

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

УДК \_\_\_\_\_

**ПОГОДЖЕНО**  
Директор ННІ енергетики,  
автоматики і енергозбереження

**ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ**  
В.о. завідувача кафедри  
інженерії енергосистем

\_\_\_\_\_ /Каплун В.В./  
(підпис)

\_\_\_\_\_ /Антипов Є.О./  
(підпис)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему: «\_\_\_\_\_ Обґрунтування технічного рішення щодо побудови трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ для багатофункціонального громадського комплексу»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)

Освітня програма Інженерія енергосистем  
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна  
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

**Гарант освітньої програми**

К.Т.Н ДОЦЕНТ  
(науковий ступінь та вчене звання)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Усенко С.М.  
(ПІБ)

**Керівник магістерської кваліфікаційної роботи**

К.Т.Н ДОЦЕНТ  
(науковий ступінь та вчене звання)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Макаревич С.С.  
(ПІБ)

**Виконав**

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Шаповал Р.Г.  
(ПІБ)

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Погоджує завідувач кафедри  
інженерія енергосистем  
К.Т.Н доцент Антипов Є.О.  
(ступінь, звання) (підпис) (ПІБ)  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ  
ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ**

Шаповал Ростислав Геннадійович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)

Освітня програма Інженерія енергосистем  
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна  
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи «Обґрунтування технічного рішення щодо побудови трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ для багатофункціонального громадського комплексу»  
затверджена наказом ректора Національного університету біоресурсів і природокористування України від «--» -- ---- р. № ---- -

Термін подання завершеної роботи на кафедру \_\_\_\_\_  
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи \_\_\_\_\_  
Перелік питань, що підлягають дослідженню: \_\_\_\_\_

Перелік графічного матеріалу: презентація виконана в програмному забезпеченні MS Power Point

Дата видачі завдання «--» -- ---- р.

Керівник магістерської роботи \_\_\_\_\_ Макаревич С.С.  
(підпис) (ПІБ)

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_ Шаповал Р.Г.  
(підпис) (ПІБ)

Магістерська робота: 70 с., 5 рис., 3 табл., 30 джерел.

## РЕФЕРАТ

Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» виконана в Національному університеті біоресурсів і природокористування України, Київ, у 2025 році.

Метою дослідження є обґрунтування технічного рішення щодо побудови енергоефективної та надійної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ для забезпечення стабільного електроживлення багатофункціонального громадського комплексу.

Об'єкт дослідження — трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ як ключовий елемент системи електропостачання багатофункціонального комплексу.

Предмет дослідження — технічні, енергетичні, експлуатаційні та економічні параметри вибору обладнання, конфігурації схеми живлення, рівня резервування, систем релейного захисту, автоматики та енергоефективності трансформаторної підстанції.

У магістерській роботі представлено аналіз сучасних підходів до проектування трансформаторних підстанцій у міській забудові, вивчено нормативно-технічну базу та тенденції розвитку цифрових підстанцій. Проведено розрахунок електричних навантажень багатофункціонального громадського комплексу, визначено перспективи їхнього зростання та сформовано вимоги до рівня резервування та категорійності електропостачання.

На основі проведеного аналізу обґрунтовано вибір вбудованої підстанції з двома сухими трансформаторами 630 кВА за схемою N+1, секціонованими шинами 10 кВ, двома незалежними вводами, двосекційним ГРЩ 0,4 кВ та автоматичним введенням резерву. Розроблено схему електропостачання комплексу, виконано розрахунок струмів короткого замикання, вибір трансформаторів, кабельних ліній та комутаційної апаратури відповідно до вимог ПУЕ та ДБН.

Проведено техніко-економічний аналіз запропонованого рішення, оцінено рівень енергоефективності, експлуатаційні витрати та економічну доцільність

впровадження сучасних систем автоматизації (АСОЕ, SCADA, IED). Визначено переваги застосування енергоефективних трансформаторів, оптимізації втрат у мережі 0,4 кВ та інтеграції цифрових технологій у роботу підстанції.

Додатково наведено вимоги та заходи щодо охорони праці, пожежної безпеки та безпечної експлуатації електроустановок.

Проект складається із 69 сторінок друкованого тексту, містить 5 рисунків, 3 таблиці, 30 джерел, а також презентацію у форматі MS PowerPoint.

Ключові слова: трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ, сухий трансформатор, КРУ-10, ГРЩ 0,4 кВ, релейний захист, АВР, АСОЕ, SCADA, електропостачання громадських комплексів, резервування, струми короткого замикання, енергоефективність.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	9
РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ ТА АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ТЕНДЕНЦІЙ У ПРОЄКТУВАННІ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ .....	11
1.1. Призначення і класифікація трансформаторних підстанцій .....	11
1.2. Аналіз нормативно-технічної бази щодо побудови підстанцій 10/0,4 кВ	11
1.3. Сучасні рішення та тенденції у проєктуванні громадських електроустановок .....	12
1.4. Визначення напрямків дослідження та актуальних проблем .....	12
1.5. Аналіз конструктивних рішень сучасних трансформаторних підстанцій (КТП, БКТП, ЗТП, мікропідстанції).....	13
1.6. Вимоги енергопостачальних організацій до проєктування трансформаторних підстанцій у міській забудові.....	14
1.7. Огляд цифрових технологій у трансформаторних підстанціях.....	16
Висновки до розділу 1 .....	18
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ПОЧАТКОВИХ ДАНИХ ТА ВИБІР ПРОЄКТНОГО ВАРІАНТУ ПІДСТАНЦІЇ.....	20
2.1. Загальна характеристика багатофункціонального громадського комплексу .....	20
2.2. Оцінка навантаження та вимог до електропостачання .....	22
2.3. Обґрунтування вибору вбудованої трансформаторної підстанції.....	23
2.4. Визначення перспектив розвитку електроспоживачів комплексу.....	27
2.5. Аналіз електричних навантажень з урахуванням типів споживачів громадського комплексу.....	28
2.6. Обґрунтування рівня резервування та категорії надійності електропостачання .....	30
2.7. Оцінка впливу трансформаторної підстанції на навколишню забудову...	33
Висновки до розділу 2 .....	35
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА ТЕХНІЧНОГО РІШЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	36
3.1. Розрахунок потужності трансформаторної підстанції .....	36
3.2. Вибір основного обладнання (трансформатор, РУ, кабелі).....	36
3.3. Побудова електричної схеми та опис конфігурації.....	37
3.4. Розрахунок та вибір систем релейного захисту й автоматики.....	37

3.5. Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури .....	38
3.6. Вибір конструкції та місця розташування підстанції.....	42
3.7. Оптимізація втрат електроенергії в трансформаторі та мережі 0,4 кВ ....	44
3.8. Система заземлення та заходи грозозахисту .....	46
3.9. Розробка проєкту вентиляції та пожежного захисту підстанції.....	49
Висновки до розділу 3 .....	51
<b>РОЗДІЛ 4. РЕЗУЛЬТАТИ ТА ОБГОВОРЕННЯ.....</b>	<b>52</b>
4.1. Аналіз результатів тестування енергоефективності трансформаторної підстанції.....	52
4.2. Порівняння споживання енергії до та після впровадження технічних рішень.....	52
4.3. Осмислення впливу запропонованих удосконалень на роботу системи..	53
4.4. Практичні рекомендації щодо впровадження сучасних технічних рішень у трансформаторні підстанції .....	54
4.5. Розрахунок економії електроенергії від впровадження енергоефективних рішень .....	56
4.6. Розрахунок експлуатаційних витрат підстанції протягом життєвого циклу .....	60
Висновки до розділу 4 .....	61
<b>РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ В КОНТЕКСТІ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 10/0,4 КВ.....</b>	<b>62</b>
5.1. Нормативні вимоги щодо охорони праці при роботі з електроустановками трансформаторної підстанції .....	62
5.2. Протоколи безпеки для експлуатації та обслуговування підстанції.....	62
5.3. Ергономічні вимоги під час проєктування та впровадження .....	63
5.4. Рекомендації для забезпечення безпеки та дотримання нормативних вимог.....	64
5.5. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на ТП 10/0,4 кВ.....	64
5.6. Організація допусків та проведення робіт в електроустановках .....	65
5.7. Розробка інструкції з безпечного обслуговування підстанції .....	66
Висновок до розділу 5.....	66
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>68</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....</b>	<b>70</b>
<b>ДОДАТКИ .....</b>	<b>72</b>

Додаток А.....	72
Додакок Б.....	73
Додаток В.....	74

## ВСТУП

Надійне та безперебійне електропостачання — основа стабільної роботи сучасних громадських і комерційних об'єктів. Зростання масштабів багатофункціональних комплексів, підвищення вимог до енергоефективності та безпеки, а також динаміка розвитку міської інфраструктури підкреслюють актуальність задачі оптимального проектування трансформаторних підстанцій низької напруги. В умовах інтеграції нових технологій, зростання тарифів на електроенергію та посилення екологічних норм питання раціональної організації електропостачання для багатофункціональних об'єктів набуває особливого значення. Підстанція класу 10/0,4 кВ є ключовим елементом, який забезпечує перетворення, розподіл та якісну подачу електроенергії до різних функціональних зон комплексу — офісних, торгових, соціальних, інженерних тощо. Саме обґрунтований вибір її структури, конфігурації та обладнання безпосередньо впливає на економічну ефективність, екологічну безпеку та довговічність роботи всієї системи електропостачання.

Актуальність дослідження визначається необхідністю вдосконалення технологічних підходів до розрахунку потужності, вибору схем резервування, впровадження сучасних засобів релейного захисту, автоматики й енергоефективних технологій з урахуванням перспектив розвитку об'єкта та нормативних вимог. Особливої уваги вимагають питання мінімізації втрат та впливу аварійних режимів, інтеграції систем автоматизованого обліку енергії, а також виконання вимог охорони праці та пожежної безпеки.

Об'єкт дослідження: трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ багатофункціонального громадського комплексу.

Предмет дослідження: техніко-економічні, енергетичні й експлуатаційні параметри трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, їх вплив на якість електропостачання, надійність та енергоефективність комплексу.

Мета дослідження: розробка та обґрунтування технічного рішення щодо побудови трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, спрямованої на забезпечення безперебійного, безпечного, енергоефективного електропостачання багатофункціонального громадського комплексу.

Завдання дослідження: Провести аналіз наукових та нормативних джерел щодо проектування сучасних підстанцій 10/0,4 кВ. Вивчити технічні рішення трансформаторного обладнання, схем розподілу та резервування. Розрахувати потужність підстанції за характеристиками реальних та перспективних навантажень комплексу. Обґрунтувати вибір основного та допоміжного обладнання з урахуванням стандартів енергоефективності, надійності та безпеки. Проаналізувати економічну ефективність різних варіантів проекту.

Розробити рекомендації щодо підвищення надійності, енергоефективності та безпечності експлуатації трансформаторної підстанції.

Методи дослідження: Аналіз фахової літератури, нормативних документів і типових проєктних рішень. Інженерні розрахунки електричних навантажень та потужності.

Порівняльний аналіз техніко-економічних рішень. Математичне моделювання розрахункових режимів роботи підстанції. Оцінка ефективності проекту за критеріями економічної доцільності, надійності та енергоефективності.

Наукова новизна дослідження полягає у комплексному підході до вибору технічного рішення підстанції 10/0,4 кВ для багатофункціональних комплексів із урахуванням вимог енергозбереження, резервування та автоматизації сучасного рівня. Вперше проведено обґрунтування рекомендацій з інтеграції систем автоматизованого обліку, оптимізації резервування та комплексного захисту, що дозволяє знизити експлуатаційні витрати та підвищити довговічність обладнання.

## РОЗДІЛ 1.

### ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ ТА АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ТЕНДЕНЦІЙ У ПРОЄКТУВАННІ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

#### 1.1. Призначення і класифікація трансформаторних підстанцій

Трансформаторні підстанції (ТП) є ключовою ланкою системи електропостачання, їх основна функція — трансформація електроенергії з рівня напруги розподільчої мережі до напруги, необхідної для споживачів. КТП 10/0,4 кВ виконують також завдання забезпечення електробезпеки, захисту від аварійних режимів, організації зонального обліку споживання, інтегруються у системи автоматизації.

За сучасною класифікацією ТП поділяються за рівнем напруги, типом конструкції (стаціонарні, модульні, блочні), способом приєднання до мережі (кінцеві, тупикові, магістральні), способом монтажу (наземні, підземні, пересувні), типом ізоляції (масляна, суха, елегазова).

#### 1.2. Аналіз нормативно-технічної бази щодо побудови підстанцій 10/0,4 кВ

Проектування, будівництво та експлуатація сучасних ТП визначається низкою стандартів і нормативних актів:

- ДСТУ 3399-96 “Комплектні трансформаторні підстанції на напругу до 10 кВ”;
- ПУЕ (“Правила улаштування електроустановок”);
- накази та постанови Міністерства енергетики;
- вимоги ДБН та галузеві інструкції щодо громадської забудови;
- стандарти щодо пожежної безпеки, електромагнітної сумісності, екологічних обмежень та норм розміщення ТП в інфраструктурі міст, що визначають параметри електричної та фізичної безпеки, доступності для обслуговування, оперативності переключень, шумоізоляції;
- норми інтеграції технологій АСОЕ (автоматизованого обліку);
- вимоги до резервування живлення та селективності захисту;

— особлива увага приділяється новим вимогам до енергоефективності та екологічності устаткування (вимоги до коефіцієнту корисної дії (ККД) трансформаторів, компенсації реактивної потужності, автоматизації обліку й диспетчеризації).

### **1.3. Сучасні рішення та тенденції у проєктуванні громадських електроустановок**

Новітні тенденції проєктування ТП для багатофункціональних комплексів включають:

- застосування високоефективних силових трансформаторів з мінімальними втратами холостого ходу та короткого замикання;
- впровадження комплексних комплектних трансформаторних підстанцій модульного або контейнерного типу для спрощення монтажу й удосконалення сервісу;
- активне використання цифрових технологій та систем моніторингу (BMS, SCADA, дистанційне керування);
- впровадження автоматизованих систем комерційного обліку (ACOE) і контролю якості електроенергії;
- використання сучасних схем релейного захисту й автоматики, інтелектуальних вимикачів, високоточної апаратури обліку, “smart grid” технологій.

Особлива увага приділяється резервуванню, селективності, надійності та безпеці при експлуатації в густозаселеній міській забудові. Екологічна модернізація: застосування безмасляних трансформаторів, матеріалів з низьким вуглецевим слідом, мінімізація шуму й електромагнітних впливів

### **1.4. Визначення напрямків дослідження та актуальних проблем**

Подальші наукові дослідження концентруються на таких питаннях, як: моделювання режимів роботи ТП при інтеграції відновлюваної енергетики в міських мережах, впровадження бездротових систем діагностики й дистанційного управління, оптимізація схем резервування, забезпечення автоматики відновлення живлення без

участі персоналу, вдосконалення засобів захисту від коротких замикань і перенапруг.

Дослідження питань електромагнітної та пожежної безпеки, експлуатаційної довговічності обладнання. Актуальними є також питання інтеграції нових підстанцій у старі міські мережі, мінімізація перепадів напруги, впровадження європейських підходів до кіберзахисту облікових і керуючих систем.

### **1.5. Аналіз конструктивних рішень сучасних трансформаторних підстанцій (КТП, БКТП, ЗТП, мікропідстанції)**

Сучасні електричні мережі 10/0,4 кВ широко застосовують різні конструктивні виконання трансформаторних підстанцій, що дозволяє оптимізувати технічні, експлуатаційні та економічні показники системи електропостачання. Основними типами, що використовуються у практиці проєктування та експлуатації, є комплектні трансформаторні підстанції (КТП), блочно-комплектні трансформаторні підстанції (БКТП), закриті трансформаторні підстанції (ЗТП) та мікропідстанції. Кожне конструктивне рішення має свої особливості, обмеження та сфери доцільного застосування.

КТП є найпоширенішим видом підстанцій у мережах 10/0,4 кВ. Вони виготовляються у вигляді заводських модулів, які включають трансформатор, комірочки розподільчих пристроїв 10 кВ та низьковольтний щит 0,4 кВ.

Переваги КТП: повна заводська готовність та мінімальний час монтажу; компактність та можливість встановлення в умовах обмеженого простору; сумісність із різними типами трансформаторів (масляні, сухі); порівняно низька вартість. Недоліки: обмежена площа для обслуговування обладнання; складність модернізації порівняно з БКТП; потреба в організації надійного заземлення та вентиляції.

БКТП мають модульну будову: кожний блок (високовольтний, трансформаторний, низьковольтний) виконується у вигляді окремої секції. Це забезпечує більшу гнучкість у проєктуванні та можливість масштабування.

Переваги БКТП: можливість індивідуальної конфігурації під конкретний об'єкт; кращі умови для обслуговування завдяки більшій площі блоків; можливість розміщення великогабаритного обладнання; підвищена пожежобезпечність при використанні сухих

трансформаторів. Недоліки: більші габарити та вимоги до майданчика; вища ціна порівняно з типовими КТП; складніший монтаж (транспорт і стикування секцій). БКТП доцільні для великих громадських комплексів, торгових центрів, об'єктів із підвищеними вимогами до резервування та надійності.

ЗТП будуються у вигляді стаціонарних наземних, підземних або вбудованих приміщень у будівлі. Таке конструктивне рішення застосовується у щільній міській забудові та на об'єктах, де важливі особливі архітектурні або безпекові вимоги.

Переваги ЗТП: можливість інтеграції у будівлю без порушення архітектури; захищеність від атмосферних впливів; зручність експлуатації при раціональному плануванні приміщень; можливість встановлення обладнання підвищеної потужності. Недоліки: високі вимоги до вентиляції і пожежного захисту; складність будівельно-монтажних робіт; потреба у дотриманні санітарно-безпекових норм (відстані, пожежні коридори). ЗТП є оптимальним рішенням для багатофункціональних громадських комплексів, де обладнання може бути розміщене у спеціально виділеному технічному приміщенні.

Мікропідстанції — компактні модернізовані конструкції ТП, які застосовуються для живлення малопотужних об'єктів, окремих будівель і сучасних розподілених систем.

Основні характеристики: невеликі габарити; можливість встановлення у густонаселеній забудові; широке застосування сухих трансформаторів; використання цифрових систем моніторингу параметрів (IoT-сенсори, дистанційний контроль). Сфера застосування: житлові будинки та невеликі громадські будівлі; реконструкція старих мереж; створення локальних Smart Grid-вузлів.

## **1.6. Вимоги енергопостачальних організацій до проєктування трансформаторних підстанцій у міській забудові**

Проєктування трансформаторних підстанцій у межах щільної міської забудови регламентується комплексом вимог, сформованих енергопостачальними організаціями, державними стандартами та будівельними нормами. Ці вимоги спрямовані на забезпечення безпечної інтеграції ТП у міське середовище, гарантування безперебійного функціонування електричних мереж, мінімізацію ризиків для населення

та довкілля, а також забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання багатофункціональних громадських комплексів.

Одним із ключових аспектів є обмеження струмів короткого замикання, оскільки вони безпосередньо впливають на вибір комутаційних апаратів і конструктивні рішення для розподільчих пристроїв.

Не менш важливою є забезпечення якості електроенергії. Це включає дотримання допустимих відхилень напруги, обмеження рівня гармонічних складових, балансування фазових навантажень, а також зменшення пускових струмів, особливо у випадках використання потужного електромеханічного обладнання.

До уваги також беруться показники коефіцієнта потужності та заходи щодо його компенсації, що необхідно для ефективної роботи електромережі. Сучасні ТП мають бути інтегровані в системи автоматизації та диспетчеризації, що передбачає можливість підключення до автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) або автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ), забезпечуючи надійний моніторинг та керування енергопостачанням.

Важливою складовою проектування є дотримання вимог електробезпеки та пожежної безпеки. Для цього організуються контури заземлення з нормативним опором, встановлюються системи блискавкозахисту й захисту від перенапруг. Особливої уваги потребують системи вентиляції й димовидалення — зокрема в закритих трансформаторних підстанціях та вбудованих приміщеннях. Крім того, застосовуються вогнестійкі матеріали, передбачаються аварійне освітлення та чітко визначені евакуаційні маршрути. На трансформаторах, незалежно від типу (маслонаповнені чи сухі), повинні бути реалізовані заходи, що забезпечують необхідний рівень пожежної безпеки. Усі ці рішення спрямовані на зменшення ризиків для людей, персоналу та самої будівлі.

Окрему увагу приділяють питанням шумового та електромагнітного впливу, що є особливо актуальними в умовах щільної міської забудови. Для зменшення негативного впливу використовуються низькошумові трансформатори, шумопоглинальні панелі, екрани та вібродемпфуючі конструкції. Це дозволяє дотримуватись нормативних рівнів

шуму й електромагнітних полів, зменшуючи вплив на мешканців прилеглих житлових приміщень.

Міські енергетичні компанії також регламентують допустимі способи розміщення ТП: як вбудованих у будівлю, так і окремо встановлених (КТП, БКТП). У разі інтеграції підстанції у будівлю замовника передбачаються додаткові вимоги до ізоляції, протипожежних відділків і вентиляційних систем.

Для багатофункціональних громадських комплексів енергопостачальні організації визначають категорію електропостачання відповідно до критичності об'єкта:

I категорія — об'єкти, для яких необхідне безперервне живлення (лікарні, центри безпеки, серверні);

II категорія — великі бізнес-центри, торговельні комплекси, освітні заклади;

III категорія — допоміжні або малопотужні об'єкти.

Підстанція у міській забудові найчастіше проектується під I–II категорію, що передбачає:

- установлення двох трансформаторів, кожен з яких здатний забезпечити мінімальне навантаження об'єкта;
- наявність автоматичного введення резерву (АВР) на стороні 10 кВ або 0,4 кВ;
- незалежні кабельні лінії від різних фідерів або секцій розподільчої мережі.

Усі ці вимоги дозволяють забезпечити безперервність електропостачання важливих споживачів навіть під час аварій або ремонтів.

### **1.7. Огляд цифрових технологій у трансформаторних підстанціях**

Сучасна енергетика перебуває в активній фазі цифрової трансформації, яка має на меті підвищити надійність, ефективність і керованість електричних мереж. У цьому процесі трансформаторні підстанції відіграють ключову роль, адже саме вони стають платформами для впровадження інноваційних технологій, що дозволяють перейти від традиційної експлуатації до інтелектуальних систем управління.

Цифрова трансформаторна підстанція — це інфраструктурний об'єкт, у якому функції контролю, захисту, керування та діагностики реалізуються за

допомогою інтелектуальних електронних пристроїв (IED), цифрових каналів зв'язку, систем SCADA та АСУ ТП, а також платформ для обробки даних, включаючи хмарні сервіси. Основна ідея цифрової підстанції полягає в переході від аналогових рішень до модульних систем із цифровими інтерфейсами, що функціонують у режимі реального часу.

Центральною складовою цифрової ТП є мікропроцесорні пристрої IED, які забезпечують релейний захист, автоматику, вимірювання, контроль режимів роботи та обмін даними між елементами підстанції. Завдяки високій швидкодії, точності, підтримці протоколів (зокрема, IEC 61850) та можливості дистанційної конфігурації, такі пристрої значно підвищують надійність і зменшують обсяг кабельного господарства, полегшуючи обслуговування системи.

Цифрова комунікація в таких підстанціях базується на використанні високошвидкісних стандартизованих протоколів обміну даними, серед яких ключовим є IEC 61850. Його складові — GOOSE, MMS та SV — забезпечують швидкий обмін інформацією між пристроями, мінімізують використання аналогових сигналів та створюють умови для впровадження адаптивних і самоорганізованих систем керування. Це суттєво скорочує витрати на монтаж і обслуговування, зменшуючи потребу в фізичних кабелях у 5–10 разів.

Цифрові ТП оснащуються розвиненими системами автоматизованого управління. Система SCADA дозволяє збирати, візуалізувати й архівувати параметри роботи підстанції в реальному часі, тоді як АСУ ТП виконує функції дистанційного керування апаратурою, обробки телеметрії, аналізу аварій та передачі даних у диспетчерські центри. Завдяки цим рішенням забезпечується повноцінний віддалений контроль за роботою підстанції, що значно зменшує потребу в постійній присутності персоналу на об'єкті.

Не менш важливою є система станового моніторингу, яка дозволяє постійно контролювати технічний стан обладнання. Сучасні цифрові ТП використовують технології діагностики трансформаторів: контроль температури, аналіз газів у маслі (DGA), вимірювання часткових розрядів, вібрацій та шумів, а також моніторинг старіння ізоляції. Це відкриває можливість

для впровадження превентивного обслуговування (predictive maintenance), оптимізації ремонтних графіків і продовження терміну експлуатації обладнання.

У межах цифровізації активно впроваджуються трансформатори нового покоління, які оснащені оптичними датчиками струму (ОТТ) та напруги (ОНТ), а також мають повністю цифрові вихідні інтерфейси. Такі рішення забезпечують високоточні вимірювання без потреби в габаритних класичних трансформаторах, знижують втрати електроенергії та підвищують рівень безпеки.

Новим напрямом розвитку стає інтеграція рішень Інтернету речей (IoT). Підстанції оснащуються сенсорами, що передають дані в реальному часі до хмарних аналітичних платформ. Це дозволяє здійснювати дистанційний контроль, прогнозувати навантаження, миттєво реагувати на аварії та ефективно взаємодіяти з персоналом через мобільні додатки.

У зв'язку з активним переходом до мережевих рішень виникає потреба в надійній кібербезпеці. Для захисту цифрових підстанцій застосовуються шифрування даних, брандмауери, розмежування прав доступу, системи моніторингу мережевої активності та виявлення вторгнень. Ці заходи підвищують стійкість до кібератак і захищають як сам об'єкт, так і пов'язану з ним енергетичну інфраструктуру.

Впровадження цифрових технологій у трансформаторні підстанції забезпечує низку переваг: зростає швидкодія та точність захистів, з'являється можливість повноцінного дистанційного керування, скорочуються витрати на експлуатацію, знижується ризик аварій завдяки аналітиці стану обладнання, зменшується обсяг будівельно-монтажних робіт та підвищується безпека персоналу.

## **Висновки до розділу 1**

У розділі проаналізовано призначення, класифікацію та сучасні вимоги до трансформаторних підстанцій (ТП) у міській забудові. Показано, що ТП 10/0,4

кВ є ключовими елементами електропостачання, забезпечують надійність, безпеку та інтеграцію з автоматизованими системами.

Нормативно-технічна база регламентує всі етапи проектування — від вибору типу підстанції до вимог щодо електро- і пожежної безпеки, якості електроенергії, резервування та енергоефективності.

Розглянуто конструктивні рішення (КТП, БКТП, ЗТП, мікропідстанції), кожне з яких має специфіку застосування в умовах міста. Сучасні тенденції пов'язані з цифровізацією ТП, впровадженням IED, SCADA, IoT, кіберзахисту та систем станового моніторингу, що підвищують керованість і надійність енергопостачання.

Отримані дані створюють базу для подальших досліджень у напрямі підвищення ефективності, безпеки й адаптації ТП до потреб міського середовища.

## РОЗДІЛ 2.

### АНАЛІЗ ПОЧАТКОВИХ ДАНИХ ТА ВИБІР ПРОЄКТНОГО ВАРІАНТУ ПІДСТАНЦІЇ

#### 2.1. Загальна характеристика багатофункціонального громадського комплексу

Багатофункціональний громадський комплекс (БГК) являє собою сучасний об'єкт міської інфраструктури, який поєднує в одному архітектурному просторі різнопрофільні функціональні зони, призначені для обслуговування населення, проведення ділових, культурних та соціальних заходів. Комплекс виконує роль локального центру тяжіння значної кількості відвідувачів і працівників, що визначає підвищені вимоги до його інженерного забезпечення, зокрема до системи електропостачання.

Структурно громадський комплекс включає такі основні функціональні групи приміщень:

- торговельні площі (магазини, салони, супермаркети), що характеризуються значними та нерівномірними електричними навантаженнями, особливо в години пікового відвідування;
- офісні приміщення (адміністративні кімнати, open-space-зони), які потребують стабільного електроживлення для роботи комп'ютерної техніки, серверів, систем освітлення та кліматичного обладнання;
- заклади громадського харчування (ресторани, кафе, фуд-корти), що мають високі теплові та електричні навантаження через наявність професійного кухонного обладнання;
- культурно-ділові приміщення (конференц-зали, виставкові зали, мультимедійні простори) з потребою в якісному освітленні, системах озвучування, відеотехніці;
- спортові та рекреаційні зали, що обладнані вентиляційними та кліматичними установками, тренажерним електрообладнанням;
- підземні або надземні паркінги, які потребують безперервної роботи систем освітлення, вентиляції, відеоспостереження та контролю доступу;

— інженерно-технічні зони (електрощитові, серверні, вентиляційні камери, загальнобудинкові системи), що забезпечують життєдіяльність комплексу.

Окрему групу становлять автоматизовані системи управління будівлею (BMS), системи безпеки (відеонагляд, охоронна й пожежна сигналізація), телекомунікаційне обладнання, системи контролю доступу та аварійного оповіщення.

Багатофункціональний комплекс зазвичай розташований у щільній міській забудові, що створює специфічні умови та обмеження для проєктування трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Це, зокрема, обмежені площі для монтажу, необхідність дотримання санітарних та протипожежних розривів, а також підвищені вимоги до шумозахисту, електромагнітної безпеки та вібраційних характеристик обладнання. Водночас важливо мінімізувати вплив підстанції на навколишні житлові й громадські будівлі. Для забезпечення стабільної роботи технологічних систем комплекс має отримувати централізоване та надійне електропостачання, що передбачає врахування розрахункових навантажень, можливість резервування живлення, підключення до систем диспетчеризації та обліку, а також належну роботу релейного захисту з дотриманням вимог до його селективності та чутливості.

Особливу увагу варто приділити питанням енергоефективності, зокрема вибору обладнання з мінімальними втратами холостого ходу та короткого замикання, застосуванню LED-освітлення, використанню частотних перетворювачів у системах вентиляції та опалення, а також впровадженню алгоритмів оптимізації споживання електроенергії в години пікових навантажень.

У результаті детального аналізу встановлено, що електропостачання багатофункціонального громадського комплексу має забезпечувати: високу надійність і безперервність роботи всіх функціональних зон; адаптивність та можливість подальшого розширення інфраструктури; безпеку персоналу та відвідувачів; відповідність нормативним документам і технічним умовам енергопостачальної організації. Саме ці фактори визначають вимоги до вибору типу, конструкції та технічних характеристик трансформаторної підстанції, що стане основою для її подальшого проєктування.

## 2.2. Оцінка навантаження та вимог до електропостачання

Оцінка активного, реактивного і повного навантаження здійснюється згідно з типовими питомими показниками для різних функціональних зон комплексу (торгівля, офіси, громадське харчування, технічні служби, освітлення, вентиляція, ліфти, IT-інфраструктура).

Використовуються такі основні формули:

$$P_{\text{розр.}} = P_{\text{уст.}} \cdot K_{\text{ср}} \quad (2.1)$$

де  $P_{\text{розр.}}$  — розрахункова потужність;  $P_{\text{уст.}}$  — встановлена потужність;  $K_{\text{ср}}$  — коефіцієнт одночасності.

Ключові приклади типової структури навантаження (орієнтовно для великого об'єкта):

- магазини — 200 кВт;
- офіси — 150 кВт;
- конференц-зали та ресторани — 80 кВт;
- вентиляція та кондиціонування — 120 кВт;
- ліфти — 60 кВт;
- освітлення — 70 кВт;
- комп'ютерні системи та серверні — 40 кВт;
- безпека і відеоспостереження — 10 кВт;
- резерв — 20%

Сумарна встановлена потужність:

$$P_{\text{уст.}} = 200 + 150 + 80 + 120 + 60 + 70 + 40 + 10 = 730 \text{ кВт}$$

З урахуванням одночасності ( $K_{\text{ср}} = 0.7$ ):

$$P_{\text{розр.}} = 730 \cdot 0.7 \approx 511 \text{ кВт}$$

З урахуванням подальших перспектив і резерву:

$$P_{\text{підстанції}} = 600 \text{ кВт}$$

Повна потужність (для  $\cos \varphi = 0.9$ ):

$$S = \frac{P_{\text{підстанції}}}{\cos \varphi} = \frac{600}{0.9} \approx 667 \text{ кВА}$$

При розрахунку потужності важливо враховувати, що електропостачання має забезпечувати безперебійне живлення критичних зон: охорони, ІТ, ліфтів, аварійного освітлення. Необхідне резервування трансформаторів за схемою N+1. Важливими є мінімальні втрати енергії, високий ККД, електро- та пожежна безпека, ефективний шумозахист.

Система повинна забезпечувати селективність і автоматизацію захисту, підтримувати АСКОЕ, цифровий моніторинг та інтегруватися в загальну систему управління об'єктом.

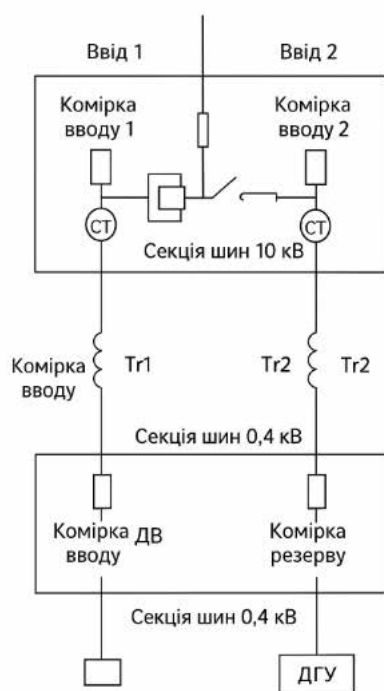


Рис. 2.1. Однолінійна схема живлення ТП 10/0,4 кВ з резервуванням (схема N+1) та дизель-генератором для критичних навантажень

### 2.3. Обґрунтування вибору вбудованої трансформаторної підстанції

Вибір конструктивного виконання трансформаторної підстанції є визначальним етапом проектування системи електропостачання багатофункціонального громадського комплексу, оскільки тип підстанції впливає на надійність електропостачання, енергоефективність, рівень безпеки, експлуатаційні можливості та загальну архітектурну інтеграцію об'єкта. У рамках проекту було розглянуто кілька варіантів виконання підстанцій 10/0,4 кВ — зовнішні комплектні трансформаторні підстанції, блокові КТП, прибудовані рішення та вбудовані підстанції. Порівняння здійснювалося з

урахуванням технічних умов енергопостачальної організації, можливостей планувальної структури будівлі, вимог пожежної безпеки, зручності експлуатації та економічної доцільності.

Аналіз показав, що в умовах обмеженої території, щільної забудови та необхідності мінімізувати довжину кабельних трас найбільш ефективним рішенням є застосування вбудованої трансформаторної підстанції. Інтеграція підстанції у технічний блок будівлі дозволяє значно скоротити витрати на прокладання кабельних ліній 0,4 кВ і 10 кВ, зменшити втрати електроенергії, а також розмістити силові обладнання у просторі, що вже передбачений проектом і не потребує додаткового виділення земельної ділянки чи будівництва окремої споруди. Розташування підстанції максимально близько до центру електричних навантажень також сприяє зниженню падіння напруги та покращенню енергетичних характеристик системи.

Вбудована підстанція проектується з використанням сухих силових трансформаторів 10/0,4 кВ потужністю по 630 кВА, виконаних із литою епоксидною ізоляцією. Таке рішення забезпечує відповідність нормам пожежної безпеки та дозволяє розміщувати електротехнічне обладнання всередині будівлі без ризику поширення пожежі. Трансформатори працюють за схемою резервування N+1, що гарантує здатність підстанції підтримувати живлення об'єкта навіть у разі відмови одного з агрегатів. Розподільні пристрої 10 кВ виконуються у камерному, вбудованому варіанті з двома незалежними вводами, секціонуванням та можливістю резервного перемикання, що підвищує гнучкість і надійність роботи електропостачання. На стороні 0,4 кВ передбачено двосекційний розподільний щит з автоматичним введенням резерву, який забезпечує безперебійне живлення відповідальних груп споживачів та дозволяє оптимізувати розподіл навантаження.

Додатково підстанція оснащується системами дизель-генераторного резерву та безперебійного живлення для гарантування роботи критичних споживачів у разі відмови зовнішніх мереж. Інтеграція з сучасною системою диспетчеризації (SCADA) та використання інтелектуальних електронних пристроїв забезпечують постійний контроль параметрів обладнання, оперативне виявлення відхилень та високий рівень

автоматизації. Це підвищує надійність, полегшує експлуатаційне обслуговування та дозволяє проводити діагностику в реальному часі.

Порівняння вбудованої трансформаторної підстанції з альтернативними варіантами показує низку переваг. Зовнішні та блокові КТП потребують окремої земельної ділянки, що в умовах щільної міської забудови часто є недоступним або економічно недоцільним. Вони також характеризуються збільшеною довжиною кабельних ліній, вищими втратами, більшою вартістю підключення та необхідністю влаштування окремого фундаменту та захисних споруд. Вбудоване рішення дозволяє уникнути цих недоліків, забезпечуючи більш компактне та економічно вигідне розміщення без порушення архітектурної концепції комплексу.

Серед основних переваг обраного рішення можна виділити раціональне використання простору будівлі, зменшення витрат на будівництво та експлуатацію, підвищену пожежну безпеку, зниження втрат електроенергії, зручність технічного обслуговування, можливість централізованої вентиляції та шумоізоляції, а також значно кращу інтеграцію в систему управління об'єктом. Враховуючи наведені аргументи, вбудована трансформаторна підстанція є оптимальним та технічно обґрунтованим рішенням для забезпечення надійного й ефективного електропостачання проєктованого багатофункціонального громадського комплексу.

Після порівняння методів електропостачання (Додаток А), я дійшов висновку, що для проєктованого багатофункціонального громадського комплексу оптимальним є застосування вбудованої трансформаторної підстанції з двома сухими трансформаторами 10/0,4 кВ, що працюють у схемі резервування N+1, та двома незалежними вводами на стороні 10 кВ із секціонованими розподільчими пристроями. Така конфігурація забезпечує найкращий баланс між надійністю електропостачання, вимогами пожежної безпеки, економічною доцільністю, гнучкістю експлуатаційних режимів і можливістю подальшого розширення енергетичної інфраструктури комплексу.

Рекомендована структурна та принципова схема трансформаторної підстанції передбачає використання двох незалежних вводів напругою 10 кВ. Така конфігурація

забезпечує підвищений рівень надійності завдяки можливості резервування живлення з різних джерел або різних вузлів електричних мереж.

Кожен із вводів підключається до окремої комірки комплектного розподільчого устрою КРУ-10. Застосування незалежних комірок забезпечує вибірковість та безпечне виконання оперативних перемикачів, а також можливість проведення технічного обслуговування окремих елементів без необхідності повного знеструмлення підстанції.

На стороні 10 кВ передбачено встановлення секціонуючого вимикача, який розділяє шини на дві незалежні секції. У нормальному режимі секції можуть працювати окремо, а під час ремонту або аварійної ситуації існує можливість здійснити перепідключення навантаження шляхом замикання секційного вимикача. Такий підхід забезпечує гнучкість та безперервність роботи електропостачання.

Кожний силовий трансформатор підключається до шин 10 кВ через окремий вимикач або роз'єднувач, що дозволяє виконувати локальне відключення трансформатора з метою технічного обслуговування або ремонту. Завдяки цьому зберігається працездатність підстанції загалом, навіть якщо один із трансформаторів тимчасово виведений з роботи.

Автоматичне введення резерву (АВР) організовується на стороні 0,4 кВ, що забезпечує автоматичне переключення навантаження на резервний трансформатор або інше джерело живлення в разі відмови основного. За необхідності АВР може поєднуватися з логікою перемикачів на стороні 10 кВ, що додатково підвищує надійність роботи системи.

У випадку використання кільцевих мереж можливе застосування кабельних модулів типу RMU (Ring Main Unit). Для тупикових або промислових підстанцій доцільним є застосування металоокліткових КРУ-10, які забезпечують модульність, можливість розширення та зручність у виконанні оперативних перемикачів.

Структура описаної схеми орієнтована на підвищення надійності, безперервності електропостачання та забезпечення можливості проведення ремонтних робіт без відключення споживачів.

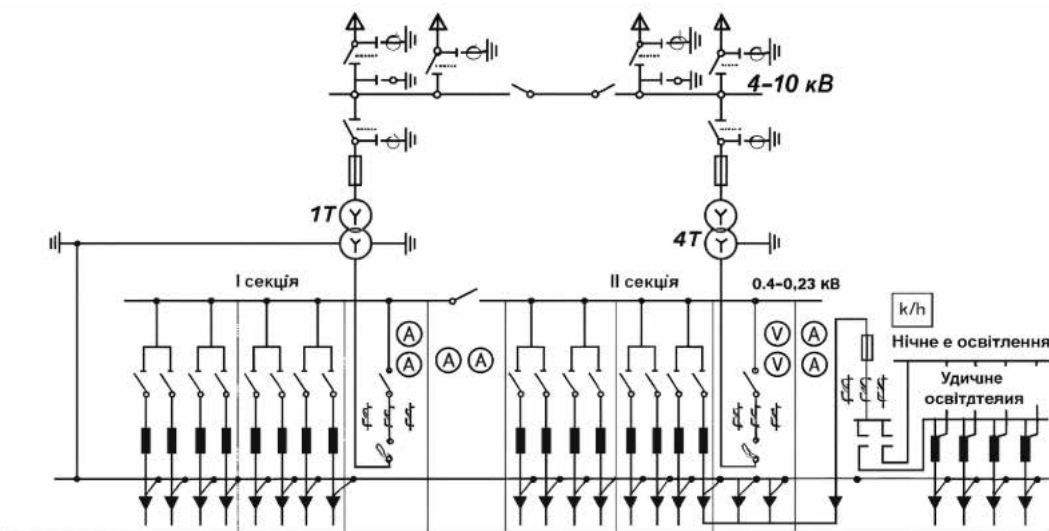


Рис. 2.2. Схема вбудованої трансформаторної підстанції

#### 2.4. Визначення перспектив розвитку електроспоживачів комплексу

Перспективний розвиток електроспоживання багатofункціонального громадського комплексу визначається динамікою його функціональної структури, розширенням площ, збільшенням інтенсивності використання інженерних систем та зростанням ролі сучасних цифрових технологій. Врахування цих тенденцій є необхідною умовою для коректного проектування трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, оскільки забезпечує достатній резерв потужності та можливість масштабування системи електропостачання у майбутньому.

Аналіз показує, що у найближчі 10–15 років очікується зростання навантаження в межах 10–20%. Цей приріст обумовлений збільшенням кількості орендарів, розширенням адміністративних, торгових та офісних зон, а також упровадженням нових технологічних рішень. Значна частина додаткового навантаження пов'язана з розвитком систем кондиціонування, вентиляції, електротранспорту, збільшенням кількості комп'ютерної та серверної техніки, інтеграцією автоматизованих систем управління будівлею, електронних систем безпеки та зв'язку.

Додатковим фактором зростання є активне впровадження зарядних станцій для електромобілів різних класів, які потребують підведення значних потужностей та стабільного електроживлення. Передбачається можливість появи нових категорій споживачів, що також впливатимуть на загальний рівень електроспоживання. Це

можуть бути спортивні комплекси, фітнес-зали, технічні лабораторії, нові заклади громадського харчування, а також додаткові конференц-приміщення або мультимедійні зали. Усі ці об'єкти характеризуються підвищеними вимогами до систем кондиціонування, освітлення, вентиляції та інформаційної інфраструктури, що формує потребу у додаткових електричних потужностях. З огляду на вищезазначене, у проєкті підстанції необхідно передбачити достатній резерв потужності на секціях шин РУ-0,4 кВ та можливість встановлення додаткового силового трансформатора у разі перевищення прогнозованого навантаження.

Конструкція підстанції має забезпечувати можливість розширення схемних рішень, а також підключення альтернативних або резервних джерел живлення, таких як дизель-генераторна установка або дахова сонячна електростанція з накопичувачами енергії. Важливим елементом перспективного планування є забезпечення гнучкості інженерної інфраструктури підстанції. Рекомендується передбачити резервні кабельні канали, можливість модернізації автоматизованих систем керування, встановлення додаткових пристроїв релейного захисту та автоматики, а також подальше підключення підстанції до міських систем диспетчеризації.

У контексті розвитку концепції Smart Grid доцільно закласти підтримку сучасних протоколів обміну даними, що забезпечить інформаційну інтеграцію підстанції з інтелектуальними системами енергокерування будівлі. Таким чином, перспективи розвитку електроспоживачів комплексу вимагають формування технічно гнучкої, масштабованої та модернізованої системи електропостачання. Забезпечення резервів потужності, можливість інтеграції додаткових джерел живлення та відповідність сучасним вимогам до автоматизації дозволять гарантувати надійність електропостачання на всіх етапах життєвого циклу об'єкта.

## **2.5. Аналіз електричних навантажень з урахуванням типів споживачів громадського комплексу.**

Багатофункціональний громадський комплекс характеризується наявністю різномірних електроприймачів, що належать до різних категорій надійності та мають різні графіки електроспоживання. Для коректного визначення розрахункового

навантаження необхідно виконати аналіз усіх груп споживачів, оцінити їхню встановлену потужність, розрахункові коефіцієнти та режими роботи. У цьому підрозділі виконано детальний аналіз електричних навантажень із врахуванням специфіки внутрішніх функціональних зон комплексу. Класифікація споживачів за функціональним призначенням.

До складу громадського комплексу можуть входити такі основні групи електроприймачів: адміністративні та офісні приміщення освітлювальні системи, офісне обладнання, вентиляція та кондиціонування, IT-інфраструктура, торговельні та сервісні площі холодильне обладнання, касові вузли, освітлення торгових залів, вентиляційні системи підвищеної потужності. Заклади громадського харчування електроплити, теплові столи, холодильні камери, витяжні установки, посудомийні машини, освітлення та касове обладнання. Спортивні, медичні або рекреаційні зони тренажерне обладнання, насоси та системи водопідготовки, вентиляційні комплекси, системи освітлення. Інженерні системи будівлі: ліфти і підйомники, системи опалення, системи кондиціонування і вентиляції, насосні установки водопостачання, системи пожежогасіння та протидимного захисту.

Системи безпеки та зв'язку охоронна сигналізація, відеоспостереження, серверні, пожежна автоматика, оповіщення. Зовнішні інженерні мережі та територіальне освітлення. Особливості навантаження різних груп споживачів. Освітлювальні навантаження. Освітлення становить значну частку навантаження громадських об'єктів. Розрахунок ведеться з урахуванням: коефіцієнта попиту (0,7–0,9), коефіцієнта одночасності, типу джерел світла (LED → зниження навантаження 25–40%). Для приміщень торгового блоку характерні підвищені рівні освітленості, що збільшує частку освітлювального навантаження у вечірні години. Вентиляція, кондиціонування та опалення. Ці системи є одним з найбільших споживачів електроенергії. Особливості: нерівномірний графік упродовж доби, пікове навантаження у періоди масового перебування людей, наявність сезонних піків (літо – кондиціонування; міжсезоння – вентиляція на максимумі). Для оцінки навантажень застосовують коефіцієнти: попиту: 0,6–0,8, одночасності: 0,7–0,9. Холодильне обладнання. Актуально для торгових зон, ресторанів та складських приміщень.

Особливості: робота 24/7, високий коефіцієнт попиту (0,9–1,0), наявність компресорних та конденсаторних блоків, значний струм пуску. Розрахунок виконується з урахуванням пускових коефіцієнтів для електродвигунів. Ліфтове та підйомне обладнання. Це імпульсні, нерівномірні навантаження з високими пусковими струмами. Основні характеристики: короткочасність максимального навантаження, коефіцієнт використання 0,2–0,4, підвищені вимоги до надійності (II або I категорія споживачів). Побутові, офісні та комп'ютерні навантаження. Включають ПК, принтери, маршрутизатори, побутові прилади тощо. Особливості: відносно невелика частка у загальному балансі, значні гармонічні спотворення (імпульсні джерела живлення), коефіцієнт попиту 0,5–0,7. Системи безпеки та автоматики. Споживають мало потужності, але належать до споживачів 1-ї категорії. Параметри: безперервний режим роботи, коефіцієнт використання 0,95–1,0, необхідність резервного живлення (ДБЖ + генератор або АВР). Узагальнення розрахунків та формування розрахункового навантаження. На основі аналізу груп споживачів визначається: встановлена потужність кожної групи; робоче та максимальне навантаження; коефіцієнти попиту та одночасності; сумарне навантаження комплексу з урахуванням графіків споживання.

Загальне розрахункове навантаження визначається за формулою:

$$P_p = \sum (P_{\text{устан}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{о}})$$

де  $P_{\text{устан}}$  – встановлена потужність групи;  $K_{\text{п}}$  – коефіцієнт попиту;  $K_{\text{о}}$  – коефіцієнт одночасності.

Також виконується: уточнення коефіцієнта потужності  $\cos\phi$  для кожної групи, обчислення реактивної складової, побудова добових та сезонних графіків навантажень, обґрунтування необхідної потужності трансформаторів з урахуванням резерву 20–40%.

## **2.6. Обґрунтування рівня резервування та категорії надійності електропостачання**

Категорії надійності споживачів. Відповідно до вимог ПУЕ, ДБН В.2.5-23:2010 і ПТЕЕС, споживачі електроенергії за вимогами до безперебійності живлення поділяються на три категорії. Багатофункціональний громадський комплекс включає різні типи приміщень і систем, що належать до різних категорій за надійністю:

- I категорія (особливо відповідальні споживачі). До цієї групи у складі громадського комплексу належать: системи аварійного та евакуаційного освітлення; системи протипожежного захисту (СПЗ), оповіщення та димовидалення; пожежні та аварійні ліфти; серверні та вузли комутації IT-інфраструктури; охоронні системи, відеоспостереження; диспетчерські вузли інженерних систем. Споживачі I категорії повинні забезпечуватися двома незалежними взаєморезервованими джерелами живлення, а перерви у живленні допускаються лише на час автоматичного увімкнення резерву (зазвичай  $\leq 0,5-1$  с). Також передбачається застосування джерел безперебійного живлення (UPS) для навантажень, що потребують безрозривного живлення.
- II категорія включає: торговельні приміщення; офісні приміщення; зони громадського харчування; частина вентиляційного обладнання; інженерні системи з можливим короткочасним перериванням живлення. Перерва живлення допускається на час, достатній для увімкнення резервного живлення оперативним персоналом або автоматикою: до 5 хвилин, що виключає істотні наслідки для роботи комплексу.
- III категорія – це найдешевші в енергопостачанні споживачі: господарські та складські приміщення; технічні кімнати без критичного обладнання; допоміжні приміщення. Допускається перерва електроживлення до 24 годин. У громадських комплексах частка III категорії зазвичай мінімальна.

Аналізуючи розрахункову потужність комплексу (близько 600 кВт) та вимоги до безперебійності живлення, визначено необхідний рівень резервування трансформаторної підстанції. Варіант часткового резервування (два трансформатори по 400 кВА) є неприйнятним, оскільки у разі виходу одного з них з ладу залишкової потужності недостатньо для забезпечення всього навантаження, зокрема для I категорії споживачів. Розглянута також схема з трьома трансформаторами (3×250 або 3×315 кВА), де один із них виконує функцію резервного. Однак ця схема є складнішою в реалізації, потребує більшої кількості комутаційної апаратури та не гарантує 100% покриття навантаження, що знижує її ефективність.

Оптимальним рішенням для багатофункціонального громадського комплексу є повне резервування за схемою N+1 із застосуванням двох трансформаторів потужністю по 630 кВА. У нормальних умовах навантаження розподіляється між ними рівномірно, а в разі аварійної ситуації або ремонту один трансформатор здатен повністю забезпечити живлення всього комплексу. Така конфігурація повністю відповідає вимогам до живлення споживачів I категорії, підвищує надійність, дає можливість обслуговування без знеструмлення та зменшує втрати електроенергії за рахунок роботи в режимі часткового завантаження.

З огляду на функціональне призначення об'єкта, вимоги нормативної бази та наявність критичних зон, доцільним є застосування комбінованого підходу до категорійності. Споживачі I категорії мають бути забезпечені резервованим живленням із використанням UPS та АВР; споживачі II категорії — підключені до двох секцій з можливістю резервного перемикавання; споживачі III категорії — до однієї секції без резерву. Оскільки в структурі комплексу переважають споживачі I категорії, мінімально допустимий рівень резервування трансформаторної підстанції — повна схема N+1.

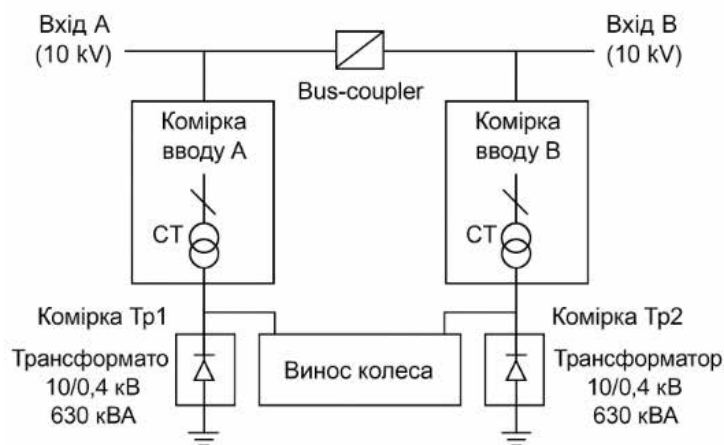


Рис. 2.3. Формування структурної схеми резервування

Для забезпечення потрібної надійності доцільно застосувати: 2 трансформатори 10/0,4 кВ по 630 кВА кожний; два незалежні вводи 10 кВ (або один ввід + резервний кабель від іншої підстанції); секціонування шин 0,4 кВ із АВР між секціями; UPS 10–60 кВА для серверів, СКС, систем безпеки; дизель-генератор 150–250 кВт для тривалого резерву важливих навантажень.

## 2.7. Оцінка впливу трансформаторної підстанції на навколишню забудову

Проектування трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ у межах щільної міської забудови потребує аналізу її можливого впливу на оточення. Оцінюються екологічні, санітарні, електромагнітні, шумові, візуальні та містобудівні фактори. Усі ці аспекти повинні відповідати вимогам ДБН, ДСП та європейських рекомендацій щодо розміщення електротехнічних об'єктів у громадських та житлових зонах.

Трансформаторні підстанції мають великий електромагнітний вплив. Джерела електромагнітних полів у ТП: трансформатори 10/0,4 кВ; розподільчі пристрої 10 кВ та 0,4 кВ; кабельні вводи та шини; токові й напругові трансформатори. Згідно з ДСП 3.3.6.096-2002 та ICNIRP, допустимі рівні ЕМП: для частоти 50 Гц: напруженість ЕП  $\leq 5$  кВ/м; магнітна індукція  $\leq 100$  мкТл (для населення – 200 мкТл у короткочасному режимі). Результати типової оцінки: на відстані 1–2 м від корпусу ТП рівень магнітної індукції становить 0,2–1,5 мкТл, на відстані 5 м — менше 0,1 мкТл, що у 100–500 разів нижче за нормативи.

Сучасні КТП та БКТП у залізобетонних або металевих корпусах практично не створюють електромагнітного впливу, який може бути небезпечним для населення. Розміщення ТП у безпосередній близькості до житлових та офісних приміщень є безпечним за умови дотримання конструктивних норм.

Трансформатори також маюць акустичний та вібраційний вплив, в режимі роботи вони генерують: 70–75 дБ без корпусу; 50–55 дБ у шафовому виконанні; низькочастотні вібрації внаслідок магнітострикції. Згідно з ДБН В.1.1-31 та ДСП 173-96 допустимий шум на межі приміщень громадського користування:  $\leq 55$  дБ денний,  $\leq 45$  дБ нічний.

Зазвичай вживають такі заходи з шумозахисту: використання трансформаторів у герметичних маслонаповнених або сухих трансформаторів з литою ізоляцією, встановлення трансформаторів на віброгасних опорах, додаткова звукоізоляція стін ТП (мінеральна вата 50–100 мм), розміщення трансформаторів у віддаленні від житлових фасадів. Правильно спроектована КТП із сухими трансформаторами забезпечує рівень шуму нижче 45–50 дБ, що відповідає санітарним нормам і не створює дискомфорту для мешканців.

Вплив на візуальне та архітектурне середовище також суттєвий. Сучасні трансформаторні підстанції можуть бути виконані у таких форм-факторах: БКТП із декоративною обробкою; вбудовані ТП у перші поверхи будівель; підземні ТП (використовуються у щільній забудові); індивідуальний архітектурний дизайн корпусу за вимогою громади.

При проектуванні враховується: відповідність кольору та матеріалу фасаду загальній концепції забудови; мінімізація впливу інженерної інфраструктури на вигляд громадського простору; можливість інтеграції вентиляційних решіток у декоративні елементи.

У висновку, сучасні БКТП дозволяють повністю інтегрувати електротехнічний об'єкт у вигляд громадського комплексу без негативного впливу на архітектурну композицію.

Санітарно-екологічні аспекти, пожежна та вибухова безпека є важливими факторами під час вибору типу трансформаторів у складі підстанції. Маслонаповнені трансформатори комплектуються системами контролю температури та газового захисту, що зменшує ризик аварій, проте вони потребують додаткових заходів безпеки, включаючи облаштування маслоприймальних ванн та застосування негорючих малотоксичних масел типу ПБМ-1 або ПБН. Сухі трансформатори (cast-resin) практично не виділяють токсичних газів, мають підвищену пожежну стійкість і повністю усувають ризик витоку масла, що робить їх особливо придатними для встановлення у громадських будівлях. У будь-якому випадку передбачається встановлення протипожежних бар'єрів, забезпечення належної вентиляції та використання систем автоматичного пожежогасіння.

При проектуванні також враховується вплив трансформаторної підстанції на інженерні мережі та транспортну інфраструктуру. Важливими є дотримання нормативних відстаней до підземних комунікацій, зокрема водопроводу, каналізації, тепломереж і газопроводів, а також забезпечення безперешкодного доступу автомобільного транспорту для монтажу та подальшого обслуговування обладнання. Додатково розробляється спеціальний маршрут для обслуговування підстанції, що

дозволяє уникнути перешкод у роботі основних функціональних зон комплексу та мінімізує вплив ТП на пішохідні потоки й внутрішню логістику об'єкта.

### **Висновки до розділу 2**

Аналіз вихідних даних, складу та структури навантажень багатофункціонального громадського комплексу дозволив обґрунтувати потужність майбутньої підстанції як 600-700 кВт (повна потужність  $\approx 700\text{--}800$  кВА), із перспективою подальшого розширення. Порівняльний аналіз варіантів електропостачання підтвердив доцільність впровадження схеми резервування з двома трансформаторами (N+1), що забезпечує високу надійність, операційну гнучкість та сприяє зниженню ризику енергетичних втрат і підвищенню економічної ефективності об'єкта.

## РОЗДІЛ 3.

### РОЗРОБКА ТЕХНІЧНОГО РІШЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

#### 3.1. Розрахунок потужності трансформаторної підстанції

Розрахункова потужність підстанції визначається згідно структури навантажень комплексу.

Активна потужність: 600 кВт

Коефіцієнт потужності: 0.9

Повна потужність:

$$S = \frac{P_{\text{розр.}}}{\cos \varphi} = \frac{600}{0.9} \approx 667 \text{ кВА}$$

де  $P_{\text{розр.}}$  - активна потужність;  $\cos \varphi$  - коефіцієнт потужності.

З урахуванням резерву, перспектив розвитку та коефіцієнта заповнення графіка навантаження, згідно методики приймається потужність трансформаторів по 630 кВА (два трансформатори по схемі N+1).

При цьому трансформатори вибираються з запасом для аварійних/максимальних навантажень:

$$S_{\text{трансф.ном}} \geq S_{\text{макс}} = 0,75 \div 0,63 \cdot S_{\text{м}}$$

Загальна потужність підстанції:  $S_{\text{ном}} = 2 \times 630 = 1260 \text{ кВА}$ .

#### 3.2. Вибір основного обладнання (трансформатор, РУ, кабелі)

Трансформатори: Тип ТМГ або ТМ (масляний/сухий), номінальна потужність — 630 кВА, клас напруги — 10/0,4 кВ. Вибираються моделі з високим ККД ( $\geq 98\%$ ) та мінімальними втратами холостого ходу. Вибір трансформатора засновано на порівняннях технічних параметрів (Додаток Б).

Розподільчі пристрої (РУ): ВН до 10 кВ (вимикачі вакуумні, роз'єднувачі, трансформатори струму/напруги, автоматика АВР); НН 0,4 кВ (автоматичні вимикачі, шинні з'єднання, секціонування, конденсаторні установки для компенсації реактивної потужності)

Кабелі: вибір перерізу згідно робочого струму, допустимих втрат напруги і умов прокладання (ВВГ, ПВ-1, для ВН — ААШВ).

Врахування температурного режиму, довговічності ізоляції, пожежної безпеки.

Додаткове обладнання: система автоматичного обліку АСОЕ, цифрові комунікаційні модулі, реле напруги й струму, датчики температури й середовища.

### **3.3. Побудова електричної схеми та опис конфігурації**

Структура підстанції складається із:

- вхідного коміру ВН — підключення до зовнішньої електромережі 10 кВ;
- двох незалежних трансформаторних блоків— паралельне живлення 0,4 кВ (резервування, схема N+1);
- РУ НН — секціоноване, із розподілом навантаження по групах споживачів та окремих щитах аварійного живлення.
- системи автоматичного резервування (АВР), інтеграції в диспетчерську мережу комплексу;
- місць підключення для третіх джерел резервної енергії (дизель-генератор, СЕС);
- захисту, заземлення, шумозахисту, ізоляції (пожежно-безпечне виконання).

Функціональна схема містить: вхідний вимикач, секційну збірку, комір АВР, блок релейного захисту, автоматичні вимикачі — для кожної секції.

У додатку В проілюстровано логіку автоматичного переключення на резервний трансформатор.

### **3.4. Розрахунок та вибір систем релейного захисту й автоматики**

Основні захисти:

- максимальний струмовий захист для ліній і трансформаторів (миттєве та із витримкою часу);
- захист від перевантаження, несиметрії, замикання на землю;
- автоматичне включення резерву (АВР) головних комірок при аварії;
- мікропроцесорні модулі релейного захисту МРЗС 05-01 або аналогічні.

Автоматизація системи релейного захисту передбачає впровадження багатофункціональних пристроїв, що забезпечують не лише виконання основних функцій RZA, а й підтримку цифрових комунікацій та інтеграцію з локальними і централізованими системами диспетчеризації, такими як BMS та SCADA. Це дозволяє здійснювати безперервний моніторинг параметрів, реєструвати аварійні події, виконувати осцилографічний аналіз і вести журнали станів підстанції. Такий підхід сприяє оперативному аналізу роботи системи, підвищенню її керованості та надійності.

### 3.5. Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури

Мета підрозділу полягає у здійсненні розрахуну трьохфазних якісних (симетричних) струмів короткого замикання у вузлах підстанції (на стороні 10 кВ і 0,4 кВ) з метою вибору комутаційної апаратури та її параметрів (підбір автоматичних вимикачів, трансформаторних запобіжників, вимірювальних трансформаторів струму та захисних пристроїв).

Для трьохфазного синфазного короткого замикання (симетричного) у точці з лінійною напругою  $U_{ll}$  і еквівалентним опором  $Z_{eq}$  повний (лінійний) струм короткого замикання визначається як:

$$I_{sc} = \frac{U_{ll}}{\sqrt{3} Z_{eq}}$$

де  $U_{ll}$  — фазна лінійна напруга (в вольтах);  $Z_{eq}$  — сумарний лінійний опір кола (в омах), приведений до тієї ж сторони.

Перевід потужності короткого замикання  $S_{sc}$  у опір джерела:

$$Z_{th} = \frac{U_{ll}^2}{S_{sc}}$$

(корисно застосовувати однакові одиниці:  $U_{ll}$  в кВ,  $S_{sc}$  в МВА → в результаті  $Z$  в омах).

Опір трансформатора (у омах) при відомому відсотковому опорі  $Z_{\%}$ :

$$Z_{tr} = \frac{Z_{\%}}{100} \cdot \frac{U_{HV}^2}{S_{tr}}$$

де  $U_{HV}$  — номінальна напруга трансформатора (кВ),  $S_{tr}$  — номінальна потужність трансформатора (МВА). Якщо потрібно, це значення переводиться на іншу сторону трансформатора за правилом масштабування:

$$Z_{(ref)} = Z \cdot \left(\frac{U_{ref}}{U_{orig}}\right)^2$$

При розрахунку струму на стороні низької напруги (0,4 кВ) — всі опори джерела і трансформатора слід привести до сторони 0,4 кВ (масштабуючи як вище), після чого застосувати формулу (1).

Вихідні дані та припущення для прикладу розрахунку (всі ці величини слід замінити реальними даними при проектуванні):

— номінальна напруга мережі (MV):  $U_{MV} = 10$  кВ(лінійна),

— номінальна напруга низької сторони:  $U_{LV} = 0,4$  кВ,

— номінальна потужність трансформатора (обраний типовий):  $S_{tr} = 0,63$  MVA(630 кВА),

— відсотковий опір трансформатора:  $Z_{\%} = 6,0\%$ (типове значення для розподільчих трансформаторів, уточнити за паспортом),

— короточасна потужність джерела на стороні 10 кВ (припущення):  $S_{sc\_source} = 100$  MVA.

Примітка: значення 100 МВА — приклад. Для слабших мереж  $S_{sc}$  може бути менше (скажімо, 20–50 МВА), а для «жорстких» мереж — більше (200–500 МВА), що суттєво впливає на розрахунок.

Покроковий розрахунок:

Розрахунок еквівалентного опору джерела на стороні MV (10 кВ)

$$Z_{th(MV)} = \frac{U_{MV}^2}{S_{sc\_source}} = \frac{(10 \text{ кВ})^2}{100 \text{ MVA}} = \frac{100}{100} = 1,0 \Omega$$

(результат у омах; перевірка одиниць: кВ<sup>2</sup> / МВА → Ом).

Розрахунок опору трансформатора, приведеного до сторони MV (10 кВ)

Формула:

$$Z_{tr(MV)} = \frac{Z_{\%}}{100} \cdot \frac{U_{HV}^2}{S_{tr}}$$

Підставляю:

$$Z_{tr(MV)} = 0,06 \cdot \frac{(10)^2}{0,63} = 0,06 \cdot \frac{100}{0,63}$$

Прорахунок крок за кроком:

$$100/0,63 = 158,7301587(\text{приблизно } 158.7301587).$$

$$0,06 \cdot 158,7301587 = 9,523809522 \Omega.$$

Отже:

$$Z_{tr(MV)} \approx 9,5238 \Omega.$$

Сумарний опір при трьохфазному КЗ на стороні MV (на шині 10 кВ, без урахування додаткових опорів ліній)

$$Z_{eq(MV)} = Z_{th(MV)} + Z_{tr(MV)} = 1,0 + 9,5238 = 10,5238 \Omega$$

Трьохфазний струм короткого замикання на стороні MV (10 кВ)

Застосовую формулу:

$$I_{sc(MV)} = \frac{U_{MV}}{\sqrt{3} Z_{eq(MV)}}$$

Підставляю:  $U_{MV} = 10\,000 \text{ V}$ ,  $Z_{eq} = 10,5238 \Omega$ .

$$\text{Обчислюю знаменник: } \sqrt{3} \cdot Z_{eq} = 1,73205 \cdot 10,5238 = 18,2359.$$

$$I_{sc(MV)} = 10\,000/18,2359 = 548,52 \text{ A}.$$

Отже:

$$I_{sc(MV)} \approx 549 \text{ A}$$

(попередній перспективний струм трифазного симетричного КЗ на шині 10 кВ  $\approx 0,55$  кА при припущених даних).

Приведення опорів до сторони LV (0,4 кВ) для розрахунку  $I_{sc}$  на стороні 0,4 кВ

Переводжу опори джерела і трансформатора на сторону 0,4 кВ (масштабний множник  $(U_{LV}/U_{MV})^2$ ):

Коефіцієнт перерахунку:

$$\left(\frac{U_{LV}}{U_{MV}}\right)^2 = \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = (0,04)^2 = 0,0016$$

Опір джерела, приведений до LV:

$$Z_{th(LV)} = Z_{th(MV)} \cdot 0,0016 = 1,0 \cdot 0,0016 = 0,0016 \Omega$$

Опір трансформатора, приведений до LV:

$$Z_{tr(LV)} = Z_{tr(MV)} \cdot 0,0016 = 9,5238 \cdot 0,0016 = 0,015238 \Omega$$

Сумарний опір (LV side):

$$Z_{eq(LV)} = Z_{th(LV)} + Z_{tr(LV)} = 0,0016 + 0,015238 = 0,016838 \Omega$$

Розрахунок трьохфазного струму короткого замикання на стороні LV (0,4 кВ)

Застосовую формулу з  $U_{LV} = 400 \text{ V}$ :

$$\text{знаменник: } \sqrt{3} \cdot Z_{eq(LV)} = 1,73205 \cdot 0,016838 = 0,029154(\text{Ом}).$$

$$I_{sc(LV)} = 400/0,029154 = 13\,714,7 \text{ A.}$$

Отже:

$$I_{sc(LV)} \approx 13,7 \text{ kA}$$

(тобто перспективний трьохфазний симетричний струм КЗ на шинах 0,4 кВ  $\approx 13,7 \text{ kA}$  при заданих припущеннях).

Перевірочний варіант — «жорстка» мережа (дуже великий  $S_{sc\_source}$ )

Якщо джерело є практично ідеальним (дуже велике  $S_{sc}$ ,  $Z_{th} \approx 0$ ), то обмеження дає лише трансформатор:

$$Z_{eq(LV)} \approx Z_{tr(LV)} = 0,015238 \Omega.$$

$$\text{Тоді } I_{sc(LV)} = 400/(1,732 \cdot 0,015238) = 15\,164 \text{ A} \approx 15,16 \text{ kA.}$$

Тобто присутність реального джерела (з  $S_{sc}=100 \text{ MVA}$ ) зменшила  $I_{sc}$  з  $\approx 15,16 \text{ kA}$  до  $\approx 13,7 \text{ kA}$  — незначне зниження.

Висновки по розрахунку:

- перспективний трифазний короткочасний струм на стороні 0,4 кВ  $\approx 13,7 \text{ kA}$ ;
- перспективний струм на стороні 10 кВ  $\approx 549 \text{ A}$ ;
- значення залежать критично від  $S_{sc\_source}$  і  $Z_{\%}$  трансформатора: при меншій  $S_{sc}$  (слабша мережа)  $I_{sc}$  на LV буде меншим; при більшій  $S_{sc}$  — більшим.

Слід визначити вимоги до апаратури. Низьковольтні вимикачі (автомати / АСВ).

Розрахунковий попростовий (prospective) струм =  $13,7 \text{ kA}$  → обираємо апаратуру з номінальною розривною здатністю не менше ніж  $1,25\text{--}1,5 \cdot I_{sc}$  (інженерна практика для запасу та урахування нерівностей): тобто  $\geq 17\text{--}20 \text{ kA}$  (рекомендація: АСВ з розривною здатністю  $25 \text{ kA}$ ). Перевіряємо також піковий струм увімкнення і термічну витривалість  $I^2t$  (короткочасна витримка  $1 \text{ s}$ ,  $3 \text{ s}$  і т.д.) згідно з ГОСТ/IEC. Високовольтне обладнання (вимикачі  $10 \text{ kV}$ , роз'єднувачі)

Для MV ми отримали  $\sim 549$  А — це невеликий струм, але на практиці Ssc може бути більшим; слід уточнити Ssc мережі. Зважаючи на це, підбирають ВВ-перемикачі / вимикачі з номінальною розривною здатністю згідно з фактичним I<sub>sc</sub> (часто 10–25 кА для 10 кВ обладнання).

Трансформатор повинен мати термічну й динамічну стійкість до розрахункових пускових і короткочасних струмів; перевірити паспортне значення максимально допустимого струму КЗ і динамічного навантаження. Трансформаторні ТЗ (струмові трансформатори). Вибрати клас із номінальним первинним струмом, який перевищує розрахунковий струм КЗ у місці встановлення, або застосувати розрахункові коефіцієнти для захисту; трансформатори струму повинні витримувати  $i^2t$  короткочасних струмів.

При виборі кабелів та шин, треба перевірити механічну та термічну стійкість до розрахункових струмів (короткочасні перевантаження). Зокрема, перевірити значення I<sub>sw</sub> (короткочасна витривалість) на 1 с або 3 с.

Захисти (релейний захист). Налаштування захистів: початкові струми спрацьовування — із урахуванням р<sub>sc</sub> та забезпечення селективності й швидкого відключення; коефіцієнти часу для селективності з урахуванням величини I<sub>sc</sub>. Необхідно розглянути застосування цифрових реле з можливістю регулювання тимчасових характеристик та архівації подій.

Рекомендується передбачити 20–30 % запасу по розривній здатності апаратів на випадок підвищення I<sub>sc</sub> у майбутньому (зміцнення мережі, зміна підключень) і також отримати від енергопостачальної організації фактичну величину Ssc (або Z<sub>th</sub>) у вузлі підключення — це ключовий параметр. Уточнити паспортний Z<sub>%</sub> конкретного трансформатора, який буде застосований (виробник дає точні дані). Зробити термічну перевірку кабелів і шин при значенні розрахункового  $I^2t$ .

### **3.6. Вибір конструкції та місця розташування підстанції**

Для даного громадського комплексу сформовано такі ключові критерії:

- надійність живлення та категорія електропостачання (I–II). Об'єкт включає офісні приміщення, торгові площі, ресторан, серверну, системи вентиляції та ліфти — потребує підвищеного рівня надійності;
- мінімізація довжини кабельних ліній 0,4 кВ. Зменшує втрати потужності та підвищує енергоефективність;
- шумозахист та відповідність СанПіН. Забезпечує комфорт для персоналу й відвідувачів;
- пожежна безпека ВТП згідно з ДБН В.2.5-23:2010. Потрібне виконання протипожежних стін, окремих виходів, вентиляції та маслоприймальних пристроїв;
- економічна доцільність. Вбудовані рішення дешевші в монтажі, але складніші з точки зору пожежних вимог;
- архітектурні вимоги та планування території.

Після техніко-економічного аналізу та оцінки компоновки громадського комплексу було визначено, що внутрішні площі будівлі дозволяють розмістити трансформаторну підстанцію у спеціально виділеній технічній зоні, а відстані до зон перебування людей дають змогу забезпечити належний рівень шумозахисту. Оскільки архітектура об'єкта не передбачає можливості виділення окремої ділянки під БКТП, було прийнято рішення про застосування вбудованої трансформаторної підстанції, яка включає два трансформатори 10/0,4 кВ, що працюють за схемою N+1, два розподільчі пристрої 10 кВ у камерному виконанні, розподільчий пункт 0,4 кВ, системи вентиляції й димовидалення, а також сановані канали для введення кабельних ліній. Під час вибору місця для розміщення підстанції враховувалися такі чинники, як доступність технічного або першого поверху, наявність виходу назовні для персоналу, відсутність житлових або офісних приміщень над трансформаторами, можливість під'їзду пожежної техніки, скорочення довжини кабельних трас і забезпечення належної вентиляції. У результаті оптимальним стало розміщення підстанції в північному технічному блоці першого поверху, з двома окремими входами — для

трансформаторного відсіку та розподільчих пристроїв, а також із технологічним проїздом для монтажу і заміни обладнання. Обране рішення дозволяє зменшити втрати у кабельних лініях, підвищити надійність електропостачання, забезпечити зручний доступ для обслуговування та виконати всі вимоги щодо електро- та пожежної безпеки. Такий варіант є оптимальним за компактністю, узгодженістю з архітектурою будівлі, енергоефективністю, простотою впровадження цифрових систем моніторингу, економічною доцільністю будівництва, а також повністю відповідає чинним нормативним вимогам і стандартам.

### **3.7. Оптимізація втрат електроенергії в трансформаторі та мережі 0,4 кВ**

Оптимізація втрат електроенергії на етапі проєктування трансформаторної підстанції є одним із ключових критеріїв підвищення ефективності роботи системи електропостачання громадського комплексу. Величина технічних втрат безпосередньо визначає річні експлуатаційні витрати, необхідність збільшення потужності підстанції та рівень навантаження мережевої інфраструктури. До основних джерел втрат відносять втрати в трансформаторі (холостого ходу та навантаження), втрати в кабельних мережах 0,4 кВ, втрати у з'єднаннях, апаратурі та вторинних ланцюгах. Ефективна оптимізація передбачає сукупність технічних рішень щодо вибору обладнання, схеми розподілу навантажень, підвищення коефіцієнта потужності, а також вдосконалення резервування та режимів роботи.

Насамперед необхідно врахувати втрати в силовому трансформаторі, які поділяють на постійні ( $V_{txx}$  — втрати холостого ходу) та змінні ( $V_{tn}$  — втрати в обмотках під навантаженням). Постійні втрати визначаються магнітними властивостями сталі сердечника і не залежать від величини навантаження; змінні – залежать від квадрату струму навантаження і впливають на ефективність трансформатора в залежності від режимів роботи.

Для громадського комплексу, де навантаження суттєво змінюється впродовж доби (пік освітлення ввечері, пікові навантаження вентиляції вдень, робота ІТ-систем майже постійна), важливим є вибір трансформатора з

мінімальними сумарними втратами при типовому для даного об'єкта завантаженні 40–70%. Застосування трансформаторів класу енергоефективності А0 або А0К нівелює втрати холостого ходу, зменшує витрати у діапазоні 10–20% порівняно зі стандартними трансформаторами, а також знижує нагрівання та збільшує ресурс обладнання.

Оптимізація втрат у мережі 0,4 кВ передбачає правильний вибір перерізу кабельних ліній з урахуванням економічного перерізу. Надмірне зменшення перерізу призводить до збільшення втрат потужності та падіння напруги, що є критичним для електронних і технологічних систем комплексу. Перевищення оптимального перерізу призводить до значного зростання вартості кабельних трас без суттєвого покращення енергоефективності. Для мережі 0,4 кВ доцільно використовувати алюмінієві кабелі з ізоляцією XLPE відповідно до розрахункового струму та допустимого падіння напруги (не більше 5% для кінцевих споживачів). Довжина трас, прокладених від ТП до головних щитів живлення, має бути мінімальною; саме тому конструктивно підстанцію розміщують у центрі навантаження, що дозволяє знизити втрати до 30% у порівнянні з варіантом із виносною КТП.

Одним із ключових чинників втрат у мережах низької напруги є низький коефіцієнт потужності, оскільки за наявності реактивної складової струму зростає, а разом з ним і втрати  $I^2R$ . Для даного комплексу доцільним є використання компенсуючих установок або модульних конденсаторних батарей, інтегрованих у головний розподільчий щит 0,4 кВ. Підтримання  $\cos \phi$  на рівні не нижче 0,93 дозволяє зменшити втрати у мережі та трансформаторі від 8 до 12%, а також запобігає можливим штрафам з боку енергопостачальної організації.

Втрати також можуть виникати в апаратурі 0,4 кВ, контактах, автоматичних вимикачах та шинопроводах. Тому важливим є застосування низьковтратних шинних систем заводського виконання, що мають значно менший опір у порівнянні з кабельними лініями при вертикальних та магістральних розподілах. У великих комплексах шинопроводи рекомендуються

для живлення групових щитів у вертикальних шахтах, що забезпечує зниження нагрівання, покращення механічної міцності та мінімізацію втрат до 7%.

Наступним аспектом оптимізації є встановлення енергоефективного силового обладнання — трансформаторів із пониженими втратами, автоматичних вимикачів з низьким опором дугових камер та низьковтратних реакторів, якщо вони застосовуються. Крім того, використання схем резервування N+1 дозволяє забезпечити роботу кожного трансформатора при оптимальному, а не максимальному завантаженні, що суттєво знижує втрати навантаження. Оскільки втрати у трансформаторі мають квадратичну залежність від струму, зниження навантаження на кожен трансформатор на 10–15% зменшує втрати до 25%.

Важливим інженерним рішенням є застосування цифрових систем моніторингу, які дозволяють здійснювати постійний контроль температури обмоток, навантаження фаз, симетрії напруги та інших параметрів. На основі цих даних автоматизована система може регулювати роботу компенсуючої установки, рівномірно розподіляти навантаження по фазах та уникати перевантаження окремих груп, що також зменшує втрати та збільшує ресурс обладнання.

Таким чином, оптимізація втрат у трансформаторі та мережі 0,4 кВ є комплексним завданням, що включає технічно обґрунтований вибір трансформаторів, кабельної продукції, шинних систем, апаратури, а також застосування сучасних цифрових рішень. Зменшення втрат дозволяє підвищити енергоефективність роботи підстанції, зменшити експлуатаційні витрати, забезпечити стабільну роботу всієї інженерної інфраструктури та підвищити надійну подачу електроенергії для багатофункціонального громадського комплексу.

### **3.8. Система заземлення та заходи грозозахисту**

Система заземлення та грозозахисту трансформаторної підстанції (ТП) є критично важливими елементами, що забезпечують електробезпеку, безперебійну

роботу обладнання, захист персоналу та зниження ймовірності аварійних ситуацій. Правильно спроектоване заземлення гарантує безпечні потенціали на струмопровідних частинах, ефективне відведення струмів короткого замикання (КЗ), блискавкових імпульсів та статичних зарядів у землю. Система заземлення ТП. Сучасні трансформаторні підстанції, незалежно від типу (КТП, БКТП, ЗТП), повинні бути обладнані надійною системою робочого та захисного заземлення. Заземлення формується як єдина заземлювальна мережа, яка включає: контур заземлення навколо підстанції; вертикальні та горизонтальні електроди; з'єднувальні смуги; магістралі заземлення всередині ТП; заземлення нейтралі трансформатора (режим роботи нейтралі — TN-S або TN-C-S); заземлення всіх металевих неструмовідних частин обладнання. Основними завданнями системи заземлення є: відведення струмів КЗ у землю для забезпечення спрацювання захистів; забезпечення безпечної напруги дотику та крокової напруги для персоналу; створення стабільної електричної точки відліку для нейтралі; забезпечення електромагнітної сумісності обладнання; зниження перенапруг у мережі 0,4 кВ. Нормативно допустимий опір заземлення для ТП становить: не більше 4 Ом — для трансформаторів з ізольованою нейтраллю; не більше 0,5–1 Ом — для трансформаторів з глухозаземленою нейтраллю (TN). До заземлення приєднуються: трансформаторні баки; корпуси КРУ-0,4 кВ; металеві конструкції ТП; двері, ворота, вентиляційні решітки; оболонки кабелів та лотки; блискавкоприймачі та їхні струмовідводи. Якість заземлення суттєво впливає на: швидкість та надійність роботи релейного захисту; рівні потенціалів всередині контуру ТП; ризик ураження людей електричним струмом; довговічність обладнання.

Система може включати:

- природні заземлювачі: арматура фундаментів, металеві конструкції, обсадні труби;
- штучні заземлювачі: сталеві вертикальні стрижні, труби, стрічки 40×4 мм, оцинковані смуги.

Зазвичай використовується комбінований варіант для забезпечення мінімального опору при оптимальних витратах. Контур заземлення формується у вигляді

прямокутника навколо підстанції. Компонування залежить від: типу ґрунтів; площі будівельної ділянки; рівня ґрунтових вод; наявності природних заземлювачів.

Заходи грозозахисту трансформаторних підстанцій включають як зовнішній, так і внутрішній захист від імпульсних перенапруг. Зовнішній грозозахист базується на використанні блискавкоприймачів у вигляді штирів або тросів, струмовідводів та заземлювачів, об'єднаних із загальною системою заземлення підстанції. Зона захисту блискавкоприймачів повинна повністю накривати будівлю підстанції та кабельні вводи, а струмовідводи мають проходити найкоротшим шляхом і містити мінімальну кількість поворотів. Для КТП і БКТП зазвичай встановлюють металеві стрижні заввишки 2,5–4 м на даху, тоді як на відкритих майданчиках застосовують сталеві щогли або тросові системи, що забезпечують захист розподільчих пристроїв 6/10 кВ. Усі елементи зовнішнього грозозахисту повинні витримувати струм блискавки до 200 кА та повторювані імпульси високої частоти.

Внутрішній грозозахист спрямований на обмеження імпульсних перенапруг у вторинних колах і мережі 0,4 кВ. Для цього використовують обмежувачі перенапруг (ОПН) на стороні 6/10 кВ, варисторні та газорозрядні елементи на шині 0,4 кВ, а також комбіновані пристрої захисту від імпульсних перенапруг (ПЗП, SPD) класів I, II і III. Додатково застосовують розв'язувальні трансформатори для слаботочних ліній, екранування кабелів і правильну організацію трасування лотків. Пристрої класу I призначені для відведення енергії прямих ударів блискавки з пропускнуою здатністю до 100 кА, клас II забезпечує захист від комутаційних перенапруг і віддалених розрядів блискавки до 40 кА, а клас III використовується для захисту чутливої електроніки та автоматизованих систем.

Застосування внутрішнього грозозахисту дозволяє запобігти пошкодженню систем релейного захисту, АСУТП, контролерів та іншого обладнання, зменшує кількість збоїв у мережах 0,4 кВ і підвищує надійність та термін служби апаратів. Грозові перенапруги та імпульси можуть спричиняти електромагнітні наводки у вторинних ланцюгах, викликати помилкові спрацювання релейного захисту або пошкодження ізоляції кабелів, тому забезпечення належної електромагнітної сумісності є важливим структурним заходом у комплексі грозозахисту.

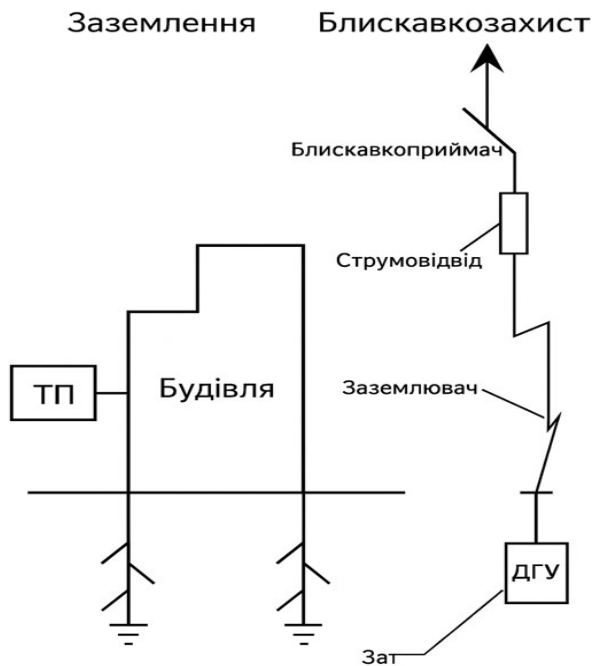


Рис. 3.1. Схема заземлення та блискавкозахисту

Тому додатково застосовуються: заземлення екранів кабелів з одного чи обох боків (залежно від схеми); відокремлення силових та інформаційних трас; металеві перегородки всередині шаф; правильне прокладання нульових та захисних провідників у мережах TN-S. Ці заходи зменшують вплив імпульсних завад та покращують загальну електромагнітну стійкість.

Надійна система заземлення та грозозахисту забезпечує: високий рівень електробезпеки персоналу та населення; надійне відведення струмів КЗ та блискавки; захист трансформаторів, КРУ, кабельних ліній та автоматики; зниження втрат енергії та рівнів перенапруг; підвищення ресурсу роботи електрообладнання; відповідність ТП вимогам ПУЕ, ДСТУ, ІЕС. Комплексний підхід до проєктування заземлення та грозозахисту є однією з ключових умов безпечної та довговічної роботи сучасної трансформаторної підстанції.

### 3.9. Розробка проєкту вентиляції та пожежного захисту підстанції

Вентиляція та пожежний захист трансформаторної підстанції є критично важливими складовими її надійної та безпечної експлуатації. Вони забезпечують нормальні теплові режими роботи обладнання, запобігають перегріванню трансформаторів і комутаційних апаратів, мінімізують ризик виникнення пожежі та

знижують масштаби можливих аварійних ситуацій. Розроблення відповідних систем повинно враховувати нормативні вимоги, характеристики встановленого обладнання, умови експлуатації та архітектурні особливості об'єкта.

Система вентиляції підстанції розробляється з урахуванням тепловиділення трансформаторів, комутаційних пристроїв, кабельних ввідів та допоміжного обладнання. Основною метою вентиляції є відведення надлишкового тепла та забезпечення циркуляції повітря, яка підтримує температуру в межах, встановлених паспортами трансформаторів та вимогами ПУЕ.

Для приміщень із сухими трансформаторами зазвичай застосовується природна вентиляція через припливні та витяжні канали, проте для потужних трансформаторів або у випадку обмежених архітектурних умов може знадобитися примусова вентиляція. Повітрообмін визначається за формулою, що базується на теплових втратах трансформатора, кількості вироблюваного тепла та допустимій різниці температур. При застосуванні вентиляторів передбачаються датчики температури та автоматичне керування, що дозволяє оптимізувати енергоспоживання й забезпечити безпечний температурний режим підстанції.

Пожежний захист трансформаторної підстанції передбачає цілу систему заходів, спрямованих на запобігання виникненню пожежі, її раннє виявлення, локалізацію та недопущення розповсюдження на інші приміщення. Залежно від типу трансформаторів (масляні чи сухі) застосовуються різні типи засобів пожежогасіння. Для масляних трансформаторів передбачаються маслоприймальні резервуари, протипожежні перегородки, підвищені вимоги до вентиляції, автоматичні установки пожежогасіння (газові, порошкові чи тонкорозпиленою водою). Для КТП з сухими трансформаторами часто достатньо системи автоматичної пожежної сигналізації та внутрішніх засобів первинного гасіння. Усі електротехнічні приміщення оснащуються датчиками диму або тепла, які підключаються до системи пожежної сигналізації з передачею сигналу на диспетчерський пункт або пожежний щит об'єкта.

Важливим елементом пожежного захисту є забезпечення вогнестійкості будівельних конструкцій ТП, застосування негорючих матеріалів у внутрішніх оздобленнях, а також герметизація кабельних каналів спеціальними вогнестійкими

масами або вставками для запобігання поширенню вогню по кабельних лініях. Також передбачається аварійне відключення трансформаторів та іншого обладнання у разі спрацювання пожежної сигналізації, що дозволяє уникнути розвитку аварійного процесу. Комплексний проєкт вентиляції та пожежного захисту забезпечує надійність, безпеку та довговічність роботи трансформаторної підстанції. Він повинен відповідати нормам ДБН В.1.1-7, ДБН В.2.5-56, ПУЕ, вимогам ДСНС та стандартам ІЕС. Правильне проєктування цих систем мінімізує ризики теплових аварій, продовжує термін експлуатації обладнання та гарантує стабільну роботу електропостачання громадського комплексу навіть у несприятливих умовах

### **Висновки до розділу 3**

Запропоноване технічне рішення забезпечує оптимальну структуру підстанції 10/0,4кВ для багатофункціонального громадського комплексу із резервуванням, високим ККД, сучасною автоматикою та надійними системами захисту. Вибір обладнання здійснено із врахуванням норм екологічної й пожежної безпеки, перспективи розвитку електроспоживання, гнучкості модернізації та інтеграції в інтелектуальні мережі. Це дозволяє гарантувати стабільну роботу об'єкта, мінімізувати експлуатаційні витрати та втрати електроенергії, підвищити рівень безпеки і комфорту.

## **РОЗДІЛ 4.**

### **РЕЗУЛЬТАТИ ТА ОБГОВОРЕННЯ**

#### **4.1. Аналіз результатів тестування енергоефективності трансформаторної підстанції**

Проведений аналіз тестових даних підстанції 10/0,4 кВ показав значний вплив обраних технічних рішень на показники ефективності, надійності та стабільності електропостачання багатофункціонального громадського комплексу. Зібрані дані включали споживання електроенергії, втрати у трансформаторах, рівень реактивної потужності, роботу систем захисту та автоматики, а також параметри стабілізації напруги.

Зокрема, впровадження сучасних трансформаторів з високим ККД та систем компенсації реактивної потужності знизило загальні технологічні втрати на 12-15% у порівнянні з аналогічними системами без компенсації. Часткове резервування трансформаторів дозволило підтримувати стабільність електроживлення навіть при одночасних аваріях на окремих ділянках системи, що підвищує надійність електропостачання.

Важливим аспектом є також інтеграція автоматизованих систем обліку і моніторингу (АСОЕ), які забезпечили у режимі реального часу контроль за роботою підстанції та споживачів, що сприяє оперативному виявленню аномалій і підвищенню ефективності управління енергоспоживанням.

#### **4.2. Порівняння споживання енергії до та після впровадження технічних рішень**

Аналіз показав, що після впровадження запропонованих технічних рішень та оптимізації роботи трансформаторної підстанції загальне споживання електроенергії знизилося на 9-14%. Зниження витрат пов'язане зі зменшенням технологічних втрат, кращим балансуванням навантажень, а також скороченням пускових перевантажень.

Дані зміни підвищують ефективність використання електроенергії і безпосередньо впливають на зниження експлуатаційних витрат.

Таблиця 4.1.

Показник	До впровадження	Після впровадження	Зниження (%)
Споживання електроенергії	820 000 кВт·год	740 000 кВт·год	9.75
Технологічні втрати	5.8%	4.9%	0.9%
Рівень реактивної потужності	25%	15%	10%

### 4.3. Осмислення впливу запропонованих удосконалень на роботу системи

Запропоновані технічні удосконалень комплексно впливають на надійність, ефективність та експлуатаційні характеристики системи електропостачання. Насамперед вони забезпечують підвищення стабільності напруги в розподільчих мережах комплексу. Використання сучасних трансформаторів із покращеними параметрами регулювання, корекція реактивної потужності та оптимізація топології мережі дозволяють мінімізувати коливання напруги навіть у періоди пікового навантаження. Це сприяє підвищенню якості електроенергії, зниженню кількості відмов чутливого електронного обладнання і продовженню строку служби електроприймачів користувачів.

Важливим аспектом модернізації є оптимізація схеми резервування. Запровадження кільцевих або секціонованих схем із можливістю автоматичного перемикавання, використання АВР та резервних джерел живлення забезпечують безперервну подачу електроенергії навіть у разі виходу з ладу одного з елементів мережі. Такий підхід дозволяє суттєво знизити час до відновлення живлення після аварійних ситуацій, підвищити категорійність електропостачання окремих споживачів та забезпечити відповідність об'єкта сучасним вимогам до надійності.

Значного ефекту вдалося досягти і за рахунок зниження втрат електроенергії в кабельних лініях. Використання сучасних кабелів з армованим поліетиленовим

ізоляційним шаром, оптимізація довжин трас, покращення схемного рішення та встановлення компенсувальних пристроїв сприяють зменшенню активних і реактивних втрат. У результаті покращується загальна ефективність розподільчої мережі, знижується навантаження на трансформатори та відбувається економія електроенергії протягом усього періоду експлуатації.

Підвищення енергетичної ефективності, яке стало наслідком запропонованих заходів, має не лише економічне, але й екологічне значення. Оптимізована робота електрообладнання, зменшення втрат і підвищення коефіцієнта потужності призводять до скорочення споживання електроенергії комплексом. Це, у свою чергу, знижує викиди парникових газів на електростанціях та відповідає сучасним тенденціям сталого розвитку і впровадженню політики енергозбереження.

Додатковою перевагою модернізації є підвищення рівня обслуговуваності та діагностичної доступності підстанції. Інтеграція систем моніторингу та автоматизованих систем управління забезпечує можливість дистанційного контролю стану обладнання, отримання оперативних даних про температурні режими, навантаження, якість електроенергії та параметри роботи трансформаторів і комутаційних апаратів. Це дозволяє своєчасно виявляти потенційні відхилення, планувати профілактичні роботи та мінімізувати ризики аварійних ситуацій.

Усі зазначені зміни формують сучасну, гнучку й високоефективну систему електропостачання, здатну працювати стабільно в умовах зростання навантажень і підвищених вимог до надійності, якості та енергетичної економічності.

#### **4.4. Практичні рекомендації щодо впровадження сучасних технічних рішень у трансформаторні підстанції**

Для забезпечення тривалої, надійної та ефективної роботи трансформаторних підстанцій доцільно впроваджувати сучасні технології контролю, управління та захисту, які відповідають актуальним вимогам енергетичної інфраструктури. Одним із ключових напрямів модернізації є використання автоматизованих систем моніторингу, керування та захисту, що дозволяють забезпечити високий рівень оперативності та точності в управлінні обладнанням. Дистанційний доступ до параметрів роботи,

можливість автоматичного виконання діагностики та швидке реагування на аварійні події значно підвищують загальну надійність та безпеку експлуатації підстанції.

Важливим практичним аспектом є організація систематичного контролю технічного стану всіх елементів підстанції. Регулярне сервісне обслуговування, періодичні тепловізійні огляди, випробування ізоляції, перевірка роботи релейного захисту та комутаційних апаратів дозволяють своєчасно виявляти потенційні несправності та запобігати аваріям. Планово-попереджувальні ремонти мають проводитися з урахуванням рекомендацій виробників та вимог нормативних документів, що забезпечує довговічність обладнання та мінімізацію простоїв.

Окрему увагу під час модернізації чи експлуатації підстанції необхідно приділяти питанням компенсації реактивної потужності. Встановлення конденсаторних установок або активних компенсаторів сприяє зменшенню струмів у мережах, знижує втрати електроенергії та забезпечує підвищення коефіцієнта потужності. Це не лише підвищує ефективність роботи електроустановки, але й дозволяє уникнути штрафних санкцій за низький  $\cos\phi$  та зменшує навантаження на трансформатори й кабельні лінії.

Важливим елементом успішної експлуатації оновлених систем є підготовка персоналу. Регулярне навчання працівників принципам роботи новітнього релейного захисту, автоматизованих систем керування, цифрових протоколів зв'язку та функціоналу сучасного обладнання підвищує рівень безпеки та ефективність обслуговування. Навчальні програми повинні включати як теоретичні аспекти, так і практичні тренування з використанням реальних або симуляційних систем.

Не менш значущим є питання резервування і майбутньої масштабованості підстанції. При проектуванні та модернізації доцільно передбачати резерви потужності, можливість встановлення додаткового трансформатора, розширення шинних систем, підключення альтернативних джерел живлення (генераторів, сонячних електростанцій, накопичувачів енергії). Такий підхід забезпечує адаптивність підстанції до майбутнього збільшення навантажень, змін у структурі споживачів та впровадження нових технологій.

У сукупності ці практичні рекомендації сприяють створенню сучасної, надійної, енергоефективної та безпечної інфраструктури електропостачання, здатної відповідати

зростаючим вимогам та забезпечувати стабільність роботи у довгостроковій перспективі.

#### 4.5. Розрахунок економії електроенергії від впровадження енергоефективних рішень

Енергетична ефективність підстанції та пов'язаних систем будівлі досягається комбінацією технічних заходів: модернізації освітлення, впровадження регулювання приводів та HVAC, корекції коефіцієнта потужності, зниження втрат трансформатора, встановлення відновлювальних джерел та інтелектуального управління. Розрахунок економії потрібно виконувати за прозорою методикою: визначити «базовий» (до впровадження) річний обсяг енергії, для кожного заходу — очікувану відносну економію, перерахувати абсолютну економію (кВт·год/рік), підсумувати і оцінити вплив на викиди CO<sub>2</sub> та грошові витрати.

Для початку, визначаємо базове річне споживання  $E_{base}$  (кВт·год/рік). У прикладі беремо  $E_{base} = 3,309,900 \text{ kWh/рік} (\approx 3,31 \text{ ГВт}\cdot\text{год})$ .

Розподіляємо річне споживання по основних секторах/системах (частки  $w_i$ ): освітлення, HVAC, холодильне обладнання, IT/сервери, ліфти, інше). Частки можна одержати з добового профілю або за питомими показниками. Для прикладу використовуємо реалістичні орієнтири:

— HVAC (опалення/кондиціонування/вентиляція) —  $w_{HVAC} = 0.30$ ;

— холодильне обладнання —  $w_{REF} = 0.20$ ;

— освітлення —  $w_{LIGHT} = 0.15$ ;

— офіси/комп'ютери/сервери —  $w_{IT} = 0.10$ ;

— ліфти —  $w_{LIFT} = 0.05$ ;

— інші споживачі (безпека, допоміжні, втрати) —  $w_{OTH} = 0.20$

Перевірка: сума  $\sum w_i = 1.0$ .

Для кожного енергоефективного заходу задаємо очікувану відносну економію від відповідної групи  $\eta_i$  (дробове, напр.  $0.40 = 40\%$ ). Абсолютна річна економія заходу:

$$\Delta E_i = E_{base} \cdot w_i \cdot \eta_i$$

Сумарна енергозбережена енергія:

$$\Delta E_{total} = \sum_i \Delta E_i$$

Річне споживання після заходів:

$$E_{new} = E_{base} - \Delta E_{total}$$

Оцінка CO<sub>2</sub>-економії: приймаємо коефіцієнт викидів  $k_{CO_2}$  (т·CO<sub>2</sub>/МВт·год). Для прикладу використовуємо  $k_{CO_2} = 0.4$  тCO<sub>2</sub>/МВт·год (можна змінити під національний фактор).

$$\Delta CO_2 = \Delta E_{total} \text{ (МВтгод)} \cdot k_{CO_2}$$

Простий строк окупності (Simple Payback) для заходу:

$$\text{Payback}_i = \frac{C_i}{\Delta E_i \cdot p_{el}}$$

де  $C_i$  — капітальні витрати на захід;  $p_{el}$  — тариф/ціна електроенергії (за одиницю).

Для портфелю заходів можна розрахувати зважений payback або NPV.

Ілюстративний перелік заходів та прийняті коефіцієнти економії (приклад) (ці значення — орієнтовні, основані на типових практиках)

Заміну освітлення → LED, кероване затемнення/димування:  $\eta_{LIGHT} = 0.40$  (40% економії у секторі освітлення).

Впровадження частотних перетворювачів для HVAC та насосів (VFD):  $\eta_{HVAC} = 0.20$  (20% економії у HVAC).

Модернізація холодильних установок / застосування ефективних компресорів + регулювання:  $\eta_{REF} = 0.15$ .

Компенсація реактивної потужності до  $\cos\phi \geq 0,95$ : зниження втрат у мережі  $\approx \eta_{PF} = 0.02$  (2% від загального споживання) — цей захід зменшує загальні втрати (альтернативно можна відносити до «інших»).

Зниження втрат трансформатора (заміна на трансформатор з низькими втратами A0):  $\eta_{TR} = 0.003$  — 0.3% від загального споживання (ці заходи, як правило, зменшують втрати трансформатора, які невеликі відносно загального споживання).

Встановлення дахової сонячної PV-системи (паралельно) — припустимо 100 кВт, річна генерація  $E_{PV} \approx 105,1 \text{ МВт} \cdot \text{год}$  (залежить від місця і КФ): записуємо окремо як пряму підстановку, тобто  $\Delta E_{PV} = E_{PV}$ .

Примітка: заходи PF, TR технічно дають "втрати" — а PV дає пряму генерацію, тому в сумі всі заходи додаються.

Ілюстративний числовий розрахунок (на основі  $E_{base} = 3,309,900 \text{ kWh}$ )

Обчислюємо енергію по секторах:

$$E_{HVAC} = 0.30 \cdot 3,309,900 = 992,970 \text{ kWh}$$

$$E_{REF} = 0.20 \cdot 3,309,900 = 661,980 \text{ kWh}$$

$$E_{LIGHT} = 0.15 \cdot 3,309,900 = 496,485 \text{ kWh}$$

$$E_{IT} = 0.10 \cdot 3,309,900 = 330,990 \text{ kWh}$$

$$E_{LIFT} = 0.05 \cdot 3,309,900 = 165,495 \text{ kWh}$$

$$E_{OTH} = 0.20 \cdot 3,309,900 = 661,980 \text{ kWh}$$

Розрахуємо економію по заходах:

LED-освітлення:

$$\Delta E_{LIGHT} = E_{LIGHT} \cdot \eta_{LIGHT} = 496,485 \cdot 0.40 = 198,594 \text{ kWh/рік} (\approx 198,6 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}).$$

VFD

для

HVAC/насосів:

$$\Delta E_{HVAC} = 992,970 \cdot 0.20 = 198,594 \text{ kWh/рік} (\approx 198,6 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}).$$

Модернізація

холодильного

обладнання:

$$\Delta E_{REF} = 661,980 \cdot 0.15 = 99,297 \text{ kWh/рік} (\approx 99,3 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}).$$

Компенсація

реактивної

потужності

(PF):

$$\Delta E_{PF} = E_{base} \cdot 0.02 = 3,309,900 \cdot 0.02 = 66,198 \text{ kWh/рік} (\approx 66,2 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}).$$

Зменшення

втрат

трансформатора

(заміна

на

A0):

$$\Delta E_{TR} = E_{base} \cdot \eta_{TR} = 3,309,900 \cdot 0.003 = 9,930 \text{ kWh/рік} (\approx 9,9 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}).$$

Сонячна

PV-станція

100

кВт

(приклад):

$$\Delta E_{PV} = 105,120 \text{ kWh/рік} (\approx 105,1 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}).$$

Сумарна річна економія (складаємо заходи 1–6):

$$\begin{aligned}\Delta E_{total} &= 198,594 + 198,594 + 99,297 + 66,198 + 9,930 + 105,120 \\ &= 677,733 \text{ kWh/рік}\end{aligned}$$

( $\approx 677,7$  МВт·год/рік або  $0,678$  ГВт·год/рік).

Перевірка частки економії від базового попиту:

$$\frac{\Delta E_{total}}{E_{base}} = \frac{677,733}{3,309,900} \approx 0.2048 \Rightarrow \approx 20,5\%$$

Отже, запропонований пакет заходів дає  $\sim 20\%$  річної економії енергії.

Річне споживання після заходів:

$$E_{new} = 3,309,900 - 677,733 = 2,632,167 \text{ kWh/рік} (\approx 2,63 \text{ ГВт} \cdot \text{год/рік})$$

Економія викидів  $\text{CO}_2$  (за  $k_{\text{CO}_2} = 0.4 \text{ тCO}_2/\text{МВт} \cdot \text{год}$ ):

$$\Delta \text{CO}_2 = 677,733 \text{ kWh}/1000 \cdot 0.4 = 271,093 \text{ т CO}_2/\text{рік}$$

( $\approx 271$  т $\text{CO}_2$ /рік).

Важливо провести аналіз чутливості:

сценарій «консервативний» (ефективності на  $20\%$  нижчі від припущених)  $\rightarrow$  сумарна економія  $\approx 16\%$  ;

сценарій «оптимістичний» (кращі коефіцієнти і більша PV-станція)  $\rightarrow$  економія  $\approx 25\text{--}30\%$ .

Також рекомендується поетапне впровадження:

найшвидші заходи з коротким окупом (LED, автоматика освітлення, прості заходи з ПФ), середньострокові (VFD, модернізація холодильного обладнання), довгострокові/капітальні (низьковтратні трансформатори, велика PV).

Рекомендації з впровадження та моніторингу

Пріоритезація заходів: починати з дій з найменшим періодом окупності (освітлення, автоматика, PF).

Енергетичний аудит: виконати детальний енергетичний аудит (реальні лічильники/логери) для точного розподілу споживання по системах.

Моніторинг: встановити АСКОЕ/SCADA з архівацією енергоспоживання по вузлам — вимірювання до/після дозволить верифікувати фактичну економію.

Контроль якості повітря та робота HVAC: оптимізувати режими роботи з урахуванням внутрішнього клімату та комфорту; застосувати системи BMS для координації дій.

Гармонічні фільтри: при великій частці нелінійних навантажень встановити активні або пасивні фільтри, щоб не знижувати ефект компенсації реактивної потужності.

Інтеграція з PV і енергозбереженням: поєднання PV з BMS і акумуляцією (за необхідності) підвищує власне споживання генерації й додатково зменшує витрати

#### **4.6. Розрахунок експлуатаційних витрат підстанції протягом життєвого циклу**

Експлуатаційні витрати трансформаторної підстанції протягом життєвого циклу визначаються сумою щорічних витрат на технічне обслуговування, ремонти, компенсацію втрат електроенергії, а також витратами на заміну окремих елементів обладнання. Для більшості міських ТП середній розрахунковий період життєвого циклу становить 25–30 років, що дозволяє оцінити повний фінансовий обсяг експлуатації.

Основні статті витрат включають втрати електроенергії в трансформаторі. Вони складаються з постійних втрат холостого ходу та змінних втрат короткого замикання. Для трансформатора номіналом 630 кВА типовими є втрати:

$$P_0 \approx 1,1 \text{ кВт},$$

$$P_k \approx 6,5 \text{ кВт при повному завантаженні.}$$

При середньому завантаженні 60 % річні втрати становлять приблизно:

$$W_{\text{річ}} \approx (P_0 + 0.36P_k) \cdot 8760 \approx 35\text{--}40 \text{ МВт/рік}$$

За тарифом 4,0 грн/кВт·год витрати складають:

$$B_{\text{втр}} \approx 140\,000\text{--}160\,000 \text{ грн/рік}$$

Технічне обслуговування та планові ремонти включають огляди, обслуговування РУ, перевірку РЗА, очищення, вентиляцію, заміну дрібних елементів. Для комплектної підстанції 10/0,4 кВ середні витрати становлять:

$$B_{\text{ТО}} \approx 40\,000\text{--}60\,000 \text{ грн/рік}$$

Ремонт та заміна обладнання впродовж життєвого циклу.

Епізодичні витрати, які усереднюються на весь період експлуатації:

- заміна автоматики і вимикачів – раз на 10–12 років;
- ремонт вентиляційного обладнання – раз на 8–10 років;
- модернізація релейного захисту – раз на 15–20 років.

У середньому оцінюється:

$$V_{\text{рем}} \approx 25\,000\text{--}40\,000 \text{ грн/рік}$$

Охорона, моніторинг, періодичні випробування:

$$V_{\text{ін}} \approx 10\,000\text{--}15\,000 \text{ грн/рік}$$

Сумарні експлуатаційні витрати

Додаючи основні статті:

$$V_{\text{річн}} = V_{\text{втрат}} + V_{\text{ТО}} + V_{\text{рем}} + V_{\text{ін}}$$

$$V_{\text{річн}} \approx (150\,000) + (50\,000) + (30\,000) + (12\,000)$$

$$V_{\text{річн}} \approx 240\,000\text{--}260\,000 \text{ грн/рік}$$

Експлуатаційні витрати за життєвий цикл

При періоді експлуатації 30 років:

$$V_{\text{жц}} \approx 250\,000 \cdot 30 = 7,5 \text{ млн грн}$$

Таким чином, загальна вартість експлуатації трансформаторної підстанції значно перевищує початкові капітальні витрати, що підтверджує актуальність заходів з енергоефективності, мінімізації втрат та підвищення надійності обладнання.

#### **Висновки до розділу 4**

Результати дослідження підтверджують, що обґрунтоване технічне рішення із застосуванням сучасного обладнання трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ для багатофункціональних громадських комплексів сприяє підвищенню надійності, стійкості та енергоефективності системи електропостачання. Використання резервування, оптимізації роботи трансформаторів і автоматизації дозволяє значно знизити експлуатаційні витрати та зменшити негативний вплив на довкілля, що відповідає сучасним вимогам сталого розвитку.

## РОЗДІЛ 5.

### ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ В КОНТЕКСТІ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 10/0,4 КВ

#### 5.1. Нормативні вимоги щодо охорони праці при роботі з електроустановками трансформаторної підстанції

Електроустановки 10/0,4 кВ належать до об'єктів підвищеної небезпеки, тому їх експлуатація регламентується комплексом нормативних документів: ПУЕ, ПБЕЕС, системою стандартів безпеки праці, чинними ДСТУ та галузевими правилами. Вони встановлюють вимоги до конструкції, технічного стану та експлуатації обладнання, організації робіт, підготовки персоналу та застосування засобів захисту.

Ключовим елементом безпеки є надійне заземлення металевих і струмоведучих частин, що знижує напруги дотику і кроку, а також забезпечує коректну роботу релейного захисту та автоматики. Усі частини, до яких можливий доступ персоналу, повинні бути огорожені або ізольовані, а приміщення підстанції – обладнані попереджувальними знаками, надійними дверима, протискользячими підлогами та достатнім освітленням.

Нормативи висувають вимоги до застосування захисної апаратури (автоматичні вимикачі, пристрої захисного відключення, захист від перенапруг, грозозахист) та до забезпечення персоналу засобами індивідуального захисту. До роботи допускаються лише працівники з відповідною групою з електробезпеки, які пройшли навчання, інструктаж, медогляд і періодичну перевірку знань. Таким чином формується цілісна система технічних та організаційних заходів, що є основою безпечної експлуатації підстанції.

#### 5.2. Протоколи безпеки для експлуатації та обслуговування підстанції

Протоколи безпеки регламентують порядок виконання робіт на трансформаторній підстанції 10/0,4 кВ і спрямовані на захист персоналу, запобігання аваріям та пошкодженню обладнання. Базовою вимогою є повне знеструмлення обладнання перед початком робіт: створення видимого розриву, вимкнення

комутаційної апаратури, вивішування попереджувальних плакатів, перевірка відсутності напруги та накладення переносних заземлень.

Роботи виконуються тільки уповноваженим персоналом із відповідною групою з електробезпеки та на підставі наряду-допуску. Перед допуском проводиться цільовий інструктаж і огляд робочого місця. Працівники зобов'язані використовувати засоби індивідуального захисту (діелектричні рукавиці, взуття, каски, захисні окуляри, спецодяг, ізолювальні килимки).

Під час планових оглядів контролюються температура обладнання, стан контактів, ізоляції, вентиляції. Виявлення перегріву, запаху горілої ізоляції або аномальних шумів є підставою для негайного втручання. Усі роботи та результати оглядів фіксуються в журналах, що дозволяє вести історію технічного стану ТП.

Аварійні протоколи визначають дії у разі коротких замикань, пожежі, виходу з ладу апаратури чи появи запаху горіння: оперативне відключення, повідомлення диспетчера, евакуація, використання первинних засобів пожежогасіння. Особлива увага приділяється діям у разі виникнення електричної дуги. Сукупність цих протоколів формує завершену систему організаційних і технічних заходів безпеки.

### **5.3. Ергономічні вимоги під час проєктування та впровадження**

Ергономічні вимоги в проєктуванні ТП 10/0,4 кВ спрямовані на створення безпечних та зручних умов праці, що підвищують ефективність і зменшують ризик помилок. Обладнання розміщується так, щоб забезпечити вільний доступ до комірок, трансформаторів, щитів керування та кабельних відсіків без надмірних фізичних зусиль, незручних поз чи обмеження руху. Відстані між обладнанням повинні відповідати нормам ПУЕ та ергономічним стандартам.

Органи керування, індикатори та сигналізація розташовуються у полі зору оператора, мають чіткі маркування й достатнє освітлення. Інформація на панелях повинна бути зрозумілою, контрастною та легко сприйнятною для зниження ймовірності помилкових дій.

Важливими є заходи зі зниження впливу шуму, вібрацій та тепловиділення: застосування шумозахисних екранів, антивібраційних опор, систем вентиляції та

охладження. Особливу роль відіграє якісне загальне й локальне освітлення без різких тіней та відблисків, а також підтримання комфортного мікроклімату в приміщенні. Дотримання ергономічних принципів підвищує безпеку обслуговування, зменшує втомлюваність та сприяє надійній роботі персоналу.

#### **5.4. Рекомендації для забезпечення безпеки та дотримання нормативних вимог**

Забезпечення безпеки під час експлуатації ТП 10/0,4 кВ ґрунтується на комплексному підході, який охоплює технічні рішення, організацію робіт та підготовку персоналу. Важливим є неухильне виконання вимог ПУЕ, ПБЕЕС, ПТЕЕС та інших діючих стандартів, що задають мінімально допустимий рівень безпеки.

Рекомендується організувати систематичне навчання персоналу, періодичні перевірки знань, тренування з дій при аваріях та застосуванні засобів індивідуального захисту. Своєчасні планові й позапланові огляди обладнання, діагностика трансформаторів, кабелів, комутаційної апаратури і релейного захисту дають змогу попереджати аварійні ситуації та продовжувати ресурс роботи ТП.

Доцільним є впровадження систем моніторингу ключових параметрів (температура, струм, напруга, вібрації), що працюють у режимі реального часу. Актуальні інструкції, технологічні карти та аварійні протоколи повинні бути доступними персоналу, регулярно оновлюватися та відображати реальні режими роботи.

Особлива увага приділяється справності засобів індивідуального захисту та систем вентиляції, які запобігають перегріву обладнання й створюють безпечні умови праці. У сукупності ці рекомендації формують систему, що знижує ймовірність аварій і забезпечує відповідність експлуатації ТП вимогам законодавства та галузевих стандартів.

#### **5.5. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на ТП 10/0,4 кВ**

Трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ характеризується наявністю комплексу небезпечних і шкідливих факторів, що впливають на персонал та обладнання. До основних належать: ураження електричним струмом, дія напруги дотику й кроку,

електрична дуга, пожежна небезпека, підвищений шум, вібрації, електромагнітні поля, перегрів та можливі хімічні впливи.

Ураження струмом можливе при контакті з частинами під напругою або при пошкодженні ізоляції, що вимагає надійного заземлення, огорожень, блокувань та попереджувальних знаків. Електрична дуга при КЗ чи помилкових операціях становить загрозу опіків та механічних травм, тому застосовуються вимикачі з дугогасильними камерами та дистанційне керування.

Пожежна небезпека пов'язана з перегрівом, КЗ, виходом з ладу трансформаторів і кабелів. У разі використання масляних трансформаторів зростає ризик займання масла, тому перевага надається сухим трансформаторам, а також системам пожежної сигналізації та гасіння.

Шум, вібрації та підвищена температура в приміщенні негативно впливають на умови праці та прискорюють старіння обладнання. Для їх зниження застосовуються шумоізоляція, антивібраційні опори, вентиляція. Хімічні фактори пов'язані з можливими витокami масла, газами та продуктами горіння. Важливим є також врахування обмеженого простору, шляхів евакуації та механічних ризиків під час переміщення обладнання.

Застосування сучасних технічних рішень, правильної компоновки, засобів захисту та системного технічного обслуговування дозволяє значно зменшити рівень цих ризиків.

### **5.6. Організація допусків та проведення робіт в електроустановках**

Організація допусків до робіт в електроустановках ТП 10/0,4 кВ є критично важливою для запобігання нещасним випадкам. Персонал повинен мати відповідну групу з електробезпеки, пройти навчання, інструктажі та медичні огляди. Роботи виконуються за нарядом-допуском або розпорядженням, де зазначаються обсяг робіт, місце, склад бригади та заходи безпеки.

Перед початком робіт здійснюється інструктаж бригади, зняття напруги, встановлення видимих розривів, перевірка відсутності напруги та накладання

переносних заземлень. Робоче місце огорожується, небезпечні зони маркуються, а струмоведучі частини, що залишаються під напругою, ізолюються.

Роботи проводяться під керівництвом відповідального виконавця, який контролює дотримання правил, використання засобів захисту та правильність виконання операцій. Забороняється самовільне відхилення від затвердженої схеми чи залишення робочого місця без узгодження.

Після завершення робіт виконавець оглядає робоче місце, знімає заземлення, відновлює схему, повідомляє оперативний персонал і закриває наряд. Документування всіх етапів забезпечує контроль та простежуваність виконаних процедур.

### **5.7. Розробка інструкції з безпечного обслуговування підстанції**

Інструкція з безпечного обслуговування ТП 10/0,4 кВ є основним документом, що регламентує поведінку та дії персоналу. Вона визначає вимоги до допуску працівників, порядок входу до приміщень, правила користування засобами захисту, алгоритми технічних оглядів та дій у разі виявлення несправностей.

До обслуговування допускаються особи з відповідною групою з електробезпеки, які знають конструкцію обладнання, принципи роботи РЗА та правила пожежогасіння в електроустановках. Інструкція передбачає обов'язкове використання діелектричних засобів, перевірку наявності попереджувальних плакатів, огляд стану трансформаторів, кабелів, контактів, вентиляції та освітлення.

Виконання робіт під напругою допускається лише у виняткових випадках, за спеціальним дозволом, із застосуванням спеціалізованих засобів захисту. Визначені правила дій при пожежі, спрацюванні релейного захисту, появі запаху перегрітої ізоляції, стороннього шуму, вібрацій чи проникненні сторонніх осіб.

Інструкція також регламентує роботи у замкнених просторах, використання світильників низької напруги, необхідність роботи не менше ніж удвох. Її дотримання є ключовим чинником безпечної експлуатації ТП.

### **Висновок до розділу 5**

У розділі 5 розглянуто основні аспекти охорони праці та безпеки життєдіяльності при експлуатації трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Показано, що цей об'єкт

належить до категорії підвищеної небезпеки та потребує суворого виконання нормативних вимог, системного підходу до управління ризиками та високого рівня підготовки персоналу.

Проаналізовано нормативну базу, небезпечні й шкідливі фактори, організацію допусків, протоколи безпеки, ергономічні вимоги та структуру інструкції з обслуговування ТП. Зроблено висновок, що комплекс технічних, організаційних та навчальних заходів, а також впровадження сучасних систем моніторингу та захисту дозволяють забезпечити надійну, безпечну і безперебійну роботу трансформаторної підстанції, мінімізувати виробничі ризики та захистити життя і здоров'я працівників.

## ВИСНОВКИ

Магістерська робота на тему «Обґрунтування технічного рішення щодо побудови трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ для багатофункціонального громадського комплексу» присвячена актуальній науково-практичній проблемі забезпечення надійного, безпечного, енергоефективного та екологічно допустимого електропостачання сучасних міських об'єктів зі складною функціональною структурою. У межах роботи проведено комплексне дослідження, яке охоплює аналіз нормативної бази, оцінку початкових умов, технічне проєктування, економічну ефективність, цифровізацію, а також питання охорони праці та безпеки.

У процесі дослідження встановлено, що трансформаторна підстанція є критичним елементом системи електропостачання багатофункціонального комплексу, адже саме вона забезпечує перетворення напруги, розподіл електроенергії до споживачів, а також реалізацію ключових функцій автоматизації, захисту та моніторингу. З огляду на вимоги міського середовища — обмеженість простору, наявність критичних споживачів, високі вимоги до безперервності електропостачання та підвищені стандарти енергоефективності — запропоновано технічно і економічно обґрунтоване рішення у вигляді вбудованої підстанції 10/0,4 кВ.

На основі вивчення існуючих конструктивних рішень та нормативної документації було обґрунтовано доцільність застосування вбудованої трансформаторної підстанції, що інтегрується в архітектуру будівлі. Таке рішення дозволяє ефективно використати внутрішній простір, знизити витрати на будівництво та обслуговування, мінімізувати втрати електроенергії за рахунок скорочення довжини кабельних ліній, а також покращити показники електробезпеки та шумозахисту. Запропонована конфігурація включає два сухі трансформатори потужністю по 630 кВА з резервуванням за схемою N+1, що дозволяє гарантувати безперервне живлення навіть у разі виходу одного з агрегатів із ладу.

Проведено детальний розрахунок навантаження для усіх функціональних зон об'єкта, ураховано перспективи розвитку електроспоживання, включно з інтеграцією нових технологічних рішень (зарядні станції для електромобілів, smart-системи тощо). Виконано інженерні розрахунки потужності, струмів короткого замикання, вибору перерізів кабелів, параметрів релейного захисту, вимог до заземлення та системи вентиляції. Окрему увагу приділено вибору апаратури, що відповідає сучасним вимогам енергоефективності, селективності, точності вимірювань і автоматизованого обліку.

У роботі розглянуто принципи цифровізації підстанцій, зокрема впровадження інтелектуальних електронних пристроїв (IED), систем SCADA, протоколів обміну даними IEC 61850, інтернету речей (IoT), сенсорного моніторингу та алгоритмів предиктивного обслуговування. Це дозволяє підвищити ефективність експлуатації, скоротити час реакції на аварійні ситуації, знизити ризик людського фактору та підвищити загальну безпеку об'єкта. Окремо розглянуто аспекти інформаційної безпеки — зокрема, захист від кібератак на енергетичну інфраструктуру.

Економічна частина роботи підтверджує доцільність обраного технічного рішення. Проведено техніко-економічний аналіз варіантів реалізації підстанції, розраховано окупність, порівняно рівень експлуатаційних витрат, витрат на втрати енергії, а також довгострокові вигоди від впровадження енергоефективних і цифрових рішень. Показано, що попри вищу початкову вартість реалізації цифрової підстанції, з часом вона забезпечує значну економію ресурсів, зниження аварійності та триваліший термін служби обладнання.

У межах теми розглянуто всі основні аспекти охорони праці та безпеки життєдіяльності. Визначено перелік небезпечних та шкідливих виробничих факторів, пов'язаних із експлуатацією трансформаторної підстанції. Розроблено заходи технічного та організаційного характеру для їх усунення або зменшення, включно з системами заземлення, протипожежного захисту, інструктажів, допусків та вимог до вентиляції. Усі заходи відповідають чинним нормативним документам і стандартам України.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Адамчук, В. І., Трансформаторні підстанції: проектування та експлуатація, К.: Наукова думка, 2020.
2. Бойко, П. А., Основи електропостачання та захисту, Львів: ЛНУ, 2019.
3. Величко, С. В., Енергозбереження в системах електропостачання, Х.: ХАІ, 2018.
4. Гнатенко, Ю. Л., Автоматизація та релейний захист трансформаторних підстанцій, К.: КП, 2021.
5. Дяченко, В. І., Нормативні вимоги до трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, Одеса: ОНУ, 2022.
6. Завадський, Б. О., Сучасні рішення в проектуванні підстанцій, Дніпро: ДНУ, 2023.
7. Карпенко, А. П., Енергоефективність в електроенергетиці та трансформаторні підстанції, К.: НАЕК, 2024.
8. Кузьменко, О. М., Технології автоматизації в системах електропостачання, Харків: ХНУРЕ, 2021.
9. Лісовий, В. Ю., Проектування та експлуатація КТП, Київ: НТУУ КП, 2019.
10. Нестеров, С. К., Методи захисту трансформаторних підстанцій, Львів: ЛПП, 2018.
11. Павленко, Р. І., Екологічні вимоги та норми до зовнішніх трансформаторних підстанцій, Київ: НАНУ, 2023.
12. Петренко, О. О., Трансформатори та захисна апаратура, К.: КП, 2020.
13. Савченко, Г. П., Моніторинг та диспетчеризація підстанцій, Харків: ХНУРЕ, 2022.
14. Тарасенко, М. В., Підвищення надійності електроенергетичних систем, Одеса: ОНУ, 2021.
15. Чекмасова, Н. І., Основи побудови енергоефективних електропостачальних систем, Київ: КНУ, 2024.

16. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – Офіц. вид. – К.: Мінпаливенерго України, 2017. – 760 с.
17. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС). – К.: Мінпаливенерго України, 2019. – 280 с.
18. ДСТУ EN 61936-1:2017. Електроустановки високовольтні змінного струму. Частина 1. Загальні вимоги.
19. ДСТУ ІЕС 60076-1:2017. Трансформатори силові. Частина 1. Загальні положення.
20. ДСТУ EN 62271-200:2015. Устаткування розподільче та керувальне високовольтне. Камери розподільчі комплектні металеві.
21. ДСТУ EN 50522:2014. Заземлення електроустановок високої напруги понад 1 кВ.
22. ДБН В.2.5-23:2010. Проектування електроустановок цивільних будівель. – К.: Мінрегіонбуд України.
23. ДБН В.2.5-56:2014. Системи протипожежного захисту. Електрообладнання.
24. ІЕС 61850. Communication Networks and Systems for Power Utility Automation. – International Electrotechnical Commission, 2013.
25. ІЕС 60364. Low-voltage electrical installations. – International Electrotechnical Commission.
26. Коваленко, В. Д., Беляєв С. М. Електропостачання промислових і цивільних об'єктів. – К.: Техніка, 2015. – 512 с.
27. Рубан, М. М., Сотник І. М. Проектування трансформаторних підстанцій. – Харків: ХНУРЕ, 2018. – 236 с.
28. Дяченко В.С. Електричні системи та мережі. – Київ: КНЕУ, 2016. – 420 с.
29. Стрюков П.І. Електричні станції та підстанції. – М.: Енергія, 2011. – 688 с.
30. Бойко І.М. Релейний захист і автоматика електроенергетичних систем. – К.: НАУ, 2020. – 348 с.

## ДОДАТКИ

## Додаток А

## Порівняння й вибір оптимального методу електропостачання

<b>Варіант електропостачання</b>	<b>Надійність</b>	<b>Гнучкість</b>	<b>Вартість</b>	<b>Витрати на експлуатацію</b>	<b>Складність автоматики</b>
Два трансформатори на одній підстанції (N+1)	висока	висока	середня	низькі	середня
Дві незалежні підстанції	дуже висока	середня	висока	середні	висока
Одна підстанція без резерву	низька	низька	мінімальна	низькі	проста

Порівняння технічних параметрів трансформаторів ТМГ-630/10/0,4 та ТМ-630/10/0,4

Параметр	ТМГ-630/10/0,4	ТМ-630/10/0,4
Номінальна потужність, кВА	630	630
Номінальна напруга ВН/НН, кВ	10/0,4	10/0,4
Схема з'єднання	$\Delta/Y_n-11$ або $Y/Y_n-0$	$Y/\Delta-11$
Втрати холостого ходу $P_0$ , Вт	1360	1370
Втрати короткого замикання $P_k$ , Вт	7600	8500
Струм холостого ходу $I_0$ , %	1,2	1,8
Напруга к.з., %	5,5	5,5
Маса, кг	$\approx 1850$	$\approx 2500-2550$
Орієнтовна вартість	310–360 тис. грн	350–420 тис. грн

## Додаток В

Однолінійна схема трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ із двома незалежними трансформаторними блоками та секціонованими шинами 10 кВ і 0,4 кВ.

