

Міністерство освіти і науки України
Криворізький національний університет
Електротехнічний факультет

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи бакалавра
за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТП 10/0,4 кВ в
УМОВАХ ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Виконав: здобувач групи ЕЕМ-22-1

Дмитро ГОСТЄВ

Керівник випускної роботи _____ д-р ф-ї, ст. викладач Олег ДОЗОРЕНКО

Нормоконтролер _____ д-р ф-ї, ст. викладач Олег ДОЗОРЕНКО

Декан ЕТФ _____ к.т.н., доц. Владислав ФЕДОТОВ

Гарант освітньої програми _____ к.т.н., доц. Ігор ПЕРЕСУНЬКО

Кривий Ріг

2026 р.

Криворізький національний університет

Факультет: електротехнічний

Освітній рівень: бакалавр

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

Гостєва Дмитра Сергійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи *Дослідження та оптимізація режимів роботи ТП 10/0,4 кВ в умовах пікових навантажень*

2. Строк подання студентом роботи 11 червня 2026 р.

3. Мета та завдання кваліфікаційної роботи

Мета роботи – дослідження та оптимізація режимів роботи ТП 10/0,4 кВ в умовах пікових навантажень.

Завдання кваліфікаційної роботи: проаналізувати сучасний стан систем електропостачання та проблеми експлуатації трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ; дослідити вплив пікових навантажень на технічний стан силових трансформаторів; розглянути способи зниження перевантаження трансформаторної підстанції; виконати аналіз добового графіка навантаження ТП; розрахувати коефіцієнт перевантаження та тепловий режим трансформаторів; оцінити ефективність застосування примусового охолодження; виконати розрахунок компенсації реактивної потужності на стороні 0,4 кВ; оцінити доцільність заміни трансформаторів на агрегати більшої потужності.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно розробити)

1. Аналіз сучасного стану систем електропостачання та проблем експлуатації ТП 10/0,4 кВ. 2. Вплив пікових навантажень на технічний стан силових трансформаторів. 3. Застосування систем примусового охолодження силових трансформаторів. 4. Компенсація реактивної потужності як засіб зниження навантаження на трансформаторну підстанцію. 5. Заміна або встановлення додаткового силового трансформатора як спосіб усунення перевантажень. 6. Перерозподіл навантаження між сусідніми трансформаторними підстанціями. 7. Розрахунок добового графіка

навантаження трансформаторної підстанції. 8. Оцінка ефективності технічних заходів зниження перевантаження ТП.

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

1. Фактори, що спричиняють перевантаження трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. 2. Теплова схема силового трансформатора з природною циркуляцією масла. 3. Принципова схема примусового повітряного охолодження силового трансформатора. 4. Схема пояснення принципу компенсації реактивної потужності. 5. Узагальнена схема перерозподілу навантаження між сусідніми трансформаторними підстанціями. 6. Структурна схема електропостачання житлового мікрорайону від ТП 10/0,4 кВ. 7. Добовий графік навантаження трансформаторної підстанції. 8. Порівняльна оцінка ефективності технічних заходів зниження перевантаження ТП.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали консультанта	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
I	Дозоренко О.В.		
II	Дозоренко О.В.		

7. Календарний план

№	Етапи роботи	Термін виконання
1	Аналіз сучасного стану систем електропостачання та проблем експлуатації трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ	21 травня 2026 р.
2	Дослідження причин виникнення пікових навантажень у житлових мікрорайонах та їх впливу на роботу ТП	24 травня 2026 р.
3	Аналіз впливу перевантажень на технічний стан силових трансформаторів, температурний режим і втрати потужності	28 травня 2026 р.
4	Розгляд технічних заходів зниження перевантаження: примусового охолодження, компенсації реактивної потужності та заміни трансформаторів	31 травня 2026 р.
5	Розрахунок добового графіка навантаження трансформаторної підстанції та визначення періодів перевантаження	3 червня 2026 р.
6	Розрахунок теплового режиму трансформаторів і оцінка ефективності застосування примусового охолодження	6 червня 2026 р.
7	Розрахунок компенсації реактивної потужності, оцінка заміни трансформаторів, порівняння ефективності запропонованих заходів модернізації та оформлення пояснювальної записки	10 червня 2026 р.

Дата видачі завдання 18.05.2026 р.

Здобувач вищої освіти

(підпис)

Дмитро ГОСТЄВ

(Ім'я, прізвище)

Керівник роботи

(підпис)

Олег ДОЗОРЕНКО

(Ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи на тему «Дослідження та оптимізація режимів роботи трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ в умовах пікових навантажень» містить: 58 с., 11 рис., 7 табл., 25 літературних джерел.

Робота присвячена дослідженню режимів роботи трансформаторної підстанції (ТП) 10/0,4 кВ в умовах пікових навантажень, а також аналізу технічних заходів, спрямованих на підвищення надійності та ефективності її експлуатації. Основну увагу приділено оцінці впливу перевантажень на силові трансформатори (СТ), визначенню теплового режиму обладнання, аналізу втрат електричної енергії (ЕЕ) та вибору доцільних способів зниження навантаження.

Об'єкт дослідження – режими роботи ТП 10/0,4 кВ у системі електропостачання житлового мікрорайону.

Мета роботи – дослідження режимів роботи ТП 10/0,4 кВ в умовах пікових навантажень та обґрунтування технічних заходів для підвищення надійності й ефективності її експлуатації.

Практичне значення роботи полягає у можливості використання отриманих результатів для оцінки фактичного завантаження ТП, визначення періодів перевантаження та вибору технічних рішень, які дозволяють зменшити негативний вплив пікових режимів без негайної повної реконструкції підстанції. Результати розрахунків можуть бути застосовані під час вибору систем примусового охолодження (ПО), установок компенсації реактивної потужності (КРП) та оцінки доцільності заміни СТ на агрегати більшої потужності.

У першому розділі розглянуто сучасний стан систем електропостачання та основні проблеми експлуатації ТП 10/0,4 кВ. Проаналізовано причини зростання електричних навантажень у житлових мікрорайонах, вплив пікових режимів на

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.Р						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Реферат			Літ.	Арк.	Аркуші	
Розробив		Гостєв Д.С.								5	2
Перевірів		Доззренко О.В.									
								КНУ			
Н. Контр.		Доззренко О.В.						гр. ЕЕМ-22-1			
Затвердж.		Пересунько І.І.									

технічний стан силових трансформаторів, а також основні способи зниження перевантаження. Розглянуто застосування примусового охолодження, КРП, заміни трансформаторів та перерозподілу навантаження між сусідніми підстанціями.

У другому розділі виконано розрахунок добового графіка навантаження ТП з двома трансформаторами потужністю по 630 кВА. Встановлено, що максимальне навантаження становить 1575 кВА, що відповідає перевантаженню на 25 %. Проведено оцінку теплового режиму трансформаторів, розраховано втрати потужності та проаналізовано ефективність технічних заходів. Показано, що примусове охолодження покращує температурний режим обладнання, КРП зменшує повне навантаження та струм у трансформаторах, а заміна трансформаторів на 2×1000 кВА повністю усуває перевантаження, але потребує значних капітальних витрат.

У висновках наведено аналіз виконаної роботи та обґрунтовано доцільність поетапного впровадження технічних заходів для підвищення надійності роботи ТП.

ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР,
ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ПІКОВЕ НАВАНТАЖЕННЯ, ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ,
ПРИМУСОВЕ ОХОЛОДЖЕННЯ, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ
ПОТУЖНОСТІ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.Р	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 10/0,4 кВ В УМОВАХ ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	10
1.1 Аналіз сучасного стану систем електропостачання та проблем експлуатації ТП 10/0,4 кВ.....	10
1.2 Вплив пікових навантажень на технічний стан силових трансформаторів.....	13
1.3 Застосування систем примусового охолодження силових трансформаторів.....	16
1.4 Компенсація реактивної потужності як засіб зниження навантаження на трансформаторну підстанцію.....	19
1.5 Заміна або встановлення додаткового силового трансформатора як спосіб усунення перевантажень.....	21
1.6 Перерозподіл навантаження між сусідніми трансформаторними підстанціями.....	23
РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ТА ОЦІНКА ТЕХНІЧНИХ ЗАХОДІВ ЗНИЖЕННЯ ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 10/0,4 кВ.....	28
2.1 Аналіз добового графіка навантаження трансформаторної підстанції.....	28
2.2 Розрахунок перевантаження трансформаторів та теплового режиму.....	30
2.3 Оцінка ефективності застосування примусового охолодження трансформаторів.....	33
2.4 Розрахунок компенсації реактивної потужності на стороні 0,4 кВ.....	37
2.4.1 Розрахунок зниження втрат активної потужності після компенсації реактивної потужності.....	39
2.4.2 Вибір структури автоматичної конденсаторної установки та умови її експлуатації.....	42
2.5 Оцінка ефективності заміни трансформаторів на агрегати більшої потужності.....	43
2.5.1 Оцінка втрат у нічному та добовому режимах.....	45
2.5.2 Оцінка капітальних витрат і терміну окупності.....	48
2.5.3 Технічна оцінка доцільності заміни трансформаторів.....	50
2.6 Порівняння ефективності запропонованих заходів модернізації.....	50
ВИСНОВКИ.....	54
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	57

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.3				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Зміст	Літ.	Арк.	Аркушів	
Розробив		Гостєв Д.С.							
Перевірів		Дозсренко О.В.					7	1	
						КНУ гр. ЕЕМ-22-1			
Н. Контр.		Дозсренко О.В.							
Затвердж.		Пересунько І.І.							

ВСТУП

Сучасні системи електропостачання працюють в умовах постійного зростання споживання електроенергії (ЕЕ), що пов'язано з активним використанням побутової техніки, електроопалення, систем кондиціювання та іншого енергоємного обладнання. Особливо помітно це проявляється у житлових мікрорайонах великих міст, де навантаження на розподільчі мережі щороку збільшується. При цьому значна частина трансформаторних підстанцій (ТП) 10/0,4 кВ була введена в експлуатацію десятки років тому та розраховувалася на значно менші рівні електроспоживання. Незважаючи на моральне та технічне старіння обладнання, більшість підстанцій продовжує експлуатуватися без суттєвої модернізації, оскільки їх нормативний термін служби ще не вичерпаний, а повна заміна потребує значних фінансових витрат.

У результаті цього трансформаторні підстанції дедалі частіше працюють у режимах підвищеного навантаження, особливо в години ранкових та вечірніх максимумів споживання. Саме в ці періоди сумарна потужність електроприймачів може наближатися до гранично допустимих значень або навіть перевищувати номінальні параметри силових трансформаторів (СТ). Такі режими супроводжуються перегрівом обмоток і трансформаторного масла, прискореним старінням ізоляції, зростанням втрат ЕЕ та зниженням загальної надійності системи електропостачання. Тривала робота в умовах систематичних перевантажень значно скорочує ресурс обладнання та підвищує ризик виникнення аварійних ситуацій.

Одним із можливих шляхів вирішення проблеми є заміна існуючих трансформаторів на більш потужні або будівництво нових підстанцій. Проте такі заходи потребують значних капіталовкладень, тривалого часу реалізації та часто супроводжуються необхідністю реконструкції суміжних елементів мережі.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.ВС				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробив		Гостєв Д.С.			Вступ	Літ.	Арк.	Аркушів	
Перевірів		Доззренко О.В.					8	2	
Н. Контр.		Доззренко О.В.				КНУ гр. ЕЕМ-22-1			
Затвердж.		Пересунько І.І.							

Водночас у більшості випадків перевантаження мають короткочасний характер і виникають лише в окремі години доби, що робить повну модернізацію економічно не завжди виправданою.

У зв'язку з цим особливої актуальності набуває пошук технічних рішень, які дозволяють підвищити ефективність роботи ТП без повної заміни силового обладнання. До таких заходів належать застосування систем примусового охолодження (ПО), компенсації реактивної потужності (КРП), перерозподіл навантаження між сусідніми підстанціями та оптимізація режимів роботи мережі. Використання подібних рішень дає можливість знизити теплове та струмове навантаження на трансформатори, покращити якість ЕЕ та продовжити термін експлуатації обладнання при відносно невеликих витратах.

Метою даної дипломної роботи є дослідження режимів роботи ТП 10/0,4 кВ в умовах пікових навантажень та розробка технічних заходів, спрямованих на підвищення надійності й ефективності її експлуатації. Для досягнення поставленої мети виконано аналіз характеру електроспоживання житлового мікрорайону, досліджено вплив перевантажень на технічний стан СТ та розглянуто основні способи оптимізації роботи підстанції в умовах зростання навантаження.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.ВС	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 10/0,4 кВ В УМОВАХ ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

1.1 Аналіз сучасного стану систем електропостачання та проблем експлуатації ТП 10/0,4 кВ

Системи електропостачання на базі ТП 10/0,4 кВ є основою розподілу ЕЕ в житлових та комунально-побутових мережах. Значна частина таких підстанцій була введена в експлуатацію кілька десятиліть тому та проєктувалася відповідно до рівнів електроспоживання, характерних для того періоду. Розрахункові навантаження формувалися переважно з освітлювальних і малопотужних побутових електроприймачів, тому запас пропускної здатності трансформаторів і кабельних мереж визначався для відносно стабільних режимів роботи. У сучасних умовах структура електроспоживання суттєво змінилася, що призвело до значного ускладнення режимів функціонування ТП та підвищення навантаження на силове обладнання [1].

Однією з головних причин зростання навантаження є масове використання потужної побутової техніки та електронних пристроїв. У сучасних житлових будинках широко застосовуються електроплити, кондиціонери, бойлери, електрообігрівачі, пральні машини, системи вентиляції та інше обладнання з високим рівнем енергоспоживання. Додатково збільшується кількість пристроїв, що працюють через імпульсні джерела живлення та напівпровідникові перетворювачі. Такі споживачі створюють нелінійне навантаження, яке супроводжується появою вищих гармонік струму та напруги [2]. Наявність гармонічних складових призводить до додаткового нагріву обмоток трансформатора, збільшення втрат у провідниках і погіршення якості ЕЕ в мережі 0,4 кВ.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розділ 1			Літ.	Арк.	Аркуші	
Розробив		Гостєв Д.С.									
Перевірів		Дозоренко О.В.								10	18
								КНУ гр. ЕЕМ-22-1			
Н. Контр.		Дозоренко О.В.									
Затвердж.		Пересунько І.І.									

Характерною особливістю сучасних електричних мереж є значна нерівномірність добових графіків навантаження. У години ранкового та вечірнього максимумів відбувається одночасне ввімкнення великої кількості побутових електроприймачів, унаслідок чого навантаження на ТП різко зростає [3]. На відміну від режимів, для яких проєктувалися більшість існуючих ТП, сучасні піки мають короткочасний, але дуже інтенсивний характер. Такі режими супроводжуються підвищеними струмами в обмотках трансформаторів, збільшенням температури масла та погіршенням умов охолодження. Особливо складною ситуація стає в літній період, коли висока температура навколишнього середовища знижує ефективність природного тепловідведення від радіаторів трансформатора.

Додатковою проблемою розподільчих мереж 0,4 кВ є несиметрія фазних навантажень. Значна частина побутових споживачів підключається до однофазної мережі, причому розподіл навантаження між фазами часто є нерівномірним. У результаті окремі фази можуть працювати з перевантаженням навіть за допустимого сумарного навантаження трансформатора. Несиметричний режим викликає появу струму в нульовому проводі, додаткові втрати ЕЕ та нерівномірні падіння напруги [4]. Це негативно впливає на роботу електроприймачів, особливо чутливого електронного обладнання, а також створює локальні перегріви елементів мережі та обмоток трансформатора.

Суттєвий вплив на режими роботи ТП 10/0,4 кВ має зростання РП в електричних мережах. Значна кількість побутових та комунальних електроприймачів має індуктивний характер навантаження, що призводить до збільшення повного струму та додаткового навантаження на СТ. За низького коефіцієнта потужності зростають втрати активної ЕЕ, підвищується нагрівання кабельних ліній та погіршуються показники напруги у віддалених споживачів [5]. Особливо помітно це проявляється в періоди максимального електроспоживання, коли мережа працює поблизу граничних режимів.

Проблемою більшості існуючих ТП є також недостатній рівень автоматизації та контролю режимів роботи. Значна частина ТП експлуатується

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

без сучасних систем моніторингу навантаження, температури масла та параметрів якості ЕЕ [6]. Унаслідок цього перевантаження або аварійні відхилення параметрів часто виявляються лише після виникнення пошкоджень обладнання. Відсутність постійного контролю не дозволяє оперативно реагувати на зміну режимів електроспоживання та своєчасно виконувати перерозподіл навантаження між фазами або окремими лініями.

Окрему увагу необхідно приділити фізичному старінню СТ, які тривалий час працюють у режимах підвищеного навантаження. Під впливом температури поступово погіршуються властивості паперово-масляної ізоляції, зростає вологість масла та накопичуються продукти його окислення [7].

Це знижує електричну міцність ізоляційної системи та підвищує ймовірність внутрішніх пошкоджень. Крім того, регулярні цикли нагрівання й охолодження викликають механічні деформації обмоток та послаблення контактних з'єднань, що з часом може призвести до виникнення міжвиткових замикань.

Таким чином, сучасні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ функціонують у складних умовах, які суттєво відрізняються від початкових проєктних режимів. Основними факторами, що визначають підвищене навантаження на обладнання, є збільшення потужності побутових споживачів, нерівномірність графіків електроспоживання, фазний дисбаланс, наявність гармонічних спотворень та зростання реактивної складової навантаження. За таких умов особливо актуальним стає дослідження реальних режимів роботи підстанцій і пошук технічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності та надійності систем електропостачання без повної заміни існуючого обладнання.

Отже, після аналізу загальних особливостей функціонування ТП доцільно розглянути, як систематичні пікові навантаження впливають на технічний стан СТ, їх температурний режим, втрати потужності та залишковий ресурс обладнання.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2 Вплив пікових навантажень на технічний стан силових трансформаторів

У трансформаторних підстанціях 10/0,4 кВ, що живлять житлові та комунально - побутові мережі, СТ часто працюють у режимах, близьких до номінальних або перевантажувальних. Особливо небезпечними є систематичні пікові навантаження, які повторюються щоденно у ранкові та вечірні години [8]. На відміну від короточасних аварійних перевантажень, такі режими мають регулярний характер і поступово погіршують технічний стан обладнання. Основні фактори, що спричиняють перевантаження ТП 10/0,4 кВ, узагальнено на рисунку 1.1.



Рисунок 1.1 – Фактори, що спричиняють перевантаження ТП 10/0,4 кВ

Відповідно до вимог нормативної документації для масляних СТ допускаються короточасні перевантаження за умови їх нетривалого та нерегулярного характеру. Однак у житлових розподільчих мережах перевантаження можуть виникати регулярно у години ранкових та вечірніх максимумів, що свідчить про постійну роботу обладнання в режимі підвищених теплових навантажень. У таких умовах трансформатори експлуатуються поза оптимальним температурним режимом, що прискорює процес старіння ізоляційної системи та знижує експлуатаційний ресурс обладнання.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основним фактором, який визначає довговічність СТ, є температура найбільш нагрітої точки обмотки [9]. Зі збільшенням струму навантаження різко зростають втрати короткого замикання, а відповідно - і тепловиділення в обмотках. Для трансформаторів типу ТМГ з природним масляним охолодженням це особливо небезпечно, оскільки інтенсивність тепловідведення обмежується природною циркуляцією масла та ефективністю радіаторного охолодження [10]. При тривалих перевантаженнях температура масла й обмоток перевищує допустимі значення, унаслідок чого прискорюється деградація паперово-масляної ізоляції.

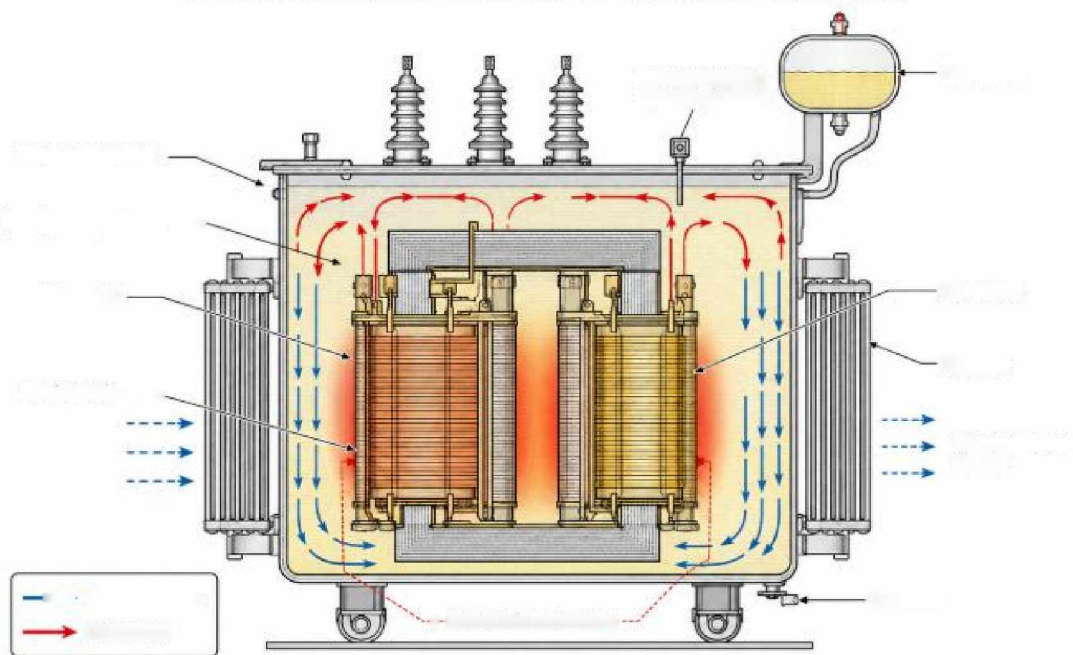


Рисунок 1.2 – Теплова схема СТ з природною циркуляцією масла

Під дією підвищених температур паперово - масляна ізоляція поступово втрачає механічну міцність та електричну стійкість. Одночасно в трансформаторному маслі активізуються процеси окислення, накопичуються продукти старіння та погіршуються умови циркуляції масла. Багаторазові цикли нагрівання й охолодження також впливають на механічний стан обмоток і контактних з'єднань, що підвищує ризик локальних перегрівів та міжвиткових пошкоджень. Залежність інтенсивності старіння ізоляції від температури найбільш нагрітої точки обмотки показано на рис. 1.3.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

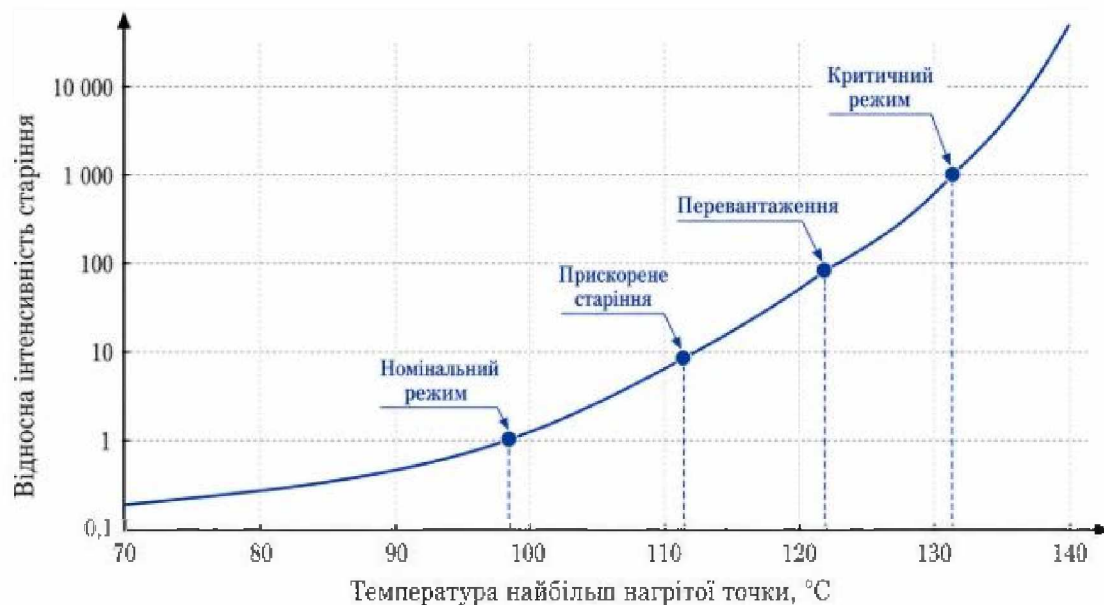


Рисунок 1.3 – Залежність інтенсивності старіння ізоляції від температури обмоток

Систематичне перевантаження призводить також до збільшення втрат ЕЕ. Оскільки втрати потужності в обмотках пропорційні квадрату струму навантаження, навіть відносно невелике перевищення номінального струму викликає суттєве зростання теплових втрат [11]. При перевантаженні на 25 % втрати короткого замикання збільшуються більш ніж у півтора раза порівняно з номінальним режимом. У результаті підстанція працює зі зниженим коефіцієнтом корисної дії, а надлишкова енергія виділяється у вигляді тепла, додатково нагріваючи обладнання.

Найбільш небезпечним наслідком тривалої роботи в режимі перевантаження є зростання ризику внутрішніх пошкоджень трансформатора. Деградація ізоляції та локальні перегріви можуть спричинити виникнення часткових розрядів і міжвиткових замикань [12]. Такі аварії супроводжуються інтенсивним газоутворенням, різким підвищенням тиску всередині бака та аварійним вимкненням трансформатора. У разі аварійного вимкнення трансформатора виникає ризик часткового або повного порушення електропостачання споживачів, особливо за відсутності достатнього резервування.

Таким чином, систематичні пікові навантаження негативно впливають на технічний стан СТ і прискорюють процес їх старіння. Основними наслідками таких режимів є перегрів обмоток, збільшення втрат потужності, деградація ізоляції та підвищення ймовірності аварійних пошкоджень. У зв'язку з цим виникає необхідність застосування технічних рішень, спрямованих на покращення температурного режиму трансформаторів та зниження впливу пікових навантажень.

1.3 Застосування систем примусового охолодження силових трансформаторів

У процесі експлуатації СТ 10/0,4 кВ працюють в умовах значних теплових навантажень, які особливо проявляються під час добових максимумів споживання ЕЕ. Навіть за номінального режиму роботи в обмотках і магнітопроводі виникають втрати потужності, що супроводжуються виділенням значної кількості тепла. Паспортні параметри трансформаторів визначаються для стандартних умов експлуатації, зокрема для температури навколишнього середовища близько +20 °С та нормального природного теплообміну. У реальних умовах міських підстанцій ці вимоги часто не виконуються через обмежений простір, недостатню вентиляцію приміщень, високу щільність забудови та сезонне підвищення температури повітря. Унаслідок цього ефективність природного охолодження знижується, а температура масла та обмоток зростає навіть при допустимому навантаженні.

Для стабілізації температурного режиму на силових трансформаторах застосовують системи ПО. Найпоширенішим рішенням для підстанцій 10/0,4 кВ є примусове повітряне охолодження з вентиляторним обдуванням радіаторів. Принцип роботи такої системи полягає у створенні направленої потоку повітря вздовж поверхні радіаторних секцій, що значно підвищує інтенсивність тепловідведення від масла до навколишнього середовища. На відміну від природного охолодження, де теплообмін відбувається лише за рахунок конвекції, примусовий обдув забезпечує значно швидше відведення тепла та

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

дозволяє підтримувати допустиму температуру навіть під час пікових навантажень.

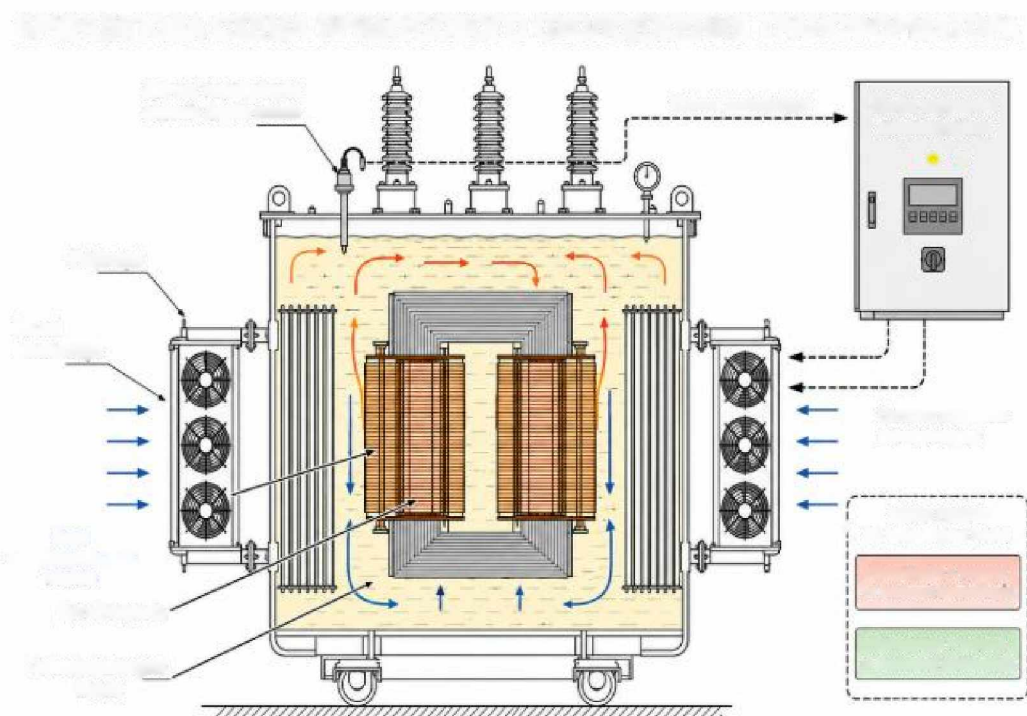


Рисунок 1.4 – Принципова схема примусового повітряного охолодження СТ

Конструктивно система ПО складається з осьових вентиляторів, кріпильних елементів, захисних ґрат, пускової апаратури та системи автоматичного керування. Вентилятори встановлюються безпосередньо на радіаторних секціях трансформатора та забезпечують постійну циркуляцію повітря через ребрену поверхню охолоджувачів. Для трансформаторів середньої потужності зазвичай застосовуються вентилятори діаметром 400 - 630 мм із відносно невеликим власним енергоспоживанням. Незважаючи на це, вони здатні створювати значний повітряний потік, достатній для ефективного охолодження трансформаторного масла під час короточасних перевантажень.

Робота вентиляторів, як правило, здійснюється в автоматичному режимі. Для контролю температури використовуються датчики, встановлені у верхніх шарах масла або безпосередньо на обмотках трансформатора. При досягненні встановленого температурного порогу система автоматики подає сигнал на ввімкнення вентиляторів. Після зниження температури до допустимого рівня

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

обдув автоматично вимикається. Такий режим дозволяє зменшити споживання ЕЕ допоміжним обладнанням і водночас забезпечити ефективне охолодження лише у періоди реального теплового перевантаження.

Практичний досвід експлуатації показує, що застосування примусового повітряного охолодження дозволяє знизити температуру верхніх шарів масла на 8 - 15 °С порівняно з природним режимом охолодження. Це суттєво впливає на швидкість старіння ізоляції, оскільки термін служби паперово-масляної системи безпосередньо залежить від температури найбільш нагрітої точки обмотки. Зниження робочої температури дозволяє збільшити ресурс трансформатора, зменшити ризик перегріву та підвищити надійність електропостачання споживачів у години максимального навантаження.

Важливою перевагою вентиляторних систем є можливість поетапного впровадження та адаптації до конкретних умов експлуатації. Кількість вентиляторів і алгоритм їх роботи визначаються відповідно до потужності трансформатора, характеру добового графіка навантаження та температурних умов. Для короткочасних піків достатньо використання декількох вентиляторів із періодичним вмиканням, тоді як при тривалих перевантаженнях застосовується багатоступеневе охолодження з послідовним запуском додаткових груп вентиляторів.

Окрему увагу необхідно приділяти умовам експлуатації систем охолодження. Запиленість, забруднення поверхні радіаторів та недостатня циркуляція повітря можуть значно знизити ефективність тепловідведення. Використання примусового обдування дозволяє частково компенсувати ці фактори та підтримувати стабільний температурний режим навіть при тривалій експлуатації обладнання. Крім того, сучасні вентилятори мають значний ресурс роботи та не потребують складного технічного обслуговування, що робить їх застосування економічно доцільним для міських ТП.

Однак примусове охолодження не зменшує сам струм навантаження, а лише покращує тепловідведення. Тому для зниження струмового навантаження трансформаторів доцільно розглянути КРП на стороні 0,4 кВ.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4 Компенсація реактивної потужності як засіб зниження навантаження на трансформаторну підстанцію

Одним із найефективніших способів підвищення пропускної здатності ТП 10/0,4 кВ без заміни основного обладнання є КРП [13]. У сучасних системах електропостачання значна частина навантаження має індуктивний характер. До таких споживачів належать електродвигуни, трансформатори, насосне обладнання, вентиляційні установки, зварювальні апарати та освітлювальні системи з пускорегулювальною апаратурою. Для їхньої роботи необхідна не лише активна енергія, а й реактивна складова, яка забезпечує створення електромагнітного поля. Хоча РП не виконує корисної роботи, її передавання через мережу супроводжується збільшенням струму, що призводить до додаткового нагрівання кабелів, шин та обмоток трансформатора.

Наявність значної реактивної складової особливо негативно впливає на роботу підстанції в години максимального навантаження. У цей період збільшується повний струм у мережі, ростуть втрати активної потужності та погіршуються умови роботи силового обладнання. Оскільки втрати в провідниках прямо пропорційні квадрату струму, навіть незначне перевищення навантаження викликає помітне збільшення тепловиділення. Це прискорює старіння ізоляції, знижує ефективність роботи трансформатора та скорочує допустимий резерв потужності підстанції. Крім того, низький коефіцієнт потужності спричиняє додаткові втрати напруги у розподільчих мережах, що особливо відчутно для віддалених споживачів.

Для зменшення негативного впливу РП застосовують конденсаторні установки [14]. Принцип їх роботи базується на компенсації індуктивної складової навантаження ємнісною РП, яку генерують конденсаторні батареї. У результаті зменшується фазовий зсув між струмом і напругою, а коефіцієнт потужності наближається до одиниці. Це дозволяє знизити загальний струм у мережі без зміни активного навантаження. Практика експлуатації показує, що

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

після впровадження компенсації значення $\cos \varphi$ може підвищуватись до 0,95 - 0,98, що істотно покращує режим роботи ТП.

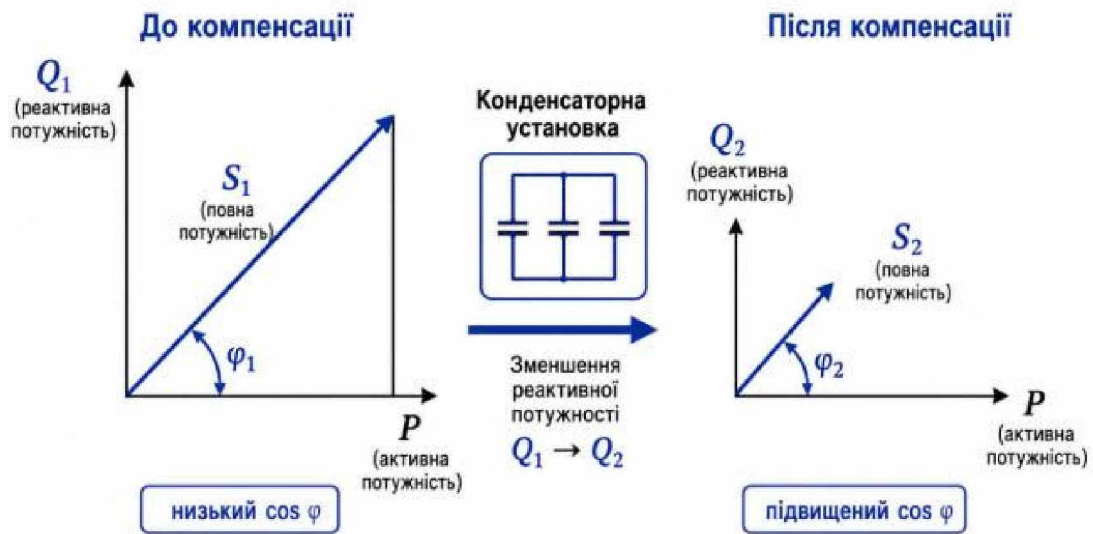


Рисунок 1.5 – Схема пояснення принципу КРП

У мережах 0,4 кВ використовуються як нерегульовані, так і автоматизовані установки КРП. Нерегульовані системи мають постійну потужність і працюють у фіксованому режимі. Вони відзначаються простотою конструкції та невисокою вартістю, однак не враховують зміну навантаження протягом доби. Через це в періоди малого споживання може виникати перекомпенсація, яка супроводжується підвищенням напруги та нестабільністю режиму мережі.

Більш ефективним рішенням є автоматичні конденсаторні установки, оснащені мікропроцесорними регуляторами. Такі системи постійно контролюють параметри мережі та автоматично змінюють кількість підключених конденсаторних секцій залежно від фактичного навантаження. Регулятор отримує інформацію від трансформатора струму, встановленого на вводі підстанції, після чого визначає необхідний ступінь компенсації. Це дозволяє підтримувати стабільний коефіцієнт потужності та уникати режимів недокомпенсації або надлишкової генерації РП.

Конструктивно автоматична установка складається з конденсаторних батарей, комутаційної апаратури, захисту та регулятора РП. Завдяки

ступеневому регулюванню вона може адаптуватися до зміни навантаження протягом доби.

Впровадження КРП забезпечує низку технічних і економічних переваг. Насамперед зменшується струм у силових колах, що знижує нагрівання обмоток трансформатора та втрати в кабельних лініях. Це дозволяє підвищити фактичну пропускну здатність підстанції без заміни силового обладнання. Одночасно покращується якість напруги, зменшуються втрати активної ЕЕ та підвищується енергоефективність усієї системи електропостачання. Зниження струмових навантажень також позитивно впливає на ресурс комутаційної апаратури та кабельних мереж.

Під час вибору параметрів конденсаторної установки необхідно враховувати характер навантаження, величину коефіцієнта потужності та добовий графік споживання. Важливим параметром є РП установки, яка визначається в кВАр.

Окрему увагу необхідно приділяти впливу вищих гармонік. У мережах із великою кількістю нелінійних споживачів конденсаторні батареї можуть вступати в резонанс із параметрами системи, що викликає зростання струмів та перегрів обладнання. Для уникнення цього застосовують фільтрокомпенсуючі установки з реакторами, які обмежують вплив гармонічних складових і забезпечують стабільну роботу обладнання.

Отже, КРП є одним із найбільш доступних і ефективних способів підвищення ефективності роботи ТП 10/0,4 кВ. Використання конденсаторних установок дозволяє зменшити навантаження на СТ, скоротити втрати ЕЕ, стабілізувати напругу та продовжити термін служби обладнання. У поєднанні із системами ПО це забезпечує можливість експлуатації існуючих підстанцій у режимах підвищених навантажень без необхідності негайної реконструкції.

1.5 Заміна або встановлення додаткового силового трансформатора як спосіб усунення перевантажень

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Одним із найбільш ефективних способів ліквідації хронічних перевантажень ТП є заміна існуючого трансформатора на агрегат більшої потужності або встановлення додаткового трансформатора для паралельної роботи. Такий підхід дозволяє суттєво збільшити резерв потужності підстанції, знизити теплове навантаження на обладнання та забезпечити стабільну роботу мережі в години максимального споживання [15].

Основною перевагою цього рішення є повне усунення причини перевантаження. Новий трансформатор підбирається з урахуванням фактичного рівня споживання ЕЕ та перспектив подальшого зростання навантаження. Завдяки цьому обладнання працює в нормальному режимі без систематичного перегріву, а температура обмоток і масла залишається в допустимих межах. Це значно уповільнює старіння ізоляції та збільшує термін служби трансформатора.

Сучасні СТ також характеризуються нижчими втратами холостого ходу та короткого замикання порівняно зі старими моделями. Використання нових електротехнічних сталей і вдосконалених технологій виготовлення обмоток дозволяє знизити втрати ЕЕ та підвищити коефіцієнт корисної дії обладнання. Крім того, більш потужний трансформатор має менший внутрішній опір, що сприяє зменшенню падіння напруги у споживачів, особливо у віддалених точках мережі.

Наявність резервного або додаткового трансформатора підвищує надійність електропостачання, оскільки у разі відключення одного агрегату частина навантаження може бути перерозподілена на інше джерело живлення.

Попри очевидні переваги, реалізація такого рішення супроводжується низкою суттєвих труднощів. У більшості випадків перевантаження виникають лише в окремі години доби, тоді як основний час трансформатор працює зі значно меншим навантаженням. Якщо встановити агрегат із великим запасом потужності, він більшу частину часу функціонуватиме в режимі неповного завантаження. Це призводить до збільшення втрат холостого ходу, які існують незалежно від фактичного рівня споживання ЕЕ. У результаті частина енергії витрачається навіть тоді, коли навантаження є мінімальним.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Серйозною проблемою є й обмежені габарити існуючих ТП. Більш потужний трансформатор має більші розміри та масу, тому його встановлення часто потребує реконструкції трансформаторної камери або будівництва нового приміщення. У випадку монтажу другого агрегату виникає необхідність у додатковому місці для встановлення обладнання, прокладання кабельних ліній та монтажу систем охолодження. У щільній міській забудові реалізація таких робіт може бути технічно складною або економічно невиправданою [16].

Додаткові труднощі виникають через необхідність узгодження нового обладнання з параметрами існуючої мережі. Збільшення потужності трансформатора супроводжується зростанням струмів короткого замикання на стороні 0,4 кВ. Це може вимагати заміни автоматичних вимикачів, шин, кабелів та іншого комутаційного обладнання, яке не розраховане на нові аварійні режими. Крім того, підвищення потужності навантажує живильний фідер 10 кВ, що інколи потребує модернізації кабельної лінії або обладнання вищого рівня мережі.

Важливим недоліком є також значна тривалість реалізації проєкту. Виготовлення нового трансформатора, виконання будівельно - монтажних робіт, прокладання кабелів і налагодження систем захисту можуть тривати декілька місяців або навіть більше року. Увесь цей час існуюче обладнання продовжує працювати в перевантаженому режимі, що прискорює його зношування.

Таким чином, заміна або встановлення додаткового СТ є найбільш надійним способом усунення перевантажень, проте реалізація такого рішення потребує значних фінансових витрат, модернізації суміжного обладнання та проведення масштабних монтажних робіт. Саме тому на практиці цей підхід зазвичай застосовується після використання менш витратних методів оптимізації, таких як примусове охолодження трансформаторів, КРП та вирівнювання навантаження між фазами.

1.6 Перерозподіл навантаження між сусідніми трансформаторними підстанціями

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Одним із практичних способів зниження навантаження на перевантажену трансформаторну підстанцію є перерозподіл частини споживачів на сусідню ТП, яка має резерв потужності. Суть методу полягає у зміні схеми живлення окремих ліній 0,4 кВ без втручання в конструкцію самої підстанції. Такий підхід широко застосовується в міських мережах, де відстань між підстанціями є відносно невеликою, а структура кабельних ліній дозволяє виконати оперативне перемикування навантаження. Фактично мова йде про оптимізацію конфігурації розподільчої мережі з метою більш рівномірного використання наявних трансформаторних потужностей.



Рисунок 1.6 – Узагальнена схема перерозподілу навантаження між сусідніми трансформаторними підстанціями

Перевагою цього рішення є можливість швидкого розвантаження трансформатора без проведення масштабної реконструкції або заміни обладнання. У більшості випадків роботи обмежуються перепідключенням існуючих кабельних ліній або прокладанням додаткової перемички між двома підстанціями, що значно дешевше й швидше порівняно з будівництвом нової ТП чи встановленням трансформатора більшої потужності [17]. Водночас не виникає необхідності демонтажу діючого обладнання, що особливо важливо для старих або конструктивно обмежених підстанцій. Перерозподіл навантаження

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

також дозволяє ефективніше використовувати сусідні ТП, які працюють у режимі недовантаження та мають підвищені втрати холостого ходу. У результаті навантаження між трансформаторами вирівнюється, а загальний режим роботи мережі стає стабільнішим.

Додатковою перевагою є підвищення надійності електропостачання. Споживачі, які опиняються в зоні взаємного резервування двох підстанцій, можуть бути оперативно перезаживлені в разі аварії або відключення одного з трансформаторів. Це особливо актуально для житлових районів із високою щільністю навантаження, де навіть короточасне знеструмлення призводить до значних незручностей. Крім того, такий метод не потребує збільшення потужності на стороні 10 кВ, оскільки відбувається лише зміна точки підключення навантаження в межах існуючої мережі. Перерозподіл можна виконувати поступово, аналізуючи результати після кожного етапу та коригуючи схему залежно від фактичних режимів роботи.

Разом із тим ефективність цього підходу суттєво залежить від стану навколишньої мережі. Основною проблемою є відсутність поблизу підстанції з достатнім резервом потужності. У старих житлових районах більшість ТП проектувалися за однаковими типовими схемами, тому вони часто мають близькі рівні завантаження. У такій ситуації спроба розвантажити одну підстанцію призводить лише до перенесення проблеми на іншу. Додатково виникає проблема збільшення довжини ліній 0,4 кВ. При підключенні споживачів до більш віддаленої ТП зростає падіння напруги, що може негативно впливати на роботу побутового та електромеханічного обладнання. Особливо чутливими до зниження напруги є компресори, насоси та електродвигуни, які при недостатньому рівні живлення починають споживати підвищений струм і перегріватися.

Суттєвим технічним фактором є також зміна параметрів короткого замикання в мережі. Підключення нових ліній до діючої ТП призводить до зниження еквівалентного опору мережі та збільшення аварійних струмів. У деяких випадках існуючі автоматичні вимикачі або інша комутаційна апаратура

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

можуть виявитися не розрахованими на нові режими роботи, що потребує їх заміни або модернізації. Додаткові труднощі виникають при взаємодії підстанцій із різними коефіцієнтами трансформації або різними групами з'єднання обмоток. Навіть незначна різниця напруг між шинами 0,4 кВ може викликати появу зрівняльних струмів, які не несуть корисного навантаження, але спричиняють додатковий нагрів кабелів та трансформаторів. Для уникнення цього доводиться застосовувати розімкнені секційні схеми або додаткові комутаційні рішення, що ускладнює експлуатацію мережі [18].

Ще однією проблемою є різниця добових графіків навантаження сусідніх підстанцій. Навіть якщо одна ТП у середньому завантажена менше, це не означає, що її пікові режими не збігаються в часі з піками перевантаженої підстанції. У результаті після перемикання частини споживачів обидві ТП можуть працювати майже на межі допустимої потужності, що знижує загальний резерв надійності системи. Для правильного вибору схеми необхідний детальний аналіз добових графіків навантаження, який не завжди доступний експлуатаційним службам.

У щільній міській забудові додатковою складністю стає прокладання нових кабельних ліній. Існуючі кабельні канали та колектори часто перевантажені іншими комунікаціями, а виконання нових земляних робіт потребує значних погоджень і фінансових витрат. Не менш важливими є організаційні питання, пов'язані з балансовою належністю обладнання та розмежуванням відповідальності між різними експлуатуючими організаціями. У разі, якщо сусідні підстанції обслуговуються різними власниками, реалізація такого рішення може вимагати додаткових технічних умов, договорів та зміни системи обліку ЕЕ.

Таким чином, перерозподіл навантаження між сусідніми трансформаторними підстанціями є ефективним способом локального розвантаження мережі без масштабної модернізації обладнання. Найкращий результат цей метод забезпечує за наявності поблизу недовантаженої ТП, невеликих відстаней між об'єктами та достатньої пропускної здатності

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

кабельних ліній. Водночас у більшості практичних випадків його доцільно застосовувати разом з іншими заходами оптимізації, такими як примусове охолодження трансформаторів, КРП та вирівнювання фазних навантажень. Комплексне поєднання кількох технічних рішень дозволяє значно підвищити надійність електропостачання та зменшити ризик перевантаження силового обладнання без необхідності повної реконструкції підстанції.

У межах подальших розрахунків основна увага приділяється заходам, які можуть бути реалізовані без зміни схеми живлення споживачів, а саме примусовому охолодженню, КРП та оцінці доцільності заміни трансформаторів.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.01	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ТА ОЦІНКА ТЕХНІЧНИХ ЗАХОДІВ ЗНИЖЕННЯ ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 10/0,4 кВ

2.1 Аналіз добового графіка навантаження трансформаторної підстанції

У першому розділі було розглянуто загальні особливості електроспоживання житлового мікрорайону та фактори, які впливають на режим роботи ТП 10/0,4 кВ. У цьому розділі виконується розрахункова оцінка фактичного добового графіка навантаження ТП, визначається рівень її завантаження в різні години доби та встановлюються періоди, у які трансформатори працюють із перевищенням номінальної потужності.

Для розрахунку приймається трансформаторна підстанція з двома СТ потужністю по 630 кВА [19]. Сумарна встановлена потужність підстанції становить 1260 кВА. Навантаження формується шістьма житловими будинками: чотирма 9-поверховими будинками з трьома під'їздами та двома 14-поверховими будинками з двома під'їздами. Структурну схему електропостачання розглянутого житлового мікрорайону наведено на рис. 2.1.

Вихідні дані для розрахунку прийнято як розрахунковий інженерний сценарій для типової житлової забудови. Кількість будинків, їх поверховість і кількість під'їздів використано для формування характеру навантаження мікрорайону. Добовий графік навантаження прийнято орієнтовно за типовим профілем електроспоживання житлових споживачів, для якого характерні нічний мінімум, денне підвищення навантаження та вечірній максимум [20].

Максимальне значення навантаження прийнято 1575 кВА, що відповідає перевантаженню ТП на 25 % відносно встановленої потужності 2×630 кВА.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розділ 2		
Розробив		Гостєв Д.С.					
Перевірів		Дозсренко О.В.					
Н. Контр.		Дозсренко О.В.					
Затвердж.		Пересунько І.І.			КНУ гр. ЕЕМ-22-1		
					Лім.	Арк.	Аркушів
						28	26

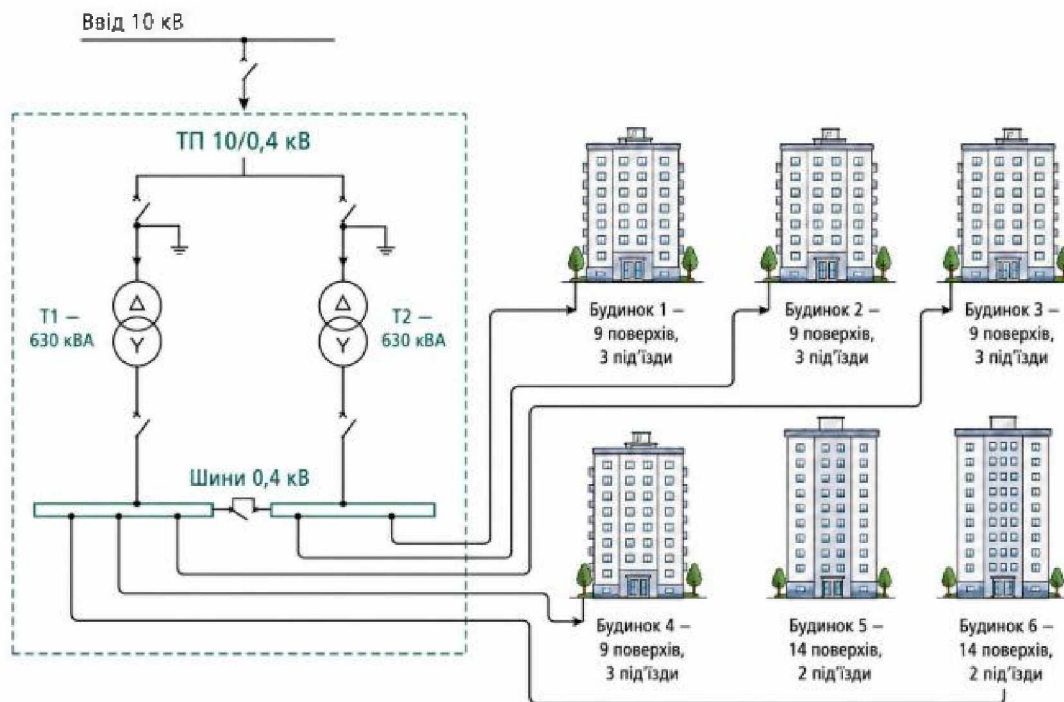


Рисунок 2.1 – Структурна схема електропостачання житлового мікрорайону від ТП 10/0,4 кВ

Подальший розрахунок виконується за добовим графіком навантаження, який дає змогу визначити години нормального та перевантажувального режимів роботи ТП.

Таблиця 2.1 – Добовий графік навантаження ТП

Година	Навантаження, кВА	Завантаження ТП, %
0:00	540	43
1:00	500	40
2:00	470	37
3:00	450	36
4:00	460	37
5:00	520	41
6:00	700	56
7:00	880	70
8:00	1020	81
9:00	1080	86
10:00	1120	89
11:00	1160	92
12:00	1200	95
13:00	1180	94
14:00	1140	90
15:00	1190	94

16:00	1280	102
17:00	1410	112
18:00	1520	121
19:00	1575	125
20:00	1540	122
21:00	1450	115
22:00	1200	95
23:00	820	65

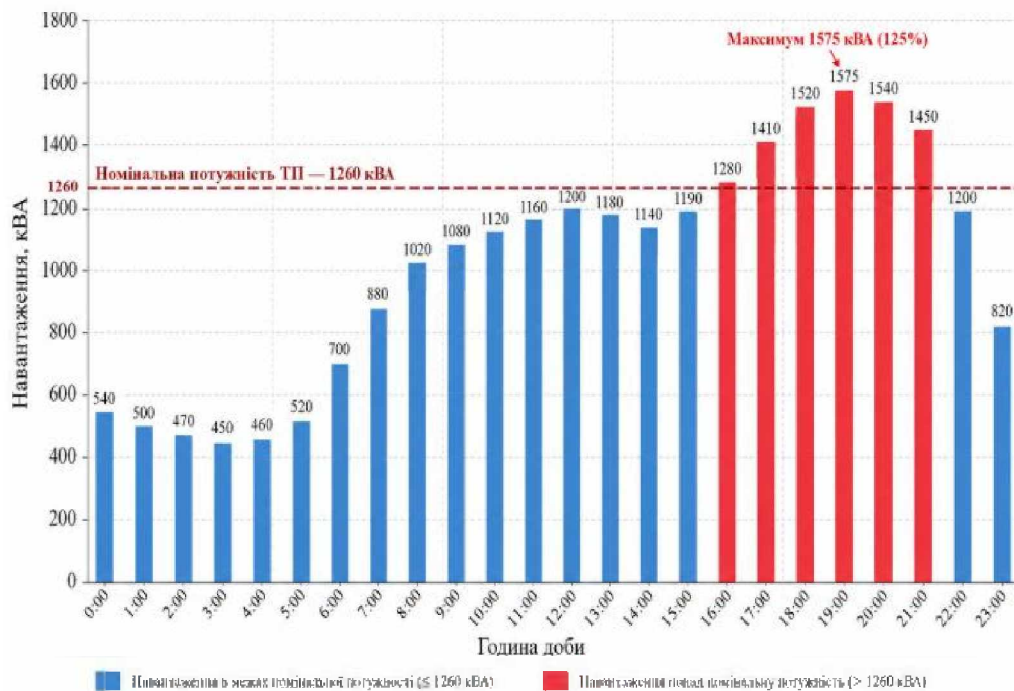


Рисунок 2.2 – Стовпчиковий графік добового навантаження ТП

Мінімальне навантаження спостерігається вночі та становить 450 - 540 кВА, тобто 36 - 43 % від номінальної потужності ТП. Максимальне навантаження припадає на 19:00 і становить 1575 кВА, що відповідає 125 %. Розрахунковим приймається вечірній інтервал 16:00 - 21:00, коли завантаження підстанції перевищує 100 %.

2.2 Розрахунок перевантаження трансформаторів та теплового режиму

Аналіз добового графіка показав, що в період вечірнього максимуму навантаження підстанції перевищує її номінальну потужність. Тому наступним етапом є визначення коефіцієнта завантаження трансформаторів, оцінка втрат у

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

їх обмотках та розрахунок температурного режиму при систематичних пікових навантаженнях.

Вихідними даними для розрахунку є сумарна номінальна потужність трансформаторів 1260 кВА та максимальне навантаження підстанції 1575 кВА. Оскільки максимальне навантаження перевищує встановлену потужність ТП, необхідно визначити коефіцієнт перевантаження та оцінити, як цей режим впливає на втрати й температуру обмоток.

За номінального режиму роботи кожного трансформатора струм у його обмотці визначається за формулою:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{630000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 909 \text{ A}$$

Активний опір обмотки одного трансформатора, приведений до температури 20 °С, прийmemo на рівні 0,003 Ом. Тоді номінальні втрати короткого замикання для одного трансформатора становлять:

$$P_{\text{мід}} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{мід}} = 3 \cdot 909^2 \cdot 0,003 = 7,44 \text{ кВт}$$

Для всієї підстанції при паралельній роботі двох трансформаторів сумарні номінальні втрати в міді дорівнюють близько 14,8 кВт. Однак в умовах реального навантаження ця величина змінюється пропорційно квадрату струму, тобто квадрату коефіцієнта завантаження.

Перегрів обмоток над температурою навколишнього середовища визначається тепловою моделлю трансформатора. Для масляних трансформаторів типу ТМГ - 630 у номінальному режимі усталений перегрів обмоток $\Delta t_{\text{ном}}$ приймається рівним 55 °С. При зміні навантаження перегрів змінюється пропорційно квадрату відносного струму:

$$\Delta t_{\text{пер}} = \Delta t_1 \cdot k^2,$$

$$\text{де } k = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{1575}{1260} = 1,25.$$

Отже, у години вечірнього максимуму трансформаторна підстанція працює з перевантаженням приблизно 25 %.

Підставивши значення, отримаємо:

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta t_{nep} = \Delta t_1 \cdot k^2 = 55 \cdot 1,25^2 = 85,9^\circ\text{C}.$$

За нормальної температури навколишнього середовища $+25^\circ\text{C}$ абсолютна температура обмоток у години пікового навантаження досягає:

$$t_{обм} = 25 + 85,9 = 110,9^\circ\text{C}.$$

Отримане значення температури свідчить про роботу ізоляційної системи в напруженому тепловому режимі. За щоденного повторення таких піків прискорюється старіння паперово-масляної ізоляції, зростає ризик локальних перегрівів і скорочується залишковий ресурс трансформатора.

Оскільки активний опір мідних обмоток зростає з температурою, фактичні втрати в піковому режимі будуть дещо вищими за розраховані за базовою формулою. Для подальшої оцінки приймаємо температурну поправку близько 11,8 %, що відповідає роботі обмоток при температурі понад 100°C .

Оскільки втрати в обмотках трансформатора пропорційні квадрату коефіцієнта завантаження, залежність втрат у міді від навантаження наведено на рис. 2.3.

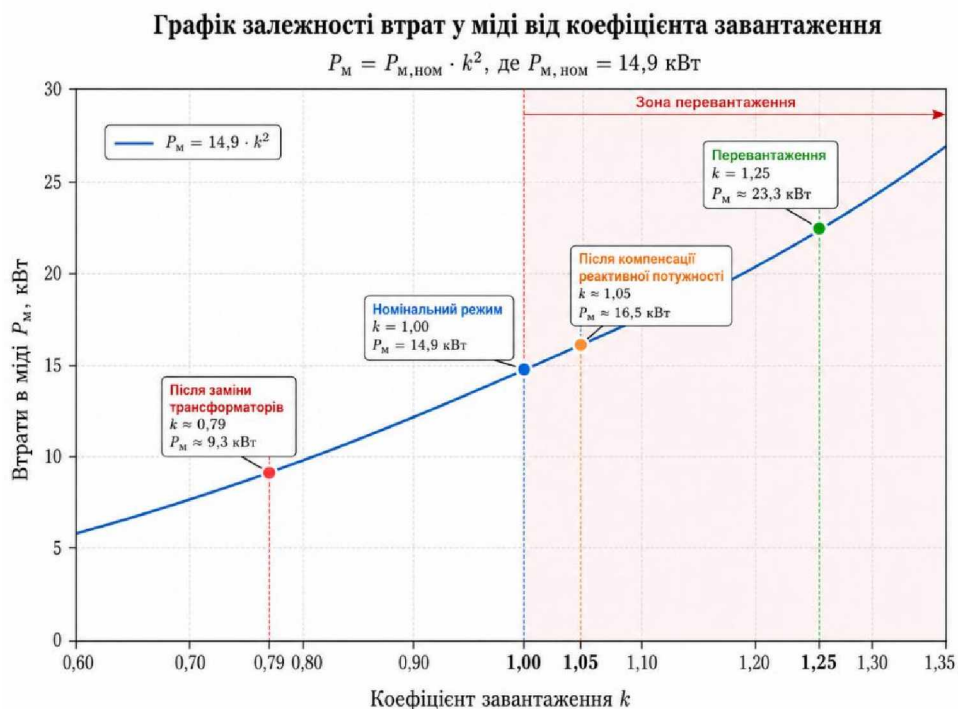


Рисунок 2.3 – Залежність втрат у міді від коефіцієнта завантаження трансформаторів

За залежністю $P_m = P_{m.ном} \cdot k^2$ втрати в міді для двох трансформаторів при $k = 1,25$ становлять приблизно 23,26 кВт. Це на 8,36 кВт більше, ніж у номінальному режимі, тобто зростання становить близько 56 %.

Оскільки основним наслідком перевантаження є підвищення температури обмоток і масла, одним із можливих технічних заходів є застосування додаткового ПО. Такий спосіб не зменшує саме навантаження підстанції, однак дозволяє покращити тепловідведення та знизити температуру найбільш нагрітих елементів трансформатора.

2.3 Оцінка ефективності застосування примусового охолодження трансформаторів

Одним із можливих заходів зменшення негативного впливу пікових навантажень є застосування додаткового примусового повітряного охолодження СТ. На відміну від КРП, цей захід не зменшує фактичну повну потужність навантаження, що передається через трансформатори, однак дозволяє знизити температуру масла та обмоток у години максимуму. Завдяки цьому зменшується інтенсивність старіння ізоляції, покращується тепловий режим роботи обладнання та підвищується допустима навантажувальна здатність трансформаторів у короткочасному піковому режимі.

У розглянутій трансформаторній підстанції встановлено два СТ потужністю по 630 кВА. Сумарна номінальна потужність підстанції становить:

$$S_{ном} = 2 \cdot 630 = 1260 \text{ кВА}$$

Максимальне навантаження за добовим графіком дорівнює:

$$S_{max} = 1575 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у години вечірнього максимуму:

$$k = \frac{S_{max}}{S_{ном}} = \frac{1575}{1260} = 1,25$$

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Отже, у піковий період підстанція працює з перевантаженням приблизно на 25 % відносно встановленої номінальної потужності. Основним наслідком такого режиму є підвищення температури обмоток і трансформаторного масла.

У попередньому розрахунку прийнято, що усталений перегрів обмоток у номінальному режимі становить 55 °С. При зміні навантаження перегрів обмоток можна орієнтовно визначити за залежністю:

$$\theta = \theta_{ном} \cdot k^2,$$

де $\theta_{ном} = 55^{\circ}\text{C}$ – перегрів обмоток у номінальному режимі;
 $k = 1,25$ – коефіцієнт завантаження.

Тоді перегрів обмоток без додаткового охолодження становить:

$$\theta_1 = 55 \cdot 1,25^2 = 85,9^{\circ}\text{C}$$

За температури навколишнього середовища 25 °С абсолютна температура обмоток у години максимуму:

$$t_1 = 25 + 85,9 = 110,9^{\circ}\text{C}$$

Отримане значення свідчить про напружений тепловий режим роботи трансформаторів. За щоденного повторення таких піків прискорюється старіння паперово-масляної ізоляції, зростає ризик локальних перегрівів та зменшується залишковий ресурс обладнання.

Для зниження температури пропонується встановити систему примусового повітряного охолодження радіаторів трансформаторів. У межах розрахунку приймаємо таку структуру системи:

- кількість трансформаторів – 2 шт.;
- кількість вентиляторів на один трансформатор – 4 шт.;
- загальна кількість вентиляторів – 8 шт.;
- потужність одного вентилятора – 0,12 кВт;
- сумарна потужність вентиляторів – 0,96 кВт;
- режим роботи - автоматичне вмикання у години пікового навантаження;
- тривалість роботи в розрахунковому режимі – 4 год/добу.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Як орієнтовний варіант для системи ПО можна прийняти осьові вентилятори типу ВОР - 360К У1 або аналогічні, призначені для обдування радіаторів СТ. Такі вентилятори застосовуються для охолодження трансформаторів і можуть працювати при температурі перемішуваного середовища від -40°C , короткочасно до $+80^{\circ}\text{C}$.

Орієнтовну схему розміщення системи додаткового ПО трансформаторів у камері ТП наведено на рисунку 2.4.

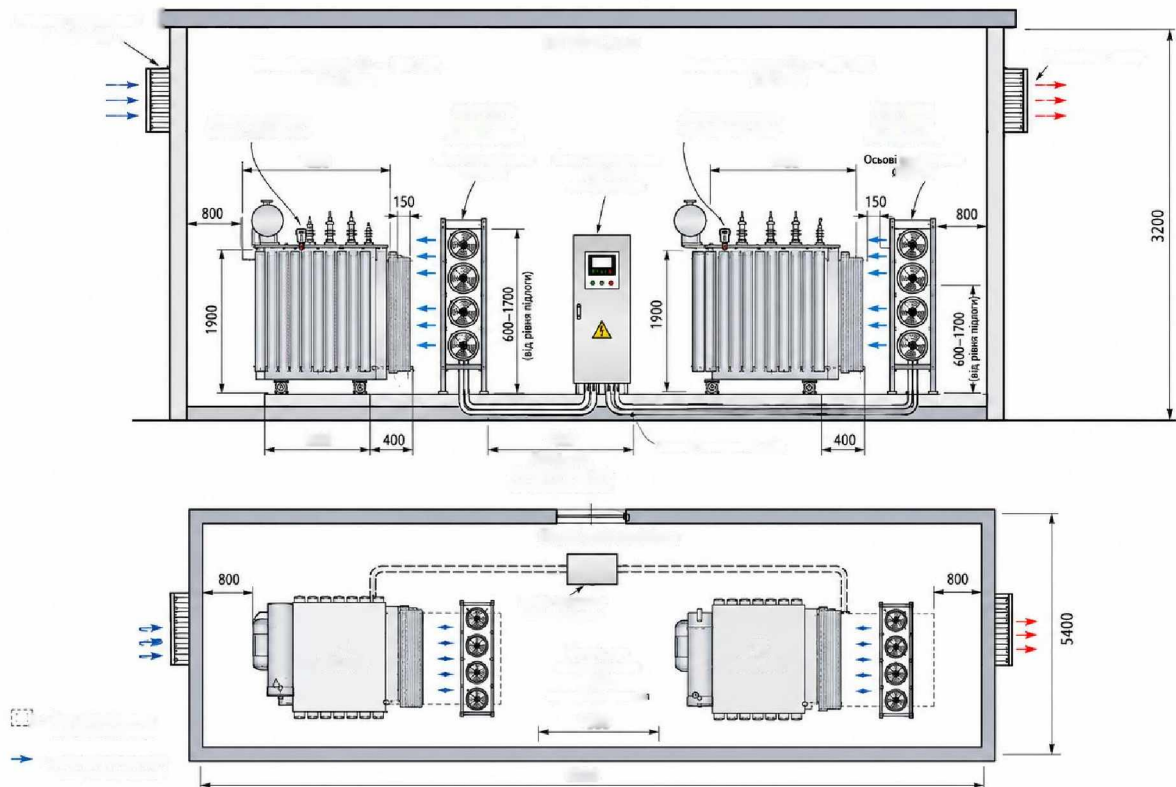


Рисунок 2.4 – Схема встановлення додаткового ПО трансформаторів ТП 10/0,4 кВ

Для оцінки теплового ефекту приймаємо, що примусовий обдув радіаторів зменшує перегрів обмоток приблизно на 12 %. Тоді перегрів обмоток після встановлення охолодження:

$$\theta_2 = \theta_1 \cdot 0,88 = 85,9 \cdot 0,88 = 75,6^{\circ}\text{C}$$

Абсолютна температура обмоток після застосування охолодження:

$$t_2 = 25 + 75,6 = 100,6^{\circ}C$$

Зниження температури обмоток становить:

$$\Delta t = 110,9 - 100,6 = 10,3^{\circ}C$$

Таким чином, застосування додаткового ПО дозволяє знизити температуру обмоток приблизно на $10^{\circ}C$ у години вечірнього максимуму. Це є важливим технічним результатом, оскільки зменшення температури навіть на $6 - 10^{\circ}C$ суттєво сповільнює старіння паперово-масляної ізоляції та підвищує надійність роботи трансформаторів.

Оцінимо вплив охолодження на втрати активної потужності. ПО не зменшує струм навантаження трансформаторів, тому воно не може суттєво знизити втрати в міді за рахунок електричного розвантаження. Його вплив на втрати проявляється лише через зменшення температури обмоток і, відповідно, активного опору міді.

Для уточненої оцінки використаємо температурну залежність активного опору мідних обмоток:

$$R_{\theta} = R_{20} \cdot [1 + a \cdot (t - 20)]$$

де $a = 0,004 \text{ } 1/^{\circ}C$ - температурний коефіцієнт опору міді.

До встановлення додаткового охолодження температура обмоток становить $t_1 = 110,9^{\circ}C$, після охолодження – $t_2 = 100,6^{\circ}C$. Тоді відносні коефіцієнти опору:

$$K1 = 1 + 0,004 \cdot (110,9 - 20) = 1,364,$$

$$K2 = 1 + 0,004 \cdot (100,6 - 20) = 1,322.$$

Відносне зменшення опору становить:

$$\frac{K2}{K1} = \frac{1,322}{1,364} = 0,969.$$

Якщо втрати в міді до охолодження становлять $23,26 \text{ кВт}$, то після зниження температури:

$$P_{M2} = 23,26 \cdot 0,969 = 22,54 \text{ кВт}$$

Зменшення втрат активної потужності:

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta P_M = 23,26 - 22,54 = 0,72 \text{ кВт}$$

Водночас система ПО має власне споживання ЕЕ. За умови встановлення 8 вентиляторів потужністю 0,12 кВт кожен сумарна потужність допоміжного обладнання становить:

$$P_{\text{вент}} = 8 \cdot 0,12 = 0,96 \text{ кВт}$$

Отже, прямий енергетичний ефект від зменшення втрат у міді є незначним і практично компенсується споживанням ЕЕ вентиляторів. Тому примусове охолодження недоцільно розглядати як самостійний енергозберігаючий захід із прямою окупністю за рахунок зниження втрат ЕЕ.

Основний ефект цього заходу полягає у покращенні теплового режиму роботи трансформаторів. За прийнятим інженерним припущенням примусовий обдув зменшує перегрів обмоток приблизно на 12 %, унаслідок чого температура обмоток знижується з 110,9 °С до 100,6 °С. Це дозволяє безпечніше проходити короточасні пікові перевантаження, зменшує інтенсивність старіння паперово-масляної ізоляції та підвищує експлуатаційну надійність трансформаторів.

Таким чином, застосування ПО для розглянутої ТП 10/0,4 кВ є доцільним як допоміжний технічний захід. Воно не зменшує фактичну повну потужність навантаження 1575 кВА, однак знижує температуру обмоток приблизно з 110,9 °С до 100,6 °С і дає змогу трансформаторам безпечніше працювати в умовах короточасного пікового перевантаження. Економічний ефект цього заходу слід оцінювати не за прямою окупністю від зменшення втрат, а через підвищення надійності, зменшення ризику аварійного перегріву та продовження ресурсу ізоляції.

2.4 Розрахунок компенсації реактивної потужності на стороні 0,4 кВ

Окрім теплового навантаження, важливим фактором перевантаження трансформаторів є споживання РП. За низького коефіцієнта потужності збільшується повний струм у трансформаторах і кабельних лініях, що

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

призводить до додаткових втрат активної ЕЕ. Тому для розглянутої ТП доцільно визначити необхідну потужність компенсуючої установки.

Початковий коефіцієнт потужності навантаження приймаємо $\cos \varphi_1 = 0,80$. Таке значення є характерним для змішаного житлово - комунального навантаження з наявністю електродвигунів насосів, вентиляційного обладнання, ліфтових приводів, імпульсних блоків живлення та іншого обладнання з реактивною складовою. Цільове значення коефіцієнта потужності після компенсації приймаємо $\cos \varphi_2 = 0,95$, оскільки воно забезпечує суттєве зменшення реактивної складової без ризику надмірної перекомпенсації [21].

Метою компенсації є підвищення коефіцієнта потужності з $\cos \varphi_1 = 0,80$ до $\cos \varphi_2 = 0,95$, що дозволяє зменшити реактивну складову навантаження та струм у трансформаторах.

Необхідна РП конденсаторної установки визначається за формулою:

$$Q_{KV} = P \cdot (tg \varphi_1 - tg \varphi_2)$$

$$\text{де } tg \varphi_1 = \frac{Q}{P} = \frac{945}{1260} = 0,75, \quad tg \varphi_2 = 0,33.$$

$$Q_{KV} = 1260 \cdot (0,75 - 0,33) = 529,2 \text{ квар}.$$

Округлюємо розрахункову потужність до стандартного значення 530 квар. З урахуванням секціонування шин 0,4 кВ доцільно застосувати дві автоматичні компенсуючі установки, по одній на кожну секцію шин. Як орієнтовний варіант приймаються установки типу УКРМ - 0,4 - 270 або АКУ - КРМ - 0,4 - 270. Сумарна встановлена потужність компенсації становить $2 \times 270 = 540$ квар, що близько до розрахункового значення 529,2 квар. Кожна установка може мати ступінчасте регулювання, наприклад 3×90 квар, що дозволяє змінювати потужність компенсації залежно від поточного навантаження та значення $\cos \varphi$.

Орієнтовну схему їх підключення та розміщення наведено на рис. 2.5.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

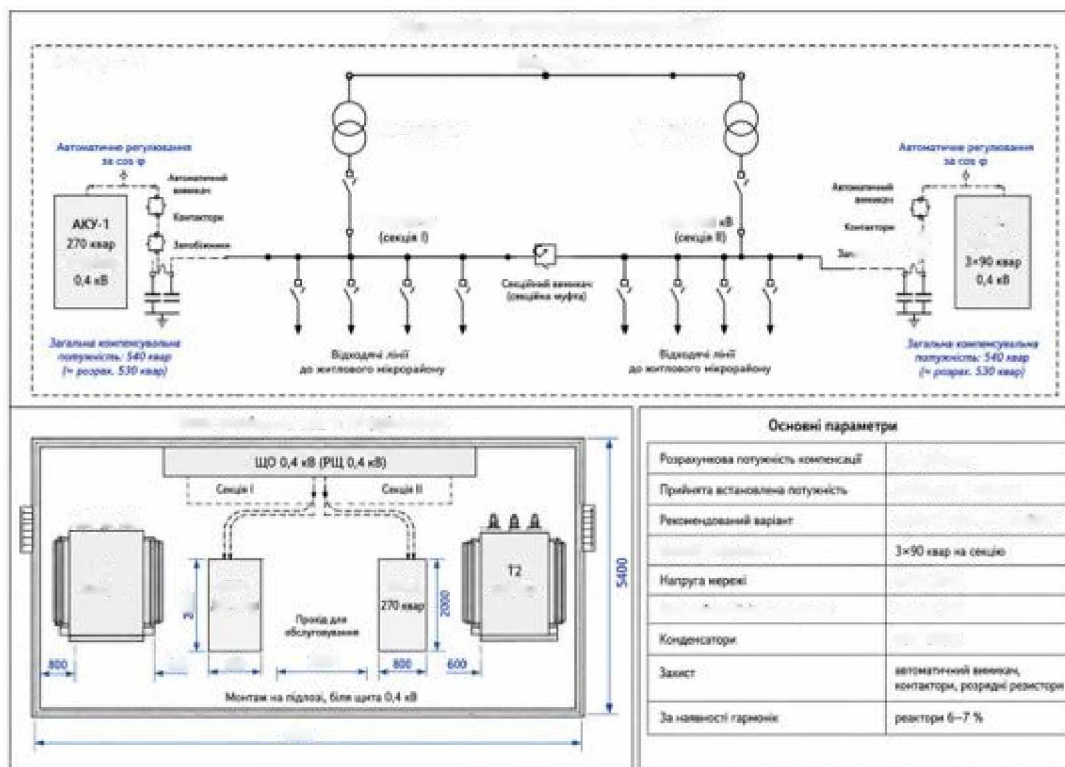


Рисунок 2.5 – Орієнтовна схема встановлення компенсувальних установок АКУ на ТП 10/0,4 кВ.

2.4.1 Розрахунок зниження втрат активної потужності після компенсації реактивної потужності

Після вибору потужності конденсаторної установки необхідно оцінити, як КРП впливає на повну потужність, струмове завантаження трансформаторів і втрати активної потужності. Оскільки втрати в обмотках залежать від квадрата струму, навіть відносно невелике зменшення повної потужності дає помітний енергетичний ефект.

Повна потужність після компенсації:

$$S = \sqrt{P^2 + (Q - Q_{KV})^2} = \sqrt{1260^2 + (945 - 530)^2} = 1326,6 \text{ кВА}.$$

Відносний коефіцієнт завантаження трансформаторів після компенсації:

$$k_2 = \frac{S_2}{2 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{1326,6}{2 \cdot 630} \approx 1,053.$$

Таким чином, за рахунок КРП коефіцієнт завантаження трансформаторів зменшується з 1,25 до 1,053. Отже, перевантаження знижується з 25 % до приблизно 5,3 %, але повністю не усувається.

Додатково оцінимо вплив КРП на режим напруги на шинах 0,4 кВ. При зменшенні повної потужності навантаження з 1575 кВА до 1326,6 кВА зменшується струм у вторинному колі трансформаторів і кабельних лініях 0,4 кВ. Оскільки падіння напруги в мережі залежить від струму навантаження, активного та реактивного опорів лінії, компенсація реактивної складової сприяє зменшенню втрат напруги [22].

Для спрощеної оцінки приймемо, що падіння напруги пропорційне струму навантаження. Тоді відносне зменшення струму після компенсації можна оцінити як:

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{S_2}{S_1} = \frac{1326,6}{1575} = 0,842$$

Отже, струм навантаження після компенсації зменшується приблизно на:

$$\Delta I = (1 - 0,842) \cdot 100\% = 15,8\%$$

Якщо до компенсації умовне падіння напруги на ділянці мережі 0,4 кВ прийняти на рівні 5 %, то після компенсації воно орієнтовно становитиме:

$$\Delta U_2 = 5 \cdot 0,842 = 4,21\%$$

Таким чином, КРП дозволяє зменшити орієнтовне падіння напруги з 5 % до 4,2 %, тобто приблизно на 0,8 процентного пункту. Це покращує режим напруги на шинах 0,4 кВ та у віддалених споживачів.

Втрати активної потужності в обмотках трансформаторів (в міді) пропорційні квадрату струму, тобто квадрату повної потужності:

$$P_{м,2} = P_{м,ном} \cdot \left(\frac{S_2}{S_{ном}} \right)^2 = 14,9 \cdot \left(\frac{1326,6}{1260} \right)^2 = 16,51 \text{ кВт}.$$

Раніше без компенсації при перевантаженні 25 % ($S = 1575$ кВА) втрати в міді становили:

$$P_{м,1} = 14,9 \cdot (1,25)^2 = 23,28 \text{ кВт}.$$

Зниження втрат активної потужності в трансформаторах від компенсації:

$$\Delta P_{тр} = 23,28 - 16,51 = 6,77 \text{ кВт}.$$

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додатково зменшуються втрати в живильних лініях 10 кВ. Якщо активний опір кабельної лінії 10 кВ від головної понижувальної підстанції (ГПП) до ТП становить $R_{10} = 0,2$ Ом, струм до компенсації:

$$I_1 = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{10}} = \frac{1575}{\sqrt{3} \cdot 10} = 90,9 A.$$

Після компенсації:

$$I_2 = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{10}} = \frac{1326,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 76,6 A.$$

Втрати в лінії 10 кВ зменшуються:

$$\Delta P_{\text{лін}} = 3 \cdot (I_1^2 - I_2^2) \cdot R_{10} = 3 \cdot (8263 - 5868) \cdot 0,2 = 1,44 \text{ кВт}.$$

Сумарне зниження втрат активної потужності в системі :

$$\Delta P_{\Sigma} = 6,77 \cdot 1,44 = 8,21 \text{ кВт}.$$

Річна економія ЕЕ (з урахуванням тривалості максимуму 4 год/добу та приблизно 300 днів на рік, коли спостерігається значне навантаження):

$$\Delta E = 8,21 \text{ кВт} \cdot 4 \text{ год} \cdot 300 = 9852 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

При тарифі 4,32 грн/кВт·год економія коштів:

$$C_{\text{ек}} = 9852 \cdot 4,32 \approx 42561 \text{ грн} / \text{рік}.$$

Орієнтовна вартість двох автоматичних компенсуювальних установок сумарною потужністю 540 квар становить 70 000 - 90 000 грн залежно від виробника, комплектації та наявності автоматики. Простий термін окупності:

$$T_{\text{ок}} = \frac{80000}{42561} \approx 1,88 \text{ року}$$

Додатковим ефектом є зниження нагрівання трансформаторів: після компенсації перегрів обмоток стає:

$$\Delta t_2 = 55 \cdot (1,053)^2 \approx 55 \cdot 1,108 \approx 61,0^\circ \text{C},$$

$$t_{\text{обм,2}} = 25 + 61 = 86^\circ \text{C}$$

що знаходиться в межах норми для класу А ($\leq 105^\circ \text{C}$). Тепловий режим трансформаторів суттєво покращується, а швидкість старіння ізоляції зменшується порівняно з режимом перевантаження 125 %, а коефіцієнт

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

потужності на шинах 0,4 кВ підвищується до 0,95, що дозволяє покращити режим роботи мережі 0,4 кВ та зменшити перетікання РП через трансформатори.

2.4.2 Вибір структури автоматичної конденсаторної установки та умови її експлуатації

Для ТП із двома секціями шин 0,4 кВ та змінним добовим графіком навантаження доцільно застосувати автоматичні конденсаторні установки зі ступінчастим регулюванням. Приймаємо дві установки типу УКРМ - 0,4 - 270 - 50 - УЗ або аналогічні, по одній на кожну секцію шин [23]. Кожна установка має три ступені регулювання по 90 квар, що забезпечує сумарну встановлену потужність компенсації 540 квар.

При встановленні конденсаторних установок необхідно перевірити якість ЕЕ в мережі 0,4 кВ, зокрема рівень гармонічних спотворень напруги та струму. Перед вибором АКУ доцільно визначити коефіцієнт несинусоїдальності напруги, наявність вищих гармонік і можливість резонансу між конденсаторними батареями та індуктивністю мережі.

Для житлово-комунального навантаження характерними джерелами гармонік є імпульсні блоки живлення, LED - драйвери, частотні перетворювачі насосів і ліфтове обладнання. Найбільш небезпечними для конденсаторних установок є 3-тя, 5-та та 7-ма гармоніки, оскільки вони можуть спричинити додатковий нагрів конденсаторів і комутаційної апаратури.

За наявності суттєвих гармонічних спотворень доцільно застосовувати конденсаторні установки з послідовними дроселями 6-7 % або фільтрокомпенсувальні пристрої. У розрахунковому варіанті приймається типова житлова ТП без потужних перетворювачів, тому встановлення дроселів не приймається як обов'язкове, але остаточне рішення має прийматися після вимірювання параметрів якості ЕЕ. Також конденсатори доцільно приймати із запасом за напругою не менше 10 %, тобто на 0,44 - 0,45 кВ.

Отже, встановлення автоматичної компенсувальної установки на стороні 0,4 кВ дозволяє не лише підвищити коефіцієнт потужності до нормативного

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

рівня, а й суттєво зменшити струмове навантаження трансформаторів. Порівняно з примусовим охолодженням цей захід має більший вплив на зниження втрат активної потужності, оскільки зменшує одну зі складових повного навантаження - реактивну потужність, що знижує струмове завантаження трансформаторів.

2.5 Оцінка ефективності заміни трансформаторів на агрегати більшої потужності

Радикальним способом усунення перевантаження ТП є заміна існуючих трансформаторів на агрегати більшої номінальної потужності. Такий варіант дозволяє зменшити коефіцієнт завантаження та покращити тепловий режим обладнання, однак потребує значних капітальних витрат і може супроводжуватися реконструкцією суміжних елементів мережі.

Для оцінки варіанта заміни трансформаторів приймається укрупнена кошторисна оцінка капітальних витрат. Вартість обладнання та робіт визначається орієнтовно, оскільки точна ціна залежить від виробника трансформаторів, комплектації, умов монтажу, стану існуючої ТП, необхідності посилення шин 0,4 кВ, заміни кабельних з'єднань, перевірки захистів і виконання пусконаладжувальних робіт. У подальшому розрахунку ці витрати використовуються не як комерційна пропозиція, а як порівняльна економічна оцінка доцільності заходу [24].

Для кількісної оцінки цього варіанта розглянемо заміну двох трансформаторів потужністю 630 кВА на два трансформатори ТМГ - 1000/10/0,4. Порівняння виконаємо за коефіцієнтом завантаження, втратами в обмотках, втратами холостого ходу та орієнтовним терміном окупності:

$$S_{ном} = 2 \cdot 630 = 1260 \text{ кВА}$$

Згідно з добовим графіком навантаження, максимальне навантаження підстанції досягає 1575 кВА у вечірній період. Отже, коефіцієнт завантаження існуючих трансформаторів у години максимуму становить:

$$k = \frac{S_{max}}{S_{ном}} = \frac{1575}{1260} = 1,25$$

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Це означає, що трансформатори працюють із перевантаженням приблизно 25 %. Такий режим є небажаним, оскільки втрати в обмотках трансформатора зростають пропорційно квадрату струму навантаження. У попередньому аналізі для цієї ТП вже було визначено, що при перевантаженні 25 % втрати в міді для двох трансформаторів становлять близько 23,26 кВт [25].

Як розрахунковий варіант приймаємо встановлення двох трансформаторів потужністю 1000 кВА замість існуючих агрегатів 630 кВА.

Після заміни сумарна встановлена потужність підстанції становитиме:

$$S_{ном2} = 2 \cdot 1000 = 2000 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт завантаження в години максимуму:

$$k_2 = \frac{1575}{2000} = 0,79$$

Отже, після заміни трансформатори працюватимуть не в режимі перевантаження, а з навантаженням приблизно 79 % від номінальної потужності. Це позитивно впливає на температурний режим, зменшує струми в обмотках і знижує навантажувальні втрати.

Види втрат, які враховуються під час розрахунку

Під час оцінки ефективності заміни трансформаторів необхідно враховувати не лише втрати в обмотках, а повні основні втрати ЕЕ. До них належать:

$$P_{\Sigma} = P_0 + P_{кз} \cdot k^2,$$

де P_0 – втрати холостого ходу трансформатора; $P_{кз}$ – втрати короткого замикання при номінальному навантаженні; k – коефіцієнт завантаження трансформатора.

Під час порівняння варіантів враховуються втрати холостого ходу, які практично не залежать від навантаження, та втрати в міді, що змінюються пропорційно квадрату коефіцієнта завантаження.

Розрахунок втрат для існуючого варіанта 2×630 кВА та варіанта після заміни на 2×1000 кВА виконано за формулою $P_{\Sigma} = P_0 + P_k \cdot k^2$. Узагальнені результати наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Порівняння втрат трансформаторів у піковому режимі

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Показник	2×630 кВА	2×1000 кВА
Сумарна потужність ТП	1260 кВА	2000 кВА
Максимальне навантаження	1575 кВА	1575 кВА
Коефіцієнт завантаження	1,25	0,79
Втрати холостого ходу	2,4 кВт	3,8 кВт
Втрати в міді	23,28 кВт	13,39 кВт
Температурна поправка	2,75 кВт	≈ 0 кВт
Повні втрати в пік	28,43 кВт	17,19 кВт

Зменшення втрат у години максимуму:

$$\Delta P = 28,43 - 17,19 = 11,24 \text{ кВт}$$

Отже, у піковий період заміна трансформаторів дозволяє зменшити втрати приблизно на:

$$\frac{11,24}{28,43} \cdot 100 \approx 39,5\%$$

Це суттєвий технічний ефект. Основна причина зниження втрат полягає в тому, що після заміни зменшується коефіцієнт завантаження трансформаторів, а втрати в міді залежать від квадрата цього коефіцієнта.

2.5.1 Оцінка втрат у нічному та добовому режимах

Попри позитивний ефект у години максимуму, заміна трансформаторів на потужніші не завжди приводить до зменшення втрат протягом усієї доби. Причина полягає в тому, що трансформатори більшої потужності мають більші втрати холостого ходу.

Втрати холостого ходу існують постійно:

$$P_0 = \text{const}$$

Тому в нічний період, коли навантаження підстанції знижується, частка втрат холостого ходу в загальних втратах стає значною.

Наприклад, згідно з добовим графіком, о 03:00 навантаження становить 450 кВА .

Для існуючої ТП 2×630 кВА:

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$k_1 = \frac{450}{1260} = 0,357$$

$$P_{\text{м1}} = 14,9 \cdot 0,357^2 = 1,90 \text{ кВт}$$

$$P_{\Sigma 1} = 2,4 \cdot 1,9 = 4,3 \text{ кВт}$$

Для варіанта 2×1000 кВА:

$$k_2 = \frac{450}{2000} = 0,225$$

$$P_{\text{м2}} = 21,6 \cdot 0,225^2 = 1,09 \text{ кВт}$$

$$P_{\Sigma 2} = 3,8 \cdot 1,09 = 4,89 \text{ кВт}$$

Результат показує, що в нічний час потужніші трансформатори можуть мати більші повні втрати, незважаючи на менші втрати в міді.

Таблиця 2.3 – Порівняння втрат трансформаторів у нічному режимі при навантаженні 450 кВА

Режим 03:00	2×630 кВА	2×1000 кВА
Навантаження	450 кВА	450 кВА
Коефіцієнт завантаження	0,357	0,225
Втрати холостого ходу	2,4 кВт	3,8 кВт
Втрати в міді	1,90 кВт	1,09 кВт
Повні втрати	4,30 кВт	4,89 кВт

Отже, при малому навантаженні заміна на трансформатори більшої потужності збільшує втрати приблизно на:

$$4,89 - 4,30 = 0,59 \text{ кВт}$$

Це пояснюється тим, що зменшення навантажувальних втрат не повністю компенсує збільшення втрат холостого ходу.

Для об'єктивної оцінки ефективності заміни потрібно аналізувати не лише піковий режим, а весь добовий графік навантаження. Розрахунок виконується для кожної години доби за залежністю:

$$P_{\Sigma} = P_0 + P_k \cdot k^2,$$

де P_0 – втрати холостого ходу трансформаторів; P_k – втрати в міді при номінальному навантаженні; k – коефіцієнт завантаження трансформаторів у відповідну годину.

Для існуючого варіанта 2×630 кВА приймаємо $P_0 = 2,4$ кВт, $P_k = 14,9$ кВт.
 Для варіанта після заміни 2×1000 кВА приймаємо $P_0 = 3,8$ кВт, $P_k = 21,6$ кВт.
 Проміжні результати розрахунку наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 - Проміжні результати розрахунку трансформаторів 2×630 кВА та 2×1000 кВА

Година	Навантаження, кВА	Втрати 2×630 кВА, кВт	Втрати 2×1000 кВА, кВт
0:00	540	5,1	5,4
1:00	500	4,7	5,2
2:00	470	4,5	5,0
3:00	450	4,3	4,9
4:00	460	4,4	4,9
5:00	520	4,9	5,3
6:00	700	7,0	6,4
7:00	880	9,7	8,0
8:00	1020	12,2	9,4
9:00	1080	13,3	10,1
10:00	1120	14,2	10,6
11:00	1160	15,0	11,1
12:00	1200	15,9	11,6
13:00	1180	15,5	11,3
14:00	1140	14,6	10,8
15:00	1190	15,7	11,4
16:00	1280	17,8	12,6
17:00	1410	21,1	14,5
18:00	1520	24,1	16,3
19:00	1575	25,7	17,2
20:00	1540	24,7	16,6
21:00	1450	22,1	15,2
22:00	1200	15,9	11,6
23:00	820	8,7	7,4
Разом	-	≈331 кВт·год/добу	≈245 кВт·год/добу

За результатами погодинного розрахунку добові втрати становлять приблизно 331 кВт·год/добу для існуючого варіанта 2×630 кВА та 245 кВт·год/добу після заміни на 2×1000 кВА. З урахуванням температурної поправки в години перевантаження та округлення в подальшій економічній оцінці можна прийняти орієнтовні значення 331 кВт·год/добу і 245 кВт·год/добу відповідно.

Добова економія ЕЕ:

$$\Delta W = 331 - 245 = 86 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{добу}$$

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Якщо прийняти, що подібний графік із вираженим піковим навантаженням характерний для 300 днів на рік, то річна економія становитиме:

$$\Delta W_{\text{рік}} = 86 \cdot 300 = 25800 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{добу}$$

За тарифом $T = 4,32 \text{ грн} / \text{кВт}$ річна економія коштів:

$$E = 25800 \cdot 4,32 = 111456 \text{ грн} / \text{рік}$$

2.5.2 Оцінка капітальних витрат і терміну окупності

Заміна трансформаторів потребує не лише придбання двох нових агрегатів, а й перевірки суміжного обладнання ТП. При переході з трансформаторів 630 кВА на 1000 кВА збільшується номінальний струм на стороні 0,4 кВ. Для одного трансформатора:

$$I_{630} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} \approx 909 \text{ А}$$

$$I_{1000} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} \approx 1443 \text{ А}$$

Отже, номінальний струм одного трансформатора зростає приблизно у 1,59 рази. У зв'язку з цим перед заміною необхідно перевірити допустимі струми шин 0,4 кВ, кабельних з'єднань, ввідних і секційних автоматичних вимикачів, трансформаторів струму та контактних з'єднань.

Крім того, збільшення потужності трансформаторів призводить до зростання можливих струмів короткого замикання на стороні 0,4 кВ. Тому необхідно виконати перевірку вимикальної здатності автоматичних вимикачів, термічної та електродинамічної стійкості шин, а також уточнити уставки захистів. Без такої перевірки встановлення трансформаторів більшої потужності може призвести до невідповідності існуючої апаратури новим аварійним режимам.

У першому розділі вже зазначалося, що встановлення трансформатора більшої потужності часто потребує реконструкції трансформаторної камери, перевірки обладнання 0,4 кВ і узгодження з параметрами мережі 10 кВ.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Орієнтовні капітальні витрати на заміну трансформаторів наведено в табл. 2.5. До розрахунку включено не лише вартість двох трансформаторів ТМГ - 1000/10/0,4, а й демонтаж існуючого обладнання, монтаж нових агрегатів, перевірку та можливе посилення шин 0,4 кВ, заміну або перевірку кабельних з'єднань, налаштування захисту, проєктні та пусконаладжувальні роботи.

Таблиця 2.5 – Орієнтовні капітальні витрати на заміну трансформаторів 2×630 кВА на 2×1000 кВА

Стаття витрат	Орієнтовна вартість
Два трансформатори ТМГ - 1000/10/0,4	1 300 000 грн
Демонтаж існуючих трансформаторів	80 000 грн
Монтаж нових трансформаторів	150 000 грн
Перевірка або заміна автоматів 0,4 кВ	250 000 грн
Посилення шин, кабелів і контактних з'єднань	250 000 грн
Налаштування захисту та автоматики	100 000 грн
Проєктні роботи	50 000 грн
Пусконаладжувальні роботи	70 000 грн
Разом	≈2 250 000 грн

Загальні капітальні витрати:

$$C=2250000 \text{ грн}$$

Розрахунок терміну окупності.

Простий термін окупності визначається за формулою:

$$T_{ок} = \frac{C}{E}$$

Де С - капітальні витрати; Е - річна економія коштів.

Підставимо отримані значення:

$$T_{ок} = \frac{2250000}{111456} = 20,2 \text{ року}$$

Отже, простий термін окупності заміни трансформаторів становить приблизно $T_{ок} \approx 20 \text{ років}$.

Такий термін є досить великим. Це означає, що заміна трансформаторів не є найшвидшим енергозберігаючим заходом з точки зору повернення вкладених коштів. Її головний ефект полягає не стільки в економії ЕЕ, скільки в усуненні

перевантаження, підвищенні надійності електропостачання та збільшенні експлуатаційного ресурсу обладнання.

2.5.3 Технічна оцінка доцільності заміни трансформаторів

Після заміни трансформаторів з 2×630 кВА на 2×1000 кВА підстанція отримує значний резерв потужності. Пікове навантаження 1575 кВА вже не перевищує номінальну потужність ТП, а становить лише близько 79 % від установленної потужності. Це дозволяє:

- усунути систематичне перевантаження трансформаторів;
- знизити втрати в обмотках у години максимуму;
- зменшити температуру обмоток і масла;
- знизити інтенсивність старіння ізоляції;
- підвищити надійність електропостачання;
- створити резерв для подальшого зростання навантаження.

Разом з тим заміна має і недоліки. У години малого навантаження трансформатори працюватимуть із низьким коефіцієнтом завантаження. Через це зростає частка втрат холостого ходу. Крім того, реалізація такого рішення потребує значних капіталовкладень і може супроводжуватися необхідністю модернізації електричної частини підстанції.

Таблиця 2.6 – Переваги та недоліки заміни трансформаторів на агрегати більшої потужності

Переваги заміни	Недоліки заміни
Усунення перевантаження 25 %	Великі капітальні витрати
Зменшення втрат у пікові години	Зростання втрат холостого ходу
Зниження нагрівання трансформаторів	Недовантаження в нічні години
Збільшення ресурсу ізоляції	Потреба в модернізації обладнання 0,4 кВ
Підвищення надійності електропостачання	Тривалий термін окупності
Резерв для майбутнього зростання навантаження	Можливе збільшення струмів КЗ

2.6 Порівняння ефективності запропонованих заходів модернізації

Для вибору найбільш доцільного способу зниження перевантаження ТП необхідно порівняти розглянуті технічні заходи за їх впливом на режим роботи

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обладнання, втрати активної потужності, температуру обмоток, складність реалізації та економічну доцільність. У роботі було розглянуто три основні варіанти вирішення проблеми: застосування ПО трансформаторів, КРП на стороні 0,4 кВ та заміну існуючих трансформаторів на агрегати більшої потужності.

Першим розглянутим заходом є встановлення системи ПО трансформаторів. Його основна дія полягає у збільшенні інтенсивності відведення тепла від радіаторів трансформатора та зменшенні температури обмоток у години максимального навантаження. За результатами розрахунку застосування додаткового охолодження дозволяє знизити температуру найбільш нагрітих елементів, теоретично зменшити втрати в міді приблизно на 0,72 кВт, але з урахуванням споживання вентиляторів цей ефект практично нівелюється та сповільнити старіння паперово-масляної ізоляції. Перевагою цього заходу є відносна простота впровадження, оскільки він не потребує зміни основної електричної схеми підстанції. Водночас примусове охолодження не усуває причину перевантаження, а лише зменшує його теплові наслідки. Тому цей варіант доцільно розглядати як допоміжний захід для підвищення надійності роботи трансформаторів у пікові години.

Другим варіантом є КРП на стороні 0,4 кВ. На відміну від ПО, цей захід впливає безпосередньо на електричний режим роботи підстанції. Установлення автоматичних компенсувальних установок дозволяє зменшити реактивну складову навантаження, підвищити коефіцієнт потужності до 0,95, знизити повну потужність, що передається через трансформатори, та зменшити струмове навантаження кабельних ліній. За результатами розрахунку доцільно встановити дві автоматичні компенсувальні установки по 270 квар, тобто сумарною потужністю 540 квар. Саме КРП має найбільший першочерговий ефект, оскільки вона не лише зменшує втрати активної потужності, а й усуває одну з причин перевантаження - надлишкову реактивну складову навантаження. Тому цей захід є найбільш доцільним для впровадження на першому етапі модернізації ТП.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Третім варіантом є заміна існуючих трансформаторів потужністю 2×630 кВА на трансформатори 2×1000 кВА. Цей захід є найбільш радикальним, оскільки він повністю усуває перевантаження та створює резерв потужності для подальшого зростання навантаження житлового мікрорайону. Після заміни коефіцієнт завантаження в години максимуму знижується приблизно до 0,79, що позитивно впливає на температурний режим трансформаторів, втрати в обмотках та ресурс ізоляції. Водночас такий варіант потребує найбільших капітальних витрат, модернізації обладнання 0,4 кВ, перевірки струмів короткого замикання та узгодження з параметрами мережі 10 кВ. Простий термін окупності заміни трансформаторів становить близько 20 років, тому цей захід не можна вважати швидкоокупним енергозберігаючим рішенням. Його доцільно розглядати насамперед як спосіб підвищення надійності електропостачання та створення резерву потужності, особливо у випадку подальшого зростання навантаження.

Порівняння трьох заходів показує, що кожен із них має різне призначення. ПО покращує тепловий режим, але не зменшує струмове навантаження трансформаторів. КРП зменшує повну потужність, струм і втрати, тому є найбільш ефективним першочерговим заходом. Заміна трансформаторів повністю усуває перевантаження, однак потребує значних капіталовкладень і має тривалий термін окупності. Отже, для розглянутої ТП найбільш раціональним є поетапний підхід: спочатку впровадження КРП, додатково - застосування ПО для покращення теплового режиму, а заміну трансформаторів доцільно розглядати як перспективний варіант при подальшому збільшенні навантаження.

Під час порівняння запропонованих заходів необхідно розділяти їх технічний та економічний ефект. ПО не зменшує струм навантаження, тому його основний результат полягає у покращенні теплового режиму, зниженні температури обмоток і підвищенні ресурсу ізоляції. КРП безпосередньо зменшує повну потужність, струм у трансформаторах і втрати активної потужності, тому має виражений енергетичний та економічний ефект. Заміна трансформаторів на

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.02	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

агрегати більшої потужності повністю усуває перевантаження та створює резерв потужності, але потребує найбільших капітальних витрат.

Таблиця 2.7 – Порівняння ефективності запропонованих заходів модернізації ТП

Показник	Примусове охолодження трансформаторів	Компенсація реактивної потужності	Заміна трансформаторів на 2×1000 кВА
Прийняте обладнання	8 вентиляторів ВОР - 360К У1	2× АКУ - КРМ - 0,4 - 270	2×ТМГ - 1000/10/0,4
Основний технічний ефект	Зниження температури обмоток	Зменшення реактивної потужності, струму та втрат	Усунення перевантаження і створення резерву потужності
Зміна коефіцієнта завантаження	Не змінюється, $k = 1,25$	$1,25 \rightarrow 1,053$	$1,25 \rightarrow 0,79$
Зміна повної потужності навантаження	Не змінюється, 1575 кВА	$1575 \rightarrow 1326,6$ кВА	Не змінюється, 1575 кВА
Температурний ефект	$110,9 \rightarrow 100,6$ °С	$110,9 \rightarrow \approx 86$ °С	Температура зменшується за рахунок зниження k до 0,79
Зменшення втрат активної потужності	$\approx 0,72$ кВт	$\approx 8,21$ кВт	$\approx 11,24$ кВт у години максимуму
Річна економія електроенергії	не розглядається як прямий енергозберігаючий захід	≈ 9852 кВт·год/рік	≈ 25800 кВт·год/рік
Річна економія коштів	не визначається як прямий економічний ефект	≈ 42561 грн/рік	≈ 111456 грн/рік
Орієнтовні капітальні витрати	$\approx 30\,000$ грн	≈ 80000 грн	≈ 2250000 грн
Простий термін окупності	економічний ефект оцінюється через підвищення надійності та ресурсу ізоляції	$\approx 1,88$ року	$\approx 20,2$ року

ВИСНОВКИ

У роботі виконано дослідження режимів роботи ТП 10/0,4 кВ в умовах пікових навантажень та обґрунтовано технічні заходи, спрямовані на зменшення перевантаження СТ, покращення їх температурного режиму та підвищення надійності електропостачання споживачів.

У першому розділі проаналізовано основні причини ускладнення режимів роботи ТП 10/0,4 кВ у житлових мікрорайонах. Встановлено, що найбільш суттєвими факторами є зростання потужності побутових електроприймачів, нерівномірність добового графіка електроспоживання, зниження коефіцієнта потужності, наявність реактивної складової навантаження, фазний дисбаланс та недостатній рівень автоматизованого контролю параметрів роботи підстанції. Показано, що систематичні перевантаження призводять до збільшення струмів в обмотках трансформаторів, зростання втрат короткого замикання, підвищення температури масла та обмоток, а також до прискореного старіння паперово-масляної ізоляції.

Для розрахункової оцінки прийнято ТП з двома СТ потужністю по 630 кВА. Сумарна встановлена потужність підстанції становить 1260 кВА. За результатами аналізу добового графіка навантаження встановлено, що максимальне навантаження припадає на вечірній максимум і становить 1575 кВА. Отже, коефіцієнт завантаження трансформаторної підстанції у піковому режимі дорівнює 1,25, тобто навантаження перевищує номінальну потужність на 25 %. Перевантажувальний режим спостерігається в інтервалі 16:00–21:00, що підтверджує необхідність застосування технічних заходів для оптимізації роботи підстанції.

Під час розрахунку теплового режиму встановлено, що за максимального навантаження втрати в обмотках СТ зростають пропорційно квадрату

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.В				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробив		Гостєв Д.С.			Висновки	Літ.	Арк.	Аркуші	
Перевірів		Доззренко О.В.					54	3	
						КНУ гр. ЕЕМ-22-1			
Н. Контр.		Доззренко О.В.							
Затвердж.		Пересунько І.І.							

коефіцієнта завантаження. За прийнятих вихідних даних сумарні втрати в міді при номінальному режимі становлять близько 14,8 кВт, а при коефіцієнті завантаження 1,25 збільшуються до 23,1 кВт. Розрахункова температура обмоток у піковому режимі досягає 110,9 °С, що є небажаним для тривалої експлуатації, оскільки сприяє прискореному старінню ізоляції та зменшенню залишкового ресурсу СТ.

Першим розглянутим заходом є застосування примусового ПО трансформаторів. Для цього запропоновано використання восьми вентиляторів ВОР-360К У1. Встановлено, що ПО дозволяє знизити температуру обмоток орієнтовно з 110,9 °С до 100,6 °С. При цьому коефіцієнт завантаження трансформаторів не змінюється і залишається рівним 1,25. Отже, ПО не усуває причину перевантаження, але зменшує його теплові наслідки, покращує умови роботи ізоляції та може застосовуватися як допоміжний захід для підвищення надійності роботи трансформаторів у години максимального навантаження.

Другим технічним заходом є КРП на стороні 0,4 кВ. За результатами розрахунку визначено, що для підвищення коефіцієнта потужності з 0,80 до 0,95 необхідна компенсувальна потужність близько 531 квар. З урахуванням стандартних параметрів обладнання запропоновано встановити дві автоматичні конденсаторні установки потужністю по 270 квар, тобто сумарно 540 квар. Після компенсації повна потужність навантаження зменшується з 1575 кВА до 1326,6 кВА, а коефіцієнт завантаження ТП знижується з 1,25 до 1,053. Таким чином, КРП істотно зменшує перевантаження, струм у трансформаторах і кабельних лініях, втрати активної потужності та покращує режим напруги.

Третім варіантом модернізації розглянуто заміну існуючих СТ 2×630 кВА на 2×1000 кВА. У цьому випадку сумарна встановлена потужність підстанції збільшується до 2000 кВА, а коефіцієнт завантаження при максимальному навантаженні 1575 кВА зменшується до 0,79. Такий варіант повністю усуває перевантаження та створює резерв потужності для подальшого зростання електроспоживання. Водночас він потребує найбільших капітальних витрат, а

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.В	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

також додаткової перевірки струмів короткого замикання, комутаційної апаратури, шин, кабельних ліній та захистів на стороні 0,4 кВ.

Порівняння запропонованих заходів показало, що найдоцільнішим для розглянутої ТП є поетапний підхід. На першому етапі доцільно впровадити автоматичну КРП, оскільки вона безпосередньо зменшує повне навантаження підстанції, струми та втрати. Як додатковий захід доцільно застосувати ПО, яке покращує температурний режим трансформаторів у години пікового навантаження. Заміна трансформаторів на агрегати більшої потужності є технічно найбільш ефективним рішенням, однак її доцільно розглядати як перспективний етап модернізації у разі подальшого зростання навантаження або переходу короточасних перевантажень у тривалий режим.

Отже, за результатами виконаних розрахунків встановлено, що для підвищення ефективності та надійності роботи ТП 10/0,4 кВ в умовах пікових навантажень першочерговим заходом є встановлення автоматичних конденсаторних установок сумарною потужністю 540 квар у поєднанні з ПО трансформаторів. Такий варіант дозволяє зменшити перевантаження без повної реконструкції підстанції, покращити температурний режим обладнання, знизити втрати ЕЕ та продовжити ресурс СТ.

.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.В	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] Електричні мережі та системи : навчальний посібник / уклад. О. В. Кирик, В. В. Чижевський, В. В. Ткаченко. - Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. - Електронний ресурс. - URL: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/48808/1/Elektrychni_merezhi_ta_systemy.pdf
- [2] ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. - Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2023.
- [3] Електричні мережі та системи : підручник / М. С. Сегеда. - Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. - 540 с.
- [4] Правила улаштування електроустановок. - Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2017.
- [5] Формування умов оптимальності компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів і енергопостачальних компаній : монографія / П. Д. Лежнюк, О. М. Нанака. - Вінниця : ВНТУ, 2015. - 148 с.
- [6] Енергетична ефективність систем електропостачання : монографія / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка. - Дніпро : НГУ, 2018. - 148 с.
- [7] IEC 60076-7:2018. Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers. - Geneva : International Electrotechnical Commission, 2018.
- [8] ДСТУ 3463-96. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів. - Київ : Держстандарт України, 1997.
- [9] IEEE Std C57.91-2011. IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. - New York : IEEE, 2012.
- [10] IEC 60076-2:2011. Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers. - Geneva : International Electrotechnical Commission, 2011.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.Л					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Список використаних джерел			Літ.	Арк.	Аркуші
Розробив		Гостєв Д.С.								
Перевірів		Дозсренко О.В.							57	3
								КНУ гр. ЕЕМ-22-1		
Н. Контр.		Дозсренко О.В.								
Затвердж.		Пересунько І.І.								

[11] Gonen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3rd ed. - Boca Raton : CRC Press, 2014. - 1061 p.

[12] IEC 60076-1:2011. Power transformers - Part 1: General. - Geneva : International Electrotechnical Commission, 2011.

[13] Сучасні системи компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах / Н. М. Філімоненко, К. В. Філімоненко // *Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля*. - 2024. - № 3 (283). - С. 43-46.

[14] Задачі компенсації реактивної потужності в міських розподільних електромережах / В. І. Харевич, Б. Я. Оробчук // *Актуальні задачі сучасних технологій : матеріали X Міжнар. наук.-практ. конф. молодих учених та студентів*. - Тернопіль : ТНТУ, 2021. - С. 46-47.

[15] Bayliss C., Hardy B. Transmission and Distribution Electrical Engineering. - 4th ed. - Oxford : Newnes, 2012. - 1040 p.

[16] СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ. - Київ : Міненерговугілля України, 2014.

[17] Методика визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. - Київ : Міністерство енергетики України, чинна редакція.

[18] IEC 60909-0:2016. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents. - Geneva : International Electrotechnical Commission, 2016.

[19] Трансформатори силові масляні типу ТМГ 10/0,4 кВ : технічний каталог. - Хмельницький : ПАТ «Укрелектроапарат», 2020. - 48 с.

[20] IEC 60364-8-1:2019. Low-voltage electrical installations - Part 8-1: Energy efficiency. - Geneva : International Electrotechnical Commission, 2019.

[21] Power Factor Correction and Harmonic Filtering in Electrical Plants : Technical Application Papers No. 8 / ABB. - Bergamo : ABB SACE, 2010. - 116 p.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.Л	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

[22] Іноземцев Г.Б. Методи енергозбереження в системах електропостачання: [навч. посіб.] / Г. Б. Іноземцев, В. В. Козирський, О. В. Окушко; Нац. ун-т біоресурсів і природокористування України. - Київ : Компринт, 2016. – 221 с.

[23] Автоматичні конденсаторні установки компенсації реактивної потужності 0,4 кВ : технічний каталог. - Київ : виробничо-технічна документація виробника, 2021. - 36 с.

[24] Компенсація реактивної потужності асинхронних двигунів / С. М. Валюта, І. Є. Ізволенський, В. Є. Шестеренко // Наукові праці НУХТ. - Київ : НУХТ, 2012. - Електронний ресурс. - URL: <https://dspace.nuft.edu.ua>.

[25] ДСТУ ІЕС 60076-1:2019. Трансформатори силові. Частина 1. Загальні положення. - Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2019.

					КНУ.РБ.141.26.247с-6.Л	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		