85	0,62
Печі опору	15	1			250	0,60	0,95	0,33
8) Корпус допоміжних служб								
Металорізальні верстати	3	1			30	0,13	0,65	1,17
Вентилятори	3	1			11	0,65	0,80	0,75
Конвеєри	2	0,6			5	0,55	0,75	0,88
Дугове зварювання	2	1	25		12,59	0,35	0,70	1,02
Насоси	3	1			5	0,70	0,85	0,62
9) Станція нейтралізації								
Вентилятор	4	1			11	0,65	0,80	0,75
Насоси	7	1			25	0,70	0,85	0,62
10) Компресорна								
Вентилятори	3	1			11	0,65	0,80	0,75
11) Склади								
Вентилятор	3	1			11	0,65	0,80	0,75
Конвеєри	3	1			7,5	0,55	0,75	0,88
12) Депо електрокар, гараж								
Вентилятор	3	1			15	0,65	0,80	0,75
Випрямлячі	6	1			45	0,70	0,85	0,75

Таблиця 2.2

Характеристики груп електроприймачів напругою 10 кВ

Групи ЕП	Кількість ЕП, n_i	ПВ	$P_{ном_i}$, кВт	$k_{вi}$	$\cos\varphi_i$	$\operatorname{tg}\varphi_i$
1	2	3	4	5	6	7
5) Насосна станція						
1) Насоси 10кВ $f=50\text{Гц}$	3	1	630	0,70	0,85	0,62
10) Компресорна						
1) Компресори 10кВ $f=50\text{Гц}$	4	1	1000	0,70	0,85	0,62

Для прикладу, виконаємо розрахунок для експериментального цеху. Для решти цехів розрахунок виконується аналогічно. Визначаємо навантаження всього експериментального цеху. Для кожної характерної групи електроприймачів визначаються середньозмінні навантаження:

$$P_{CPi} = K_{bi} \cdot \sum_1^{Ni} P_{HOMi}, \quad (2.1)$$

де K_{bi} – коефіцієнт використання споживача електричної енергії,
 P_{HOMi} – номінальна потужність споживача електричної енергії,
 Ni – кількість споживачів електричної енергії.

$$Q_{CPi} = P_{CPi} \cdot tg\varphi_i \quad (2.2)$$

$$P_{CP1} = K_{b1} \cdot P_1 \cdot n_1 = 0,13 \cdot 30 \cdot 12 = 46,8 \text{ кВт};$$

$$P_{CP2} = K_{b2} \cdot P_2 \cdot n_2 = 0,65 \cdot 15 \cdot 3 = 29,25 \text{ кВт};$$

$$P_{CP3} = K_{b3} \cdot P_3 \cdot n_3 = 0,55 \cdot 4 \cdot 3 = 6,6 \text{ кВт};$$

$$P_{CP4} = K_{b4} \cdot P_4 \cdot n_4 = 0,35 \cdot 57,5 \cdot 4 = 80,5 \text{ кВт};$$

$$P_{CP5} = K_{b5} \cdot P_5 \cdot n_5 = 0,70 \cdot 11 \cdot 4 = 30,8 \text{ кВт};$$

$$P_{CP6} = K_{b6} \cdot P_6 \cdot n_6 = 0,6 \cdot 110 \cdot 5 = 330 \text{ кВт};$$

$$P_{CP7} = K_{b7} \cdot P_7 \cdot n_7 = 0,7 \cdot 22 \cdot 4 = 61,6 \text{ кВт};$$

$$P_{CP8} = K_{b8} \cdot P_8 \cdot n_8 = 0,35 \cdot 37 \cdot 7 = 90,65 \text{ кВт};$$

$$P_{OCB} = P_{CB} \cdot n_{CB} = 165 \cdot 0,4 = 66 \text{ кВт};$$

$$Q_{CP1} = P_{CP1} \cdot tg\varphi_1 = 46,8 \cdot 1,17 = 54,756 \text{ квар};$$

$$Q_{CP2} = P_{CP2} \cdot tg\varphi_2 = 29,25 \cdot 0,75 = 21,94 \text{ квар};$$

$$Q_{CP3} = P_{CP3} \cdot tg\varphi_3 = 6,6 \cdot 0,88 = 5,81 \text{ квар};$$

$$Q_{CP4} = P_{CP4} \cdot tg\varphi_4 = 80,5 \cdot 1,02 = 82,11 \text{ квар};$$

$$Q_{CP5} = P_{CP5} \cdot tg\varphi_5 = 30,8 \cdot 0,62 = 19,1 \text{ квар};$$

$$Q_{CP6} = P_{CP6} \cdot tg\varphi_6 = 330 \cdot 0,33 = 108,9 \text{ квар};$$

$$Q_{CP7} = P_{CP7} \cdot tg\varphi_7 = 61,6 \cdot 0,75 = 46,2 \text{ квар};$$

$$Q_{CP8} = P_{CP8} \cdot tg\varphi_8 = 90,65 \cdot 0,48 = 43,51 \text{ квар}.$$

Середні навантаження приймачів цеху визначаються за формулами:

$$P_{CP\Sigma} = \sum_1^K P_{CPi}; \quad (2.3)$$

$$Q_{CP\Sigma} = \sum_1^K Q_{CPi}; \quad (2.4)$$

$$P_{CP\Sigma} = 651,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{CP\Sigma} = 358,41 \text{ квар.}$$

Середній коефіцієнт використання для всіх електроприймачів цеху $K_{всп}$ та ефективна кількість електроприймачів $n_{еф}$ визначаються за формулами:

$$K_{всп} = \frac{P_{CP\Sigma}}{\sum_1^{Ni} P_{НОМi}}; \quad (2.5)$$

$$n_{еф} = \frac{\left(\sum_1^{Ni} P_{НОМi}\right)^2}{\sum_1^{Ni} P_{НОМi}^2}; \quad (2.6)$$

$$K_{всп} = \frac{676,2}{30 \cdot 12 + 15 \cdot 3 + 4 \cdot 3 + 57,5 \cdot 4 + 11 \cdot 4 + 110 \cdot 5 + 22 \cdot 4 + 37 \cdot 7} = 0,41;$$

$$n_{еф} = \frac{(30 \cdot 12 + 15 \cdot 3 + 4 \cdot 3 + 57,5 \cdot 4 + 11 \cdot 4 + 110 \cdot 5 + 22 \cdot 4 + 37 \cdot 7)^2}{30^2 \cdot 12 + 15^2 \cdot 3 + 4^2 \cdot 3 + 57,5^2 \cdot 4 + 11^2 \cdot 4 + 110^2 \cdot 5 + 22^2 \cdot 4 + 37^2 \cdot 7} = 26 \text{ шт.}$$

Якщо $0,15 < K_{всп} < 0,8$ і $n_{еф} > 10$, то коефіцієнт максимуму для всіх електроприймачів цеху визначається за формулою:

$$K_M = 1 + \frac{1,4}{\sqrt{n_{еф} - 1}} \cdot \sqrt{\frac{1 - 1,2 \cdot K_{всп}}{K_{всп} - 0,01}}. \quad (2.7)$$

Якщо вищенаведена умова не виконується, коефіцієнт максимуму для всіх електроприймачів цеху визначається за формулою:

$$K_M = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{n_{еф}}} \cdot \sqrt{\frac{1 - K_{всп}}{K_{всп}}}. \quad (2.8)$$

Оскільки, умова $0,15 < K_{всп} < 0,8$ і $n_{еф} > 10$ виконується то:

$$K_M = 1 + \frac{1,4}{\sqrt{n_{еф} - 1}} \cdot \sqrt{\frac{1 - 1,2 \cdot K_{всп}}{K_{всп} - 0,01}} = 1 + \frac{1,4}{\sqrt{25,93 - 1}} \cdot \sqrt{\frac{1 - 1,2 \cdot 0,426}{0,426 - 0,01}} = 1,32.$$

Розрахункова активна і реактивна потужності визначаються по формулам:

$$P_p = K_m \cdot P_{cp\Sigma} = 1,32 \cdot 651,2 = 856,84 \text{ кВт}; \quad (2.9)$$

$$Q_p = Q_{cp\Sigma} = 358,41 \text{ квар}. \quad (2.10)$$

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{осв})^2 + Q_p^2} = \sqrt{(856,84 + 66)^2 + 325,03^2} = 941,3,53 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків навантажень заносимо до табл. 2.3 і 2.4.

Таблиця 2.3

Результаты розрахунку навантажень напругою 0,4 кВ

Найменування цеху	$P_{осв}$, кВт	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
1	2	3	4	5
1) Експериментальний цех	66,00	817,39	325,03	941,28
2) Цехи метчиків, плашек і фрез	190,00	3154,00	1689,20	3746,43
3) Інструментальний цех	12,00	409,84	264,72	498,03
4) Ливарний цех	68,00	4606,20	1828,00	5018,93
5) Насосна станція	15,20	68,76	40,22	93,09
6) Адміністративна будівля	68,00	131,10	51,19	205,57
7) Цех свердління	170,00	3827,58	1649,84	4324,65
8) Корпус допоміжних служб	54,00	92,42	52,48	155,55
9) Станція нейтралізації	13,20	33,90	17,70	50,31
10) Компресорна	22,00	45,63	27,80	73,12
11) Склад	10,00	45,63	27,80	62,19
12) Депо електрокар, гараж	11,20	275,63	152,98	325,07

Таблиця 2.4

Результаты розрахунку навантажень напругою 10 кВ

Найменування цеху	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
1	2	3	4
5) Насосна станція	1555,93	763,84	1733,32
10) Компресорна	3101,08	1732,50	3552,22

3. ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДСТАНЦІЙ ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ ГПП

3.1. Вибір числа та потужності цехових ТП

Вибір числа і потужності силових трансформаторів має бути технічно та економічно обґрунтований, оскільки це істотно впливає на раціональну побудову схем промислового електропостачання. Для зручності експлуатації систем промислового електропостачання необхідно прагнути застосування не більше двох - трьох стандартних потужностей трансформаторів, що веде до скорочення складського резерву і полегшує взаємозамінність трансформаторів.

Для цехових понижуючих трансформаторів існує економічно вигідна номінальна потужність трансформаторів $S_{н.е}$, яка приймається залежно від питомої густини розрахункового навантаження $s_{пит}$:

- $S_{н.е}=1000$ кВА при $s_{пит}<0,2$ кВА/м²;
- $S_{н.е}=1600$ кВА при $s_{пит}=0,2 \div 0,3$ кВА/м²;
- $S_{н.е}=2500$ кВА при $s_{пит}>0,3$ кВА/м².

При $s_{пит} \geq 0,4$ кВА/м² слід застосовувати двотрансформаторні підстанції незалежно від категорії безперебійності живлення.

$$s_{пит} = \frac{S_p}{F_{цеха}}, \quad (3.1)$$

де S_p – максимальне розрахункове навантаження цеху, кВА;

$F_{цеха}$ – площа цеху, м².

Кількість трансформаторів у цехах визначається за виразом:

$$n_T = \frac{S_p}{k_{з.т} \times S_{н.е}}, \quad (3.2)$$

де n_T – округляється до ближнього цілого числа, з урахуванням категорійності електропостачання;

$k_{з.т}$ – коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі, який рекомендується приймати:

- $k_{3,T}=0,65 \div 0,7$ при двотрансформаторних підстанціях та переважній більшості навантажень I категорії за ступенем безперебійності живлення;
- $k_{3,T}=0,7 \div 0,85$ при двотрансформаторних підстанціях і споживачах II і III категорій;
- $k_{3,T}=0,9 \div 0,95$ при однострансформаторних підстанціях і навантаженні II і III категорій.

Виходячи з цього, приймаємо $k_{3,m}=0,85$ для цехів із споживачами II та III категорії та $k_{3,m}=0,7$ для цехів із споживачами I категорії.

Фактичний коефіцієнт завантаження знаходимо за формулою:

$$K_{3,\phi} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМ.Т}} \times n_T} \quad (3.3)$$

Для економічності схеми електропостачання кілька цехів та будівель з невеликим навантаженням заживлюємо від однієї підстанції. У цьому випадку загальне розрахункове навантаження визначається як сума активних і реактивних розрахункових навантажень цехів і будівель, що отримують живлення від цієї ТП.

Результати вибору трансформаторів наведено у табл. 3.1.

Потужність трансформаторів уточнюється після визначення необхідності компенсації реактивної потужності та вибору виду компенсуючи пристроїв.

Для електропостачання цехів та будівель використовуються комплектні одно- та двотрансформаторні підстанції (КТП).

Таблиця 3.1

Вибір числа і потужності цехових трансформаторів

Найменування ТП	Найменування цехів, будівель, що живляться від ТП	Категорія електропостачання	k_{3T}	$F_{ц}, \text{ м}^2$	$S_p, \text{ кВА}$	$S_{уд}, \text{ кВА/м}^2$	$S_{нт}, \text{ кВА}$	$k_{3\phi}$	n_T
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП1	1) Експериментальний цех	II-III	0,85	3000	941,28	0,31	400	0,69	4
ТП2	2) Цехи метчиків, плашек і фрез	II-III	0,85	19375	3746,4	0,19	1000	0,94	4
ТП3	3) Інструментальний цех 6) Адміністративна будівля	II-III	0,85	1455	498,03	0,34	400	0,88	2
			0,85	2115	205,57				
ТП4	4) Ливарний цех	I-II-III	0,70	10625	5018,9	0,48	1000	0,84	6

Продовження табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП5	5) Насосна станція	I-II-III	0,70	720	1733	0,13	1000	0,87	2
ТП6	7) Цех свердління	III	0,85	15180	4324,6	0,28	1000	0,72	6
ТП7	10) Компресорна	II-III	0,70	560	3552	0,13	1000	0,89	4
ТП8	8) Корпус допоміжних служб	III	0,85	2600	155,55	0,06	400	0,74	2
	9) Станція нейтралізації	II-III	0,70	2160	50,31	0,02			
	11) Склади	III	0,85	560	62,19	0,11			
	12) Депо електрокар, гараж	III	0,85	1100	325,07	0,30			

Тип трансформаторів приймаємо ТМЗ (трифазні, масляні з негорючим діелектриком) загального призначення для комплектних трансформаторних підстанцій.

Технічні дані трансформаторів наведено у табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Технічні дані трансформаторів

Тип	Номинальна потужність, кВА	Номінальна напруга обмоток, кВ		Втрати, Вт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМЗ-1000/10	1000	10	0,4	2450	11000	5,5	1,4
ТМЗ-400/10	400	10	0,4	1310	8500	5,5	2,0

3.2. Розрахунок втрат у трансформаторах

Розрахунок виконуємо за технічними даними трансформаторів з каталогів з використанням виразів:

Групові активні втрати холостого ходу

$$\Delta P_{x,гр} = n_T \cdot \Delta P_x, \quad (3.4)$$

де ΔP_x – втрати холостого ходу одного трансформатора у Вт (каталожна величина)

Групові реактивні втрати холостого ходу

$$\Delta Q_{x,гр} = \frac{n_T \cdot i_x \cdot S_{T,НОМ}}{100}, \quad (3.5)$$

де i_x – струм холостого ходу одного трансформатора в % (каталожна величина)

Групові активні навантажувальні втрати

$$\Delta P_{н.гр} = \frac{\Delta P_k \cdot (P_{р.0.4}^2 + Q'_{р.0.4}{}^2)}{n_T \cdot S_{Т.НОМ}^2}, \quad (3.6)$$

де ΔP_k – втрати короткого замикання одного трансформатора в Вт (каталожна величина);

$P_{р.0.4}$ – розрахункове активне навантаження цеху 0,4 кВ з урахуванням освітлення;

$Q'_{р.0.4}$ – розрахункове реактивне навантаження цеху 0,4 кВ з урахуванням компенсації реактивної потужності (КРП), визначається за виразом:

$$Q'_{р.0.4.ц} = Q_{р.0.4.ц} - Q_{\Sigma_{ку.0.4.ут}} \cdot \frac{Q_{р.0.4.ц}}{\sum Q_{р.0.4.i}}. \quad (3.7)$$

Групові реактивні навантажувальні втрати

$$\Delta Q_{н.гр} = \frac{u_k \cdot (P_{р.0.4}^2 + Q'_{р.0.4}{}^2)}{n_T \cdot 100 \cdot S_{Т.НОМ}}, \quad (3.8)$$

де u_k – напруга короткого замикання одного трансформатора в % (каталожна величина);

Повні активні групові втрати

$$\Delta P_{гр} = \Delta P_{х.гр} + \Delta P_{н.гр}. \quad (3.9)$$

Повні реактивні групові втрати

$$\Delta Q_{гр} = \Delta Q_{х.гр} + \Delta Q_{н.гр}. \quad (3.10)$$

Для груп трансформаторів, що живлять кілька цехів, визначається частка втрат у групі трансформаторів окремим цехом за виразами:

$$\Delta P_{гр.ц} = \Delta P_{гр} \cdot \frac{P_{р.0.4.ц}}{\sum P_{р.0.4.ц.i}}; \quad (3.11)$$

$$\Delta Q_{гр.ц} = \Delta Q_{гр} \cdot \frac{Q'_{р.0.4.ц}}{\sum Q'_{р.0.4.ц.i}}, \quad (3.12)$$

де $P_{p.0.4.ц}$ – розрахункове активне навантаження 0,4 кВ з урахуванням освітлення окремого цеху, що отримує живлення від даної групи трансформаторів;

$\sum P_{p.0.4.ц.i}$ – сума розрахункових навантажень цехів з урахуванням освітлення, що отримує живлення від даної групи трансформаторів;

$Q'_{p.0.4.ц}$ – розрахункове реактивне навантаження 0,4 кВ з урахуванням КРП окремого цеху, що отримує живлення від даної групи трансформаторів;

$\sum Q'_{p.0.4.ц.i}$ – сума розрахункових реактивних навантажень цехів з урахуванням КРП, що отримує живлення від даної групи трансформаторів.

Результати розрахунку зводимо в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Розрахунок втрат потужності в цехових трансформаторах

Найменування ТП	Найменування цеху	Q _{кв} , 0,4.ут	Тип трансформа- тора	прийняте n _r	Напряга обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _х , Вт	ΔP _к , Вт	I _х , %	ΔQ _{хгр} , кВт	ΔQ _{хгр} , квар	ΔP _{нгр} , кВт	ΔQ _{нгр} , квар	P _{р0,4.ц} кВА	Q _{р0,4.ц} кВА	Q _{р0,4.ц} кВА	ΔP _{гр} , кВт	ΔQ _{гр} , квар
					В	Н													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ТП1	1) Експериментальний цех	150	ТМ-1000/10	1	10,5	0,4	5,5	1550	10800	1,2	1,95	16	5,23	30,41	883,39	325,03	191,41	7,18	46,41
ТП2	2) Цехи метчиків, плашек і фрез	1200	ТМ-1000/10	4	10,5	0,4	5,5	1550	10800	1,2	6,2	48	30,84	157,05	3344,00	1689,20	700,88	37,04	205,05
ТП3	3) Інструментальний цех 6) Адміністративна будівля	200	ТМ-400/10	2	10,5	0,4	5,5	1550	8500	1,2	1,05	10,1	3,49	15,90	421,84	264,72	96,65	4,54	25,98
ТП4	4) Ливарний цех	1200	ТМ-1000/10	6	10,5	0,4	5,5	1550	10800	1,2	9,75	80	32,47	188,92	4674,20	1828,00	1588	42,22	268,92
ТП5	5) Насосна станція	60	ТМ-1000/10	2	10,5	0,4	5,5	1550	10800	1,2	0,41	3,2	0,74	2,01	83,96	40,22	10,22	1,15	5,21
ТП6	7) Цех свердління	1000	ТМ-1000/10	5	10,5	0,4	5,5	1550	10800	1,2	3,4	20	64,71	388,26	3997,58	1649,84	588,96	68,11	408,26
ТП7	10) Компресорна	200	ТМ-1000/10	4	10,5	0,4	5,5	1550	10800	1,2	0,41	3,2	0,52	1,43	67,63	27,80	22,2	0,93	4,63
ТП8	8) Корпус допоміжних служб	50	ТМ-400/10	2	10,5	0,4	5,5	1050	8500	1,6	0,83	7,2	2,92	9,57	286,83	152,98	53	3,75	16,77
	9) Станція нейтралізації	30																	
	11) Склад	50																	
	12) Депо електрокар, гараж	100																	

3.3. Вибір трансформаторів ГПП

На підприємстві переважають споживачі II категорії, але також є споживачі I категорії, тому ГПП підприємства виконується двотрансформаторною. Номінальне навантаження кожного трансформатора двотрансформаторної підстанції, як правило, визначається аварійним режимом роботи підстанції: при встановленні двох трансформаторів їх потужність вибирається такою, щоб при виході з роботи одного з них, трансформатор, що залишився в роботі, з допустимим аварійним навантаженням міг забезпечити нормальне електропостачання споживачів.

При аварійних режимах допускається перевантаження трансформаторів на 40% на час максимуму загальною добовою тривалістю не більше 6 годин протягом не більше 5 діб. На час перевантаження повинні бути вжиті заходи щодо посилення охолодження трансформатора (включені вентилятори дуття, резервні охолоджувачі тощо).

За умовами взаємного резервування приймаємо до встановлення два трансформатори. Розрахункова потужність кожного трансформатора визначається за виразом:

$$S_{\text{розр}} = K_{\text{з.т}} \cdot S_{\text{розр.т}}, \quad (3.13)$$

де $K_{\text{з.т}}$ – коефіцієнт завантаження трансформаторів ГПП у нормальному режимі. Приймаємо $K_{\text{з.т}}=0,7$, оскільки на підприємстві є споживачі I категорії по надійності електропостачання;

$S_{\text{розр.т}}$ – розрахункова потужність, що трансформується трансформаторами ГПП, рівна потужності всього підприємства і визначається за виразом:

$$S_{\text{расч.тр}} = \sqrt{(K_{\text{р.м}} \cdot (\Sigma P_{\text{р.0.4.ц.і}} + \Sigma P_{\text{р.10.ц.і}} + \Sigma \Delta P_{\text{гр.ц}}))^2 + (\Sigma Q'_{\text{р.0.4.ц.і}} + \Sigma Q_{\text{р.10.ц.і}} + \Sigma \Delta Q_{\text{гр.ц}})^2} \quad (3.14)$$

де $K_{\text{р.м}}$ – коефіцієнт різномірності максимумів навантаження ($K_{\text{р.м}} \leq 0,9$).
Приймаємо $K_{\text{р.м}}=0,9$.

Потужність трансформаторів ГПП вибирається із стандартного ряду за умовою:

$$S_{н.т.ГПП} \geq S_{расч} \quad (3.15)$$

Вибір трансформаторів ГПП оформимо у вигляді розрахункової табл. 3.4.

Таблиця 3.4

Розрахункова таблиця вибору потужності трансформаторів ГПП

Найменування цеху	Pp0,4.ц, кВт	Pp10.ц, кВт	Qp10.ц, квар	Q'p0,4.ц, квар	Δ Pгр.ц, кВт	Δ Qгр.ц, квар	Sрозр.тр кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
1) Експериментальний цех	983,39			191,4	7,18	46,41	
2) Цехи метчиків, плашек і фрез	3344			700,8	37,04	205,05	
3) Інструментальний цех	421,84			96,65	4,54	25,98	
4) Ливарний цех	4674,2			1888	42,22	268,92	
5) Насосна станція	83,96	1755,2	763,8	10,22	1,15	5,21	
6) Адміністративна будівля	199,1			21,19	1,92	8,92	
7) Цех свердління	3997,5			588,9	68,11	608,26	
8) Корпус допоміжних служб	146,42			0,47	1,85	8,7	
9) Станція нейтралізації	47,1			12,3	0,76	3,27	
10) Компресорна	67,63	3101,0	1782,5	22,2	0,93	4,63	
11) Склади	55,63			22,2	1	3,81	
12) Депо електрокар, гараж	386,83			53	3,75	16,77	
Всього:	17407,68	4657,01	2496,34	3807,48	170,45	1405,93	26216,5

$$S_{расч} = S_{расч.тр} \cdot k_{з.т} = 26216,56 \cdot 0,7 = 18351,59 \text{ кВА.}$$

З ряду стандартних потужностей понижуючих трансформаторів вибираємо трансформатори номінальною потужністю $S_{т.ном} = 16 \text{ МВА}$.

Коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі роботи (у роботі обидва трансформатори):

$$k_{з.т} = \frac{S_{т.ном}}{n_m \cdot S_{расч}} = \frac{18351,6}{2 \cdot 16000} = 0,58. \quad (3.16)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора в аварійному режимі (в роботі один трансформатор):

$$k_{з.а} = \frac{S_{т.ном}}{S_{расч}} = \frac{18351,6}{16000} = 1,14 < 1,4. \quad (3.17)$$

Вибираємо трансформатори ТДН-16000/110 – трифазний трансформатор з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла.

Таблиця 3.5

Паспортні дані трансформатора ТДН-16000/110

Тип	$S_{т.ном},$ МВА	Номинальна напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга короткого замикання, %	Струм холостого ходу, %
		ВН	НН	$P_{кз}$	$P_{хх}$		
ТДН-16000/110	16	115	10,5	110	25	10,5	0,65

4. РОЗРАХУНОК КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА ВИБІР КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК

Передача реактивної потужності викликає додаткові витрати на збільшення перерізу провідників мереж та потужностей трансформаторів, створює додаткові втрати електроенергії. Крім того, збільшуються втрати напруги за рахунок реактивної складової, пропорційної реактивному навантаженню та індуктивному опору, що знижує якість електроенергії за напругою.

Сумарна потужність конденсаторних установок напругою до 1000 В визначається:

- при числі трансформаторів $n_{тр}$ за коефіцієнтом реактивної потужності $tg\phi_e$ значення якого лежить у межах $0,2 \div 0,3$ (у розрахунках прийнято $tg\phi_e=0,2$);

- при числі трансформаторів $n_{тр}$ за двома критеріями:

1) По мінімуму сумарних приведених витрат на конденсаторні установки та цехові трансформаторні підстанції;

2) По мінімуму сумарних приведених витрат на конденсаторні установки та втрати електроенергії в мережі підприємства напругою 10 кВ та у трансформаторах.

У першому випадку потужність конденсаторних установок визначається за виразом:

$$Q_{\Sigma ky} = P_p \times (tg\varphi_d - tg\varphi_e). \quad (4.1)$$

де P_p – розрахункове активне навантаження ТП, кВт;

$tg\varphi_d$ – дійсний коефіцієнт потужності навантаження ТП;

$tg\varphi_e$ – економічний коефіцієнт потужності.

У другому випадку основна потужність конденсаторних установок напругою до 1000 В визначається першим критерієм, а за умовою мінімуму втрат електроенергії в мережі підприємства напругою 10 кВ (другий критерій) знаходиться їх додаткова потужність.

Сумарна (основна та додаткова) розрахункова потужність:

$$Q_{\Sigma ky} = Q_{k1} + Q_{k2}. \quad (4.2)$$

При числі цехових трансформаторів більше трьох, мінімальна кількість трансформаторів, необхідна для живлення розрахункового навантаження визначається за виразом:

$$N_{T.min} = \frac{P_p + P_{ocb}}{k_{з.т} \cdot S_{ном.т}} + \Delta N, \quad (4.3)$$

де ΔN – добавка до ближнього цілого числа.

Вираз (4.3) передбачає повну компенсацію реактивної потужності, проте при цьому може вийти велика потужність Q_{k1} . Тому визначається економічно оптимальне число трансформаторів $n_{т.е}$:

$$n_{т.е} = N_{T.min} + m, \quad (4.4)$$

де m – додаткове число трансформаторів, що залежить від значення питомих витрат на передачу Q з урахуванням постійних складових капітальних витрат та визначається за рис. 5.13 [1].

За обраною кількістю трансформаторів обчислюємо найбільшу реактивну потужність, яку доцільно передавати через трансформатори в мережу напругою до 1000 В:

$$Q_T = \sqrt{(n_{т.е} \times k_{з.т} \times S_{ном.т})^2 - (P_p + P_{ocb})^2}. \quad (4.5)$$

За значенням Q_T знаходимо сумарну потужність конденсаторів напругою до 1000 В, яку необхідно встановити для цієї групи трансформаторів згідно з першим критерієм:

$$Q_{к1} = Q_p - Q_T, \quad (4.6)$$

де Q_p – сумарне (найбільше) розрахункове реактивне навантаження цеху.

Якщо виявиться, що $Q_{к1} \leq 0$, то за першим критерієм установка конденсаторів не потрібна і приймаємо $Q_{к1} = 0$.

Додаткова сумарна потужність за другим критерієм для цієї групи трансформаторів визначається:

$$Q_{к2} = Q_p - Q_{к1} - \gamma \times n_{T.e} \times S_{ном.Т}, \quad (4.7)$$

де Q_p – розрахункова реактивна потужність ТП;

γ – розрахунковий коефіцієнт, значення якого залежить від показників K_1 , K_2 і схеми живлення цехових підстанцій і визначається по рис. 5.14 [1] (показники K_1 і K_2 визначаються по табл. 5.2 і 5.3 [1] відповідно);

Якщо при розрахунку $Q_{к2} \leq 0$, то слід прийняти $Q_{к2} = 0$.

Далі визначаємо компенсовану потужність на 1 трансформатор за виразом:

$$Q'_{\Sigma_{кy}} = \frac{Q_{\Sigma_{кy}}}{n_{T.e}}. \quad (4.8)$$

За даними, отриманими за формулою (4.8), вибираємо потужність і кількість конденсаторних установок на один трансформатор і вибираємо їх тип.

$$Q_{нк} \geq Q'_{\Sigma_{кy}}; \quad (4.9)$$

$$N_{нк1Т} = \frac{Q'_{\Sigma_{кy}}}{Q_{нк}} \text{ (округлюємо до цілого)} \quad (4.10)$$

Уточнюємо розрахункову потужність цехів:

$$S'_p = \sqrt{(P_{осв} + P_p)^2 + (Q_p - N_{нк1Т} \cdot n_{T.e} \cdot Q_{нк})^2}. \quad (4.11)$$

Уточнюємо потужність цехових трансформаторів:

$$S_{Т.п} = \frac{S'_p}{n_{T.e} \cdot k_{3,Т}}. \quad (4.12)$$

Вибираємо потужність цехових трансформаторів із стандартного ряду потужностей:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{т.р.}} \quad (4.13)$$

Визначаємо фактичний коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{\text{з.ф}} = \frac{S'_p}{S_{\text{ном.т}} \times n_{\text{т.е}}} \quad (4.14)$$

Приклад розрахунку компенсації реактивної потужності для підстанції ТП №4:

Раніше було визначено (див. табл. 3.1), що у ТП №4 необхідно встановити 6 цехових трансформаторів, тому розрахунок ведемо за двома критеріями, як було описано вище.

$$N_{\text{т.мін}} = \frac{P_p + P_{\text{осв}}}{k_{\text{з.т}} \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{4606 + 68}{0,85 \cdot 1000} = 5,5 \text{ (ближче більше 6);}$$

$$n_{\text{т.е}} = N_{\text{т.мін}} + m = 6 + 0 = 6,$$

де $m=0$ – додаткове число трансформаторів, зяке залежить від значення питомих затрат на передачу Q з урахуванням постійних складових капітальних затрат і визначається по рис. 5.13 [1].

$$Q_m = \sqrt{(n_{\text{т.з}} \times k_{\text{з.т}} \times S_{\text{ном.т}})^2 - (P_p + P_{\text{осв}})^2} =$$

$$= \sqrt{(6 \times 0,85 \times 1000)^2 - (4606 + 68)^2} = 3040 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{к1}} = Q_p - Q_m = 3827 - 3040 = 786,5 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{к2}} = Q_p - Q_{\text{к1}} - \gamma \times n_{\text{т.з}} \times S_{\text{ном.т}} =$$

$$= 3827 - 786,5 - 0,45 \times 6 \times 1000 = 340 \text{ квар},$$

де $\gamma = 0,42$ – розрахунковий коефіцієнт, значення якого залежить від показників K_1 , K_2 і схеми живлення цехових підстанцій і визначається по рис. 5.14 [1] (показники K_1 і K_2 визначаються по табл. 5.2 і 5.3 [1] відповідно);

$$Q_{\Sigma\text{кy}} = Q_{\text{к1}} + Q_{\text{к2}} = 786,5 + 340 = 1126 \text{ квар};$$

$$Q'_{\Sigma\text{кy}} = \frac{Q_{\Sigma\text{кy}}}{n_{\text{т.з}}} = \frac{1126}{6} = 188 \text{ квар}.$$

В якості КУ приймаємо комплектні конденсаторні установки УКМ 58-0,4-200-33,3 УЗ потужністю 200 квар.

$$200 > 188;$$

$$N_{\text{нк1Т}} = \frac{Q'_{\Sigma\text{кк}}}{Q_{\text{нк}}} = \frac{188}{200} \approx 0,94.$$

Уточнюємо розрахункову потужність цехів:

$$S'_p = \sqrt{(P_{\text{осв}} + P_p)^2 + (Q_p - N_{\text{нк1Т}} \cdot n_{\text{т.е}} \cdot Q_{\text{нк}})^2} = \\ \sqrt{(4606 + 68)^2 + (3827 - 1 \cdot 6 \cdot 200)^2} = 3865 \text{ кВА}.$$

Уточнюємо потужність цехових трансформаторів:

$$S_{\text{м.р}} = \frac{S'_p}{n_{\text{т.е}} \cdot k_{\text{з.т}}} = \frac{3865}{6 \cdot 0,85} = 757 \text{ кВА}.$$

Попередньо обрана потужність цехових трансформаторів не змінилася і дорівнює 1000 кВА:

$$1000 \geq 757.$$

Визначаємо фактичний коефіцієнт завантаження трансформаторів.

Аналогічно проводимо розрахунки для інших ТП і результати наводимо в табл. 4.1.

Уточнюємо вибір числа та потужності цехових трансформаторів. Результати вибору зводимо до табл. 4.2.

Таблиця 4.1

Вибір КУ і уточнення розрахункових навантажень

Найменування цеху	Категорія електропостачання	кзт	пт	т	пте	tgφд	tgφе	QΣку	Q`Σку	Qнк, квар	Тип КУ	загальна кіл-сть КУ	QΣку.0,4.ут
1	2	3	4	5	6	11	12	13	14	15	16	17	18
1) Експериментальний цех	II-III	0,85	4	-	4	0,36	0,20	148,35	148,35	150	УКМ 58-0,4-167-33,3 УЗ	1	150
2) Цехи метчиків, плашек і фрез	II-III	0,85	4	0	4	0,48	0,20	1074,68	268,67	300	УКМ 58-0,4-300-33,3 УЗ	4	1200
3) Інструментальний цех	II-III	0,85	2	0	2	0,57	0,20	180,35	180,35	200	УКМ 58-0,4-200-33,3 УЗ	1	200
4) Ливарний цех	I-II-III	0,70	6	0	6	-	-	0,00	0,00	200	УКМ 58-0,4-200-33,3 УЗ	6	1200
5) Насосна станція	I-II-III	0,70	2	0	2	0,51	0,20	23,43	23,43	30	УКМ 58-0,4-30-10 УЗ	2	60
6) Адміністративна будівля	II-III	0,85	2	-	2	0,34	0,20	11,37	11,37	30	УКМ 58-0,4-30-10 УЗ	1	30
7) Цех свердління	III	0,85	5	0	5	0,39	0,20	850,32	850,32	200	УКМ 58-0,4-200-33,3 УЗ	2	1000
8) Корпус допоміжних служб	III	0,85	2	0	2	0,51	0,20	23,20	23,20	50	УКМ 58-0,4-50-25 УЗ	1	50
9) Станція нейтралізації	II-III	0,70	2	-	2	0,45	0,20	8,28	8,28	30	УКМ 58-0,4-30-10 УЗ	1	30
10) Компресорна	II-III	0,70	4	-	4	-	0,20	45,00	45,00	50	УКМ 58-0,4-50-25 УЗ	1	200
11) Склади	III	0,85	2	-	2	-	0,20	45,00	45,00	50	УКМ 58-0,4-50-25 УЗ	1	50
12) Депо електрокар, гараж	III	0,85	2		2	0,48	0,20	95,61	95,61	100	УКМ 58-0,4-100-33,3 УЗ	1	100

Таблиця 4.2

Уточнення числа та потужності цехових трансформаторів

Найменування ТП	Найменування цеху	Категорія електропостачання	кзт	Sp'0,4, кВА	Ст.р, кВА	Сном.т прийняте, кВА	кзф	прийняте пт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1	1) Експериментальний цех	II-III	0,85	900,56	959,48	400	0,69	4
ТП2	2) Цехи метчиків, плашек і фрез	II-III	0,85	3379,60	3676	1000	0,91	4
ТП3	3) Інструментальний цех	II-III	0,85	426,78	502,09	400	0,88	2
	6) Адміністративна будівля	II-III	0,85	152	179,11			
ТП4	4) Ливарний цех	I-II-III	0,70	5018,93	5732	1000	0,84	6
ТП5	5) Насосна станція	I-II-III	0,70	1733	1733	1000	0,87	2
ТП6	7) Цех свердління	III	0,85	4022,14	4731,93	1000	0,72	6
ТП7	10) Компресорна	II-III	0,70	148,14	174,28	1000	0,89	4
ТП8	8) Корпус допоміжних служб	III	0,85	48,68	69,54	400	0,74	2
	9) Станція нейтралізації	II-III	0,70	3552	3552			
	11) Склади	III	0,85	59,90	70,47			
	12) Депо електрокар, гараж	III	0,85	291,68	343,15			

5. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА ТА ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГПП

Місце розташування ГПП визначається геометричним центром навантажень підприємства. Для визначення геометричного центру навантажень будується картограма навантажень (див. граф. частину магістерської роботи).

Передбачається, що навантаження цехів рівномірно розподілені за площею цеху, тоді сумарне розрахункове навантаження можна поєднати з геометричним центром цеху.

Розрахункове навантаження цеху S'_{pi} визначається з урахуванням КРП 0,4 кВ та з урахуванням втрат потужності в цехових трансформаторах за виразом:

$$S'_{pi} = \sqrt{(P_{p.0.4.цi} + P_{p.10.цi} + \Delta P_{гр.ц})^2 + (Q'_{p.0.4.цi} + Q_{p.10.цi} + \Delta Q_{гр.ц})^2}. \quad (5.1)$$

Для наочності, навантаження цехів зображують за допомогою кіл. Центр кола поєднують з геометричним центром цеху, а радіус кола знаходять за виразом:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi m}}, \quad (5.2)$$

де $\pi=3,14$; m – масштаб (в 1 мм² стільки-то кВА). Приймаємо $m=0,1$.

У цехах, де є навантаження як до, так і понад 1000 В, робляться два кола з різними масштабами. Визначається геометричний центр навантажень всього підприємства за виразами:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n x_i S_{pi}}{\sum_1^n S_{pi}} \quad (5.3)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n y_i S_{pi}}{\sum_1^n S_{pi}} \quad (5.4)$$

Високовольтне навантаження 10 кВ ливарних цехів та компресорної знаходиться на відстані менше ніж 300 м від ГПП, тому додаткові РП 10 кВ не споруджуються та високовольтне навантаження заживлюється від РП-10 кВ ГПП.

Результати розрахунку заносимо в табл. 5.1.

Таблиця 5.2

Визначення місця ГПП і розрахунок даних для картограми навантажень

Найменування цеху	Pp0,4 кВА	Pp10 кВА	Qp10 кВА	Q'p0,4Σ кВА	ΔPгр, кВт	ΔQгр, квар	S'pΣ кВА	масшт	R0,4, мм	R10, мм	Координати цехів		Місце ГПП	
											X	Y	X0	Y0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1) Експериментальний цех	856,84			175,03	7,18	46,41	917,68	0,10	54,05		100,00	30,00	485.497	531.736
2) Цехи метчиків, плашек і фрез	3425,04			489,20	37,04	205,05	3451,58	0,10	104,82		125,00	155,00		
3) Інструментальний цех	455,79			64,72	4,54	25,98	435,92	0,10	37,25		17,00	85,00		
4) Ливарний цех	4606,20			1828,00	42,22	268,92	5161,56	0,10	128,18		28,00	55,00		
5) Насосна станція	68,76	1555,93	763,84	10,22	1,15	5,21	1816,67	0,10	16,59		36,00	20,00		
6) Адміністративна будівля	131,10			21,19	1,92	8,92	155,62	0,10	60,73		25,00	85,00		
7) Цех свердління	3999,28			443,84	68,11	408,26	4154,02	0,10	114,99		125,00	125,00		
8) Корпус допоміжних служб	103,94			22,48	1,85	8,70	151,52	0,10	21,96		25,00	106,00		
9) Станція нейтралізації	33,90			12,30	0,76	3,27	48,70	0,10	12,45		25,00	8,00		
10) Компресорна	45,63	3101,01	1732,5	22,20	0,93	4,63	3603,83	0,10	15,01		40,00	14,00		
11) Склади	45,63			22,20	1,00	3,81	59,54	0,10	13,77		40,00	14,00		
12) Депо електрокар, гараж	275,63			52,98	3,75	16,77	298,84	0,10	30,84		55,0	12,00		

6. ВИБІР СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА З ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИМ ОБҐРУНТУВАННЯМ

6.1. Вибір схеми електропостачання підприємства

При секціонуванні всіх ланок системи електропостачання, починаючи від шин ГПП, передбачено встановлення на них системи АВР (автоматичного включення резерву) для підвищення надійності живлення. При цьому в нормальному режимі роботи забезпечується роздільна робота елементів системи електропостачання, що знижує рівень струмів короткого замикання, полегшує та здешевлює комутаційну апаратуру та спрощує релейний захист.

Потужність трансформаторів ГПП складає 16 МВА. За способом приєднання понижувальної підстанції до лінії живлення вона є тупиковою. Тому РП-110 кВ ГПП виконується за схемою «два блоки лінія-трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ЛЕП». Ця схема більш надійна в експлуатації, ніж схема з відокремлювачами та короткозамикачами, особливо в зимовий час. Перемичка дозволяє зберегти в роботі обидва трансформатори при пошкодженні однієї з ліній живлення, а також забезпечити живлення ГПП на час ревізії або ремонту силового трансформатора.

Схема РП-110 кВ ГПП представлена на рис. 6.1.

На стороні 10 кВ ГПП застосовуємо схему: "одна робоча секційована вимикачем система шин". Вона найпростіша, але водночас забезпечує безперебійне живлення споживачів при зникненні напруги на одному з трансформаторів від іншого через секційний вимикач. Для живлення споживачів підприємства використовуємо радіальну схему. Навантаження 0,4 кВ виробничих цехів заживлюємо від трансформаторних підстанцій (ТП).

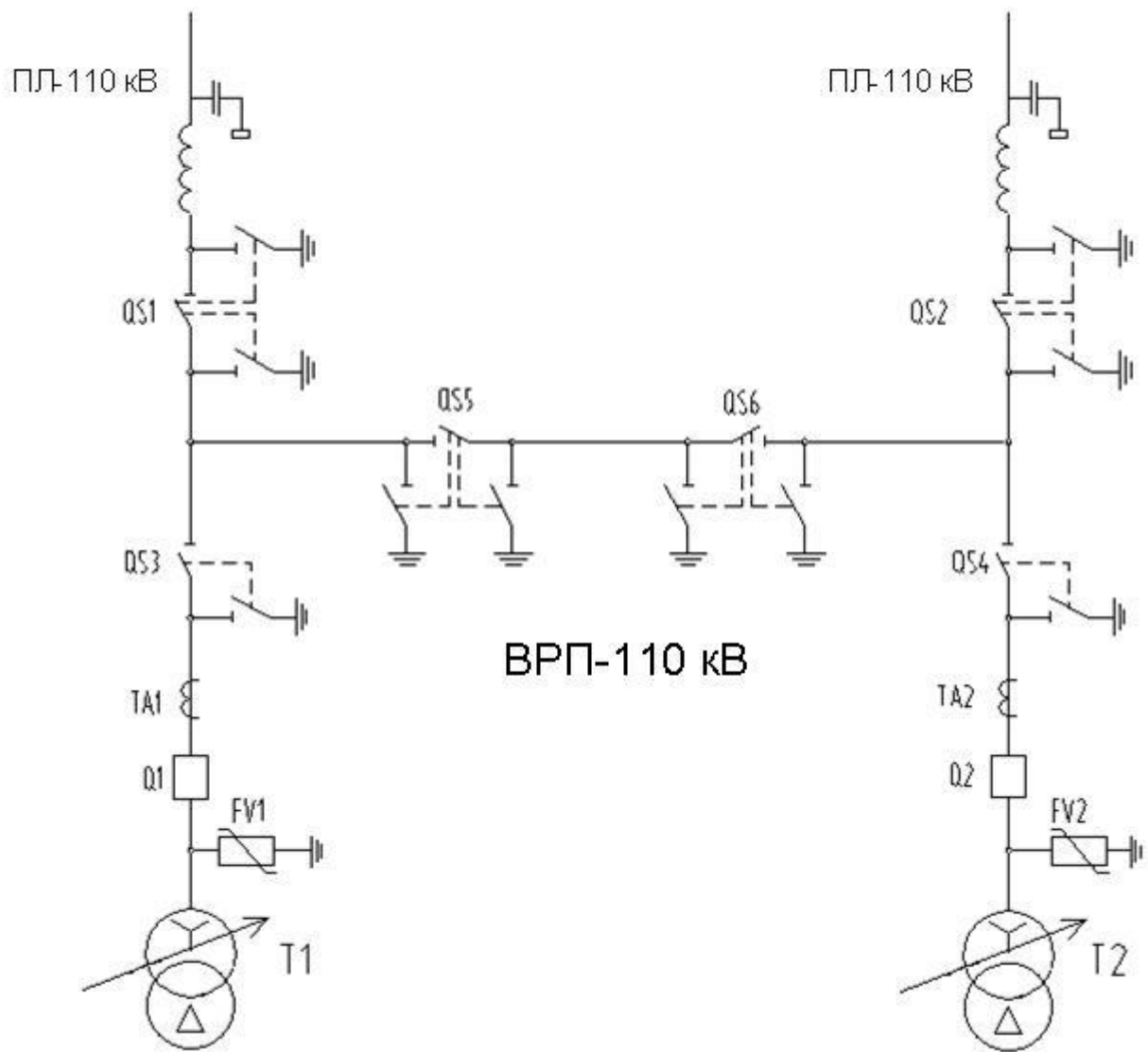


Рис. 6.1. Схема РП-110 кВ ГПП підприємства

6.2. Техніко-економічне порівняння варіантів схеми електропостачання

Живлення ТП 5 і високовольтних електродвигунів насосної станції можливе за двома варіантами:

- 1) живлення ТП 5 та високовольтних двигунів насосної за радіальною схемою від шин РУ 10 кВ ГПП;
- 2) живлення ТП 5 та високовольтних двигунів насосної за радіальною схемою від РП-10 кВ. Усі розподільчі мережі виконані кабельними лініями, прокладеними у траншеях.

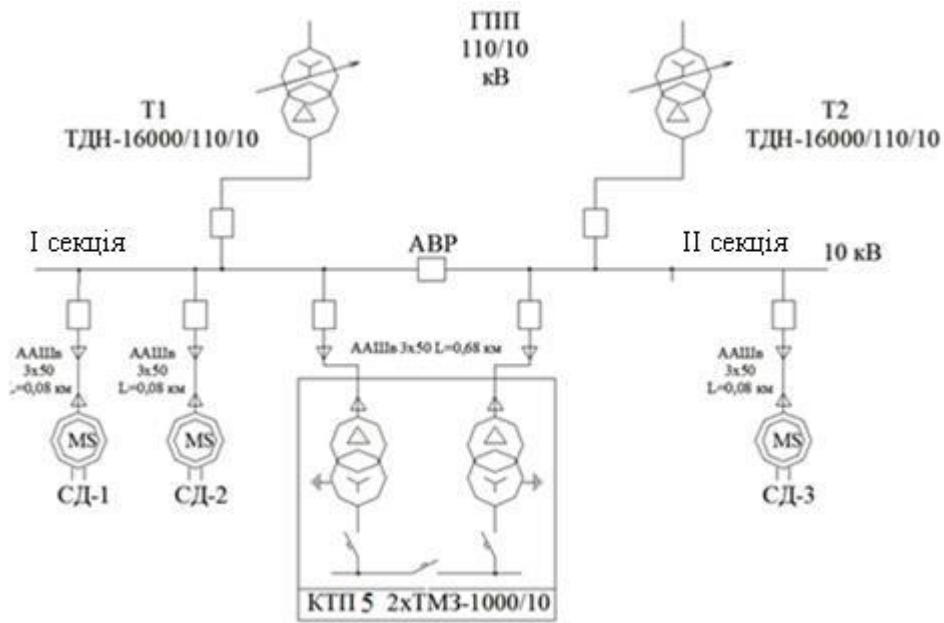


Рис. 6.2. Схема живлення КТП 5 та високовольтних електродвигунів (варіант 1)

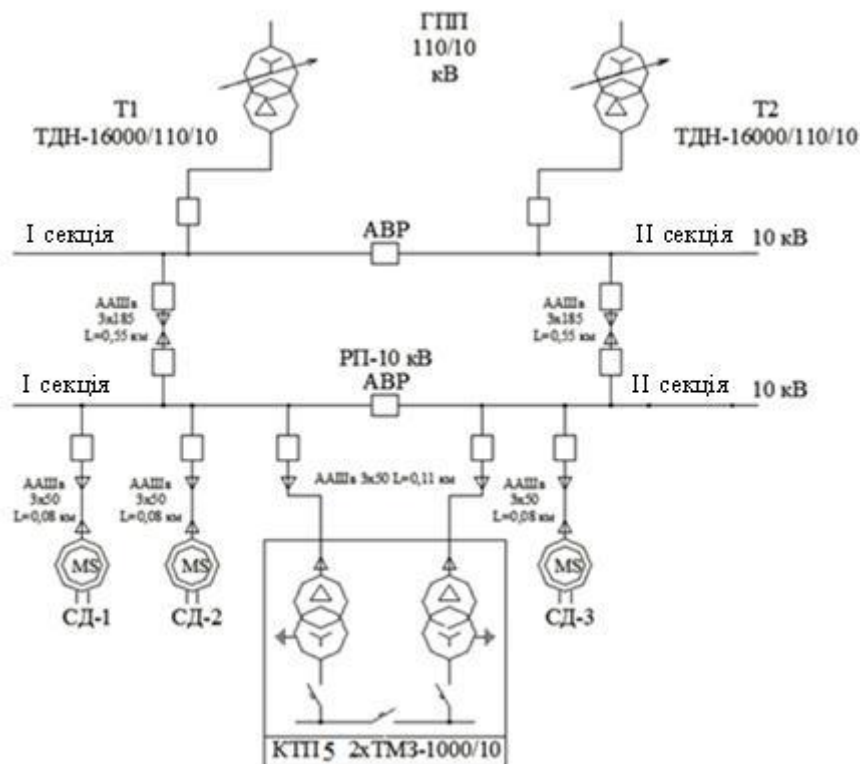


Рис. 6.3. Схема живлення КТП 5 та високовольтних електродвигунів (варіант 2)

Варіант 1. Передбачається живлення КТП 5 від шин РУ-10 кВ ГПП радіальними лініями, виконаними кабелем марки АПвБВнг-LS, прокладеними в траншеях.

Варіант 2. Передбачається живлення КТП 5 по радіальній лінії від розподільчого пункту котельної+насосної, від якого отримують живлення високовольтні синхронні двигуни. Відстань від ГПП до РП – 55 м.

Техніко-економічні обґрунтування базуються в загальному випадку на методичних рекомендаціях щодо оцінки ефективності інвестиційних проектів, тобто головним критерієм оцінки таких проектів є максимум ефекту:

$$E_m = P_m - Z_m = \max, \quad (6.1)$$

Таким чином, за сталості корисного результату, максимум ефекту буде при мінімумі витрат за проектом, тобто:

$$Z_m = \min, \quad (6.2)$$

Якщо припустити, що за роками витрати так само будуть незмінними, то критерій порівняльної економічної ефективності набуває вигляду:

$$Z_m = p \cdot K + C_e = K_2 + C_e, \quad (6.3)$$

де K – капітальні витрати порівнюваних варіантів електропостачання, грн;
 K_2 – річні приведені капітальні витрати, грн; P – сумарний коефіцієнт відрахувань від капітальних витрат:

$$p = r + p_a + p_{po}, \quad (6.4)$$

де p_a – коефіцієнт відрахувань на амортизацію (норма амортизації);

p_{po} – коефіцієнт відрахувань на поточний ремонт та експлуатацію;

Реальна процентна ставка r розраховується за наступних значень

$n_n = 0,25$ 1/рік – номінальна відсоткова ставка;

$b = 0,085$ 1/рік – рівень інфляції;

$$r = \frac{n_n - b}{1 + b}. \quad (6.5)$$

$$r = \frac{0,25 - 0,085}{1 + 0,085} = 0,152 \frac{1}{\text{рік}}.$$

C_e – вартість річних витрат електроенергії, грн;

Коефіцієнти для відрахувань для різних елементів електропостачання зведемо в табл. 6.1.

Таблиця 6.1

Коефіцієнти відрахувань різних елементів системи електропостачання

Елементи системи електропостачання	Значення коефіцієнтів, частки од.			
	p_a , 1/рік	p_{po} , 1/рік	r , 1/рік	$p = r + p_a + p_{po}$, 1/рік
Кабельні лінії 10 кВ в траншеї	0,03	0,015	0,152	0,197

Ми в розрахунках не враховуємо значення річної шкоди, оскільки вважаємо надійність схеми електропостачання обох варіантів однаковою.

Визначення капітальних витрат

Визначаємо ціни на обладнання та заносимо знайдені значення до табл. 6.2.

Визначення вартості втрат електроенергії

Річні витрати на втрати електроенергії C_e визначаються:

$$C_e = \Delta W \cdot C_{ye}, \quad (6.6)$$

де ΔW – річні втрати електроенергії, кВт·год

$$\Delta W = \Delta P_c \cdot T_c, \quad (6.7)$$

де ΔP_c – середні втрати активної потужності аналізованого елемента електроустаткування, кВт;

T_c – річний час роботи підприємства, год, $T_c = 7248$ год;

C_{ye} – вартість 1 кВт год електроенергії, грн/(кВт·год).

$$C_{ye} = \frac{\alpha \cdot 12}{T_m} + \beta, \quad (6.8)$$

де α , β – основна та додаткова ставки двоставкового тарифу на електроенергію, що визначаються залежно від енергосистеми за становищем;

T_m – число годин використання максимуму навантаження підприємства, год; $T_m = 4960$ год.

Таблиця 6.2

Капітальні витрати на електрообладнання

Кабель на ділянці	Марка, переріз кабеля і спосіб прокладки	Довжина КЛ, км	Капітальні витрати на спорудження 1 км КЛ, включаючи вартість КЛ і монтажу, грн	Капітальні витрати на довжину КЛ, грн	Загальні капітальні витрати на спорудження КЛ в траншеї, грн
1	2	3	4	5	6
Варіант 1					
ГПП - РП	Кабель силовий АПвБВнг-LS (3x120) в траншеї	0,55	180700	262015,0	
ГПП – КТП 5	Кабель силовий АПвБВнг-LS (3x50) в траншеї	0,55	133718	81856,5	
РП – СД 5.1 - СД 5.3	Кабель силовий АПвБВнг-LS (3x50) в траншеї	0,08	133718	53487,2	
Всього					397358,7
Варіант 2					
ГПП – РП	Кабель силовий АПвБВнг-LS (3x185) в траншеї	0,55	222261	322015,0	
РП – КТП 5	Кабель силовий АПвБВнг-LS (3x50) в траншеї	0,11	133718	29418,0	
РП – СД 5.1 - СД 5.3	Кабель силовий АПвБВнг-LS (3x50) в траншеї	0,08	133718	53487,2	
Всього					404920,2

Значення α та β на підставі рішення «Регіональної служби за тарифами».

Для споживачів, що оплачують електроенергію за двоставковим тарифом:

- за напругою 10 кВ $\alpha = 866,1$ грн/кВт×міс, $\beta = 1,46$ грн/кВт×год.

$$C_{ye} = \frac{866,1 \cdot 12}{4960} + 1,46 = 3,55 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}.$$

Середні втрати активної потужності можуть бути визначені наступним чином:

$$\Delta P_c = \Delta P_m \cdot \tau_*, \quad (6.9)$$

де ΔP_m – максимальні втрати активної потужності, кВт;

τ_* – відносний час використання максимуму втрат.

При $\frac{T_m}{T_2} = \frac{4960}{7248} = 0,684 < 0,7$ відносний час використання максимуму втрат τ_*

визначається:

$$\tau_* = \frac{T_m}{T_2} = \frac{4960}{7248} = 0,684. \quad (6.10)$$

Втрати активної потужності в кабельних лініях порівнюваних варіантів визначаються:

$$\Delta P_m = (3 \cdot I_{\text{норм.КЛ}}^2 \cdot R_{\text{КЛ}}) \cdot n_{\text{КЛ}}, \quad (6.11)$$

де $I_{\text{норм.КЛ}}$ – струм, що протікає в лінії при нормальному режимі роботи, А;

$R_{\text{КЛ}}$ – опір кабельної лінії, Ом;

$$R_{\text{КЛ}} = R_{\text{н.КЛ}} \cdot l_{\text{КЛ}}, \quad (6.12)$$

де $R_{\text{н.КЛ}}$ – питомий опір кабелю, Ом/км;

$l_{\text{КЛ}}$ – довжина кабельної лінії, км;

$n_{\text{КЛ}}$ – число кабельних ліній, що живлять електроприймач (ТП, РП), шт.;

Втрати активної потужності в кабельних лініях та вартість втрат представлені у табл. 6.3 та 6.4.

Таблиця 6.3

Втрати активної потужності кабельних лініях

Кабель на ділянці	Марка, переріз кабеля і спосіб прокладки	$l_{КЛ}$, км	$R_{п.КЛ}$, Ом/км	$R_{КЛ}$, Ом	$I_{норм.КЛ}$, А	$n_{КЛ}$, шт	$\Delta P_{м}$, кВт
Варіант 1							
ГПП - РП	Кабель силовий АПвБВнг-LS (3x120) в траншеї	0,055	0,245	0,178	105,61	2	14,24
ГПП – КТП 5	Кабель силовий АПвБВнг-LS (3x50) в траншеї	0,068	0,592	0,403	57,80	2	8,07
РП – СД 5.1 - СД 5.3	Кабель силовий АПвБВнг-LS (3x50) в траншеї	0,08	0,592	0,047	57,80	5	2,37
Всього:							24,69
Варіант 2							
ГПП – РП	Кабель силовий АПвБВнг-LS (3x185) в траншеї	0,055	0,162	0,117	153,41	2	21,19
РП – КТП 5	Кабель силовий АПвБВнг-LS (3x50) в траншеї	0,011	0,592	0,065	57,80	2	1,31
РП – СД 5.1 - СД 5.3	Кабель силовий АПвБВнг-LS (3x50) в траншеї	0,08	0,592	0,047	57,80	5	2,37
Всього:							24,87

Таблиця 6.4

Вартість втрат у кабельних лініях

Варіант	$\Sigma \Delta P_{м}$, кВт	$\Delta P_{с}$, кВт	ΔW , кВт год	C_e , грн
№ 1	24,69	16,89	122389,7	434483,44
№ 2	24,87	17,01	123294,9	437696,9

Визначення найбільш економічного варіанту

Результати техніко-економічного розрахунку по вибору схеми електропостачання наведено в табл 6.5.

Таблиця 6.5

Визначення приведених витрат на спорудження системи електропостачання

	Загальні капітальні витрати на спорудження КЛ, грн	p_a , 1/рік	$P_{ро}$, 1/рік	r , 1/рік	K_z , грн/рік	C_e , грн/рік	Z_m , грн/рік
Варіант 1							
Кабельні лінії 10 кВ в траншеї	397358,7	0,03	0,015	0,152	87179,7	424483,44	441657,8
Варіант 2							
Кабельні лінії 10 кВ в траншеї	404920,2	0,03	0,015	0,152	99421,2	437696,9	457282,8

З результатів розрахунку табл. 6.5 видно, що найбільш економічно вигідним є перший варіант схеми електропостачання, оскільки приведені витрати на нього менші.

Тому приймаємо перший варіант схеми електропостачання з живленням КТП 5 від ГПП-10 кВ.

$$\Delta = Z_1 - Z_2 = 451657,8 - 457282,8 = -5625 \text{ грн/рік.}$$

7. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

В електричних установках можуть бути різні види коротких замикань, що супроводжуються різким збільшенням струму. Тому електрообладнання, яке встановлюється в системах електропостачання, має бути стійким до струмів короткого замикання та вибиратися з урахуванням величин цих струмів. Основними причинами виникнення таких коротких замикань у мережі можуть бути:

- пошкодження ізоляції окремих частин електроустановки;
- неправильні дії обслуговуючого персоналу;
- металеві перекриття струмопровідних частин установки.

Коротке замикання в мережі може супроводжуватися:

- припиненням подачі живлення споживачам, приєднаних до точок, у яких відбулося коротке замикання;

- порушення нормальної роботи інших споживачів, підключених до ділянок мережі, внаслідок зниження напруги на цих ділянках;
- порушення нормального режиму роботи енергосистеми.

Для запобігання коротким замиканням та зменшення їх наслідків необхідно:

- усунути причини, що викликають коротке замикання;
- зменшити час дії захистів, що спрацювають при коротких замиканнях;
- застосовувати швидкодіючі вимикачі;
- правильно обчислювати величини струмів короткого замикання, і за ними вибирати необхідну апаратуру, захист та засоби для обмеження струмів короткого замикання.

Метою розрахунку є визначення значень струмів КЗ у розрахункових точках для вибору апаратів та провідників, а також для вибору уставок та перевірки чутливості релейного захисту.

Для вирішення задачі перевірки та вибору апаратів і провідників за умовами КЗ розрахункову схему складаємо так, щоб струм КЗ у елементі мережі, що вибирається або перевіряється, був би найбільшим. Цьому відповідає максимальний режим роботи енергосистеми живлення, і врахування підживлення місця КЗ від максимальної кількості електродвигунів, пов'язаних з розрахунковою точкою КЗ. Так як у схемі електропостачання передбачена роздільна робота джерел живлення на збірні шини 10 кВ, то розрахунковим станом вихідної схеми приймаємо режим, коли один трансформатор відключений, а секційний вимикач включений. При цьому два високовольтні електродвигуни компресорної знаходяться в роботі. На розрахунковій схемі два високовольтні електродвигуни показуємо у вигляді одного еквівалентного електродвигуна, номінальна потужність якого дорівнює сумі потужностей цих двигунів.

На основі розрахункової схеми складаємо схему заміщення, яка є розрахунковою схемою, в якій всі електричні та магнітні зв'язки представлені електричними опорами. При розрахунках трифазних струмів КЗ генеруючі

джерела (енергосистема, електродвигуни) вводимо в схему заміщення відповідними ЕРС, а пасивні елементи, якими проходить струм КЗ, індуктивними і, при необхідності, активними опорами.

При виконанні розрахунку струмів КЗ не враховуємо:

- зсув по фазі ЕРС та зміну частоти обертання роторів синхронних машин;
- струм намагнічування систем генераторів, трансформаторів та електродвигунів;
- насичення магнітних систем генераторів, трансформаторів та електродвигунів;
- ємнісну провідність ПЛ та КЛ;
- відмінність значень надперехідних опорів по поздовжній та поперечній осях синхронних машин;
- можливу несиметрію трифазної системи;
- вплив нерухомого навантаження на струми КЗ;
- підживлення місця КЗ з боку електродвигунів напругою до 1000 В при розрахунку струмів КЗ у мережі понад 1000 В.

Прийняті допущення дають можливість здійснити розрахунок з точністю, яка не виходить за допустимі 10 %. Крім того, в мережах напругою понад 1000 В не враховуються активні опори елементів. Весь розрахунок виконуємо у відносних одиницях з використанням шкали середньої напруги.

Розрахунковим видом короткого замикання для вибору обладнання є трифазне коротке замикання.

Розрахунок струмів короткого замикання вивиконують у таких точках системи, в яких при короткому замиканні струми матимуть найбільше значення. Розрахунок проводиться для випадку: режим системи робочий, на ГПП в роботі один трансформатор, секційний вимикач включений.

У розрахункову схему (рис. 7.1) включаємо джерела, що беруть участь у живленні місця КЗ, і всі елементи схеми між ними і місцем КЗ.

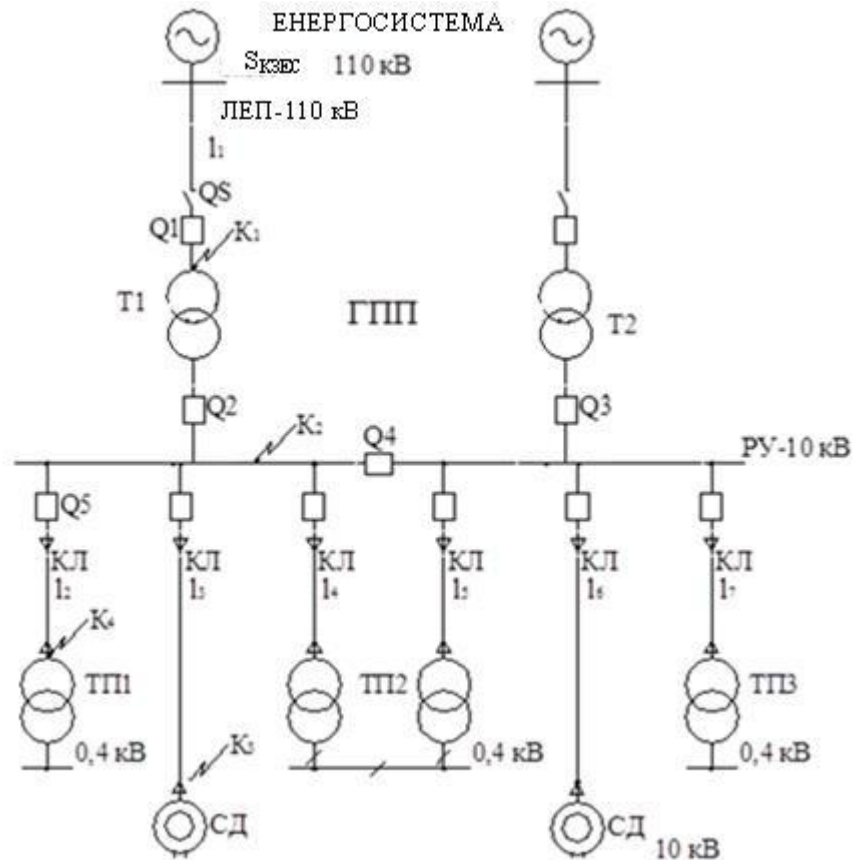


Рис. 7.1. Розрахункова схема

В мережах та електроустановках напругою понад 1000 В не враховуємо активні опори елементів, якщо активний опір гілки не перевищує 30% від її індуктивного опору.

$$R_{\Sigma} \leq 0,3 \cdot X_{\Sigma}$$

Схема заміщення (рис. 7.2) є розрахунковою схемою, в якій всі електричні та магнітні зв'язки представлені електричними опорами. При розрахунках трифазних струмів КЗ генеруюче джерело (енергосистема) вводиться в схему заміщення як ЕРС, а пасивні елементи, по яких проходить струм КЗ, індуктивними опорами.

Параметри елементів схем заміщення визначаються у відносних одиницях за базисних умов.

З метою спрощення розрахунків замість дійсних напруг на окремих ступенях трансформації приймаються середні номінальні напруги.

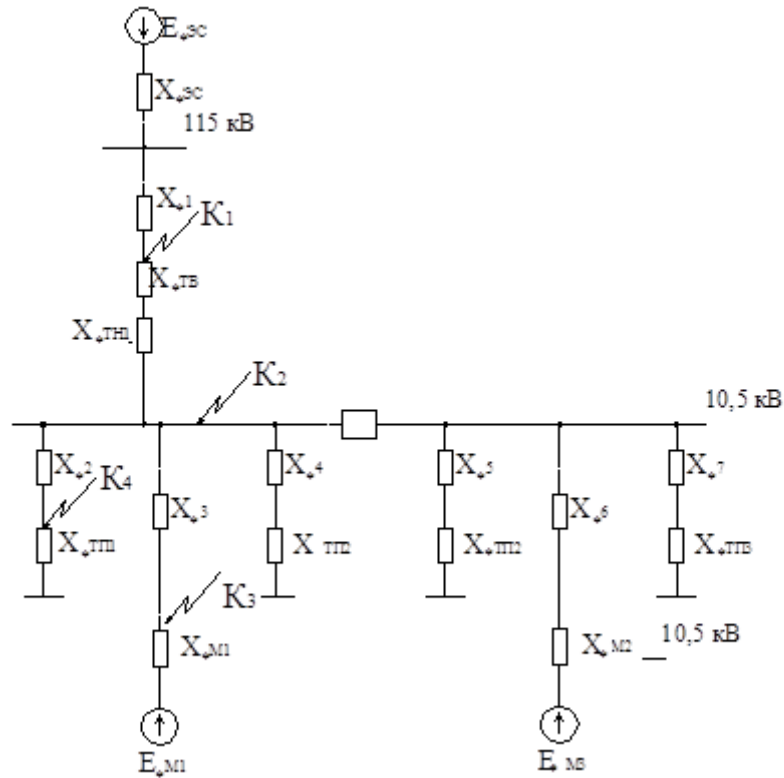


Рис. 7.2. Схема заміщення

Оскільки вибір перерізів ЛЕП і кабельних ліній поки що не проводився, їх питомий індуктивний опір приймається:

- 1) Кабельні лінії 6-10 кВ – 0,08 Ом/км;
- 2) Повітряні лінії 35-110 кВ – 0,425 Ом/км.

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. З метою спрощення розрахунків замість дійсних напруг на окремих ступенях трансформації приймаємо середню номінальну напругу.

$$U_{\text{ср.ном1}} = U_{\text{б1}} = 115 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{ср.ном2}} = U_{\text{б2}} = 10,5 \text{ кВ}.$$

При визначенні параметрів схеми заміщення у відносних одиницях задаємося базисною потужністю та обчислюємо значення базисного струму та базисного опору на окремих ступенях трансформації:

$$I_{\text{бi}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{бi}}}, \quad (7.1)$$

де $I_{\text{бi}}$ – базисний струм на i -ій ступені, кА;

S_{σ} – базисна потужність, МВА;

Приймаємо $S_{\sigma} = 1000$ МВА.

$U_{\sigma i}$ – базисна напруга на i -ій ступені, кВ.

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,11 \text{ кА}$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 56,1 \text{ кА}$$

Обчислюємо опори елементів схеми заміщення у відносних одиницях за базисної потужності $S_{\sigma} = 1000$ МВА.

Опір системи:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.відк}} \cdot U_{\text{ср.ном1}}}, \quad (7.2)$$

де $S_k = 3900$ – потужність короткого замикання, МВА;

$I_{\text{ном.відк}}$ – номінальний струм відключення вимикача ВГТ-110П-40/2500

У1 на підстанції енергосистеми, кА;

$I_{\text{ном.відк}} = 40$ кА.

$$X_c = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 40 \cdot 115} = \frac{1000}{3900} = 0,013$$

Опір повітряної лінії:

$$X_{\text{ПЛ}} = X_{\text{нВЛ}} \cdot l_{\text{ПЛ}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном1}}^2}, \quad (7.3)$$

де $X_{\text{нВЛ}} = 0,425$ Ом/км – питомий реактивний опір ПЛ;

$L_{\text{ВЛ}} = 12$ км – довжина ПЛ.

Опір трансформатора ГПП обмоткою НН:

$$X_{\text{ТВ}} = \frac{u_{\text{кВН}} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{\text{ном,т}}}; \quad (7.4)$$

де $u_{\text{кВН}} = 10,5$ % – напруга короткого замикання трансформатора ГПП;

$S_{\text{ном,т}} = 16$ МВА – номінальна потужність трансформатора ГПП;

$$X_{ТВ} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 1,16$$

Опір кабеля, що живить ТП:

$$X_{КЛі} = X_{нКЛ} \cdot l_{КЛі} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{ср.ном2}^2} \quad (7.5)$$

где $X_{нКЛ} = 0,08 \text{ Ом/км}$ – питомий реактивний опір КЛ, що живить ТП;

$L_{КЛ3} = 0,055 \text{ км}$ – довжина КЛ, що живить ТП;

$$X_{КЛ3} = 0,08 \cdot 0,055 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,039$$

Опір кабеля, що живить КТП 1 визначається по формулі (7.5):

$L_{КЛ2} = 0,22 \text{ км}$ – довжина КЛ, що живить КТП 1;

Опір кабеля, що живить КТП 1:

$$X_{КЛ3} = 0,08 \cdot 0,22 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,016$$

Опір синхронного двигуна:

$$X_{ДВ} = X_d'' \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном.ДВ}}, \quad (7.6)$$

де $X_d'' = 0,2$ – над перехідний опір двигуна по повздовжній осі, в.о;

$S_{ном.ДВ} = 0,63 \text{ МВА}$ – номінальна потужність двигуна насосної;

Опір синхронного двигуна насосної:

$$X_{ДВ} = 0,2 \cdot \frac{1000}{0,63} = 31,7;$$

$$X_{ДВ1} = X_{ДВ2} = X_{ДВ3} = 31,7.$$

Сумарна провідність групи синхронних двигунів:

$$Y_{\Sigma ДВ} = \frac{1}{X_{ДВ1}} + \frac{1}{X_{ДВ2}} + \frac{1}{X_{ДВ3}}, \quad (7.7)$$

ЕРС підживлення від групи синхронних двигунів визначається:

$$E_{\Sigma под} = \frac{1}{Y_{\Sigma ДВ}} \cdot \left(\frac{E_{ДВ1}}{X_{ДВ1}} + \frac{E_{ДВ2}}{X_{ДВ2}} + \frac{E_{ДВ3}}{X_{ДВ3}} \right), \quad (7.8)$$

$E_{\text{дв}}$ – ЕРС синхронного двигуна, в.о;

$$E_{\text{дв}} = E_{\text{дв1}} = E_{\text{дв2}} = E_{\text{дв3}} = 1,05$$

$$E_{\Sigma\text{під}} = \frac{1}{0,15} \cdot \left(\frac{1,05}{31,7} \cdot 5 \right) = 1,05$$

1) Розрахунок струму короткого замикання у точці К1.

Для цієї точки короткого замикання можна не враховувати підживлення місця короткого замикання від електродвигунів, оскільки вони значно віддалені від точки короткого замикання. Тоді розрахункова схема заміщення для точки К1 матиме вигляд (рис. 7.3).

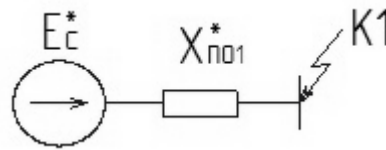


Рис. 7.3. Схема заміщення для точки К1

Результуючий опір до точки К1 від енергосистеми дорівнюватиме:

$$X_{\Sigma\text{с1}} = X_{\text{с}} + X_{\text{вл}} = 0,013 + 0,39 = 0,4.$$

Періодична складова струму КЗ у точці К1 дорівнюватиме:

$$I_{\text{по.с1}} = \frac{E_{\text{с}}}{X_{\Sigma\text{с1}}} \cdot I_{\text{б1}} = \frac{1}{0,4} \cdot 5,102 = 11,824 \text{ кА}.$$

$E_{\text{с}} = 1$ – ЕРС системи, в.о.

Ударний струм короткого замикання в точці К1 дорівнюватиме:

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по1}} \cdot K_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 11,824 \cdot 1,8 = 28,975 \text{ кА}$$

де $K_{\text{уд1}} = 1,8$ – ударний коефіцієнт.

2) Розрахунок струму короткого замикання у точці К2.

Для цієї точки необхідно враховувати підживлення місця короткого замикання всіх синхронних електродвигунів, які живляться від КРУ 10 кВ. Розрахункова схема заміщення для точки К2 матиме вигляд (рис. 7.4).

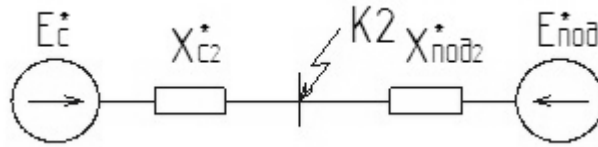


Рис. 7.4. Схема заміщення для точки К2

Результуючий опір до точки К2 від енергосистеми дорівнюватиме:

$$X_{\Sigma c2} = X_c + X_{вл} + X_{ТВ} + X_{ТН1} = 0,013 + 0,39 + 1,16 + 4,1 = 5,52.$$

Періодична складова струму КЗ у точці К2 від енергосистеми дорівнюватиме:

$$I_{по.с2} = \frac{E_c}{X_{\Sigma c2}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{5,52} \cdot 54,99 = 9,96 \text{ кА}.$$

Струм підживлення точки К2 від синхронних двигунів дорівнюватиме:

$$I_{под2} = \frac{E_{\Sigma под}}{X_{\Sigma под2}} \cdot I_{б2} = \frac{1,05}{15,64} \cdot 54,99 = 3,693 \text{ кА}.$$

Результуючий опір до точки К2 від синхронних двигунів дорівнюватиме:

$$X_{\Sigma под2} = X_{кл3} + \frac{1}{Y_{\Sigma дв}} = 0,025 + \frac{1}{0,065} = 15,64.$$

Сумарний струм КЗ у точці К2 дорівнюватиме:

$$I_{по2} = I_{по.с2} + I_{под2} = 9,96 + 3,693 = 13,221 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2 дорівнюватиме:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot I_{по2} \cdot K_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 13,221 \cdot 1,8 = 28,747 \text{ кА}.$$

3) Розрахунок струму короткого замикання у точці К3.

Для цієї точки необхідно враховувати підживлення місця короткого замикання всіх синхронних електродвигунів, які живляться від КРУ 10 кВ. Розрахункова схема заміщення для точки К3 матиме вигляд (рис. 7.5).

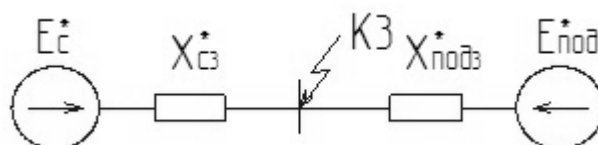


Рис. 7.5. Схема заміщення для точки К3

Результуючий опір до точки К3 від енергосистеми дорівнюватиме:

$$X_{\Sigma c3} = X_c + X_{вл} + X_{тв} + X_{тн1} + X_{кл3} = 0,013 + 0,39 + 1,16 + 4,1 + 0,016 = 5,54.$$

Періодична складова струму К3 у точці К3 від енергосистеми дорівнюватиме:

$$I_{по.с3} = \frac{E_c}{X_{\Sigma c3}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{5,54} \cdot 54,99 = 9,254 \text{ кА}.$$

Результуючий опір до точки К3 від синхронних двигунів дорівнюватиме:

$$X_{\Sigma под3} = \frac{1}{Y_{\Sigma дв}} = \frac{1}{0,065} = 15,39.$$

Струм підживлення точки К3 від синхронних двигунів дорівнюватиме:

$$I_{под3} = \frac{E_{\Sigma под}}{X_{\Sigma под3}} \cdot I_{б2} = \frac{1,05}{15,39} \cdot 54,99 = 3,753 \text{ кА}.$$

Сумарний струм К3 у точці К3 дорівнюватиме:

$$I_{по3} = I_{по.с3} + I_{под3} = 9,254 + 3,753 = 12,907 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання в точці К3 дорівнюватиме:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot I_{по3} \cdot K_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 12,907 \cdot 1,4 = 25,2 \text{ кА}.$$

де $K_{уд3} = 1,4$ – ударний коефіцієнт.

4) Розрахунок струму короткого замикання у точці К4.

Для цієї точки необхідно враховувати підживлення місця короткого замикання всіх синхронних електродвигунів, які живляться від КРУ 10 кВ. Розрахункова схема заміщення для точки К4 матиме вигляд (рис. 7.6).

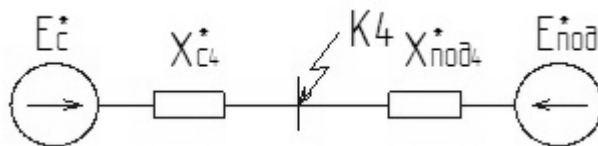


Рис. 7.6. Схема заміщення для точки К4

Результуючий опір до точки К4 від енергосистеми дорівнюватиме:

$$X_{\Sigma c4} = X_c + X_{вл} + X_{тв} + X_{тн1} + X_{кл2} = 0,013 + 0,39 + 1,16 + 4,1 + 0,016 = 5,54.$$

Періодична складова струму К3 у точці К4 від енергосистеми дорівнюватиме:

$$I_{\text{по.с4}} = \frac{E_c}{X_{\Sigma\text{с4}}} \cdot I_{\text{б2}} = \frac{1}{5,54} \cdot 54,99 = 9,254 \text{ кА}.$$

Результуючий опір до точки К4 від синхронних двигунів дорівнюватиме:

$$X_{\Sigma\text{под4}} = X_{\text{кл2}} + X_{\text{кл3}} + \frac{1}{Y_{\Sigma\text{дв}}} = 0,016 + 0,052 + \frac{1}{0,065} = 15,8.$$

Струм підживлення точки К4 від синхронних двигунів дорівнюватиме:

$$I_{\text{под4}} = \frac{E_{\Sigma\text{под}}}{X_{\Sigma\text{под4}}} \cdot I_{\text{б2}} = \frac{1,05}{15,8} \cdot 54,99 = 3,654 \text{ кА}.$$

Сумарний струм КЗ у точці К4 дорівнюватиме:

$$I_{\text{по4}} = I_{\text{по.с4}} + I_{\text{под4}} = 9,254 + 3,654 = 12,908 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання в точці К4 дорівнюватиме:

$$i_{\text{уд4}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по4}} \cdot K_{\text{уд4}} = \sqrt{2} \cdot 12,908 \cdot 1,4 = 25,819 \text{ кА}.$$

Результати розрахунків струмів короткого замикання наведено у табл. 7.1.

Таблиця 7.1

Результати розрахунку струмів токов короткого замикання

Точка короткого замикання	$I_{\text{по.с}}$, кА	$I_{\text{под}}$, кА	$I_{\text{по}}$, кА	$K_{\text{уд}}$, в.о.	$i_{\text{уд}}$, кА
К1	11,824	-	11,824	1,8	28,975
К2	9,528	3,693	13,221	1,8	28,747
К3	9,147	3,753	12,9	1,4	25,2
К4	9,254	3,654	12,908	1,4	25,819

8. ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ ГПП ПІДПРИЄМСТВА

8.1. Вибір схеми та обладнання ВРП 110 кВ

Розподільчий пристрій – це електроустановка, призначена для прийому та розподілу електричної енергії, що містить електричні апарати, шини та допоміжні пристрої.

Розподільчі пристрої, розташовані на відкритому повітрі (напругою 35 кВ і вище), називаються відкритими розподільними пристроями (ВРП).

ВРП повинні забезпечувати надійність роботи, безпеку та зручність обслуговування при мінімальних витратах на їх спорудження, а також можливість подальшого розширення.

Вибір схеми ВРП 110 кВ залежить від схеми живлення ГПП від енергосистеми та потужності трансформаторів ГПП.

Схема живлення ГПП – радіальна.

При невеликій кількості приєднань на стороні 35-220 кВ застосовують спрощені схеми з невеликим числом вимикачів.

У РП високої напруги 110 кВ вибираємо схему: два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку лінії.

До складу обладнання ВРП входять: високовольтні вимикачі, роз'єднувачі, обмежувачі пренапруги, трансформатори струму та інші апарати.

Вибір високовольтних вимикачів виконується по:

1) Номінальній напрузі.

Номінальна напруга мережі, в якій встановлюється вимикач:

$$U_{\text{м.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (8.1)$$

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

2) Номінальному тривалому струму.

Розрахунковий струм тривалого режиму ланцюга, в якому встановлюється вимикач:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (8.2)$$

де $I_{\text{ном}}$ – тривалий номінальний струм вимикача, А.

3) Електродинамічній стійкості.

а) Граничному періодичному струму КЗ.

Початковий періодичний надперехідний струм КЗ у вимикачі визначається:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (8.3)$$

де $I_{\text{пр.с}}$ – граничний наскрізний струм (діюче значення періодичної складової), допустимий для вимикача, що розглядається, кА.

б) ударному струму КЗ.

Ударний струм КЗ в ланцюзі, де встановлюється вимикач:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_{уд} \leq i_{пр.с}, \quad (8.4)$$

де $i_{пр.с}$ – номінальний струм електродинамічної стійкості вимикача (амплітудне значення граничного повного струму, допустимого для апарату, що розглядається), кА.

4) Відмикаючій здатності.

а) Номінальному періодичному струму відключення.

Симетрична (періодична) складова струму КЗ, що відповідає розрахунковому часу τ відключення короткого замикання:

$$I_{пт} \leq i_{відкл.ном}, \quad (8.5)$$

де $i_{відкл.ном}$ – номінальний симетричний струм відключення вимикача, кА.

б) Номінальному аперіодичному струму відключення.

Аперіодична складова струму КЗ, що відповідає часу до моменту розходження дугогасних контактів вимикача τ :

$$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{відкл.ном}}{100}, \quad (8.6)$$

де $i_{а.ном}$ – номінальний аперіодичний струм відключення вимикача, кА;

$\beta_{ном}$ – номінальний відносний вміст аперіодичної складової струму відключення для часу τ , %.

Діюче значення аперіодичної складової струму КЗ в момент початку розходження дугогасних контактів вимикачів визначається:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (8.7)$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ, с.

Найменший час від початку короткого замикання до моменту розходження дугогасних контактів:

$$\tau = t_{рз.мін} + t_{с.в}, \quad (8.8)$$

де $t_{рз.min} = 0,01с$ – мінімальний час спрацьовування релейного захисту, для першого ступеня захисту та $0,01+\Delta t_c$ с для наступних ступенів, де Δt_c – ступінь селективності. Значення Δt_c може бути прийняте рівним 0,3-0,5 с для швидкодіючих захистів;

$t_{с.в}$ – власний час відключення вимикача, с;

Якщо умова $I_{пт} \leq i_{відкл.ном}$ дотримується, а $i_{ат} > i_{а.ном}$, то допускається перевірку за відмикаючою здатністю проводити по повному струму КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{відкл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right). \quad (8.9)$$

5) Термічній стійкості.

Тепловий імпульс струму КЗ, що характеризує кількість теплоти, $кА^2 \cdot с$, що виділяється в апараті під час короткого замикання:

$$W_k = I_{пр.т}^2 \cdot t_T, \quad (8.10)$$

де $I_{пр.т}$ – граничний струм термічної стійкості, який даний апарат може витримати без пошкодження протягом граничного часу термічної стійкості, кА.

Тепловий імпульс струму КЗ визначається за такою формулою:

$$W_k = I_{по}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a). \quad (8.11)$$

Час від початку короткого замикання до його відключення дорівнює:

$$t_{відкл} = t_{рз} + t_{відкл.в}, \quad (8.12)$$

де $t_{рз}$ – мінімальний час спрацьовування релейного захисту для першого ступеня захисту та $0,01+\Delta t_c$ с для наступних ступенів, де Δt_c – ступінь селективності. Значення Δt_c може бути прийняте рівним 0,3-0,5 с для швидкодіючих захистів;

$t_{відкл.в}$ – власний час відключення вимикача, с;

б) Включаючій здатності.

$$I_{по} \leq I_{вкл.ном}, \quad (8.13)$$

$$i_{уд} \leq i_{вкл.ном}, \quad (8.14)$$

де $I_{вкл.ном}$ – номінальне діюче значення періодичної складової струму включення, кА;

$i_{вкл.ном}$ – номінальне амплітудне (миттєве) значення повного струму включення, кА.

У зв'язку з тим, що номінальні струми включення вимикача, як правило, відповідають номінальним струмам відключення, перевірка за цією умовою не робиться (перевірка фактично забезпечується в п. 3).

Вибір роз'єднувачів виконується по:

1) Номінальній напрузі.

Вибір здійснюється аналогічно вибору вимикачів.

2) Номінальному тривалому струму.

Вибір здійснюється аналогічно вибору вимикачів.

3) Електродинамічній стійкості.

Перевірка по граничному періодичному струму КЗ проводиться як вимикачів.

Перевірка ударного струму КЗ проводиться як для вимикачів.

4) Термічній стійкості.

Вибір здійснюється аналогічно вибору вимикачів.

Вибір обладнання виконаний у табл. 8.1.

Вибір трансформаторів струму виконується по:

1) Номінальній напрузі.

Вибір напруги аналогічний вибору вимикачів (див. п.1.1).

2) Номінальному струму.

Тривалий робочий розрахунковий струм ланцюга, до якого включається трансформатор струму:

$$I_{max} \leq I_{ном.1}$$

де $I_{ном.1}$ – номінальний струм первинного ланцюга трансформатора струму (ТС). Його величина вибирається якомога ближче до значення робочого

тривалого струму, так як недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок, А.

3) Електродинамічній стійкості.

Ударний струм короткого замикання:

$$i_{уд} \leq \sqrt{2} \cdot K_{дин} \cdot I_{ном.1}, \quad (8.15)$$

де $K_{дин}$ – кратність електродинамічної стійкості.

4) Термічній стійкості.

Тепловий імпульс:

$$W_K \leq (K_T \cdot I_{ном.1})^2 \cdot t_T, \quad (8.16)$$

де K_T – кратність термічної стійкості.

5) По конструкції та класу точності.

Вибір трансформаторів напруги виконується по:

1) Номінальній напрузі.

Номінальна напруга мережі та номінальна напруга ТН однакові:

$$U_{м.ном} = U_{ном}, \quad (8.17)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга, кВ.

2) За конструкцією, схемою з'єднання обмоток і класом точності.

Вибір високовольтних запобіжників виконується по:

1) Номінальній напрузі.

Вибір напруги аналогічний вибору вимикачів (див. п.1.1).

2) Номінальному тривалому струму.

Розрахунковий струм тривалого режиму ланцюга, в якому встановлюється запобіжник:

$$I_{max} \leq I_{ном.зап}, \quad (8.18)$$

де $I_{ном.зап}$ – номінальний тривалий струм запобіжника, А.

3) Номінальному періодичному струму відключення.

Симетрична (періодична) складова струму КЗ, що відповідає розрахунковому часу τ відключення короткого замикання:

$$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}, \quad (8.19)$$

де $I_{відкл.ном}$ – граничний струм, що відключається запобіжником, кА.

Вибір обмежувачів перенапруги виконується по:

1) Номінальній напрузі.

Номінальна напруга мережі, в якій встановлюється ОПН:

$$U_{м.ном} \leq U_{ном.опн}, \quad (8.20)$$

де $U_{ном.опн}$ – номінальна напруга ОПН, кВ.

Вихідні дані для вибору обладнання ВРП 110 кВ:

Напруга мережі: $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$

Максимальний струм: на боці ВН:

$$I_{ВН.мах} = \frac{k_{п.ав} \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (8.21)$$

де $k_{п.ав} = 1,4$ – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформатора в аварійному або ремонтному режимах;

$S_{ном.т} = 16000 \text{ кВА}$ – номінальна потужність трансформатора;

$$I_{ВН.мах} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 138,417 \text{ А}$$

Періодична складова струму КЗ: $I_{по} = 9,654 \text{ кА}$ (див. табл. 7.1);

Ударний струм КЗ: $i_{уд} = 24,575 \text{ кА}$;

Час від початку короткого замикання до його відключення на стороні 110 кВ дорівнює:

$$t_{відкл} = t_{рз} + t_{откл.в} + t_{вкл.кз}, \quad (8.22)$$

де $t_{рз} = 0,01 \text{ с}$ – час дії основного релейного захисту на стороні 110 кВ ГПП;

Для РП 110 кВ ГПП – $t_{рз} = 0,01 \text{ с}$.

$t_{вкл.кз} = 0,14 \text{ с}$ – повний час включення;

$t_{відкл.в} = 0,055 \text{ с}$ – повний час відключення на головному вимикачі

ВГТ-110П-40/2500 У1 лінії 110 кВ підстанції енергосистеми;

$$t_{\text{відкл}} = 0,01 + 0,055 + 0,14 = 0,205 \text{ с.}$$

Постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ $T_a = 0,05 \text{ с.}$

Вибір обладнання ВРП 110 кВ наведено у табл. 8.1.

Таблиця 8.1

Вибір обладнання ВРП 110 кВ

Найменування і тип апарату	Умова вибору	Розрахункові величини	Технічні параметри	Перевірка умови
1	2	3	4	5
Вимикач ВГТ-110Б-20/1000 УХЛ1 Q1, Q2 (привод пневматичний)	$U_{\text{м.ном}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{м.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$110 = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 138,17 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$293,924 < 1000 \text{ А}$
	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.с}}$	$I_{\text{по}} = 11,824 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА}$	$11,824 < 20 \text{ кА}$
	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	$i_{\text{уд}} = 28,975 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 52 \text{ кА}$	$28,975 < 52 \text{ кА}$
	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} = 23,766 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$23,766 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Роз'єднувачі РГН-2-110/1000 QS1, QS2, QS3, QS4 (привод ПРГ-6УХЛ1)	$U_{\text{м.ном}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{м.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$110 = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 138,17 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$293,924 < 1000 \text{ А}$
	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.с}}$	$I_{\text{по}} = 11,824 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$	$11,824 < 31,5 \text{ кА}$
	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	$i_{\text{уд}} = 28,975 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$	$28,975 < 80 \text{ кА}$
	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} = 23,766 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$23,766 < 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Роз'єднувачі РГН-1-110/1000 QS5, QS6 (привод ПРГ-6УХЛ1)	$U_{\text{м.ном}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{м.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$110 = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 138,17 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$293,924 < 1000 \text{ А}$
	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.с}}$	$I_{\text{по}} = 11,824 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$	$11,824 < 31,5 \text{ кА}$
	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	$i_{\text{уд}} = 28,975 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$	$28,975 < 80 \text{ кА}$
	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} = 23,766 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$23,766 < 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму TG 145-150 ТА1, ТА2	$U_{\text{м.ном}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{м.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$110 = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 138,17 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$293,924 < 300 \text{ А}$
	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{уд}} = 28,975 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$28,975 < 80 \text{ кА}$
	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} = 23,766 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$23,766 < 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Обмежувач перенапруги ОПН-110УХЛ1 RU1, RU2	$U_{\text{м.ном}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{м.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$110 = 110 \text{ кВ}$
Обмежувач перенапруги ОПН-110УХЛ1 RU3, RU4	$U_{\text{м.ном}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{м.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$110 = 110 \text{ кВ}$
Заземлювач нейтралі ЗОН-110М-ПУ1 QSG 1, QSG2	$U_{\text{м.ном}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{м.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$110 = 110 \text{ кВ}$

8.2. Вибір електрообладнання 10 кВ

Вибір трансформатора власних потреб 10 кВ ГПП

Власні потреби підстанції складають кола захисту та керування, обігрів приводів вимикачів, освітлення, опалення, обдув трансформаторів, вентиляція приміщень, акумуляторних батарей, система пожежогасіння, аварійне освітлення тощо.

Для живлення споживачів власних потреб підстанцій передбачається встановлення двох трансформаторів власних потреб (ТВП), потужність яких вибирається відповідно до врахуванням допустимого навантаження при відмовах та ремонтах одного із трансформаторів. Навантаження власних потреб підстанції наведено у табл. 8.2.

Таблиця 8.2

Навантаження власних потреб підстанції

Вид споживача	Установлена потужність		cosφ, в.о	tgφ, в.о	Навантаження	
	$P_{уст} \cdot n$, кВт × кількість	$P_{\Sigma уст}$, кВт			$P_{\Sigma уст}$, кВт	$Q_{\Sigma уст}$, квар
Охолодження трансформаторів ТДН-16000/110	3 x 2	6	0,85	0,62	6	3,7
Підігрів приводів роз'єднувачів	0,6 x 6	3,6	1	0	3,6	0
Опалення, освітлення, вентиляція ОПУ і ЗРУ	-	36	1	0	36	0
Освітлення ВРП 110 кВ	0,4 x 4	1,6	0,8	0,75	1,6	1,2
Всього					47,2	4,9

Сумарне розрахункове навантаження споживачів власних потреб:

$$S_p = K_{\Pi} \cdot \sqrt{(P_{\Sigma уст})^2 + (Q_{\Sigma уст})^2}, \quad (8.23)$$

де K_{Π} – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності та завантаження. В орієнтовних розрахунках приймається $K_{\Pi} = 0,8$.

$$S_p = 0,8 \cdot \sqrt{47,2^2 + 4,9^2} = 37,96 \text{ кВА}.$$

Приймаємо два трансформатори ТМ-40/10.

Т – Трифазний трансформатор;

М – Масляне охолодження з природною циркуляцією масла;

40 – Номінальна потужність трансформатора, кВА;

10 – Клас напруги обмотки ВН, кВ.

Технічні дані трансформатора наведено у табл. 8.3.

Таблиця 8.3

Технічні дані трансформатора власних потреб

Тип трансформатора	$S_{Т.НОМ}$, кВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати потужності, кВт		U_K , %	I_{XX} , %
		ВН	НН	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_{K3} , кВт		
ТМ-40/10	40	10	0,4	0,49	1,97	4,5	2,6

Трансформатори власних потреб приєднуємо через запобіжники ПКТ-101-10-31,5УЗ до введів 10 кВ головних трансформаторів до вимикачів у РП 10 кВ.

Оскільки ТВП мають потужність 40 кВА, їх встановлюють безпосередньо в окремих шафах КРУ К-104М.

Номінальний розрахунковий струм, що протікає на стороні 10 кВ трансформатора власних потреб:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (8.24)$$

де $S_{Т.НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора власних потреб, кВА;

$$I_{НОМ} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,31 \text{ А}.$$

Вторинною напругою 380/220 В від ТВП заживлюється щит власних потреб, що виконується за схемою одинарної системи збірних шин, що секціонується автоматичним вимикачем (автоматом). Щит власних потреб встановлюється у закритому приміщенні загальнопідстанційного пункту управління. Схема живлення власних потреб ГПП наведена рис. 8.1.

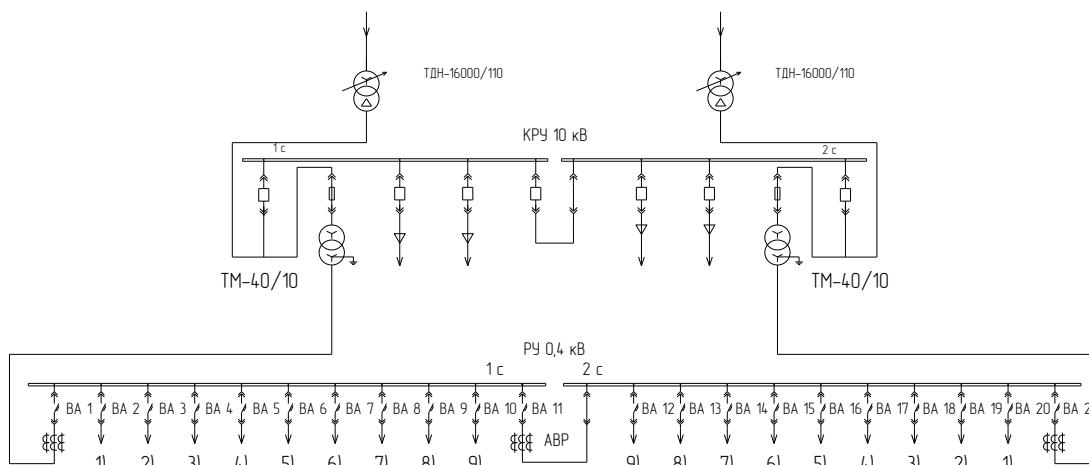


Рис. 8.1. Схема живлення власних потреб підстанції

Вибір схеми та обладнання ЗРП 10 кВ

Так як потужність трансформатора ГПП 16 МВА, схему ЗРП виконуємо чотирисекційною. В яєості схеми РП 10 кВ вибираємо подвійну, секційовану вимикачем систему шин. Розподільчі пристрої 10 кВ ГПП виконуємо закритого виконання за допомогою шаф КРУ у металевій оболонці з комірок К-104М із вакуумними вимикачами ВВ/TEL-10.

Основними комірками КРУ є: ввідні, секційні, відходящих ліній, трансформатори напруги і трансформатори власних потреб.

Вихідні дані для вибору обладнання 10 кВ:

Напруга мережі: $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$

Визначаємо струми на стороні 10 кВ для вибору обладнання:

1) Для комірок на вводі 10 кВ ГПП:

$$I_{\text{р.в}} = \frac{k_{\text{п.ав}} \cdot S_{\text{НОМ.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (8.25)$$

де $I_{\text{р.в}}$ – максимальний розрахунковий струм на вводі 10 кВ ГПП, А;

$k_{п.ав} = 1,4$ – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформатора в аварійному чи ремонтному режимах;

$S_{ном.т} = 16000$ кВА – номінальна потужність трансформатора;

$$I_{р.в} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1316,58 \text{ А}$$

2) Для секційної комірки 10 кВ ГПП:

$$I_{р.с} = \frac{I_{max.в}}{2}, \quad (8.26)$$

де $I_{max.в}$ – максимальний розрахунковий струм секційного осередку 10 кВ ГПП.

$$I_{р.с} = \frac{1316,58}{2} = 658,29 \text{ А}$$

3) Для комірки відходящої лінії від ГПП до синхронного двигуна:

$$I_{р.дв} = \frac{P_{ном.дв}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot U_{ном.дв}}, \quad (8.27)$$

де $I_{р.дв1}$ – максимальний розрахунковий струм синхронного двигуна, А;

$P_{ном.дв}$ – номінальна активна потужність двигуна, кВт;

$U_{ном.дв}$ – номінальна напруга синхронного двигуна, кВ;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності синхронного двигуна;

η – ККД синхронного двигуна, %.

Для СДНЗ-630-2ЗУХЛ4:

$$P_{ном.дв} = 630 \text{ кВт}$$

$$U_{ном.дв} = 10 \text{ кВ}$$

$$\cos\varphi = -0,9$$

$$\eta = 91,1\%$$

$$I_{р.дв} = \frac{P_{ном.дв}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot U_{ном.дв}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot (-0,9) \cdot 0,911 \cdot 10} = 70,495 \text{ А.}$$

4) Для комірки відходящої лінії від ГПП до ТП:

$$I_{\text{ТП.мах}} = \frac{k_{\text{п.ав}} \cdot S_{\text{НОМ.Т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (8.28)$$

де $I_{\text{ТП.мах}}$ – максимальний розрахунковий струм лінії, що відходить від ГПП до ТП, А;

$S_{\text{НОМ.Т}}$ – номінальна потужність трансформатора ТП, підключеного за радіальною схемою до однієї комірки КРУ, кВА;

$$I_{\text{ТП.мах}} = \frac{k_{\text{п.ав}} \cdot \sum_1^n S_{\text{НОМ.Т.і}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (8.29)$$

де $I_{\text{ТП.мах}}$ – максимальний розрахунковий струм лінії, що відходить від ГПП до ТП, А;

$\sum_1^n S_{\text{НОМ.Т.і}}$ – сума номінальних потужностей трансформаторів ТП, підключених за магістральною схемою до однієї комірки КРУ, кВА;

5) Для комірки відходящої лінії від ГПП:

$$I_{\text{ТП.мах}} = \frac{S_{\text{рп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}. \quad (8.30)$$

б) Для комірки відходящої лінії від ГПП:

$$I_{\text{ТП.мах}} = \frac{S_{\text{дсп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}. \quad (8.31)$$

Час від початку короткого замикання до його відключення на стороні 10 кВ дорівнює:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{відкл.в}}, \quad (8.32)$$

де $t_{\text{рз}} = 0,01\text{с}$ – час дії основного релейного захисту на стороні 10 кВ ГПП.

Для РУ 10 кВ ГПП – $t_{\text{рз}} = 1,2\text{с}$.

$t_{\text{відкл.в}} = 0,025\text{с}$ – повний час вимикання ВВ/TEL-10.

Час відключення струму КЗ для РП 10 кВ ГПП:

$$t_{\text{відкл}} = 1,2 + 0,025 = 1,225\text{с}.$$

Вибір обладнання КРУ наведено у табл. 8.4.

Вибір обладнання КРУ 10 кВ

Найменування і тип апарату	Умова вибору	Розрахункові величини	Технічні параметри	Перевірка умови
1	2	3	4	5
Вводний вимикач ГПП ВВ/TEL-10- 20/2000 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 1616,58 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$1616,58 < 2000 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 13,221 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$13,221 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 28,747 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$28,747 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 13,221 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$13,221 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a}$ $\cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 15,221 \cdot e^{-0,025/0,1} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{відкл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,6 \cdot 20 = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_t$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_t = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Вимикач секційної комірки ГПП ВВ/TEL-10- 20/1000 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 658,29 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$658,29 < 1000 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 13,221 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$13,221 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 28,747 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$28,747 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 13,221 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$13,221 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_t$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_t = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Вимикач відходящих ліній до ТП-1, ТП-2, ТП-3 ВВ/TEL-10- 20/630 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 387,979 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$387,979 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$25,819 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_t$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_t = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

1	2	3	4	5
Вимикач відходящих ліній до ТП-4, ВВ/TEL- 10-20/630 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 80,830 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$80,830 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$25,819 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_{к} \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}$	$B_{к} = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Вимика відходящих ліній до ТП-5 ВВ/TEL- 10-20/630 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 80,830 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$80,830 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$25,819 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_{к} \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}$	$B_{к} = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Вимикач відходящих ліній до ТП-6, ТП-7 ВВ/TEL-10-20/630 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 161,660 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$161,660 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$25,819 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_{к} \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}$	$B_{к} = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Вимикач відходящих ліній до ТП-8 ВВ/TEL- 10-20/630 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 129,326 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$129,326 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$25,819 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_{к} \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}$	$B_{к} = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Вимикач відходящих ліній до ТП-9, ТП-10 ВВ/TEL-10-20/630 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 258,653 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$258,653 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$25,819 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_{к} \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}$	$B_{к} = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

1	2	3	4	5
Вимикач відходящих ліній до ТП-11, ТП-12, ТП-13, ВВ/TEL- 10-20/630 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 387,979 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$387,979 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$25,819 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_{к} \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}$	$B_{к} = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Вимикач відходящих ліній до ТП-14 ВВ/TEL- 10-20/630 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 80,830 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$80,830 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$25,819 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_{к} \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}$	$B_{к} = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Вимикач відходящих ліній до ТП-15 ВВ/TEL- 10-20/630 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 80,830 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$80,830 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$25,819 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_{к} \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}$	$B_{к} = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Вимикач відходящих ліній до СД-5.1–СД-5.3 ВВ/TEL-10-20/630 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 111,689 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$111,689 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$25,819 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_{к} \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}$	$B_{к} = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Вимикач відходящих ліній ВВ/TEL-10-20/630 У2	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 311,769 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$311,769 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 12,9 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$12,9 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 25,2 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$25,2 < 51 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 12,9 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,9 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = 16,743 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,971 \text{ кА}$	$16,743 < 16,971 \text{ кА}$
	$B_{к} \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{т}$	$B_{к} = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{т} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

1	2	3	4	5
Трансформатор струму ввідної комірки ГПП ТОЛ-10-УЗ 2000/5	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 1616,58 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$1616,58 < 2000 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 28,747 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$28,747 < 102 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму секційної комірки ГПП ТОЛ-10-УЗ 1000/5	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 658,29 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$658,29 < 1000 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 28,747 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$28,747 < 102 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму відходящих ліній ТОЛ-10-УЗ 500/5	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 462,428 \text{ А}$	$I_{ном} = 500 \text{ А}$	$462,428 < 500 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$25,819 < 102 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму відходящих ліній до ТП-1, ТП-2, ТП-3 ТОЛ-10-УЗ 400/5	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 387,979 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$387,979 < 400 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$25,819 < 102 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму відходящих ліній до ТП-4 ТОЛ-10-УЗ 100/5	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 80,830 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$80,830 < 100 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$25,819 < 102 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму відходящих ліній до ТП-5 ТОЛ-10-УЗ 100/5	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 80,830 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$80,830 < 100 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$25,819 < 102 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму відходящих ліній до ТП-6, ТП-7 ТОЛ-10-УЗ 200/5	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 161,660 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$161,660 < 200 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$25,819 < 102 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму відходящих ліній до ТП-8 ТОЛ-10-УЗ 150/5	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 129,326 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$129,326 < 150 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$25,819 < 102 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму відходящих ліній до СД-5.1–СД-5.3 ТОЛ-10-УЗ 150/5	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 111,689 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$111,689 < 150 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$25,819 < 102 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження табл. 8.4

1	2	3	4	5
Трансформатор струму відходящих ліній ТОЛ-10-УЗ 350/5	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 311,769 \text{ А}$	$I_{ном} = 350 \text{ А}$	$311,769 < 350 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 25,2 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$25,2 < 102 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_t$	$B_k = 39,269 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_t = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$39,269 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Обмежувач перенапруги ОПН-КР/TEL-10/11,5 УХЛ1	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
Запобіжник для захисту ТП-1, ТП-2, ТП-3, ПКТ 103-10-150-20УЗ	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 129,326 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$129,326 < 150 \text{ А}$
	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 12,908 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,908 < 20 \text{ кА}$
Запобіжник для захисту ТН ПКН 001-10УЗ	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
Запобіжник для захисту ТВП ПКТ 101-10-8-31,5УЗ	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 3,706 \text{ А}$	$I_{ном} = 8 \text{ А}$	$3,706 < 8 \text{ А}$
	$I_{пт} \leq I_{відкл.ном}$	$I_{пт} = 13,221 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$13,221 < 31,5 \text{ кА}$
Трансформатор напруги НТМИ-10-УЗ	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$	$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$

9. ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДІВ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 110 КВ ТА КАБЕЛІВ 10 КВ

9.1 Вибір перерізу ПЛ 110 кВ

Напруга 110 кВ надходить на ГПП підприємства по дволанцюговій повітряній лінії електропередач від РУ вузлової розподільчої підстанції (УРП). Відстань від ВРП УРП до ГПП підприємства – 12 км.

Вибір перерізу проводів ПЛ - 110 кВ живильної лінії трансформаторів ГПП здійснюється за чотирма критеріями:

- за економічною густиною струму;
- по нагріванню;
- за механічною міцністю;
- за умовою корони.

1) Вибір проводу ЛЕП 110 кВ по економічній густині струму:

$$F_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e}, \quad (9.1)$$

де $I_{\text{норм}}$ – розрахунковий струм ПЛ у нормальному режимі, А;

J_e – економічна густина струму, А/мм².

$$I_{\text{норм}} = \frac{k_{3.\text{норм}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (9.2)$$

$k_{3.\text{норм}} = 0,7$ – коефіцієнт завантаження трансформатора у нормальному режимі;

$S_{\text{ном.т}} = 16000$ кВА – номінальна потужність трансформатора;

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 79,8 \text{ А}$$

Економічна густина струму залежить від річного числа годин використання максимуму навантаження підприємства – T_M та матеріалу провідника. Для нашого підприємства $T_M = 4960$ год.

Для алюмінієвих проводів при $T_M = 3000 \div 5000$ год, $J_e = 1,1$ А/мм²

$$F_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e} = \frac{79,8}{1,1} = 72,5 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо провід АС-150/24 (переріз $F = 150$ мм², діаметр проводу $d = 8,4$ мм, тривало допустимий струм $I_{\text{д.д}} = 445$ А, питомі активний та індуктивний опір, $R_0 = 0,194$ Ом/км, $X_0 = 0,415$ Ом/км).

2) Вибір проводу ЛЕП 110 кВ по нагріву:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{д.д}}, \quad (9.3)$$

де I_{max} – розрахунковий струм ПЛ у післяаварійному режимі, А;

$I_{\text{д.д}}$ – довготривалий допустимий струм ПЛ, А;

$$I_{\text{max}} = \frac{k_{3.\text{ав}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (9.4)$$

$k_{\text{п.ав}} = 1,4$ – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформатора в аварійному чи ремонтному режимах;

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 138,17 \text{ А.}$$

Перевірка умови:

$$I_{\text{max}} = 138,17 \text{ А} \leq I_{\text{д.д}} = 445 \text{ А}$$

3) Вибір проводу ЛЕП 110 кВ за умовою механічної міцності:

Перевірку по механічній міцності не проводимо, оскільки, згідно з ПУЕ, мінімальний переріз проводу для повітряних ліній 110 кВ – 35 мм².

4) Вибір проводу ЛЕП 110 кВ за умовою корони:

Перевірку за умовами корони не проводимо, оскільки, згідно з ПУЕ, мінімальний переріз проводу для повітряних ліній 110 кВ – 70 мм².

Отже, остаточно вибираємо провід АС-150/24 (переріз $F = 150 \text{ мм}^2$, діаметр проводу $d = 8,4 \text{ мм}$, тривало допустимий струм $I_{\text{д.д}} = 445 \text{ А}$, питомі активний та індуктивний опір, $R_0 = 0,194 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,415 \text{ Ом/км}$).

Оскільки район, в якому знаходиться підприємство із чистою атмосферою та звичайними польовими забрудненнями атмосфери, то вибираємо по 8 підвісних ізоляторів у гірлянді типу ПФ6-В.

9.2. Вибір перерізу кабельних ліній 10 кВ

Вибір перерізів кабелів 10 кВ проводиться за трьома критеріями, остаточно переріз вибираємо за найбільшим із трьох:

- по нагріву;
- по економічній густині струму;
- по термічній стійкості до струмів КЗ.

1) По економічній густині струму:

$$F_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e}, \quad (9.5)$$

де $I_{\text{норм}}$ – розрахунковий струм КЛ у нормальному режимі, А;

$J_э$ – економічна густина струму, А/мм².

$$I_{\text{норм}} = \frac{k_{\text{з.норм}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (9.6)$$

$k_{\text{з.норм}}$ – коефіцієнт завантаження трансформатора у нормальному режимі;

$S_{\text{ном.т}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

При довжині кабелю менше 100 метрів вибір за економічною густиною струму, не проводиться.

2) По нагріву:

$$I_{\text{max}} \leq K_{\text{п}} \cdot I_{\text{д.д}}, \quad (9.7)$$

де I_{max} – розрахунковий струм КЛ у післяаварійному режимі, А;

$I_{\text{д.д}}$ – довготривалий допустимий струм КЛ, А;

$K_{\text{п}} = 1,3$ – коефіцієнт, що враховує можливість перевантаження кабелю з паперовою ізоляцією на 30%;

$K_{\text{п}} = 1,1$ – коефіцієнт, що враховує можливість перевантаження кабелю з пластмасовою ізоляцією на 10%.

Для вибору кабелів, що живлять синхронні двигуни, коефіцієнт перевантаження дорівнює $K_{\text{п}} = 1$.

$$I_{\text{max}} = \frac{k_{\text{п.ав}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (9.8)$$

$k_{\text{п.ав}}$ – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформатора в аварійному чи ремонтному режимах;

$S_{\text{ном.т}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

3) По термічній стійкості до струмів КЗ:

Мінімальний переріз кабелю з термічної стійкості до струмів КЗ:

$$F_{\text{min}} \geq \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \alpha \cdot I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}, \quad (9.9)$$

де $B_{\text{к}}$ – тепловий імпульс струму КЗ, кА²/с;

C – коефіцієнт, що залежить від марки кабелю, виду його жил та напруги;
 α – розрахунковий коефіцієнт (для кабелів з алюмінієвими жилами $\alpha = 12$, для кабелів з мідними жилами $\alpha = 7$);

I_{∞} – установлений струм КЗ, кА;

t_{Π} – час протікання струму КЗ через кабель, с;

$$t_{\Pi} = t_{pz} + t_{\text{відкл.в}}, \quad (9.10)$$

де $t_{pz} = 0,01\text{с}$ – час дії основного релейного захисту на стороні 110 кВ ГПП.

Для РП 10 кВ ГПП – $t_{pz} = 0,25\text{с}$

$t_{\text{відкл.в}} = 0,025\text{с}$ – повний час вимикання ВВ/TEL-10.

Час протікання струму КЗ через кабель для РУ 10 кВ ГПП:

$$t_{\Pi} = 0,25 + 0,025 = 0,275\text{с}.$$

Приклад: Вибір кабельної лінії від ГПП до ТП-1.

1) По економічній густині струму:

Розрахунковий струм КЛ, що живить ТП-1 у нормальному режимі:

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,8 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 46,9 \text{ А}.$$

$$F_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e} = \frac{46,9}{1,4} = 33,786 \text{ мм}^2.$$

Для живлення ТП-1 приймаємо кабель трижильний марки АПвБВнг-LS (з алюмінієвими жилами, з ізоляцією зі зшитого поліетилену) перетином $F = 3 \times 35 \text{ мм}^2$, з тривало допустимим струмом $I_{\text{д.д}} = 155 \text{ А}$. Прокладання кабелів здійснюється в траншеї.

2) По нагріву:

Розрахунковий струм КЛ живлення ТП-1 в аварійному режимі:

$$I_{\text{max}} = \frac{k_{\text{п.ав}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,326 \text{ А}.$$

Перевірка умови:

$$I_{\text{max}} = 80,326 \text{ А} \leq I_{\text{д.д}} = 155 \text{ А}.$$

Умова виконується.

3) По термічній стійкості до струмів КЗ:

α – розрахунковий коефіцієнт залежить від матеріалу кабелю ($\alpha = 12$ для кабелів з алюмінієвими жилами);

$I_{\infty} = I_{\text{по}} = 14,808 \text{ кА}$ – установлений струм КЗ, кА;

Час протікання струму КЗ через кабель для РП 10 кВ ГПП:

$$t_{\text{п}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.в}} = 0,25 + 0,025 = 0,275 \text{ с.}$$

Мінімальний переріз кабелю по термічній стійкості до струмів КЗ:

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 14,808 \cdot \sqrt{0,275} = 93,185 \text{ мм}^2.$$

Отже, остаточно для живлення ТП 1 приймаємо кабель трижильний марки АПвБВнг-LS перерізом $F = 3 \times 95 \text{ мм}^2$, з тривало допустимим струмом $I_{\text{д.д}} = 225 \text{ А}$.

Прокладання кабелів здійснюється в траншеї. Результати вибору кабелів та їх характеристики для трансформаторних підстанцій та синхронних двигунів наведено у табл. 9.1, 9.2.

Таблиця 9.1

Вибір перерізу кабелів 10 кВ

№ лінії	Кабель в колі		I _{max} , А	I _{норм} , А	Вибір перерізу по економічній густині, мм ²		Вибір перерізу по нагріву		Вибір перерізу по термічній стійкості до СКЗ		Кінцевий переріз, мм ²	I _{д.д.} , А
	звідки	куди			Розрахункове значення F _{е.розр} , мм ²	Стандартне значення F _е , мм ²	F, мм ²	I _{д.д.} , А	t _п , с	F _{min} , мм ²		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1, 2	ГПП	КТП-2	387,979	221,703	158,36	150	185	390	0,275	95	185	390
3, 4	КТП-2	КТП-1	258,653	147,802	105,57	95	120	260	0,275	95	120	260
5, 6	ГПП	КТП-8	229,326	113,901	94,79	95	120	260	0,275	95	120	260
7, 8	ГПП	КТП-3	80,829	46,188	32,99	35	25	105	0,275	95	95	225
9-12	ГПП	СД 5.1 – СД 5.3	92,376	92,376	65,98	50	25	105	0,275	95	120	260
13, 14	ГПП	КТП-4	129,326	73,901	52,79	50	50	155	0,275	95	95	225
15, 16	ГПП	КТП-6	258,653	147,802	105,57	95	120	260	0,275	95	95	225
17, 18	КТП-5	КТП-7	129,326	73,901	52,79	50	50	155	0,275	95	120	260
19, 20	ГПП	КТП-5	327,979	221,703	158,36	150	185	390	0,275	95	185	390
21, 22	КТП-8	КТП-9	111,769	61,658	52,79	50	50	155	0,275	95	95	225
23-27	ГПП	СД 7.1 – СД 7.4	57,735	57,735	41,24	35	25	105	0,275	95	95	225

Таблиця 9.2

Характеристики кабелів 10 кВ

№ лінії	Кабель в колі		Перріз кабелю, мм ²	I _{дл} , А	Марка кабелю	Кількість, шт	Довжина, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	Спосіб прокладки
	звідки	куди								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1, 2	ГПП	КТП-2	185	390	АПвБВнг-LS (3x185)	2	0,48	0,162	0,077	В траншеї
3, 4	КТП-2	КТП-1	120	260	АПвБВнг-LS (3x120)	2	0,13	0,245	0,081	В траншеї
5, 6	ГПП	КТП-8	95	225	АПвБВнг-LS (3x95)	2	0,2	0,312	0,083	В траншеї
7, 8	ГПП	КТП-3	95	225	АПвБВнг-LS (3x95)	2	0,41	0,312	0,083	В траншеї
9-12	ГПП	СД 5.1 – СД 5.3	120	260	АПвБВнг-LS (3x120)	2	0,1	0,245	0,081	В траншеї
13, 14	ГПП	КТП-4	95	225	АПвБВнг-LS (3x95)	2	0,16	0,312	0,083	В траншеї
15, 16	ГПП	КТП-6	95	225	АПвБВнг-LS (3x95)	2	0,09	0,312	0,083	В траншеї
17, 18	КТП-5	КТП-7	120	260	АПвБВнг-LS (3x120)	2	0,065	0,245	0,081	В траншеї
19, 20	ГПП	КТП-5	185	390	АПвБВнг-LS (3x185)	2	0,29	0,162	0,077	В траншеї
21, 22	КТП-8	КТП -9	95	225	АПвБВнг-LS (3x95)	2	0,4	0,312	0,083	В траншеї
23-27	ГПП	СД 7.1 – СД 7.4	95	225	АПвБВнг-LS (3x95)	2	0,1	0,312	0,083	В траншеї

10. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГПП

У процесі експлуатації системи електропостачання виникають пошкодження її окремих елементів. Найбільш небезпечними та частими видами ушкоджень є короткі замикання між фазами електроустаткування та однофазні короткі замикання на землю в мережах з великими струмами замикання на землю. В електричних машинах і трансформаторах поряд із міжфазними КЗ та замиканнями на землю мають місце міжвиткові замикання в обмотках.

Внаслідок виникнення КЗ порушується нормальна робота системи електропостачання, що створює збитки для промислового підприємства. При протіканні струмів КЗ елементи системи електропостачання зазнають термічного та динамічного впливу.

Для зменшення розмірів пошкоджень і запобігання розвитку аварій встановлюють систему автоматичних пристроїв, які називають релейним захистом, що забезпечують із заданим ступенем швидкодію відключення пошкодженого елемента або мережі.

До релейного захисту пред'являють такі основні вимоги:

- надійне відключення всіх видів пошкоджень – це правильна та безвідмовна робота релейного захисту при всіх пошкодженнях та ненормальних режимах роботи елементів, що забезпечується застосуванням найменшої кількості пристроїв з найбільш простими схемами, найменшою кількістю реле, ланцюгів та контактів;

- чутливість захисту – це здатність захисту відключати ділянки електричного ланцюга, які вона захищає в момент початку їх пошкодження;

- вибірковість (селективність) дії – це здатність захисту відключати тільки пошкоджену ділянку;

- простота схем;

- швидкодія – це здатність захисту відключати пошкоджену ділянку електричного ланцюга за найменший можливий час;

- наявність сигналізації про пошкодження.

10.1. Вибір захисту трансформаторів ГПП

Відповідно до ПУЕ для трансформаторів мають бути передбачені пристрої релейного захисту від таких видів ушкоджень та ненормальних режимів роботи:

1) багатофазних замикань в обмотках та на виводах;

2) однофазних замикань на землю в обмотці, приєднаній до мережі з глухозаземленою нейтраллю;

3) виткових замикань в обмотках;

4) струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ;

5) струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням;

6) захист від зниження рівня масла.

Для трансформаторів має бути передбачений газовий захист від пошкоджень усередині кожуха, що супроводжуються виділенням газу та від зниження рівня масла.

Газовий захист повинен діяти на сигнал при слабкому газоутворенні та зниженні рівня масла та на відключення при інтенсивному газоутворенні та подальшому зниженні рівня масла.

Установка газового захисту обов'язкова всім трансформаторів номінальна потужність яких 6,3 МВА і більше.

Для захисту від ушкоджень на виводах, а також від внутрішніх ушкоджень мають бути передбачені:

1) поздовжній диференційний струмовий захист без витримки часу;

2) струмова відсічка без витримки часу, що встановлюється з боку живлення та охоплює частину обмотки трансформатора, якщо не передбачається диференційний захист.

Зазначені захисти мають діяти на вимкнення всіх вимикачів трансформатора.

Поздовжній диференційний струмовий захист повинен виконуватися із застосуванням спеціальних реле струму, відбудованих від кидків струму

намагнічування, перехідних струмів і струмів небалансу, що встановилися (наприклад реле типу ДЗТ-11).

Поздовжній диференційний струмовий захист повинен бути виконаний так, щоб до зони його дії входили з'єднання трансформатора зі збірними шинами.

На понижувальному трансформаторі в якості захисту від струмів, обумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, повинні бути передбачені такі захисти з дією на відключення:

1) максимальний струмовий захист із комбінованим пуском напруги або без нього;

2) на потужних понижуючих трансформаторах за наявності двостороннього живлення можна застосовувати струмовий захист зворотної послідовності від несиметричних КЗ з мінімальним пуском та від симетричних КЗ.

Необхідно застосовувати захист трансформатора від струмів, обумовлених зовнішніми багатофазними КЗ з боку живлення та з боку секцій.

10.2. Вибір захисту відходящих ліній 10 кВ

Для повітряних та кабельних ліній 6-35 кВ повинні передбачатися:

- 1) захист від багатофазних замикань;
- 2) захист від однофазних замикань на землю.

Захист від багатофазних замикань виконується у двофазному, дво- чи трирелейному виконанні.

Для захисту відходящих ліній, застосовуємо захист з відсічкою, виконаним з використанням реле типу РМТ-101. Ці струмові реле миттєвої дії за призначенням є електронними аналогами реле РТ-40. Принцип дії реле РМТ-101, виконаних на сучасній мікроелектронній елементній базі, заснований на вимірі інтервалу часу, протягом якого миттєве значення струму перевищує деяку еталонну величину. Чітке спрацювання реле забезпечується, якщо миттєве значення струму дорівнює або більше еталонного протягом невеликого

заданого інтервалу часу. Ця умова забезпечується практично при будь-яких спотвореннях синусоїди струму на вході реле, які можуть виникати при великих значеннях струмів КЗ у місці встановлення захисту та похибках трансформаторів струму, значно більших, ніж 10%.

У вихідний ланцюг захисту включається проміжне реле, що забезпечує відключення вимикача, а також деяку відбудову від можливого кидка аперіодичної складової струму КЗ, від кидків намагнічувальних струмів силових трансформаторів, що одержують живлення по лінії, що захищається.

Захист від однофазних замикань на землю встановлюється на всіх лініях 10 кВ, що відходять від шин ГПП, що працюють у мережах з ізолюваною і заземленою через дугогасильний реактор нейтраллю і діє на сигнал, за винятком тих випадків, коли за умовами техніки безпеки потрібна дія захисту на відключення. Для мереж, в яких не потрібно встановлення двоступінчастих захистів з дією на відключення, незалежно від способу струмового захисту обов'язковим є застосування пристрою контролю ізоляції, який зазвичай виконується з використанням реле напруги, включеного на розімкнений трикутник додаткової вторинної обмотки шинного трансформатора напруги, і вольтметра з перемикачем.

10.3. Вибір захисту синхронних двигунів напругою понад 1000 В

Релейний захист синхронного двигуна (СД) повинен реагувати на внутрішні ушкодження та небезпечні ненормальні режими. На синхронних електродвигунах передбачається захист від багатозначних КЗ на лінійних вводах та в обмотці статора, однофазних замикань на землю на лінійних виводах та в обмотці статора, виткових замикань, захист від перевантаження, захист від втрати та зниження напруги, та захист від асинхронного режиму. Важливо, щоб синхронний двигун не відключався захистом при безпечних ненормальних режимах, і забезпечувалася можливість самозапуску. На СД повинен встановлюватися автомат гасіння поля. Захист СД від асинхронного режиму повинен діяти з витримкою часу та виконувати ресинхронізацію, а якщо її

здійснити не вдається, то захист повинен відключити двигун від мережі та зробити пуск двигуна.

Захист від багатофазних замикань встановлюється на всіх синхронних електродвигунах і призначений для відключення СД при багатофазних КЗ в його обмотці статора і на лінійних виводах (тобто тих виводах, до яких підключена живильна лінія, що з'єднує СД з вимикачем).

В якості захисту від втрати живлення використовуємо двоступінчастий захист мінімальної напруги, захист мінімальної напруги та мінімальної частоти з блокуванням у напрямку потужності. Реле напруги потужності, що входять до складу захисту, блокують його дію при напрямку активної потужності до шин.

10.4. Розрахунок релейного захисту трансформаторів ГПП

Розрахунок поздовжнього диференційного захисту трансформаторів ГПП

Для захисту від пошкоджень на виводах та від внутрішніх пошкоджень трансформатора ГПП застосовуємо пристрої поздовжнього диференційного струмового захисту, що діє без витримки часу на вимкнення пошкодженого трансформатора.

Трансформатори струму для поздовжнього диференційного струмового захисту встановлюються з усіх боків трансформатора. Для двообмоткових трансформаторів ГПП, вторинні обмотки трансформаторів струму на боці висої напруги з'єднуються у трикутник, а на боці низької – у зірку.

Первинний струм на стороні трансформатора, що захищається, визначається за формулою:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (10.1)$$

$S_{\text{НОМ.Т}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга трансформатора відповідної сторони, кВ;

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 81.8 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 896.3 \text{ А}$$

Коефіцієнт схеми включення реле захисту:

$$\text{На стороні ВН: } K_{\text{сх}} = \sqrt{3}$$

$$\text{На стороні НН: } K_{\text{сх}} = 1$$

Розрахунковий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму визначається за такою формулою:

$$K_{1\text{розр}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ном}}}{I_{\text{ном.ТТ}}}, \quad (10.2)$$

де $I_{\text{ном.ТТ}}$ – номінальний вторинний струм трансформаторів струму, А;

$$K_{1\text{ВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 81.8}{5} = \frac{139.06}{5}$$

$$K_{1\text{НН}} = \frac{1 \cdot 896.3}{5} = \frac{896.3}{5}$$

Прийняті коефіцієнти трансформації трансформаторів струму ВН та НН:

$$K_{1\text{ВН}} = \frac{150}{5} = 30; \quad K_{1\text{НН}} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Поздовжній диференцій струмовий захист здійснюється із застосуванням реле струму відбудованих від кидків струму намагнічування, перехідних струмів і струмів небалансу, що встановилися. Для цього використовується реле з гальмуванням типу ДЗТ-11. Диференційний захист з реле ДЗТ-11 виконується так, щоб при внутрішніх пошкодженнях трансформатора гальмування було мінімальним або зовсім його не було. Тому гальмівна обмотка реле зазвичай підключається до трансформаторів струму, встановлених на стороні низької напруги трансформатора.

Первинний струм спрацьовування захисту від умови відбудови від кидка струму намагнічування визначається за формулою:

$$I_{c.3} = 1,5 \cdot I_{номВН}, \quad (10.3)$$

$$I_{c.3} = 1,5 \cdot 81,8 = 122,7 \text{ A}$$

Розрахунковий струм спрацьовування реле, приведений до сторони ВН визначається за такою формулою:

$$I_{c.p} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{c.3}}{k_{1ВН}}, \quad (10.4)$$

$$I_{c.p} = \frac{\sqrt{3} \cdot 122,7}{30} = 6,696 \text{ A}$$

Число витків робочої обмотки реле, що включаються до плеча захисту з боку ВН:

Розрахункове:

$$w_{ВНрасч} = \frac{100}{I_{c.p}}, \quad (10.5)$$

$$w_{ВНрасч} = \frac{100}{6,696} = 11,5.$$

Прийняте:

$$w_{ВН} \leq w_{ВНрасч}$$

$$w_{ВН} = 11$$

Число витків робочої обмотки реле, що включаються до плеча захисту з боку НН:

Розрахункове:

$$w_{ННрасч} = \frac{w_{ВН} \cdot I_{номВН}}{I_{номНН}}, \quad (10.6)$$

$$w_{ННрасч} = \frac{11 \cdot 81,8}{896,3} = 1,004.$$

Прийняте:

$$w_{НН} = 1$$

Число витків гальмівної обмотки реле, що включаються до плеча захисту з боку НН:

Розрахункове:

$$w_{T \text{ расч}} = \left(\varepsilon + \Delta U + \frac{w_{\text{НН}} - w_{\text{НН расч}}}{w_{\text{НН расч}}} \right) \cdot \frac{1,5 \cdot w_{\text{НН}}}{\text{tg} \alpha}, \quad (10.7)$$

де $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U = 0,05$ – відносна похибка, обумовлена РПН, приймається рівною половині сумарного діапазону регулювання напруги;

α – кут нахилу дотичної до гальмівної характеристики реле типу ДЗТ-11;

$\text{tg} \alpha = 0,75$;

$$w_{T \text{ расч}} = \left(0,1 + 0,05 + \frac{1 - 1,004}{1,004} \right) \cdot \frac{1,5 \cdot 1}{0,75} = 0,292$$

Прийняте:

$$w_T = 1$$

Мінімальне значення струму в реле при трифазному КЗ на виводах НН:
На середньому відгалудженні РНН:

$$I_{p1} = \frac{1,5 \cdot I_{kmin1}^{(3)}}{K_{1ВН}}, \quad (10.8)$$

де $I_{kmin1}^{(3)} = 1148 \text{ А}$ – мінімальне значення струму на боці ВН при КЗ на боці НН, що відповідає вимогам чутливості на середньому відгалудженні РПН.

$$I_{p1} = \frac{1,5 \cdot 1148}{60} = 28,7 \text{ А}.$$

На крайньому відгалудженні РПН:

$$I_{p2} = \frac{1,5 \cdot I_{kmin2}^{(3)}}{K_{1ВН}}, \quad (10.9)$$

де $I_{kmin2}^{(3)} = 856 \text{ А}$ – мінімальне значення струму на стороні ВН при КЗ на стороні НН, що відповідає вимогам чутливості на крайньому відгалудженні РПН.

$$I_{p2} = \frac{1,5 \cdot 856}{60} = 21,4 \text{ А}.$$

Чутливість диференційного захисту перевіряється при КЗ на виводах з урахуванням впливу регулювання напруги (РПН) на струм, що протікає в реле. Мінімальне значення коефіцієнта чутливості захисту при трифазному КЗ на виводах НН:

На середньому відгалудженні РПН:

$$K_{ч1} = \frac{I_{p1} \cdot w_{ВН}}{100} \geq 2, \quad (10.10)$$

$$K_{ч1} = \frac{28,7 \cdot 11}{100} = 3,157 \geq 2.$$

На крайньому відгалудженні РПН:

$$K_{ч2} = \frac{I_{p2} \cdot w_{ВН}}{100} \geq 1,5, \quad (10.11)$$

$$K_{ч2} = \frac{21,4 \cdot 11}{100} = 2,354 \geq 1,5.$$

Розрахунок максимального струмового захисту трансформаторів ГПП

Захист від струмів зовнішніх багатofазних КЗ виконуємо у вигляді:

1) максимального струмового захисту з пуском напруги, що встановлюється на стороні низької напруги (НН) трансформатора, що захищається;

2) максимального струмового захисту, що встановлюється на стороні високої напруги (ВН) трансформатора, що захищається;

Захист від струмів перевантаження встановлюємо на стороні ВН у вигляді максимального струмового захисту з дією на сигнал з витримкою часу.

Захист від багатofазних КЗ та від струмів перевантаження виконуємо на реле типу РМТ-101.

1) Струм спрацьовування реле максимального струмового захисту з комбінованим пуском напруги від зовнішніх КЗ із включенням реле струму на стороні НН трансформатора:

$$I_{c.p} \geq \frac{K_{cx} \cdot K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_B \cdot K_{1ВН}}, \quad (10.12)$$

де $I_{ном} = I_{ном.НН} = 2199,428 \text{ А}$ – номінальний струм трансформатора на стороні НН, де включені відповідні реле струму, А;

$K_{cx} = 1$ – коефіцієнт схеми включення реле захисту на стороні НН;

$K_{отс} = 1,2$ – коефіцієнт відбудови;

$K_B = 0,85$ – коефіцієнт повернення реле HVN-101;

$K_{1НН} = \frac{1000}{5} = 200$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму

НН;

$$I_{c.p} \geq \frac{1 \cdot 1,2 \cdot 2199,428}{0,85 \cdot 400} = 7,762 \text{ А}.$$

Напруга спрацьовування максимального струмового захисту з комбінованим пуском напруги від зовнішніх КЗ:

$$U_{c.з} = 0,4 \cdot U_{ном}, \quad (10.13)$$

де $U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$ – номінальна напруга трансформатора на стороні НН, де включено реле напруги;

$$U_{c.з} = 0,4 \cdot 10,5 = 4,2 \text{ кВ}.$$

Напруга спрацьовування реле напруги вторинних ланцюгів:

$$U_{c.p} = 6 \text{ В}.$$

2) Струм спрацьовування реле максимального струмового захисту від зовнішніх КЗ на стороні ВН трансформатора:

$$I_{c.p} \geq \frac{K_{cx} \cdot K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_B \cdot K_{1ВН}}, \quad (10.14)$$

де $I_{ном} = I_{ном.ВН} = 81,8 \text{ А}$ – номінальний струм трансформатора на стороні ВН, де включені відповідні реле струму, А;

$K_{cx} = \sqrt{3}$ – коефіцієнт схеми включення реле захисту на стороні НН;

$K_{отс} = 1,2$ – коефіцієнт відбудови;

$K_B = 0,85$ – коефіцієнт повернення реле РМТ-101;

$K_{1ВН} = \frac{150}{5} = 30$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму ВН;

$$I_{c.p} \geq \frac{\sqrt{3} \cdot 1,05 \cdot 81,8}{0,85 \cdot 30} = 7,162 \text{ А}$$

Струми спрацьовування реле струмових захистів трансформатора зведені в табл. 10.1.

Таблиця 10.1

Струми спрацювання реле струмових захистів трансформатора

Тип захисту	Розрахункова формула	Значення коефіцієнтів			Номінальний струм трансформатора ВН, НН	Струм і напруга спрацювання реле
		$K_{сх}$	$K_{отс}$	K_B		
Максимальний струмовий захист із комбінованим пуском напруги від зовнішніх КЗ на стороні НН трансформатора із включенням реле струму	$I_{c.p} \geq \frac{K_{сх} \cdot K_{отс} \cdot K_{ном}}{K_B \cdot K_{1ВН}}$	1	1,2	0,85	$I_{номНН} = 896,3 \text{ А}$	$I_{c.p} \geq 7,762 \text{ А}$
	$U_{c.з} = 0,4 \cdot U_{ном}$					$U_{c.з} = 4,2 \text{ кВ}$
	$U_{c.p} = 6 \text{ В}$					$U_{c.p} = 6 \text{ В}$
Максимальний струмовий захист трансформатора від перевантаження на стороні ВН	$I_{c.p} \geq \frac{K_{сх} \cdot K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_B \cdot K_{1ВН}}$	$\sqrt{3}$	1,05	0,85	$I_{номВН} = 81,9 \text{ А}$	$I_{c.p} \geq 7,162 \text{ А}$
Максимальний струмовий захист трансформатора від зовнішніх КЗ на боці ВН	$I_{c.p} \geq \frac{K_{сх} \cdot K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_B \cdot K_{1ВН}}$	$\sqrt{3}$	1,2	0,85	$I_{номВН} = 81,9 \text{ А}$	$I_{c.p} \geq 8,184 \text{ А}$

11. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. РИНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ: СУЧАСНИЙ СТАН ТА ШЛЯХИ РЕФОРМУВАННЯ

11.1. Основні етапи реформи ринку електроенергії: від ринку «єдиного покупця» до двосторонніх контрактів

Оптовий ринок електроенергії України (ОРЕ), створений у 1996 році за аналогією з ринковою моделлю Пулу Англії та Уельсу, функціонує за принципом «єдиного покупця». У 1999–2000 роках була здійснена перша спроба перейти від цієї моделі до ринку двосторонніх контрактів. Народний депутат України М. Павловський розробив проєкт Закону України «Про засади функціонування ринку оптової електричної енергії в Україні», який був ухвалений у першому читанні Верховною Радою, але пізніше відхилений. Відмову обґрунтували невизначеністю ключових аспектів нової ринкової структури, зокрема балансувальними механізмами, наданням допоміжних послуг та різницею собівартості електроенергії, виробленої на ТЕС, АЕС та ГЕС.

Провідні українські фахівці та міжнародні консультанти розробили Концепцію функціонування та розвитку оптового ринку електроенергії України, яку було затверджено постановою КМУ від 16.11.2002 р. № 1789. Вона передбачає коротко- і середньострокові цілі для поступового переходу від моделі ринку «єдиного покупця» до конкурентного ринку електроенергії, заснованого на двосторонніх контрактах та балансуєчому ринку.

Концепція передбачала перехід до конкурентного ринку електроенергії трьома етапами.

Перший етап полягав у повному використанні можливостей поточної моделі ОРЕ («єдиного покупця»), подоланні наслідків економічної кризи та підготовці до ринку двосторонніх контрактів.

На другому етапі планувалося поступове запровадження двосторонніх договорів і балансуєчого ринку, зі збереженням елементів обох моделей.

Повноцінне функціонування ринку двосторонніх контрактів, балансуючого ринку та запровадження необхідних систем моніторингу, мав забезпечити третій етап.

На початковому етапі впровадження Концепції було проведено низку заходів, спрямованих на усунення ключових проблем, необхідних для подальшого розвитку ОРЕ. Зокрема, вживалися заходи для забезпечення повної оплати за спожитої електроенергії, розв'язання питання накопичених боргів, покращення системи економічного регулювання в електроенергетичній сфері, оптимізації виробничих та технологічних процесів у роботі ОРЕ, а також створення правової основи для стабільного функціонування галузі. Загалом, було досягнуто значного прогресу в поточних розрахунках за електроенергію, вирішено частину проблем із заборгованістю, а також розроблено й удосконалено нормативну та договірну бази для ОРЕ.

Також, у межах реалізації Концепції, були закладені організаційно-економічні умови для поетапного впровадження системи двосторонніх договорів купівлі/продажу електроенергії між виробниками, постачальниками й споживачами. Перехід до нової ринкової моделі потребує значних змін у структурі та правилах ринку, що вимагає детальної підготовки. Крім того, важливо забезпечити належне навчання персоналу учасників ринку для успішної роботи в умовах ринкової системи та під час перехідного періоду.

Недостатнє виконання запланованих заходів у повному обсязі може спричинити дестабілізацію ринку й негативно вплине на інші сектори економіки. Формування комплексної нормативно-правової бази для моделі ринку електроенергії України відповідно до положень Концепції, передбачено Компонентом Е «Впровадження Концепції Оптового ринку електроенергії України» в рамках Угоди про позику між Україною та МБРР за проектом з реабілітації гідроелектростанцій. Цю угоду було підписано урядом України 19 вересня 2005 року та ратифіковано Парламентом 21 грудня 2005 року.

У межах цього проекту НКРЕ і інші зацікавлені сторони отримують консультаційну підтримку для ефективного впровадження Концепції ОРЕ. Це

включає: визначення оптимальної моделі ринку та розробку плану переходу до нової моделі, а також умов і домовленостей, що сприятимуть реалізації положень Концепції; розробку проектів законів, правил, кодексів та угод, необхідних для функціонування нової ринкової моделі; підготовку специфікацій для програмного та апаратного забезпечення телекомунікаційних систем і систем обліку.

Для реалізації Компоненти Е Угоди про позику було проведено відбір консультантів відповідно до процедур Світового банку. Переможцем тендеру став консорціум компаній на чолі з КЕМА International (Нідерланди) та ЕСА (Великобританія), який забезпечив консультаційну підтримку НКРЕ в рамках проекту з впровадження Концепції Оптового ринку електроенергії. Контракт, підписаний 18 квітня 2007 року, передбачав тісну співпрацю консультантів із Міжвідомчою комісією та її робочими групами.

У 2007–2009 роках в рамках проекту було розроблено нормативні акти, що регламентують нову структуру та правила функціонування ринку електроенергії, а також визначено шляхи переходу від існуючої моделі до нової. Проект реалізовувався у два етапи. Перший етап, який тривав п'ять місяців, включав аналіз поточної ситуації в електроенергетиці України, розробку варіантів нової ринкової моделі та визначення можливих шляхів переходу до неї. На основі цього Кабінет Міністрів України 30 листопада 2007 року затвердив розпорядження № 1056, яким було схвалено план заходів щодо реалізації положень Концепції.

Після цього розпочався другий етап проекту, спрямований на розробку основних документів (правил та кодексів) для нового ринку, серед яких:

- Правила ринку за двосторонніми контрактами;
- Балансування та розрахунків;
- Магістральних та розподільчих мереж;
- Ринок допоміжних послуг;
- Дії у разі неспроможності постачальників і генерувальних компаній;
- Кредитні гарантії для балансуючого ринку;
- Реєстрація учасників ринку та їх точок обліку;

- Облік електроенергії;
- Зразки двосторонніх контрактів та угод про доступ до мереж;
- Моніторинг ринку.

В рамках вдосконалення регулювання природних монополій було розроблено методології для оцінки вартості активів, розрахунку прибуткової бази для тарифів, обліку за видами діяльності і встановлення тарифів для магістральних мереж. Для побудови ринкової інфраструктури визначено принципи архітектури інформаційної системи й зв'язку, а також специфікації для програмного й апаратного забезпечення.

Затвердження нової структури та функціональних принципів ринку електроенергії потребуватиме внесення змін до законодавства та ліцензійних умов. Планувалося, що перехід до моделі двосторонніх контрактів розпочнеться у 2009 році і завершиться до 2014 року.

Консультанти КЕМА – ЕСА разом з українськими фахівцями детально опрацювали перехідний період, провівши моделювання та пошук оптимальної стратегії переходу до нової моделі ринку. Завершивши роботу в червні 2008 року, планувалося провести масштабну конференцію за участю представників енергетичної галузі, державних органів, наукових установ, міжнародних організацій та ЗМІ для презентації та обговорення нової ринкової моделі та шляхів її впровадження.

11.2. Двосторонній ринок договорів та ринок балансування

Основна відмінність ринків електроенергії від інших аналогів, визначається тим, що її не можна накопичувати – виробити її потрібно стільки, скільки і спожити в кожен момент часу. Нормальне функціонування ринків електроенергії в реальному часі має бути передбачене механізмом балансування попиту та пропозиції електричної енергії.

У моделі енергетичного ринку типу «єдиний покупець», процес балансування досягається шляхом щогодинного регулювання попиту та пропозиції на ринку цінових заявок із залученням блоків теплових

електростанцій. З переходом до системи ринку двосторонніх контрактів виникає необхідність у запровадженні окремих механізмів балансування, таких як балансуєчий ринок.

Повноцінний оптовий ринок електричної енергії на основі двосторонніх контрактів складається з кількох ринків, які розрізняються за часовими інтервалами:

Довгострокових угод, на які споживачі та постачальники складають договори на постачання електроенергії на визначені майбутні періоди, наприклад, на тиждень, місяць чи рік вперед.

«*За добу наперед*», передбачає укладання договорів між покупцями та постачальниками на постачання електроенергії для наступного дня.

Балансуєчий ринок призначений для врегулювання дисбалансу між пропозицією та попитом на електроенергію в режимі реального часу протягом доби.

Схему багаторинкової моделі ринку електроенергії показано на рис. 11.1.

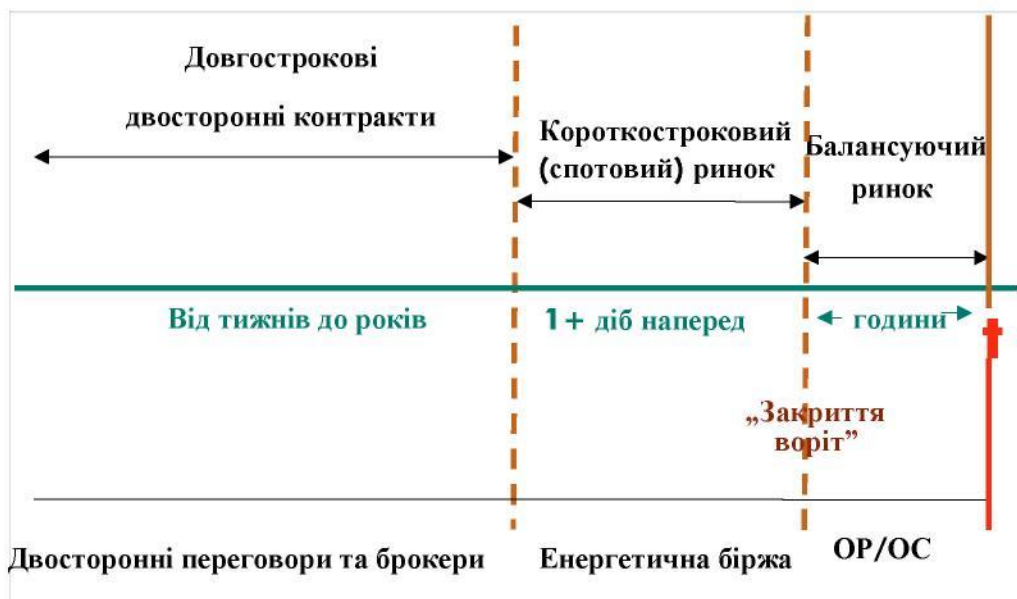


Рис. 11.1. Багаторинкова модель ринку електроенергії

За двосторонніми контрактами забезпечується електропостачання від виробника до постачальника або споживача. Вони можуть бути укладені на

постачання базової або пікової електроенергії, відповідно до графіка навантаження чи з урахуванням інших специфічних вимог покупця.

Основні розбіжності між Пулом електроенергії та двосторонніми контрактами

Ринки двосторонніх контрактів і енергетичні пули мають низку спільних рис, однак між ними існують і значні розбіжності. Ринок двосторонніх контрактів передбачає укладання угоди між учасниками на електропостачання, після чого виробники здійснюють «самодиспетчеризацію», забезпечуючи законтраковані обсяги виробництва. Ціна та обсяг купленої електроенергії визначаються у контракті і можуть різнитися залежно від конкретних умов для виробників та споживачів. Балансування ринку здійснює оператор системи (ОС) у реальному часі, керуючись принципом мінімізації витрат та технічної доцільності.

У Пулі електроенергії диспетчеризація здійснюється не на основі двосторонніх домовленостей учасників ринку, а через прямі розпорядження оператора системи.

Балансуючий ринок

На ринках двосторонніх угод часто спостерігається невідповідність між фактично виробленими та спожитими обсягами електроенергії (згідно з даними лічильників) та тими, що зазначені в контрактах. Контрактні обсяги базуються на прогнозах споживання та виробництва енергії, проте реальні показники можуть відрізнятись від очікуваних. Причинами такого дисбалансу можуть бути як свідоме невиконання умов контракту, так і ненавмисні фактори, зокрема неточний прогноз попиту або аварійне відключення потужностей генерації.

Основною метою створення балансуєчого ринку є забезпечення обсягів виробленої електроенергії з фактичним попитом у режимі реального часу. В цьому режимі системний оператор забезпечує фізичне балансування обсягів виробленої електроенергії із загальним попитом та втратами, здійснюючи купівлю або продаж балансової енергії згідно з установленими правилами.

Учасники ринку, які здатні виконувати команди системного оператора та мають можливість регулювати виробництво або споживання електроенергії,

повинні брати участь у балансуєчому ринку як постачальники послуг з балансування. До них належать великі виробники та споживачі, що можуть адаптувати свої обсяги попиту. Найвигідніше це для маневрових генерацій, таких як гідроелектростанції або газотурбінні установки, тоді як атомні електростанції та інші не маневрові джерела енергії зазвичай уникають такої діяльності. Вони надають перевагу довгостроковим контрактам, які охоплюють весь обсяг виробництва та включають положення для зниження ризиків, пов'язаних із коливаннями обсягів.

Постачальники, які обслуговують групи дрібних споживачів, а також великі споживачі зобов'язані забезпечувати відповідність між законтракованими обсягами та фактичним споживанням, а також покривати будь-які небаланси. Групи балансування, де визначено «відповідальну сторону за баланс», працюють за схожим принципом, узгоджуючи фактичне споживання з договірними обсягами для споживачів, які входять до складу таких груп.

«Коротка» і «довга» позиції

Небаланси можуть бути двох типів «короткі» та «довгі». «Коротка» позиція виникає, коли учасник ринку спричиняє дефіцит електроенергії. Це трапляється, наприклад, якщо генератор виробляє менше, ніж передбачено його контрактними зобов'язаннями, або якщо фактичний попит постачальника перевищує законтраковані обсяги.

«Довга» позиція, навпаки, означає надлишок електроенергії в системі порівняно з умовами контракту. Таке відбувається, якщо генератор виробляє більше від законтракованого обсягу, або якщо попит постачальника виявиться меншим за той, що вказаний у контракті.

Сукупність індивідуальних «коротких» або «довгих» позицій визначає загальний стан ринку: він може бути «коротким» або «довгим». Ринок вважається «коротким», якщо сукупний обсяг виробленої електроенергії, згідно з контрактними зобов'язаннями, є меншим за фактичний попит. У цьому випадку оператор системи змушений купувати відсутню електроенергію на балансуєчому ринку, активуючи пропозиції на збільшення виробництва або зниження

споживання. Якщо ж ринок є «довгим», тобто сукупний обсяг виробленої електроенергії перевищує фактичний попит, оператор системи продає надлишок на балансуєчому ринку, приймає заявки на зменшення виробництва або збільшення споживання.

Обробка заявок і пропозицій, також діяльність у режимі реального часу

З метою забезпечення балансу в системі, оператору ринку слід обирати оптимальну за витратами комбінацію заявок і пропозицій для коригування обсягів виробництва чи споживання енергії.

Вартість і обсяг заявки визначають витрати учасника на отримання додаткової енергії із системи або на зменшення генерації чи збільшення споживання порівняно з його заявленою позицією. Заявка приймається, якщо система перебуває у «довгій» позиції, тобто коли обсяг постачання перевищує прогнозований попит системного оператора.

У загальному випадку цінова заявка відображає витрати, яких учасник зміг уникнути. З прикладу, що наведений в [12] видно, якщо генератор уклав контракт на продаж 100 МВт за ціною \$30/МВт·год, де паливна складова становить \$10/МВт·год, то очікувана ціна заявки буде \$10/МВт·год. Якщо заявку приймають, генератор отримує \$30/МВт·год за контрактом за відповідні обсяги, сплачуючи системному оператору \$10/МВт·год. Таким чином, його чистий дохід складе \$20/МВт·год, що дозволяє покрити фіксовані витрати. Це відповідає доходу, який він би отримав у разі виробництва електроенергії та покриття паливних витрат.

Вартість та обсяг пропозиції учасника впливають на витрати, пов'язані з продажем зазначеного обсягу енергії до системи, а також на збільшення генерації чи зменшення споживання відносно попередньо заявленої позиції. Така пропозиція приймається у випадку, якщо система знаходиться в «короткій» позиції, тобто коли прогнозований попит перевищує заявлений обсяг постачання. Як правило, ціни пропозицій вищі за ціни заявок. Вони, як і змінні витрати

генерації, мають покривати витрати учасника на підтримання резервних потужностей, що перевищують контрактні зобов'язання. Наприклад, якщо генератору потрібно отримувати \$30/МВт·год для покриття всіх витрат, включаючи інвестиційні, ціна його пропозиції буде наближатися до цієї суми [12].

Ринковий оператор сортує отримані заявки та пропозиції за зростанням витрат, враховуючи наявні технічні обмеження. Цей порядок визначає, які генератори будуть залучені до збільшення чи зменшення виробництва, а які споживачі – до зниження чи підвищення попиту, з метою мінімізації витрат на балансування системи. Сформована послідовність цінових заявок і пропозицій передається учасникам ринку та системному оператору для подальших дій.

Порядок цінових заявок і пропозицій схожий на ранжування енергоблоків за змінними витратами. Головна різниця полягає в тому, що ранжування енергоблоків здійснюється на основі адміністративно визначених витрат, тоді як послідовність заявок і пропозицій складається відповідно до цін, які учасники ринку подають добровільно.

Приклад послідовності цінових заявок і пропозицій представлено на рис. 11.2. Згідно з [12] у разі, якщо система перебуває в «короткій» позиції, тобто має дефіцит у 100 МВт, системний оператор активує всі заявки на збільшення постачання енергії до досягнення необхідного обсягу в 100 МВт. У цьому випадку гранична ціна складатиме \$30/МВт·год, що відповідає пропозиції блока, який забезпечить покриття дефіциту системи.

Оператор системи в режимі реального часу отримуватиме цінові заявки та пропозиції від учасників ринку, щоб коригувати їхнє виробництво та споживання, забезпечуючи баланс у системі.

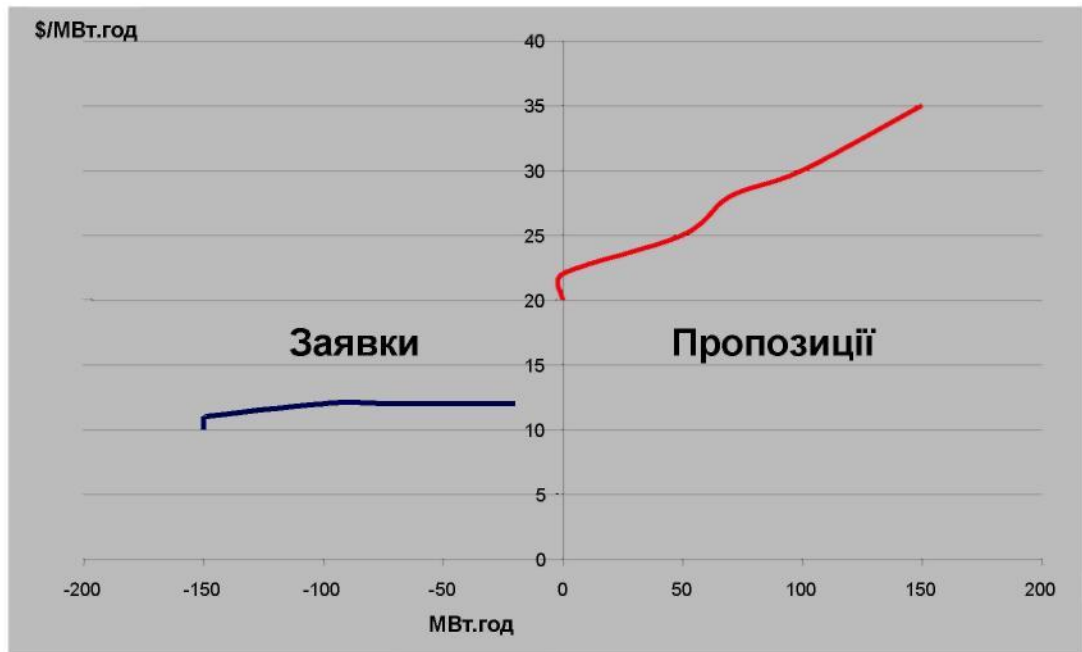


Рис. 11.2. Приклад послідовності заявок та пропозицій

Ринкові учасники, заявки чи пропозиції яких були прийняті, отримують «акцепт» [12]. У цьому документі вказується обсяг, на який учасник має змінити свою заявлену позицію. Оператор системи має можливість видавати необмежену кількість «акцептів» для одного енергоблоку, причому новий «акцепт» завжди має пріоритет над попередніми для того самого періоду. «Акцепти» постійно переглядаються в режимі реального часу з урахуванням змін у стані енергосистеми.

Проведення розрахунків

Розрахунки за двосторонніми контрактами здійснюються між покупцями та продавцями електроенергії, без залучення третіх сторін.

Відповідальність за контроль платежів за послуги балансування та врегулювання небалансів покладається на адміністратора розрахунків. Після завершення диспетчеризації оператор ринку ідентифікує сторони, відповідальні за небаланси, та проводить нарахування відповідних сум. Дані про обсяги виробництва та споживання формуються на основі інформації з систем обліку.

Небаланс для кожного учасника ринку оператор обчислює як різницю між задекларованою контрактною позицією та фактичним обсягом виробництва або

споживання згідно з обліковими даними. При цьому відхилення, пов'язані з виконанням розпоряджень оператора системи на балансуєчому чи інших ринках, не враховуються у розрахунках.

Розглянемо приклад, що наведений в [12]: генератор уклав контракт на продаж 100 МВт і повідомив оператору системи свою позицію. Оператор запропонував йому збільшити виробництво на 10 МВт, і фактично генератор виробив 105 МВт. Небаланс розраховується як сума заявлених 100 МВт та 10 МВт, отриманих за розпорядженням оператора системи, мінус фактичне виробництво 105 МВт. У результаті утворюється дефіцит у 5 МВт, який має бути покритий іншим генератором, пропозиція якого була прийнята системним оператором. У підсумку генератор отримує оплату за 10 МВт, акцептованих на балансуєчому ринку, але буде зобов'язаний сплатити за свій дисбаланс у розмірі 5 МВт.

Вартість небалансів для кожного учасника ринку розраховується на основі правил, встановлених для балансуєчого ринку.

Фізичні заявки та повідомлення мають важливе значення в цьому процесі. Фізичні заявки слугують базою для відбору пропозицій і заявок, які системний оператор використовує для врівноваження попиту й пропозиції та визначення цін для розрахунків за небаланси. Повідомлення, у свою чергу, дозволяють визначити обсяги небалансів, за які несе відповідальність кожен учасник ринку.

Розглянемо спрощену модель ринку, яка включає три виробника (кожен із встановленою потужністю 100 МВт) та одного постачальника (табл. 11.1). Постачальник уклав договори з двома виробниками на постачання 200 МВт за ціною 20 дол./МВт·г. Через технічні проблеми обидва виробники не можуть повністю виконати зобов'язання і зазначити у фізичних даних обсяги постачання по 90 МВт кожен. Третій виробник подає заявку на балансуєчий ринок для постачання 100 МВт за ціною 30 дол./МВт·год. Фактично перший виробник забезпечив лише 80 МВт.

Таблиця 11.1

Розрахунок небалансу для наведеного прикладу

	Обсяг (МВт)				
	Ген. 1	Ген. 2	Ген. 3	Поста-чальник	Система (сальдо)
Фізичні дані	+90	+90	0	-200	-20
Повідомлення	+100	+100	0	-200	0
Заявка/пропозиція	0	0	+100	0	-
Результат	+80	+90	+30	-200	0
Небаланс	-20	-10	0	0	-30
Розрахунки (\$)					
	Ген. 1	Ген. 2	Ген. 3	Поста-чальник	Система (сальдо)
Прийнята пропозиція	0	0	30 МВт x 30 \$/МВт·г = 9000 \$	0	9000 \$
Небаланс	-20 МВт x 30 \$/МВт·г = 6000 \$	-10 МВт x 30 \$/МВт·г = 3000 \$	0	0	-9000 \$

На рис. 11.3 зображена схема, яка ілюструє балансуючі та фінансові потоки між учасниками ринку та оператором.

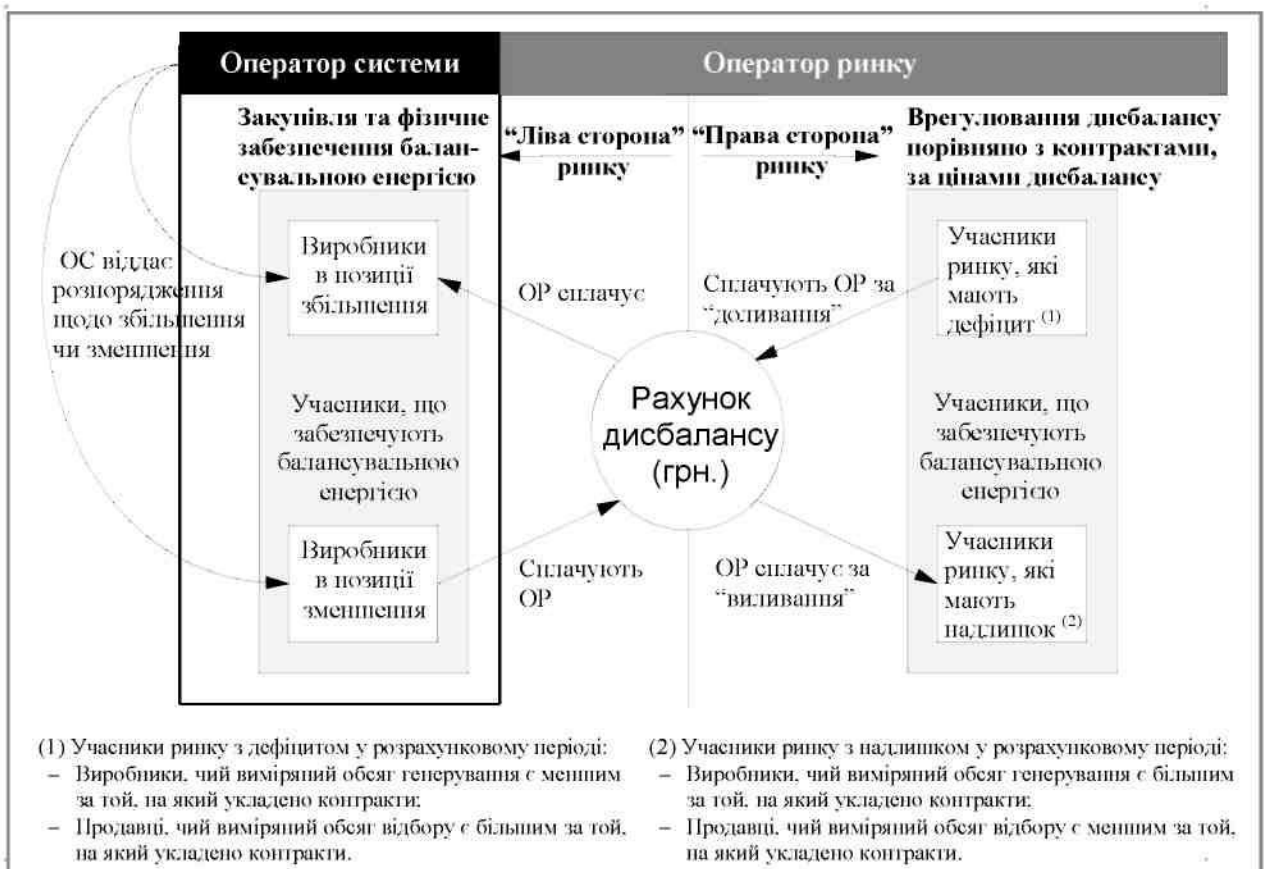


Рис. 11.3. Схема взаємодії балансування і фінансових потоків між оператором та учасниками ринку

Балансуючий ринок можна уявити як двосторонню систему:

«Ліва сторона» – постачання балансууючої енергії через прийняття оператором системи заявок і пропозицій, за які учасники ринку отримують оплату. Вона охоплює придбання оператором системи балансууючої енергії шляхом акцепту поданих заявок.

«Права сторона» – проведення розрахунків за небаланси учасниками ринку, які не дотрималися балансу через розбіжність між фактичними обсягами та заявленими.

Плата за небаланси

Механізм плати за небаланси повинен стимулювати учасників ринку укладати контракти, максимально наближені до їхнього майбутнього споживання або виробництва. Це можна досягти, наприклад, через запровадження санкцій за небаланси, що заохочує узгодження контрактних обсягів із фактичними. Як наслідок, зростає використання двосторонніх угод, знижується залежність від балансууючого ринку, підвищується ліквідність ринку контрактів, оптимізується ціноутворення, а витрати на балансування системи скорочуються. Водночас такий підхід має певні недоліки, зокрема у випадках складного прогнозування попиту. Небаланси, викликані факторами поза контролем учасників ринку, можуть призводити до санкцій, які не сприятимуть ефективнішому балансуванню, але підвищуватимуть ризики для учасників і, відповідно, вартість їхніх послуг.

Іншим варіантом може стати механізм, за яким учасники компенсують витрати на ринку, пов'язані з системами балансування. Проте, такий підхід забезпечує низьку мотивацію до зменшення дисбалансів. У підсумку це може спричинити збільшення загальних витрат на балансування та призводить до зростання ціни для кінцевих споживачів.

Для визначення обсягів дисбалансів використовують два основні методи:

1. ***Індивідуальна оплата за дисбаланс.*** З прикладу, наведеного в [12] видно, якщо виробник укладає договір з постачальником на 100 МВт, а фактичний попит постачальника становить 90 МВт, то виробник забезпечує такий же обсяг виробництва, і тоді постачальник має надлишковий дисбаланс у 10 МВт

(різниця між заявленим і реальним попитом), а виробник матиме дефіцитний дисбаланс у 10 МВт (різниця між заявленим виробництвом і фактичним). Обидві сторони зобов'язані покрити витрати на ці дисбаланси.

2. **Оплата за чистий дисбаланс.** Відповідно до цього методу оплата стягується лише за чистий дисбаланс, що виникає через розбіжності між заявленими обсягами за контрактом і фактичними показниками. У ефективному прикладі зменшення виробництва на 10 МВт збігається зі скороченням попиту на 10 МВт. Тому чистий дисбаланс дорівнює 0 МВт, і ніяких додаткових витрат не спостерігається.

Перший підхід стимулює своїх учасників мінімізувати дисбаланси, проте може призвести до збільшення витрат на системи балансування. Це пояснюється тим, що плата за індивідуальні дисбаланси зберігається навіть у випадку, коли загальний баланс системи зберігається.

Для створених груп з балансування та у разі сформованого портфеля постачальника можна досягти комбінацію цих обох підходів.

Способи формування ціни для дисбалансу

Уніфікованого способу обчислення ринкової ціни електроенергії на балансуєчому ринку (небалансу) не має. Для цього можуть застосовуватися різні підходи, такі як система однієї, двох або кількох цін, використання граничної чи середньої ціни, а також їх різні комбінації та методи обчислення.

За так званою ***системою однієї ціни*** всі учасники ринку розраховуються за небаланс за єдиною встановленою ціною, незалежно від того, чи виник у них дефіцит або надлишок. Наприклад, якщо в системі загальний дефіцит становить 100 МВт, один учасник із дефіцитом 150 МВт сплачує за небаланс, а інший, який має надлишок у 50 МВт, отримує оплату – і в обох випадках застосовується однакова ціна [12]. Перевага цього підходу полягає в тому, що він створює чіткі цінові сигнали: для кожної години встановлюється єдина ціна, яка відображає граничну вартість електроенергії для системи. Це особливо вигідно для невеликих учасників ринку, оскільки знижує ризики небалансів через неточне

прогнозування, а також спрощує процедуру розрахунків. Однак система однієї ціни має і свої недоліки. Вона може стимулювати надмірне виробництво та викликати сприйняття «несправедливості», адже заохочує учасників із надлишком електроенергії під час дефіциту в системі.

При використанні *системи двох цін* передбачається встановлення окремих цін для дефіциту та надлишку у кожному розрахунковому періоді. Учасники сплачують вищу ціну за дефіцит («доливання») і отримують нижчу ціну за надлишок («виливання»). Основна перевага цієї системи полягає в тому, що вона створює сильні стимули для учасників уникати небалансів. Однак, серед недоліків варто зазначити, що різниця між цінами «доливання» та «виливання» може спонукати учасників укладати контракти на завищені обсяги порівняно з прогнозованим попитом, щоб уникнути сплати за дефіцит. Це може призвести до загального надлишку в системі, знижуючи ціни на нову потужність, оскільки контрактні ціни базуються на очікуваних цінах балансуючого ринку. Занижені ціни, у свою чергу, зменшують стимули для інвестування в нові генеруючі потужності, що з часом може спричинити дефіцит та зростання цін через нездатність системи задовольнити попит. Крім того, система може несправедливо впливати на малих учасників ринку. Великі гравці, завдяки диверсифікованим портфелям контрактів, мають значно менший сукупний небаланс у відсотках, ніж малі учасники, які працюють з одним контрактом. Як результат, плату за небаланс значною мірою перекладають на менших гравців, які часто мають обмежені ресурси для точного прогнозування. Це створює бар'єри для нових учасників, обмежуючи їхню можливість входу на ринок.

Ціна за небаланс зазвичай формується на основі прийнятих заявок і пропозицій, хоча це не є обов'язковим правилом. Поточна гранична ціна, яка визначається останньою заявкою чи пропозицією, потрібною для балансування системи, може змінюватися протягом розрахункового періоду. Для учасників із небалансом ціна може визначатися як найвища гранична ціна (відповідно до максимальної прийнятої заявки чи мінімальної пропозиції в періоді) або як

середня ціна, що розраховується на основі усереднених значень цін за розрахунковий період.

Ціноутворення на основі граничних витрат забезпечує потужні стимули для досягнення балансу та, теоретично, сприяє формуванню ефективних цінових сигналів. Однак цей метод є надто жорстким до помилок у прогнозуванні попиту, особливо для малих учасників ринку, у яких небаланси становлять значну частину їхнього загального виробництва чи споживання порівняно з більшими гравцями. До того ж, такий підхід може спричиняти значну волатильність цін.

У випадку ринку з єдиною ціною можливе усереднення всіх цін незалежно від напрямку небалансу або лише тих, що відповідають напрямку загального небалансу системи за розрахунковий період. Зазвичай перевагу надають другому підходу, оскільки він забезпечує точніші та більш відповідні цінові сигнали.

Учасники ринку, чії заявки або пропозиції були прийняті на балансуєчому ринку, отримують оплату за одним із двох підходів:

за ціновою заявкою – учасник отримує вартість, що відповідає ціні його власної заявки або пропозиції;

граничною ціною – оплата здійснюється за ціною заявки чи пропозиції граничного енергоблоку, який було залучено для забезпечення балансування системи протягом відповідного періоду.

На відміну від «ринку-пулу», де метод граничних цін часто забезпечує економічно ефективні результати, у випадку балансуєчого ринку це не завжди так. Цей метод має два суттєвих недоліки.

По-перше, він може сприяти підвищенню ризику маніпуляцій. Виробник, який контролює декілька енергоблоків на балансуєчому ринку, може навмисно підвищувати ціни, виводячи частину своїх енергоблоків із ринку. Така практика спотворює конкуренцію та впливає на ефективність роботи ринку.

Як видно з прикладу, що наведений в [12], виробник із трьома енергоблоками з витратами 10 дол./МВт·год, 20 дол./МВт·год та 40 дол./МВт·год подає пропозиції на балансуєчий ринок від усіх енергоблоків. У цьому випадку гранична ціна буде визначена другим енергоблоком і становитиме 20

дол./МВт·год. Якщо виробник виводить з ринку другий енергоблок, гранична ціна зростає до 40 дол./МВт·год, що відповідає витратам третього енергоблоку. Отриманий додатковий прибуток від підвищених цін для першого енергоблоку перевищить втрати, спричинені відсутністю доходу від другого енергоблоку.

Інша ситуація виникає при використанні механізму оплати за заявками. Оскільки ціни на балансуєчому ринку важко передбачити, виробник не може бути впевненим, що будуть залучені дорожчі енергоблоки. Ризик зменшення загального прибутку через зупинку другого енергоблоку може стримувати виробника від такого рішення. Отже, присутність на ринках великих або домінуючих учасників, підхід до оплати за заявками може виявитися ефективнішим, ніж використання механізму граничних цін.

Врегулювання платежів між сторонами балансуєчого ринку

Виплата учасникам ринку, що надають балансуєчі послуги часто не відповідає сумі платежів, що надходять від учасників ринку з небалансами. У результаті системний оператор може отримати чистий дохід або зазнати дефіциту, які необхідно розподілити серед учасників ринку. Це можна зробити одним із двох способів:

Чистий дохід або дефіцит оператора може бути розподілений між учасниками ринку пропорційно їхній частці в загальному обсязі ринку;

отримані кошти або дефіцит можуть враховуватися при перегляді регульованих тарифів, наприклад, за користування послугами передачі електроенергії, для забезпечення необхідного доходу оператора.

Перший метод є більш оперативним, проте знижує мотивацію до підтримання балансу, оскільки частина сплачених коштів повертається учасникам, які створили небаланс. До того ж його використання призводить до підвищення волатильності цін за небаланс.

Балансуєчий ринок тісно взаємодіє з ринком допоміжних послуг. Оператор системи, окрім використання цінових заявок і пропозицій учасників ринку, може укладати договори для забезпечення резервів, необхідних для балансування системи. Такі контракти мають ключове значення, оскільки вони

гарантують наявність достатнього гарячого резерву для забезпечення короткострокової надійності енергосистеми.

Крім того, ці угоди сприяють підтриманню довгострокової стабільності енергопостачання. Наприклад, оператор може укласти договір із виробником для збереження потужностей у холодному резерві, які в іншому разі були б списані чи законсервовані. Ці контракти встановлюють ціну на потужність, що може слугувати сигналом для інвесторів. У разі дефіциту потужності в системі ціна таких контрактів повинна зростати, стимулюючи додаткові інвестиції.

11.3. Укладання двосторонніх договорів та функціонування енергетичної біржі

На рис. 11.4 представлено часову схему функціонування оптового ринку електроенергії відповідно до чинної моделі, а також у порівнянні з роботою ринку двосторонніх договорів і балансуєчого ринку.

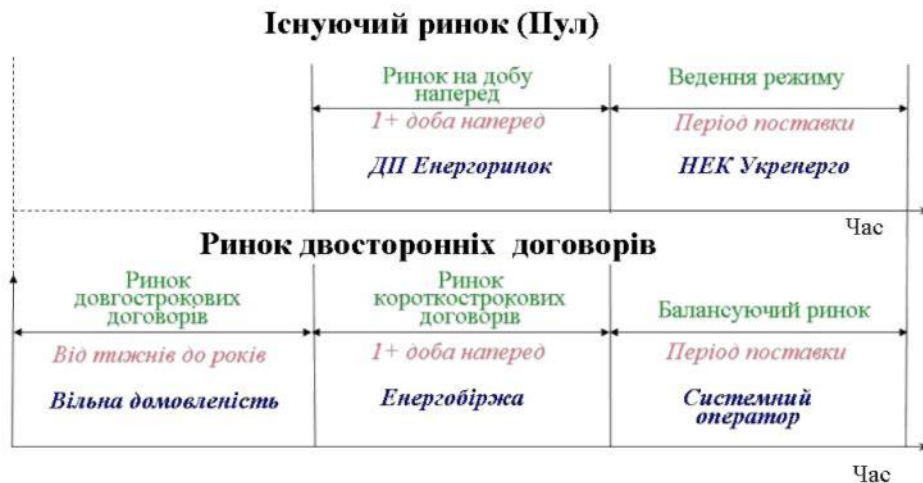


Рис. 11.4. Часова схема функціонування оптового ринку електроенергії: порівняння чинної моделі з ринком двосторонніх договорів та балансуєчим ринком

Покупець електроенергії прагнучиме використовувати ринок довгострокових договорів, щоб з самого початку узгодити прогнозований попит

з обсягами закупівлі. Така торгівля може бути як одноразовою, так і тривалою, поки не настане час для участі в ринку короткострокових договорів.

Ринок короткострокових договорів дозволяє коригувати попит і поставку відповідно до більш точного прогнозу попиту на наступну добу.

Балансуючий ринок забезпечує рівновагу між попитом і пропозицією в реальному часі.

Структура договірних відносин на ринку двосторонніх договорів і балансуєчому ринку відображена на рис. 11.5.

Право укладати прямі двосторонні договори на оптовому ринку електроенергії матимуть суб'єкти господарювання, які відповідають вимогам законодавства, мають ліцензію на здійснення відповідної діяльності, зареєстровані у Розпорядника системи розрахунків та уклали необхідні договори з іншими учасниками ринку відповідно до чинних правил і законів.

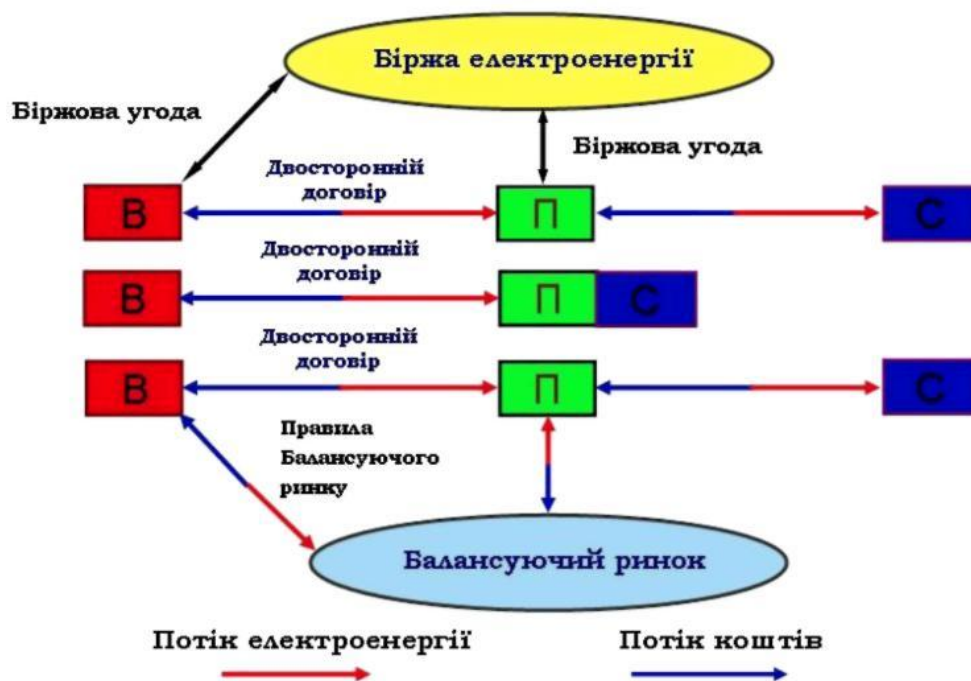


Рис. 11.5. Схема договірних відносин на ринку двосторонніх угод та балансуєчому ринку

Двосторонні договори зобов'язують сторони виконувати домовленості щодо фізичного постачання електричної енергії від виробника до постачальника

чи споживача, що має відповідну ліцензію, для забезпечення потреб у базовому, піковому або іншому визначеному режимі відповідно до затвердженого графіка.

Розрахунки за такими договорами здійснюватимуться напряму між продавцем і покупцем, без необхідності залучення сторонніх учасників. Умови постачання, порядок оплати та ціна встановлюватимуться в договорі відповідно до домовленостей сторін.

Двосторонні договори можуть бути укладені безпосередньо між покупцем і продавцем, де продавцями можуть виступати як виробники, так і постачальники електроенергії, що враховують свої потреби, а також через організований ринок, зокрема енергетичну біржу.

На рис. 11.6 схематично зображена робота ринку двосторонніх договорів, починаючи з третього етапу переходу. Слід підкреслити, що в новій моделі ринку електроенергії роль покупців і продавців можуть виконувати як виробники, так і постачальники, що відрізняє її від попередньої системи.

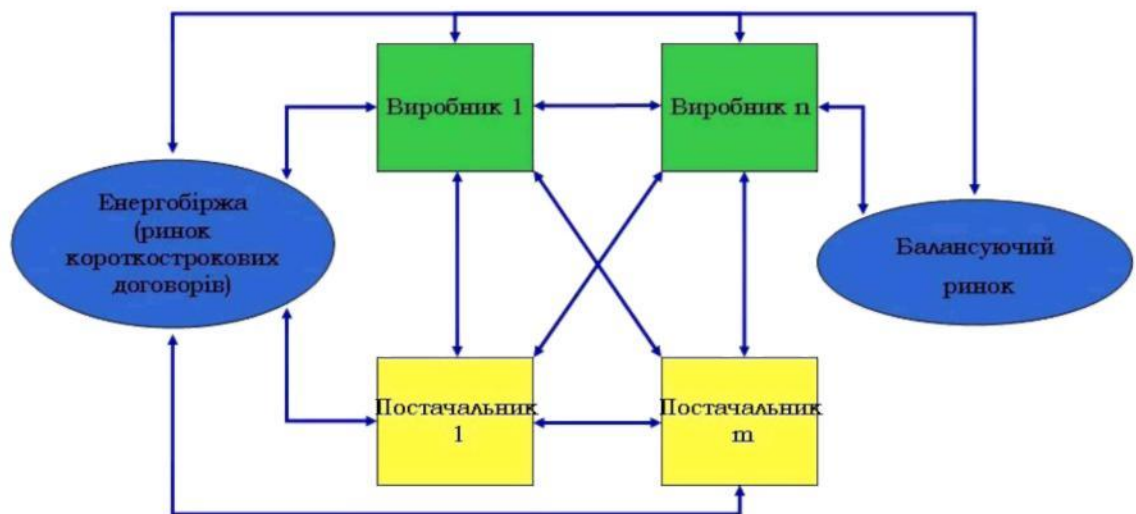


Рис. 11.6. Модель функціонування ринку двосторонніх договорів

Організований ринок електроенергії, або біржова торгівля, функціонує як інструмент підтримки двосторонніх угод між учасниками ринку на основі прогнозів на добу наперед. Передбачається, що більшість обсягів електроенергії продаватиметься та купуватиметься за цінами, зафіксованими в двосторонніх

контрактах, що сприятиме ефективному управлінню ризиками цінових коливань. Водночас певна частина електроенергії буде реалізовуватися через балансуєчий ринок, де рівень цін, як правило, значно перевищує ціни, встановлені в межах двосторонніх угод.

Для зниження ризиків, пов'язаних із купівлею електроенергії на балансуєчому ринку, учасники повинні коригувати свої договірні позиції ближче до часу поставки. Це можна буде зробити шляхом участі у щоденних біржових торгах стандартними контрактами, що є більш швидким і гнучким способом задоволення потреб, порівняно з укладанням прямих договорів і обговоренням умов контрактів.

Функціонування енергетичної біржі повинно бути зрозумілим, адаптованим до потреб ринку та ґрунтуватися на принципах прозорості й відкритості для всіх учасників. Торгівля на біржі надає учасникам такі переваги, як спрощений процес, відкритий доступ до актуальної інформації про ціни та ринкову ситуацію, а також знижений ризик невиконання платежів завдяки суворим правилам біржі.

У процесі реформування внутрішніх ринків електроенергії європейські країни розвивають організовані ринки, відомі як енергетичні біржі (див. рис. 11.7). Створено понад двадцять таких ринків, при цьому ситуація постійно змінюється, оскільки створення та закриття бірж є динамічним процесом і змінюється з часом.



Рис. 11.7. Енергетичні біржі європейських країн

Таким чином, можна дійти висновку, що формування та розвиток енергетичної біржі в Україні відповідатиме основним тенденціям європейських енергетичних ринків. Це сприятиме підвищенню конкурентоспроможності та привабливості реформованого ринку електроенергії.

Планується, що енергетична біржа в Україні буде функціонувати як юридична особа, що діє на основі принципів самоврядування.

Організація роботи енергобіржі та її основні функції представлені на рис. 11.8.

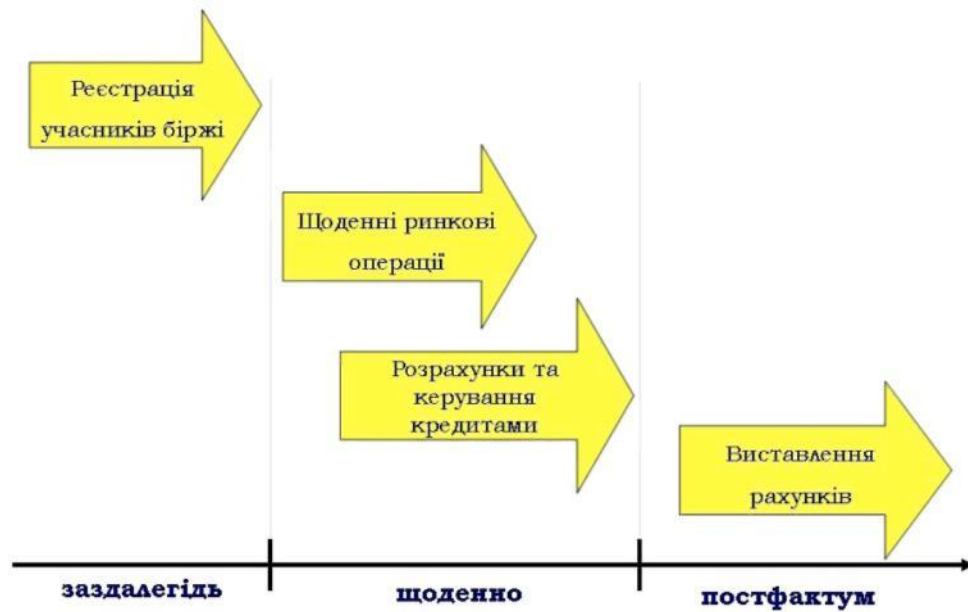


Рис. 11.8. Структура функціонування енергетичної біржі та її основні завдання

Зокрема, енергетична біржа:

попередньо реєструватиме учасників, які бажають брати участь у біржових торгах, а також збирати їх початкові застави;

за день до постачання організуватиме збір заявок і пропозицій від учасників та проводитиме ринковий кліринг; інформуватиме учасників біржі та розпорядника системи розрахунків про результати торгів і законтрактовані обсяги;

щоденно управлятиме розрахунками та кредитами, а також визначатиме платіжні зобов'язання за операціями на біржі.

Також біржа буде відповідати за виставлення рахунків учасникам торгів, використовуючи фактичні дані по всіх операціях, здійснених протягом розрахункового періоду.

Як зазначено раніше, впровадження енергетичної біржі планується на третьому перехідному етапі реформ.

На початкових етапах передбачається, що виробники зможуть укласти прямі договори з постачальниками щодо певної частини своєї потужності, яка

буде встановлена для кожної станції. Розмір цієї частки (квоти) визначатиме Національна комісія, що регулює електроенергетику України.

Пропонується розпочати процес укладання договорів через щоквартальні аукціонні торги. Участь в аукціоні зможуть брати:

виробники в межах квот, визначених для них на конкретний аукціон;

постачальники, які працюють відповідно до правил ринку двосторонніх договорів і виконують кредитні зобов'язання за обсягами своїх заявок.

Перед проведенням аукціону кожному виробнику, який братиме участь, буде заздалегідь повідомлено точну квоту, що підлягає виставленню на торги. Учасникам аукціону надаватиметься пакет документів, що містить загальний опис аукціонного процесу, вимоги до участі та необхідні гарантії, правила подачі заявок, процедуру визначення результатів торгів, розклад аукціону, зразок двостороннього договору та іншу інформацію. Протягом певного часу потенційні учасники зможуть уточнити та отримати роз'яснення щодо всіх пунктів цього пакету документів.

Наступним етапом підготовки стане реєстрація учасників, а також надання ними фінансових та інших гарантій, що будуть залежати від розміру їхніх заявок на аукціон.

Аукціон буде організовано за моделлю з висхідною ціною, на якому буде виставлено для продажу обсяги базового навантаження, навантаження за певним графіком, а також, можливо, пікового навантаження. Після завершення аукціону виробники та постачальники матимуть визначений час для підписання двосторонніх договорів і їх реєстрації у Розпорядника системи розрахунків згідно з встановленим порядком.

На рис. 11.9 представлена схема роботи ринку двосторонніх договорів на перших етапах переходу. Важливо зауважити, що крім організованої торгівлі двосторонніми угодами на обсяги, які не були реалізовані під час аукціону, також буде можливість їх укладання безпосередньо між сторонами. Реалізація амбіцій щодо впровадження конкурентного ринку в значній мірі залежатиме від того, наскільки енергетичні компанії зможуть зосередитись на вирішенні своїх завдань,

оскільки нова модель ринку надасть більше економічної свободи як для учасників оптового ринку, так і для кінцевих споживачів.



Рис. 11.9. Характеристики функціонування ринку двосторонніх договорів на початкових етапах переходу

Для цього важливо, передусім, прискорити розробку та затвердження нормативно-правової бази для нового ринку, зокрема:

- розробка законопроектів «Про функціонування ринку електроенергії України», «Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику», «Про державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій у сфері енергетики»;

- регулювання діяльності ринку двосторонніх договорів, встановлення порядку реєстрації та обліку таких договорів, забезпечення балансування обсягів купівлі-продажу електроенергії, гарантування надійності для балансуєчого ринку, організація ринку додаткових послуг, комерційний облік електроенергії та моніторинг ринкової діяльності;

- розробка технічних кодексів;

- визначення методик ціноутворення на ринку електроенергії.

Також необхідно вирішити питання, пов'язані з апаратним і програмним забезпеченням нового ринку, розробити та впровадити системи обліку, інформаційну систему та телекомунікаційну інфраструктуру для учасників ринку.

ДП «Енергоринок» займає ключову роль у поточній моделі роботи оптового ринку електричної енергії. Тому, з переходом на нову модель ринку, функції цього підприємства повинні змінюватися на кожному етапі переходу. Водночас, мають бути створені нові структури, які, використовуючи досвід та інтелектуальний потенціал працівників компанії, а також здобуті знання про механізми нової ринкової моделі, виконуватимуть оновлені та важливі для цієї моделі завдання.

11.4. Ринок балансування, послуги для підтримки стабільності та розрахунки за небаланс

Розглядаючи напрямки реформування ринку електричної енергії, звернемо увагу на аспекти, що безпосередньо стосуються НЕК «Укренерго» як системного оператора та оператора ринку балансування.

В поточній моделі ринку НЕК «Укренерго» не відповідає вимогам через відсутність ефективного механізму балансування, який дозволяв би здійснювати балансування енергосистеми в реальному часі з оптимальними витратами на виробництво електричної енергії.

Часто виникають ситуації, коли розрахований графік навантаження на наступну добу вже потребує коригування в момент його передачі виробникам, не кажучи вже про непередбачувані ситуації, що можуть виникнути протягом доби. Останнім часом збільшилася кількість випадків, коли фактичний режим роботи енергосистеми значно відхиляється від запланованого, що стається через часті аварійні зупинки обладнання та дефіцит палива.

У той же час, диспетчер може використовувати лише обмежені інструменти для балансування системи, такі як управління включенням/відключенням блоків і регулювання навантаження на працюючі блоки, що не замінює необхідність повного коригування диспетчерського графіку з урахуванням останніх цінових пропозицій учасників ринку до кінця доби.

У рамках чинної системи балансування можуть виникати ситуації, коли виробникам невігідно виконувати вказівки системного оператора, що, в свою

чергу, може погіршити контроль за режимами роботи Об'єднаної енергетичної системи України. Варто зазначити, що наразі більше половини генеруючих потужностей не несуть прямої фінансової відповідальності за неналежне виконання диспетчерських команд.

Недосконала система надання та оплати системних послуг, яка не відповідає ринковим умовам, також не сприяє підвищенню надійності енергосистеми, особливо коли мова йде про резерви потужностей. Зокрема, символічна оплата за резерви потужностей 2-4 груп, яка не враховує реальний дефіцит резервів, призвела до постійного браку холодного резерву та є однією з причин зростання кількості та тривалості аварійних ремонтів.

Для забезпечення належного функціонування обладнання необхідно здійснювати відповідні витрати, які повинні бути адекватно компенсовані генеруючим компаніям через оплату за резерви.

Щодо графіків споживання електроенергії, варто зазначити, що енергопостачальні компанії беруть лише формальну участь у прогнозуванні своїх погодинних графіків споживання, при цьому не несучи відповідальності за їх невиконання. Це значно ускладнює загальне прогнозування для всієї енергосистеми. Додатково, відсутність прямого зв'язку між дефіцитом або надлишком електроенергії в певні години та цінами на її купівлю постачальниками не мотивує компанії до співпраці зі споживачами для покращення графіків споживання. Штучне перерозподілення платежів на денні години та години пікового споживання покращувало ситуацію до впровадження єдиних тарифів, після чого зацікавленість енергопостачальних компаній у вирівнюванні графіків купівлі електроенергії значно зменшилась. Це, в свою чергу, ускладнило роботу системного оператора при балансуванні енергосистеми.

Послідовність роботи для балансування системи з використанням системних послуг та балансуючого ринку представлена на рис. 11.10.

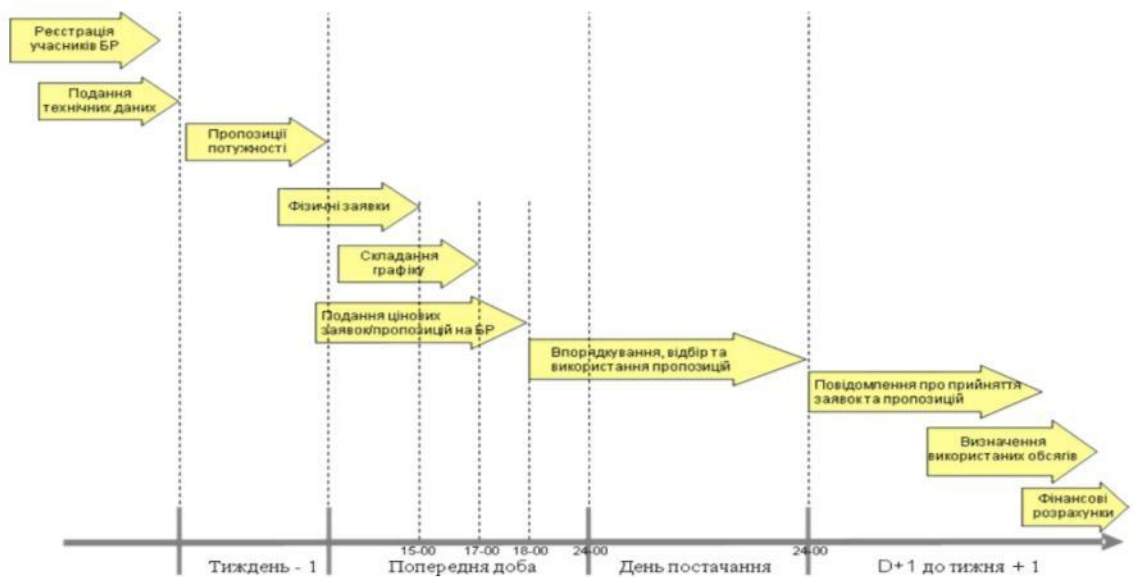


Рис. 11.10. Схема послідовності дій для балансування системи за допомогою системних послуг та балансуючого ринку

Хоча участь у балансуючому ринку є обов'язковою для всіх операторів енергоблоків, що підлягають диспетчеризації, необхідно, щоб вони були зареєстровані та погоджені з умовами контракту для надання балансуючої енергії. Тому робота балансуючого ринку починається з реєстрації учасників. Детально зупинятися на цьому етапі не будемо, а перейдемо до процесів, безпосередньо пов'язаних з балансуванням енергосистеми. Це включає подання заявок на робочу потужність, фізичні заявки (повідомлення про фактичні обсяги), складання диспетчерського графіку та балансування в реальному часі.

Подання заявок на доступну потужність

Виробники електричної енергії, які експлуатують диспетчеризовані генерувальні установки, зобов'язані подавати системному оператору (СО) свої заявки на робочу потужність кожного календарного тижня не пізніше ніж за три робочі дні до початку тижня.

Заявка повинна містити інформацію про наявну потужність кожного диспетчеризованого блоку по годинах для кожного дня тижня, а також пояснення

та деталі щодо зменшення потужності, включаючи планові ремонти, які схвалені СО, відмови, технічні обмеження та інші фактори.

У разі зміни готовності одного або кількох диспетчеризованих генерувальних блоків після подачі заявки на робочу потужність, виробник електроенергії зобов'язаний терміново подати оновлену заявку.

Якщо ж виробник виявляє значні зміни в готовності блоків після початку прийому фізичних заявок на день постачання, він повинен відразу надіслати нову заявку на робочу потужність, навіть у межах того самого дня постачання.

Подання фізичних заявок

Фізичні заявки на кожен день постачання повинні бути надіслані системному оператору до 15:00 години операційного дня, що передує дню постачання. Заявка вважається надісланою з моменту її входження в систему планування, а час надсилання фіксується відміткою часу. СО підтверджує отримання заявки електронним повідомленням відразу після того, як система планування її зафіксує.

СО також визначає стандартну форму та основні вимоги до змісту фізичних заявок, які містять ідентифікаційний код відправника, день постачання та дані для кожного диспетчерського інтервалу відповідного дня.

Фізичні заявки сторони, відповідальної за баланс (СВБ), повинні включати, принаймні, наступні технічні дані:

- загальний план виробництва для всіх генерувальних блоків, за які СВБ несе відповідальність за балансування;
- плановий виробіток для кожного диспетчеризованого енергоблоку відповідного виробника;
- узагальнений прогноз споживання електроенергії для всіх споживачів, за яких СВБ відповідає за балансування;
- заплановане електроспоживання для кожної диспетчеризованої потужності конкретного споживача;
- обміни електроенергією з іншими СВБ у Національній торговельній зоні, окремо для кожного СВБ, з яким здійснено міжблокові обміни;

– експорт та імпорт, розділені для кожної суміжної прикордонної торговельної зони.

Фізичні заявки оператора балансуючого ринку (БЕ) повинні містити, принаймні, такі технічні параметри:

– загальне сукупне виробництво електроенергії кожним учасником ринку на наступний день, що відповідає обсягам продажу, законтракованим учасником ринку на цей день;

– загальне сукупне споживання кожним учасником ринку на наступний день, що відповідає обсягам купівлі, законтракованим учасником ринку на цей день;

– обміни електроенергією між Національною торговельною зоною та кожною суміжною прикордонною торговельною зоною.

Формування графіка диспетчеризації

О 15:00 диспетчерська служба (СО) перевірку всіх фізичних заявок, які подані до системи планування.

У випадку, якщо сторона не встигла подати фізичну заявку до встановленого крайнього терміну, СО автоматично встановлює заявку за замовчуванням, використовуючи останню подачу заявки на аналогічний день, та надсилає її відповідну сторону для підтвердження.

Фізичні заявки, перевірені або скориговані СО згідно з правилами ринку, забезпечують статус схвалених. СО інформує сторону-відправника про затвердження заявки до визначеного терміну, наприклад, до 17:00 год.

Зміни до схвалених фізичних заявок можуть бути внесені лише у випадку, якщо СО видав розпорядження про перерозподіл навантаження на балансуючому ринку або в ситуації аварійної зупинки диспетчеризованих генеруючих блоків. У разі розпорядження СО таких коригуванню схвалених фізичних заявок, що створюють нові заявки, замінюють попередні та залишаються обов'язковими для виконання в день поставки. СО забезпечує передачу змінених фізичних заявок до розпорядника системи розрахунків (РСР) наступного дня після дня поставки.

Під час передачі оперативного графіка диспетчеризованих блоків до Системного Оператора через фізичні заявки виробники повинні залишити резерви та інші системні послуги згідно з укладеними контрактами із СО. Планування роботи генерувальних блоків, які можуть брати участь у вторинному регулюванні частоти й потужності, має забезпечити резерви вторинного регулювання відповідно до обсягів, узгоджених виробником із Системним Оператором.

У разі самостійного формування графіків навантаження виробниками, Системний Оператор вирішує мережеві обмеження в Об'єднаній енергосистемі для балансуєчого механізму за допомогою балансу ринку електроенергії. Це означає, що подані графіки генерації не виконуються обмеженнями, які СО знижуються при складанні планового диспетчерського графіка та його коригуванні (за потреби) через балансуєчий механізм та заявки учасників на балансуєчому ринку (див. рис. 11.11).

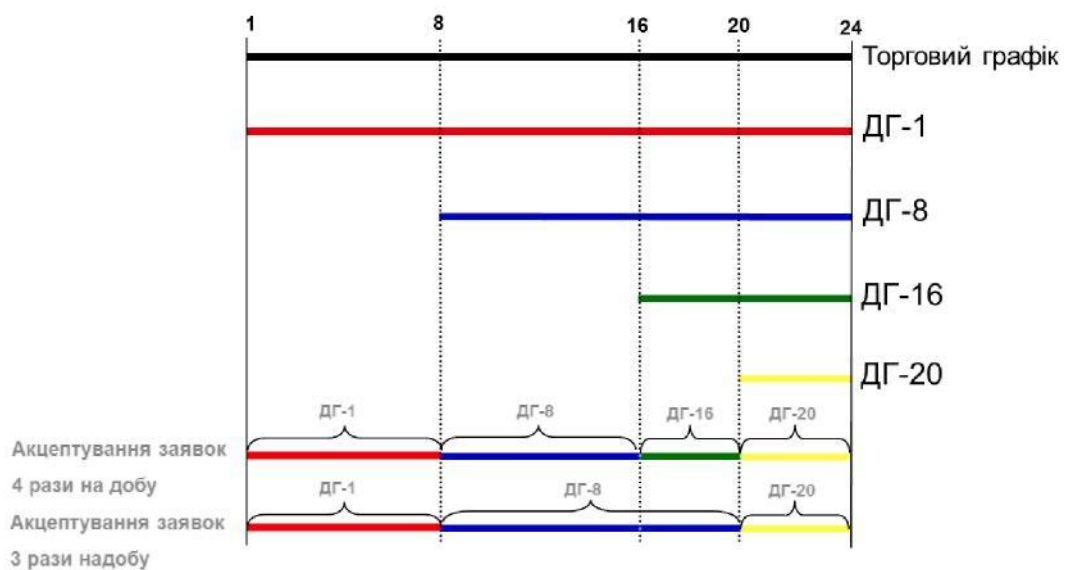


Рис. 11.11. Оновлення диспетчерського графіка

Регулювання енергосистеми в режимі поточного часу

Щодня учасники балансу зобов'язані подавати оператору свого ринку погодинні цінові заявки та пропозиції для кожної диспетчерської одиниці або генератора після завершення прийому ринку фізичних заявок. Усі подані цінові

пропозиції мають відповідати доступній потужності кожної диспетчерської одиниці відповідно до параметрів робочої потужності.

Система розрахунку балансу звіту аналізує подану інформацію, порівнюючи її з фізичною заявкою та заявкою робочої потужності кожного генерувального блоку. Наприклад, для генерувального блоку частина пропозиції, що відповідає потужності, зазначеній у фізичній заявці, інтерпретується як заявка на зменшення виробництва. Водночас сегмент пропозиції, розташований між рівнем потужності, вказаним у фізичній заявці, та максимально можливою потужністю, зазначеною у заявці робочої потужності, розглядається як заявка на збільшення виробництва (рис. 11.12).

Генерувальні компанії подають заявки на «закупівлю» електроенергії шляхом зменшення обсягів виробництва та пропозиції на її продаж шляхом збільшення виробництва. Учасники ринку зі сторони споживання подають заявки на збільшення своїх закупівель електроенергії та пропозиції на скорочення рівня попиту.

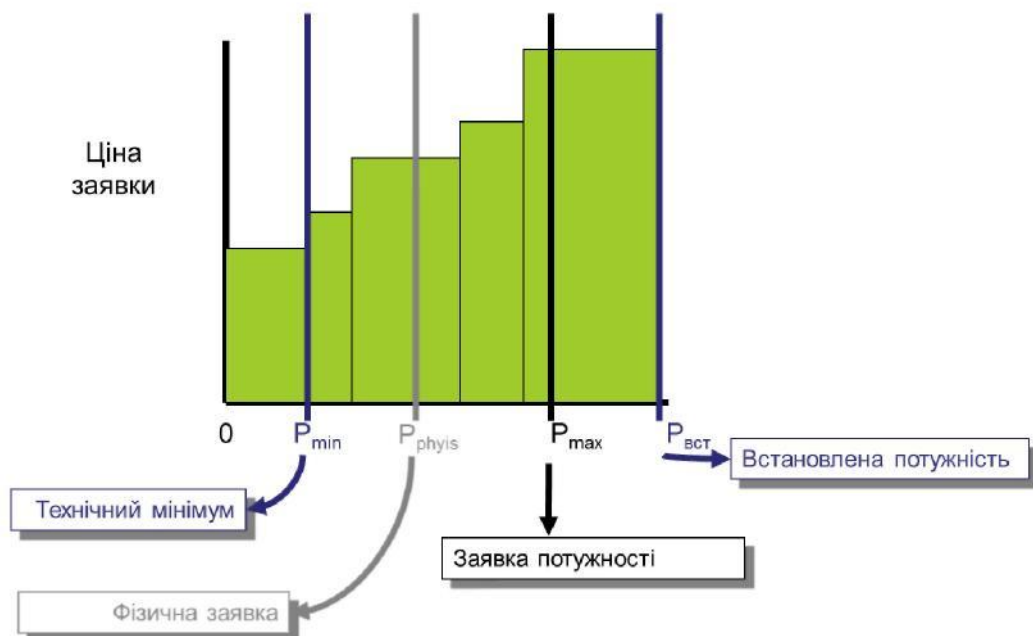


Рис. 11.12. Порівняння цінових заявок з заявками на потужність та фізичними заявками

Після завершення строку подачі щоденних заявок та пропозицій, оператор балансує ринку перевіряє, чи всі учасники подали коректні пропозиції для кожної диспетчерської одиниці. Якщо якийсь учасник не надав пропозицію, оператор створює «за умовчанням» пропозицію від його імені, яка буде використана в процесі балансування.

Активация балансуєчої потужності та оновлення диспетчерського графіку навантаження можуть здійснюватися в будь-який час, коли це необхідно. Спочатку диспетчер визначає, чи потрібне балансування потужності (енергії), тобто обсяг регулювання вгору або вниз у конкретному часовому проміжку, який може коливатися від 15 хвилин до кількох годин або навіть до кінця доби. Це рішення приймається на основі аналізу можливих небалансів або системних обмежень, що підтверджується розрахунками автоматизованої системи для коригування та оновлення графіків. Після внесення змін до планових параметрів диспетчерського графіку, таких як зміна споживання або аварійне відключення енергоблоку, система автоматично виконує перерозподіл блоків за ціною та формує актуалізований диспетчерський графік (рис. 11.13).

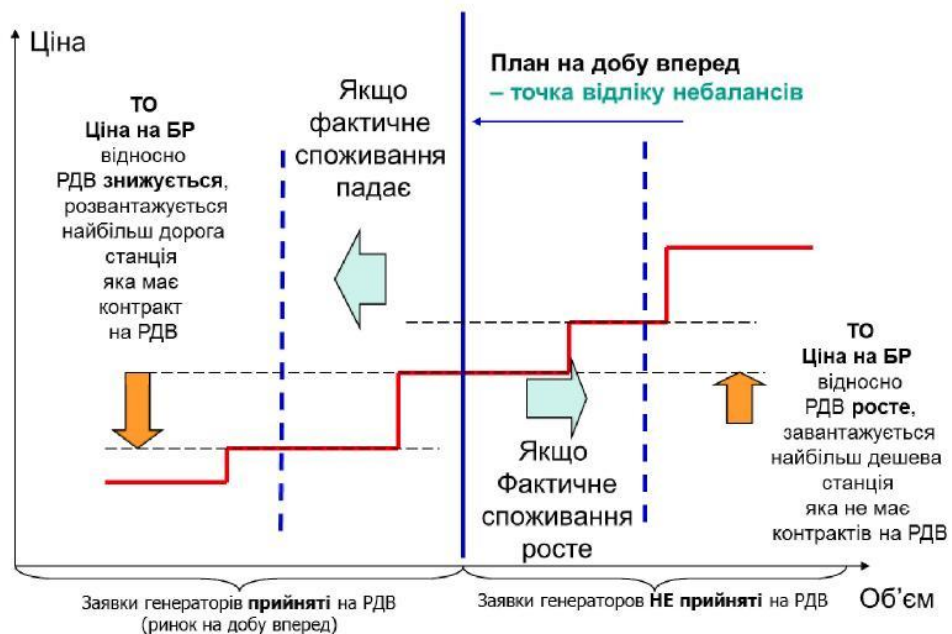


Рис. 11.13. Принцип оптимізації вартості електроенергії за допомогою балансуєчого ринку

Остаточне рішення щодо прийняття актуалізованого графіку, а отже, фактична активація цінових заявок та пропозицій, завжди залишається за диспетчером. Диспетчер здійснює активацію, обираючи одну або кілька цінових заявок або пропозицій, які можуть відрізнитися від тих, що зазначені в актуалізованому графіку, і надає відповідні команди учасникам балансуючого ринку.

Визначення дисбалансів та розрахунки за них

У перший робочий день після дня постачання оператор балансуючого ринку підсумує всю інформацію і надасть відомості про виконані балансуючі операції Розпоряднику системи розрахунків та відповідним учасникам ринку. На основі фізичних заявок, зафіксованих балансуючих операцій та, за потреби, наданих системних послуг, Розпорядник системи розрахунків визначить кінцеві виробничі завдання для кожної диспетчерської одиниці, розподілені по годинам доби. Після отримання даних комерційного обліку системний оператор розрахує загальний небаланс як різницю між фактичними обсягами електроенергії та запланованими або договірними обсягами. Аналогічно обчислюються небаланси кожної СВБ.

У разі дефіцитного небалансу в системі, системний оператор повинен здійснити оплату СВБ, які збільшили своє виробництво або зменшили споживання електроенергії за його вказівкою, за ціною, яка відповідає граничній ціні серед всіх прийнятих пропозицій на збільшення виробітку та зменшення попиту. Водночас, СВБ, які спричинили небаланс, зобов'язані купити електроенергію за тією ж ціною (див. рис. 11.14).

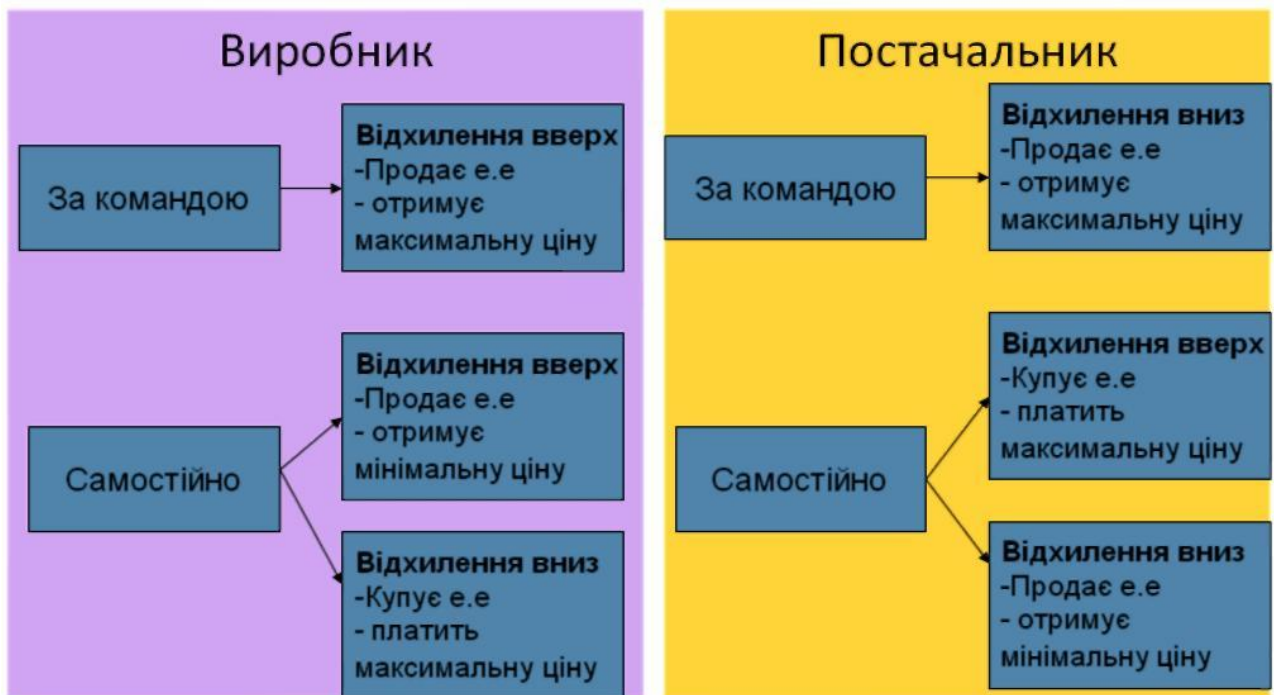


Рис. 11.14. Небаланс системи з дефіцитом

У разі надлишкового небалансу системи, СО зобов'язаний продати електроенергію СВБ, які зменшили своє виробництво або збільшили споживання за його розпорядженням, за ціною, що відповідає мінімальній серед запропонованих цін на закупівлю електроенергії у генераторів та заявок на збільшення попиту. СВБ, які спричинили небаланс, мають продати електроенергію за такою ж ціною (рис. 11.15).

Існує кілька методів для визначення ціни небалансу на балансуєчому ринку, проте доцільно зосередитися на найпростішому та водночас ефективному способі стимулювання учасників ринку до забезпечення відповідності між контрактними зобов'язаннями та фактичним рівнем попиту чи виробництва. На думку авторів [12], оптимальним підходом є встановлення єдиної ціни для пропозицій та заявок, яка визначається як гранична (замикаюча баланс).

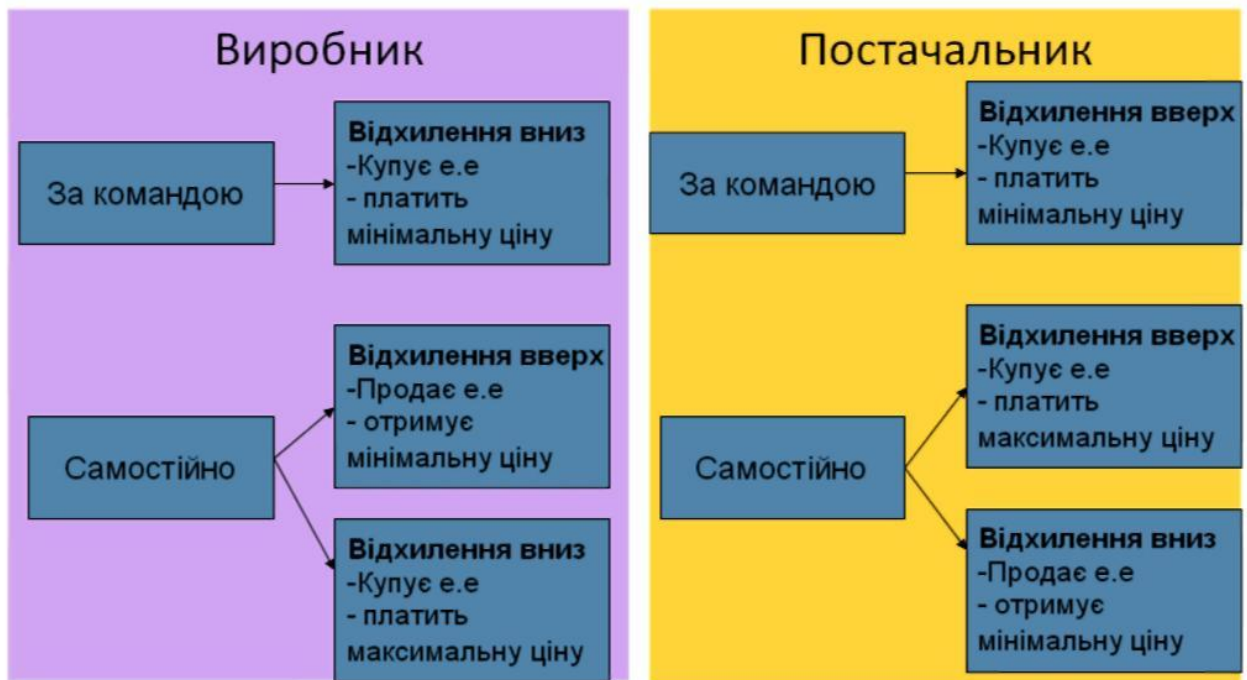


Рис. 11.15. Небаланс системи з надлишком

Ціна балансування для кожного періоду відображає вартість граничної одиниці енергії, що постачається в систему, незалежно від того, чи забезпечується вона збільшенням виробництва, чи зменшенням попиту. Це аналогічно граничній ціні системи (ГЦС) в існуючій моделі Енергоринку.

11.5. Сучасний стан ринку електроенергії в Україні

Один з основних напрямків розвитку сучасної світової електроенергетики є створення великих енергетичних об'єднань, охоплюючих значні території. Такі об'єднання сприяють підвищенню економічної ефективності та надійності постачання електроенергії споживачам, проте водночас призводять до ускладнення структури генерації та електричних мереж, а також підвищують складність диспетчерського та аварійного управління. Європейська Комісія розробила організаційні, правові та технологічні засади реформування електроенергетики, що зосереджені на таких аспектах: акціонування енергетичних підприємств, реорганізація галузі (відокремлення природних монополій у сферах передачі, розподілу електроенергії та диспетчерського

управління), а також зменшення державного регулювання через демонополізацію та забезпечення доступу до ринку незалежних енергопостачальників [12].

Для усіх учасників процесу купівлі-продажу електричної енергії важливою є інформація про оптовий ринок електроенергії України. Згідно з чинним законодавством, реалізація електричної енергії за оптовими цінами відбувається за чотирма напрямками [18]:

1. Ринок двосторонніх договорів передбачає укладання довгострокових контрактів між учасниками.
2. Ринок “на добу наперед” забезпечує продаж електроенергії з покриттям наступної доби.
3. Внутрішньодобовий ринок функціонує для торгівлі протягом поточного дня.
4. Балансуючий ринок спрямований на купівлю та продаж електроенергії для покриття різниці між фактичним та плановим обсягом добового відпуску.

Європейський досвід реформування енергетичного ринку сприяв створенню необхідних організаційних, правових та нормативних основ для інтеграції Об'єднаної енергосистеми України. Вона включає електростанції генеруючих компаній, зокрема 14 ТЕС, 4 АЕС, 3 ГАЕС, 7 ГЕС, 97 ТЕЦ, низку малих генеруючих станцій, магістральні мережі НЕК «Укренерго» та регіональні розподільчі мережі [13].

Новий ринок електроенергії, законодавчо затверджений у 2017 році і впроваджений з 1 липня 2019 року, встановлює організаційні та правові основи для виробництва, розподілу, купівлі/продажу і постачання електроенергії. Основною метою цієї реформи є зменшення витрат, розвиток ринкових відносин, забезпечення можливості вільного вибору постачальника (без регульованих тарифів), прозорість діяльності та незалежне регулювання, а також обґрунтованість тарифів.

Закон «Про ринок електричної енергії» [14] визначив наступне.

1. Відмова від моделі «єдиного покупця» і припинення монополії держави на купівлю/продаж електроенергії. Засновано ДП «Оператор ринку» та ДП «Гарантований покупець», які не підлягають приватизації. ДП «Оператор ринку»

здійснює операції в межах сегментів ринку, зокрема ринку двосторонніх договорів (довгострокові контракти) і ринку «на добу наперед» (короткострокові контракти). ДП «Гарантований покупець» забезпечує регулювання на користь споживачів, встановлення цін відповідно до попиту, а також функціонування ринку допоміжних послуг, контролює надійність і якість енергопостачання та відповідає за виробництво електроенергії з відновлюваних джерел шляхом закупівлі за фіксованими тарифами.

Функція оператора оптового ринку була вилучена з ДП «Енергоринок» через суттєві проблеми у функціонуванні ринку електроенергії, зокрема монополізацію у сферах виробництва й постачання, регулювання самим оператором, протягом довгострокового планування, що робило ринок малопривабливим для інвесторів, а також постійне зростання заборгованості. Це призвело до старіння обладнання, зниження надійності електропостачання і поставило під загрозу фінансової ефективності та енергетичної безпеки країни.

2. Відбулося розділення регіональних електрокомпаній «Обленерго» на постачальників електроенергії (ПЕЕ) та операторів систем розподілу (ОРР). ОРР використовує передачу та постачання електроенергії одночасно до кінцевих споживачів, тоді як ПЕЕ займаються закупівлею електроенергії у виробників та її подальшим продажем споживачам. Для задоволення потреб споживачів ПЕЕ включають три категорії: приватні постачальники, постачальники універсальних послуг і постачальники «останньої надії». У таких моделях споживачі можуть самостійно вибрати постачальника за нерегульованим тарифом. Постачальники універсальних послуг реалізують електроенергію малим домогосподарствам за регульованими тарифами в межах визначеного регіону, а постачальник «останньої надії» («Укрінтеренерго») забезпечує постачання тим споживачам, яких не обрали постачальник або втратили його через ліквідацію, протягом 90 днів.

Відокремлення та реструктуризація регіональних компаній «Обленерго» була здійснена з використанням посилення конкуренції на роздрібному ринку електроенергії, що сталося через монополізацію сфери її постачання. Раніше «Обленерго» виконувало функції як з розподілу, так і з постачання електроенергії

за регульованими тарифами в межах ліцензійної діяльності, що приводило до збитків через низькі тарифи, встановлені нижче собівартості. Ці втрати частково компенсувалися за допомогою дотаційних сертифікатів і перехресного субсидування, коли промислові споживачі фактично покривали витрати домогосподарств. Наприклад, у 2018 році загальна сума виданих дотаційних сертифікатів досягла 45,3 млрд грн [15]. Низька ефективність ринку зумовила приватизацію багатьох обленерго, а зараз Фонд державної власності України володіє лише у восьми з двох чотирьох таких компаній [15]. Крім того, з'явилися нові приватні постачальники, які пропонують електроенергію за нерегульованими тарифами, що погіршує розвиток конкурентного середовища на роздрібному ринку електроенергії.

3. Третій ключовий аспект реформи стосується зобов'язань України за «Угодою про асоціацію з ЄС», «Договором про заснування Енергетичного Співтовариства» та «Третім енергетичним пакетом ЄС», які вимагали сертифікації ДП НЕК «Укренерго» як оператора системи передачі електроенергії (ОСП). У рамках реформи компанію було передано під управління Міністерства фінансів України та перетворено з державного унітарного підприємства на акціонерне товариство (АТ). Відповідно до нового законодавства, НЕК «Укренерго» тепер відповідає за передачу і диспетчеризацію електроенергії через високовольтні лінії, а також за балансування ринку, забезпечуючи відповідність між виробництвом і фактичним попитом в реальному часі. Крім цього, компанія виконує функції адміністратора комерційного обліку, управління розрахунками з використанням сучасних програмних засобів, підтримує ринок допоміжних послуг та реєструє двосторонні договори.

Як оператор системи передачі, НЕК «Укренерго» також працює над інтеграцією з європейською мережею ENTSO-E, що сприяє підвищенню стабільності та надійності Об'єднаної енергосистеми України, розширює можливості для обміну електроенергією з іншими країнами, посилює конкуренцію на внутрішньому ринку та забезпечує доступ до європейського енергоринку.

4. Четвертим напрямом змін у торгівлі є часткова трансформація ролі Національної комісії, що регулює державну політику в сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), у процесі регулювання ринку. З переходом до нової моделі ринку, де ціноутворення здійснюється через двосторонні угоди, НКРЕКП перестала встановлювати оптові тарифи на електроенергію та брати участь у перехресному субсидіюванні. Однак комісія зберігає контроль на роздрібному рівні, регулюючи ринки, як-от ринок «на добу наперед», внутрішньодобовий та роздрібний. НКРЕКП продовжує визначати тарифи на передачу, розподіл електроенергії, диспетчеризацію, а також встановлює ціни для універсальних послуг і постачальника «останньої надії».

Правовий аналіз нового сучасного ринку електроенергії в Україні виявляє головні реформи енергетичного сектору: поділ функцій генерації, постачання і передачі електроенергії, доступ незалежних постачальників до енергетичної інфраструктури, демонополізацію ринку електроенергії. Оптовий ринок має діяти на засадах конкуренції між виробниками й постачальниками, що відповідає інтересам споживачів, підтримує фінансову стабільність, забезпечує прибутковість і сприяє залученню інвестицій. Проте, попри п'ять років роботи нової ринкової моделі, досі залишаються проблеми, що потребують вирішення.

Аналіз ключових змін у структурі роботи нового ринку електроенергії України показує, що, попри зміну оператора ринку, основне функціональне навантаження залишається на НЕК «Укренерго». Зокрема, компанія виконує додаткову функцію компенсації «зеленого» тарифу через ДП «Гарантований покупець» та бере на себе значні фінансові зобов'язання. НЕК «Укренерго» також розпочала кілька інвестиційних проєктів, спрямованих на модернізацію енергетичних мереж та розвиток розподіленої генерації на основі відновлюваних джерел енергії. Такий підхід призвів до зростання витрат на роботу нового ринку електроенергії та створив додаткові виклики для операційної діяльності, що ускладнює виконання фінансових зобов'язань компанії. Крім того, незважаючи на приватизацію значної частини регіональних компаній з постачання та розподілу електроенергії, інвестиції «Обленерго» у технічне оновлення мереж та підстанцій

залишаються недостатніми. Рівень зношеності інфраструктури розподільчих мереж перевищує 60 %, що негативно позначається на надійності електропостачання та загальній якості електроенергії [15].

Варто зазначити, що на ринку двосторонніх договорів фактично вироблена й спожита кількість електроенергії нерідко не відповідає обсягам, заcontractованим у зобов'язаннях. Основні причини цих небалансів включають: по-перше, помилки у прогнозах попиту (особливо на короткострокові контракти на ринку «на добу наперед»); по-друге, аварійні відключення генеруючих потужностей (коливання фактичного обсягу генерації в системах ВДЕ). Остання причина небалансів не враховується при проектуванні ВДЕ, що потребує окремого аналізу. ВДЕ, зазвичай, підключаються до розподільних електромереж середньої напруги – 10(6) кВ та низької напруги – 0,4 кВ, які спершу були розраховані на централізоване електропостачання. При узгодженій генерації ВДЕ з РЕМ ефективність експлуатації зростає, і покращується якість електроенергії. В іншому випадку спостерігається негативний вплив на стан електромереж: при надмірному генерації ВДЕ та мінімальному навантаженні виникає надлишкова напруга, що може пошкоджувати вимірювальні трансформатори й муфти кабельних ліній високої напруги; генераційна розбалансованість призводить до відмови мікропроцесорних автоматизованих систем управління на виробництвах.

Трансформація енергетичного ринку України, перш за все, виявила заборгованості оператора ДП «Енергоринок» перед ринковими учасниками, такими як НЕАК «Енергоатом», Обленерго та вугледобувні компанії. Основними причинами заборгованості стали відсутність чітко визначених правил ринкового регулювання та значна частка приватних інтересів у розподільних мережах. Наразі відсутні ефективні механізми компенсації цих боргів, що ускладнює адаптацію до нової ринкової структури.

Додатково існують значні труднощі з тарифами на передачу електроенергії, оскільки зобов'язання щодо забезпечення загальнодержавних інтересів накладають фінансові обмеження. Незважаючи на впровадження двосторонніх контрактів, держава продовжує регулювати вартість електроенергії

для побутових споживачів на рівні, нижчому за собівартість. Враховуючи, що побутове споживання становить близько 30% [15] від загального споживання електроенергії, ця частина забезпечується переважно за рахунок АЕС, які мають невелику частку видобутку для продажу електроенергії на оптовому ринку.

Аналізуючи обсяги продажу електроенергії на оптовому ринку видно, що частка атомних електростанцій (АЕС) у загальній потужності генерації перевищує 50 %, проте їхня частка у вартості продажу становить менш ніж 25 %, що, порівняно з іншими видами генерації, є значно нижчим і впливає на перспективи розвитку атомної енергетики [15].

Для промислових споживачів переважним джерелом залишаються теплові електростанції (ТЕС), частка яких у загальній потужності генерації становить понад 30 %, а у вартості продажу – понад 45 % [15]. Крім того, ТЕС можуть продавати електроенергію на балансуєчому ринку за вищими цінами відповідно до нових ринкових правил. У результаті ціни для побутових споживачів є у два-три рази вищими, ніж для побутових, залежно від класу напруги та вартості розподільчих послуг за регіонами. Також низькі ціни на електроенергію для побутових споживачів частково компенсуються через промислових споживачів (перехресне субсидіювання) [15]. Хоча ціни для побутових споживачів підвищили на 80 % у другій декаді 2023 року, це суттєво не вплинуло на ефективність нових ринкових механізмів.

З метою демонополізації енергетичних ринків та підвищення ефективності й безпеки енергетичного балансу України за останні роки суттєво зросла частка відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Енергетична стратегія України передбачає збільшення загального використання ВДЕ до 12 % до 2025 року та до 25 % до 2035 року [15].

Аналітичні дослідження визначили енергетичний потенціал ключових сегментів ВДЕ в Україні (млрд. кВт·год/рік): вітроенергетика – 60; сонячна енергетика (електрична та теплова) – 38,2; гідроенергетика (мала й велика) – 28,7; біоенергетика (електрична та теплова) – 178; геотермальна енергетика (теплова) –

97,6. Це підкреслює інвестиційну привабливість відповідних напрямків на енергетичному ринку [16].

Міжнародний досвід свідчить, що впровадження відновлюваних джерел енергії відбувається поетапно: спочатку ВДЕ інтегруються в існуючу енергосистему, потім створюються децентралізовані мережі, що функціонують поряд із локальною мережею, і на фінальному етапі розвивається дисперсна енергосистема з генерацією ВДЕ, яка забезпечує необхідну стійкість і надійність [15].

Відповідно до Меморандуму про взаєморозуміння щодо врегулювання проблемних питань у сфері ВДЕ в Україні (2020), розпочалася поступова реалізація поставлених завдань, починаючи з першого етапу. Український ринок ВДЕ є конкурентним, а частка іноземних інвестицій у ньому перевищила 35 % станом на кінець 2021 року. Виробництво електроенергії з ВДЕ вже наближається до рівня ТЕС, а потужності зростають в усіх сегментах ВДЕ [17].

В Україні для стимулювання розвитку відновлюваних джерел енергії) введено систему «зелених» тарифів, що регулює закупівлю електроенергії у виробників ВДЕ та її передачу до системної мережі. Ці тарифи затверджуються НКРЕКП і застосовуються для різних типів ВДЕ на підставі прийнятого законодавства [16]. Зростання потужностей в основному спостерігається в сегменті домашніх сонячних електростанцій, які активно використовують «зелений» тариф [17].

Проте основним викликом для ВДЕ залишається нестабільність генерації, що ускладнює прогнозування і балансування енергосистеми, спричиняючи небаланси. Через це ДП «Гарантований покупець» і НЕК «Укренерго», відповідальні за розрахунки з виробниками ВДЕ, зобов'язують останніх сплачувати за небаланси на основі спеціальної формули, що включає «штрафи» за недоотриманий прибуток. Розмір таких штрафів коливається від 30% до 90% вартості відпущеної електроенергії, що знижує конкурентоспроможність ВДЕ на енергетичному ринку [17].

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі розроблено ефективну систему електрозабезпечення підприємства по виготовленню різальних інструментів у м. Ужгород та проаналізовано сучасний стан і шляхи реформування ринку електричної енергії України.

На підставі аналізу даних про споживачі електричної енергії підприємства по виготовленню різальних інструментів, 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, на основі проведених розрахунків прийняті такі нижче наведені рішення.

1. Виконано розрахунки електричних навантажень підприємства за методом коефіцієнту попиту. Повна розрахункова потужність підприємства з боку високої напруги трансформаторів ГПП з урахуванням компенсації реактивної потужності та втрат в трансформаторах склала 26217 кВА.

2. На підставі побудови картограми навантаження, визначено координати розміщення ГПП та цехових ТП за мінімумом приведених затрат в кабельних лініях. При такому розміщенні витрати на спорудження системи електрозабезпечення мережі будуть мінімальними.

3. Прийнято мережу живлення ГПП напругою 110 кВ проводом АС-150/24.

4. На стороні 10 кВ ГПП використано схему: "одна робоча секційована вимикачем система шин". Вона найпростіша, але водночас забезпечує безперебійне живлення споживачів при зникненні напруги на одному з трансформаторів від іншого через секційний вимикач. Для живлення споживачів підприємства використовуємо радіальну схему. Навантаження 0,4 кВ виробничих цехів заживлюємо від трансформаторних підстанцій (ТП). На підставі техніко-економічного порівняння варіантів схеми електропостачання

ТП 5 та високовольтних двигунів насосної, встановлено, що більш вигідним є живленням КТП 5 за радіальною схемою від шин РУ 10 кВ ГПП.

5. В якості джерел реактивної потужності на стороні напругою 0,4 кВ використано конденсаторні установки типу УКМ. Порівняльний аналіз результатів по вибору кількості та потужності цехових трансформаторів без КРП та з урахуванням КРП, показав, що проведення заходів щодо компенсації реактивної потужності дає змогу знизити коефіцієнт завантаження трансформаторів, що задовільняє вимоги ПУЕ до систем електропостачання.

6. При розробці системи електрозабезпечення підприємства використано сучасне електричне обладнання та апарати з урахуванням впливу струмів короткого замикання, зокрема на стороні 110 кВ вибрано трансформатори типу ТДН-16000/110, використано високовольтний елегазовий вимикач типу ВГТ-110Б-20/1000 УХЛ1; на цехових трансформаторних підстанціях прийнято масляні трансформатори – ТМ потужністю 1000 та 400 кВА. В якості комутаційних і захисних апаратів на стороні напругою 10 кВ використано вакуумні високовольтні вимикачі типу ВВ/TEL. Розподіл електричної енергії на напрузі 10 кВ виконано алюмінієвими кабельними лініями із ізоляцією зі зшитого поліетилену типу АПвБВнг-LS, остаточний мінімальний переріз жили яких встановлено за результатами розрахунку струмів короткого замикання і складає 95 мм².

8. Для захисту системи електроспоживання підприємства від аномальних режимів роботи використано пристрої релейного захисту, зокрема розроблено схему релейного захисту трансформаторів ГПП.

9. В спеціальній частині магістерської роботи проаналізовано сучасний стан і перспективи розвитку ринку електричної енергії України.

Наведені теоретичні дослідження в літературних джерелах показали, що лібералізація ринку електроенергії в Україні стала основою нової енергетичної політики, що сприяє зростанню кількості учасників, підвищенню конкуренції, зниженню цін і забезпеченню прозорості тарифів завдяки розподілу функцій генерації, передачі та розподілу електроенергії. Для подальшої інтеграції України

в енергетичний ринок ЄС та посилення енергетичної безпеки доцільно вжити наступні заходи:

- розробити та впровадити механізми і правила для регулювання попиту та пропозиції в реальному часі в об'єднаній мережі, включаючи створення централізованої системи диспетчерського управління для забезпечення стабільності та надійності енергосистеми.

- запровадити поетапний механізм зменшення субсидій для традиційних видів пального. Це дозволить перенаправити інвестиції на модернізацію енергетичної інфраструктури, сприяти декарбонізації та збільшити частку ВДЕ.

- встановити тарифи на основі регуляторної бази активів, щоб стимулювати ефективність роботи підприємств, які займаються передачею та розподілом електричної енергії.

- створити механізми розподілу обов'язків для підтримки загальносуспільних інтересів серед усіх виробників електроенергії. Це дозволить обмежити державне цінове регулювання та сприяти залученню інвестицій.

- розробити системи експорту електроенергії для виробників ВДЕ та ринкові стимули для їх розвитку, що призведе до збільшення обсягів виробництва та споживання електричної енергії на національному рівні.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підруч. /В.Є. Шестеренко.–Вінниця: Нова Книга, 2011.– 656 с.

2. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: Навч. посібник /О.М.Сірий, В.Є.Шестеренко.– К.: ІСДО, 1993. – 592 с.

3. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: навч. посіб. /О.М.Сірий; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. уні-тет харч.технол. – К.: НУХТ, 2011.– 319 с.

4. Інтелектуальні електропостачальні системи та інтеграція відновлювальних джерел енергії [Електронний курс]: курс лекцій для здобувачів освітнього ступеня «магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання» ден. та заоч. форм навч. Уклад.: В.Є.Шестеренко, О.А. Мащенко.–К.: НУХТ, 2022.–75 с.

5. Кучеренко О.Є., Гордієнко В.І., Макаренко Д.М. Електропостачання промислових підприємств. – Хрків: ХНТУ (Харківський національний технічний університет). – 2020. – 342 с.

6. Омельченко В.В., Яковенко П.О. Електропостачання та енергоефективність у промислових підприємствах. К.: Професіонал. – 2021. – 310 с.

7. Савчук В.М., Кравченко П.В. Системи електропостачання промислових підприємств: теорія та практика. – К.: Кондор. – 2020. – 380 с.

8. Мельник О.П., Сивак О.Ю. Проектування електропостачання промислових підприємств. Львів: Політехніка. – 2021. – 295 с.

9. Литвиненко І.О., Воробйов В.І. Технологічні системи електропостачання для промислових об'єктів. Харків: Наукова думка. – 2019. – 356 с.

10. Кравчук І.М. Релейний захист і автоматика енергосистем. К.: Кондор. – 2020. – 432 с.

11. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Затверджені Наказом Мін-ва енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 р. № 476.

12. Ринки електричної енергії: світовий досвід та українські реалії. Частина 1. Особливості запровадження та реформування: методичні вказівки для самостійної роботи з дисципліни «Автоматизовані системи керування та оптимізації режимів енергосистем» студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. : С.В. Казанський. К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. 250 с.

13. Московчук А.Т., Ліщук В.І., Ліщук М.Є. Реформування ринку електроенергії в Україні: стан, ризики та перспективи. Економічний форум. 2019. 1(3), 19-25. DOI: <https://doi.org/10.36910/6765-2308-8559-2019-3-4>.
14. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017. № 2019-VIII. https://ips.ligazakon.net/document/t172019?an=1&ed=2021_01_01.
15. Snapshot of Ukraine's Energy Sector: Institutions, Governance and Policy Framework. Project «Supporting Energy Sector Reform in Ukraine». OECD, 2019. <https://www.oecd.org/energy-sector-reform-ukraine>.
16. Cherniuk A.M., Kyrysov I.H., Cherevyk Yu.O. Analiz perspektyv rozvytku system rozpodilenoї heneratsii elektroenerhii v Ukraini. Vcheni zapysky TNU imeni V.I. Vernadskoho. Seriia: Tekhnichni nauky: Enerhetyka. Tom 32 (71) № 3, 2021, S. 239-246. <https://doi.org/10.32838/2663-5941/2021.3/36>.
17. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни. Разумков центр, 2022. <https://razumkov.org.ua/statti/sector-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny>.
18. Ринок електричної енергії: проблеми та перспективи /Олег Буняк, Сергій Бабюк, Богдан Оробчук, Леонід Мовчан //Вісник Хмельницького національного університету, Том 2, №5, 2023.– С.25-29.
19. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://odeskabel.com/ua/products/kabeli-silovye/kabeli-silovye-s-xlpe-izolyatsiej-6-35-kv/kabeli-silovye-s-izolyatsiej-iz-sshitogo-polietilena-ppvpg-pvpg-na-napryazhenie-6-35-kv.html>.