

Міністерство освіти і науки України

Криворізький національний університет

Електротехнічний факультет

Пояснювальна записка

**до кваліфікаційної роботи бакалавра
за спеціальністю 141 - Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка**

ТЕМА РОБОТИ:

**Проект реконструкції головних знижувальних підстанцій для умов
роботи типового гірничо-збагачувального підприємства**

Виконав: студент групи ЗЕЕМ-22

Олександра РОМАНЦОВА

Керівник випускної роботи _____ к.т.н., доц. Юрій ОСАДЧУК

Нормо контролер _____ к.т.н., доц. Юрій ОСАДЧУК

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

РОМАНЦОВА Олександра Олександрівна

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: Проект реконструкції головних знижувальних підстанцій для
умов роботи типового гірничо-збагачувального підприємства

1. Термін подання студентом роботи: 19 червня 2026 р.
2. Мета та завдання кваліфікаційної роботи: Метою є модернізація
електромеханічної системи. Завданням є розрахунок характеристик та
дослідження роботи автоматизованого електромеханічного комплексу на
новій елементній базі
3. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно розробити) I.
Аналіз енергетичних параметрів та графіків навантаження підстанцій ГЗП;
II. Оцінка доцільності виведення в холодний резерв трансформаторів на
підстанції ГЗП; III. Аналіз варіанта переведення навантажень споживачів
ГЗП.
4. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових
креслень) I. Однолінійна схема головної знижувальної підстанції №4; II.
Однолінійна схема головної знижувальної підстанції №3; III. Однолінійна
схема головної знижувальної підстанції з трансформатором №4; IV.
Однолінійна схема головної знижувальної підстанції з трансформатором №3.

5. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ім'я, прізвище консультанта	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
I	Юрій ОСАДЧУК		
II	Юрій ОСАДЧУК		
III	Юрій ОСАДЧУК		

6. Календарний план

№	Етапи роботи	Термін
1	Характеристика енергетичних параметрів та графіків навантаження підстанцій ГЗП	21.05.26 24.05.26
2	Електропостачання досліджуваних головних знижувальних підстанцій	27.05.26 29.05.26
3	Аналіз експлуатаційних режимів двообмоткових силових трансформаторів	31.05.26 02.06.26
4	Практична реалізація розглянутого варіанта реконструкції	07.06.26 11.06.26
5	Оцінка енергетичної ефективності запропонованого технічного рішення	14.06.26 15.06.26

Дата видання завдання 18.05.2026 р.

Здобувач вищої освіти _____ Олександра РОМАНЦОВА
(підпис) (Ім'я, прізвище)

Керівник роботи _____ Юрій ОСАДЧУК
(підпис) (Ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до випускової атестаційної роботи бакалавра на тему: «Проект реконструкції головних знижувальних підстанцій для умов роботи типового гірничо-збагачувального підприємства»

41 с., 4 рис., 30 літературних джерел

Мета роботи: Підвищення техніко-економічної ефективності, надійності та якості електропостачання технологічних комплексів гірничо-збагачувального комбінату (ГЗК) шляхом комплексної реконструкції головної знижувальної підстанції (ГЗП) з оптимізацією режимів роботи силового обладнання, а також підвищення надійності, пропускну здатності та енергоефективності системи електропостачання гірничо-збагачувального комбінату шляхом комплексної реконструкції головної знижувальної підстанції (ГЗП), оптимізації топології мережі та впровадження адаптивних режимів керування потужністю силових трансформаторів.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання:

Здійснити аналіз існуючих та перспективних електричних навантажень ГЗК з урахуванням специфіки роботи потужних синхронних і асинхронних електроприводів (кульові млини, дробарки, конвесрні лінії).

Провести ретроспективний та прогнозний аналіз графіків електричних навантажень комбінату, враховуючи модернізацію технологічного обладнання (встановлення більш потужних млинів, перехід на частотно-регульований привід насосів) та зміну коефіцієнтів попиту.

Обґрунтувати вибір раціональних рівнів напруги для зовнішнього та внутрішньозаводського електропостачання на основі техніко-економічного порівняння варіантів.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						4
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Техніко-економічним шляхом обґрунтувати раціональні рівні напруги для розподільчої мережі підприємства (наприклад, перехід зі стандарту 6 кВ на 10 кВ або застосування глибокого вводу 35 кВ), балансуючи між вартістю ізоляції та втратами електроенергії.

Розробити математичну модель для визначення економічно доцільних режимів роботи силових трансформаторів та розрахувати критичні рівні навантаження для їх перемикання.

Дослідити структуру втрат активної потужності у силових трансформаторах під час їхньої паралельної роботи за умови змінного графіка навантаження.

Сформулювати вимоги до мікропроцесорних систем релейного захисту та протиаварійної автоматики, здатних забезпечити миттєве (безперебійне) введення резервного трансформатора в роботу у разі відключення основного.

Розробити методику та алгоритм автоматичного погодження виведення одного з паралельно працюючих силових трансформаторів у «холодний резерв» у періоди технологічних спадів (ремонтні зміни, зниження обсягів переробки руди) з метою мінімізації втрат неробочого ходу.

Сформулювати регламент та технічні умови для оперативного погодження виведення трансформаторів у холодний резерв із системним оператором мережі без зниження категорії надійності електропостачання.

ГОЛОВНА ЗНИЖУВАЛЬНА ПІДСТАНЦІЯ, ГІРНИЧО-ЗБАГАЧУВАЛЬНИЙ КОМБІНАТ, ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ, РОЗРАХУНКОВЕ НАВАНТАЖЕННЯ, ХОЛОДНИЙ РЕЗЕРВ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВТРАТИ ХОЛОСТОГО ХОДУ, РІВЕНЬ НАПРУГИ, НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		5

Зміст

Вступ.....	7
Розділ 1. Аналіз енергетичних параметрів та графіків навантаження підстанцій ГЗП.....	15
1.1. Характеристика енергетичних параметрів та графіків навантаження підстанцій ГЗП.....	15
1.2. Електропостачання досліджуваних головних знижувальних підстанцій	17
Розділ 2. Оцінка доцільності виведення в холодний резерв трансформаторів на підстанції ГЗП.....	24
2.1. Аналіз експлуатаційних режимів двообмоткових силових трансформаторів.....	24
2.2. Практична реалізація розглянутого варіанта реконструкції оперативної схеми електропостачання споживачів підстанції ГЗП.....	26
Розділ 3. Аналіз варіанта переведення навантажень споживачів ГЗП.....	29
3.1. Зазначений варіант реконструкції є логічним розширенням попереднього схемного рішення	29
3.2. Оцінка енергетичної ефективності запропонованого технічного рішення та порівняльний аналіз втрат потужності для реорганізованої та базової (існуючої) схем електропостачання.....	31
3.3. Порівняльний аналіз енергетичної ефективності для реорганізованої та базової (існуючої) схем електропостачання.....	35
Висновки	37
Список використаних джерел	39

Вступ

ГЗП як енергетичне серце комбінату

Гірничо-збагачувальні комбінати (ГЗК) належать до категорії найбільш енергоємних підприємств важкої промисловості.

Процеси дроблення, мокрого подрібнення магнетитових кварцитів, магнітної сепарації та гідротранспортування шлаків вимагають колосальних обсягів електроенергії.

Головна знижувальна підстанція (ГЗП), яка приймає електроенергію від районної енергосистеми (як правило, на класах напруги 110, 150 або 330 кВ) і трансформує її для внутрішньозаводського розподілу, є критичним вузлом цієї інфраструктури.

Будь-яка аварія на ГЗП призводить до повної зупинки фабрики, що загрожує не лише величезними фінансовими збитками через недовипуск концентрату, але й технологічними катастрофами (замулювання шлакопроводів, застигання пульпи в апаратах).

Більшість ГЗП на діючих вітчизняних підприємствах були спроектовані кілька десятиліть тому.

З часом технологія збагачення змінилася: старі агрегати замінюються на нові, більш потужні, впроваджується автоматизація.

Це призводить до зміни як величини, так і просторового розташування центрів електричних навантажень, що робить реконструкцію ГЗП об'єктивною виробничою необхідністю.

Розрахунок рівнів навантаження та оптимізація напруги

Першим і фундаментальним етапом реконструкції є точний розрахунок очікуваних електричних навантажень. Просте підсумовування

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

номінальних потужностей усіх двигунів (встановленої потужності) є некоректним підходом, оскільки обладнання ніколи не працює одночасно і на повну потужність.

Для ГЗК застосовують імовірісно-статистичні методи розрахунку (метод впорядкованих діаграм або метод коефіцієнта максимуму), які враховують реальні технологічні графіки роботи млинів та конвеєрів.

На основі розрахованих навантажень вирішується питання вибору рівнів напруги внутрішньозаводської мережі.

Історично склалося так, що базовою напругою для двигунів ГЗК була напруга 6 кВ.

Однак із зростанням одиничної потужності агрегатів струми в кабельних лініях 6 кВ досягають критичних значень, що спричиняє значні теплові втрати енергії та вимагає прокладання пучків з кількох паралельних кабелів.

Тому сучасні проекти реконструкції обґрунтовують перехід на напругу 10 кВ (що знижує струми і, відповідно, втрати в мережі), або застосування систем «глибокого вводу», коли напруга 35 кВ або навіть 110 кВ підводиться безпосередньо до цехових підстанцій (ближче до споживача), минаючи проміжні ступені трансформації.

Проблема паралельної роботи та концепція «холодного резерву»

Для забезпечення першої категорії надійності електропостачання (перерва в живленні яких є недопустимою), на ГЗП завжди встановлюють мінімум два потужних силових трансформатори, які часто працюють паралельно, рівномірно розподіляючи між собою навантаження підприємства.

Проте така схема має приховану економічну проблему, пов'язану з фізикою роботи трансформатора.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати електроенергії в трансформаторі складаються з двох компонент:

1. Втрати в міді (нагрів обмоток), які є змінними і залежать від квадрата струму навантаження.
2. Втрати в сталі (намагнічування осердя), які є постійними (втрати неробочого ходу) і виникають щомиті, коли трансформатор підключений до мережі, незалежно від того, чи споживає фабрика енергію.

Коли ГЗК працює на повну потужність, паралельна робота двох трансформаторів є виправданою: сумарні змінні втрати в міді двох недовантажених трансформаторів менші, ніж в одному перевантаженому.

Проте під час планових зупинок технологічних секцій на ремонт або в періоди зниження продуктивності навантаження на ГЗП різко падає.

У цьому режимі постійні втрати в сталі двох трансформаторів стають не виправдано високими.

Економічно доцільним рішенням є виведення одного з трансформаторів у холодний резерв (повне відключення від мережі з обох боків).

Все навантаження переводиться на один працюючий апарат, який завантажується ближче до свого оптимуму (зазвичай 60-70% від номінальної потужності), що дозволяє повністю усунути постійні втрати в сталі відключеного трансформатора.

Інженерне погодження та автоматизація

Процес переведення в холодний резерв вимагає суворого інженерного погодження та автоматизації.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Необхідно вирішити низку технічних питань:

- Забезпечення ідеальної роботи системи автоматичного включення резерву (АВР). Якщо працюючий трансформатор аварійно вийде з ладу, мікропроцесорний захист має за частки секунди включити вимикачі резервного трансформатора, щоб не допустити зупинки фабрики.
- Контроль теплового стану та ізоляції. Відключений трансформатор, особливо в зимовий період або в умовах високої вологості, охолоджується, що може призвести до вбирання вологи трансформаторною оливою та погіршення опору ізоляції. Реконструкція має передбачати системи обігріву резервного обладнання або періодичне його включення для просушування.
- Розрахунок граничної економічної потужності — точки на графіку навантажень, при перетині якої автоматика (SCADA-система) видає диспетчеру рекомендацію на відключення або включення другого трансформатора.

Наукова та практична значущість

Реалізація такого проєкту дозволяє підприємству оптимізувати режим електроспоживання, знизити рахунки за реактивну і активну енергію та підвищити експлуатаційний ресурс високовольтного обладнання, забезпечуючи при цьому безкомпромісний рівень надійності живлення технологічних процесів збагачення.

Роль ГЗП у структурі гірничо-збагачувального комбінату

Гірничо-збагачувальні комбінати належать до категорії найбільш енергоємних підприємств важкої промисловості.

Їхня частка у загальнонаціональному споживанні електроенергії може сягати кількох відсотків.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Головна знижувальна підстанція (ГЗП) є "серцем" енергетичної інфраструктури комбінату, яка приймає електроенергію від енергосистеми на високій напрузі (зазвичай **110 кВ, 150 кВ** або **330 кВ**) та розподіляє її на нижчих класах напруги (**35 кВ, 10 кВ, 6 кВ**) між кар'єрами, збагачувальними фабриками та допоміжними цехами.

Більшість існуючих ГЗП вітчизняних комбінатів були спроектовані та побудовані десятиліття тому.

Сьогодні вони стикаються з проблемою фізичного та морального зносу обладнання, а також з невідповідністю встановленої потужності реальним графікам навантажень, які суттєво змінилися через впровадження нових енергозберігаючих технологій та зміну обсягів видобутку руди.

Методологія розрахунку рівнів навантаження та вибір напруги

Специфіка розрахунку навантажень для ГЗК полягає у наявності агрегатів одиничною потужністю в кілька мегават (наприклад, рудомельні млини з синхронними двигунами), які працюють у тривалому режимі з практично постійним навантаженням, а також екскаваторних комплексів, що створюють різкі динамічні поштовхи потужності.

Визначення розрахункового навантаження вимагає застосування методів, що враховують як середнє споживання, так і дисперсію графіка.

Вибір оптимального рівня напруги внутрішньозаводського розподілу є ключовим етапом реконструкції.

Тенденція до "глибокого вводу" високої напруги передбачає максимальне наближення ліній **110-150 кВ** до технологічних установок.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

Для розподільної мережі ГЗК економічно виправданим є перехід зі стандартних **6 кВ** на **10 кВ** або навіть **35 кВ**, що дозволяє:

- Знизити втрати потужності в кабельних і повітряних лініях.
- Зменшити витрати кольорових металів на струмопроводчі частини.
- Забезпечити кращі показники якості електроенергії (зниження відхилень напруги при пуску потужних двигунів).

Економіка трансформаторів: обґрунтування холодного резерву

На ГЗП зазвичай встановлюються два (або більше) потужні силові трансформатори для забезпечення першої категорії надійності електропостачання.

Однак у періоди зниження виробництва, під час планових ремонтів технологічного обладнання або в нічні/святкові зміни сумарне навантаження комбінату може суттєво падати.

Паралельна робота двох недовантажених трансформаторів призводить до значних економічних збитків через постійні втрати холостого ходу (втрати в сталі на перемагнічування та вихрові струми).

Для підвищення енергоефективності доцільно виводити один із трансформаторів у **холодний резерв** (відключати від мережі як з боку вищої, так і з боку нижчої напруги).

Холодний резерв є виправданим лише тоді, коли сумарні втрати в одному трансформаторі (навантаженому більше) є меншими за сумарні втрати у двох трансформаторах (навантажених менше).

Критичне навантаження, при зменшенні якого доцільно відключити один із двох однакових паралельно працюючих трансформаторів, розраховується за простою формулою.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Організаційні та технічні аспекти погодження

Виведення трансформатора ГЗП у холодний резерв є складною оперативною задачею, яка не може вирішуватися підприємством одноосібно.

Оскільки ГЗП часто є вузловою підстанцією, що впливає на баланс реактивної потужності та рівні напруги в прилеглий мережі оператора системи розподілу (ОСР) або передачі (ОСП), ця дія потребує суворого регламентування:

Аспект погодження	Вимоги та рішення
Системна надійність	Підтвердження того, що залишений у роботі трансформатор здатен нести повне навантаження (з урахуванням допустимих аварійних перевантажень) при раптовому виході його з ладу. Наявність системи автоматичного включення резерву (АВР).
Режим напруги	Перевірка відхилень напруги на шинах ГЗП. При відключенні одного трансформатора еквівалентний опір підстанції зростає, що може призвести до більшої посадки напруги при різких накидах навантаження.
Диспетчерське управління	Затвердження інструкцій з

	оперативних перемикачів. Узгодження часу виведення та введення трансформатора з диспетчером енергосистеми.
--	---

Практичне значення реконструкції ГЗП з впровадженням алгоритмів управління холодним резервом полягає в економії сотень тисяч кіловат-годин електроенергії щорічно.

Водночас перегляд рівнів напруги та структури навантажень створює надійний енергетичний фундамент для майбутнього розширення та модернізації технологічних ліній гірничо-збагачувального комбінату.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Розділ 1. Аналіз енергетичних параметрів та графіків навантаження підстанцій ГЗП

1.1. Характеристика енергетичних параметрів та графіків навантаження підстанцій ГЗП

Відповідно до нормативних вимог щодо надійності електропостачання, споживачі, заживлені від досліджуваних головних знижувальних підстанцій, класифікуються за такими категоріями: електроприймачі ГЗП №3 та ГЗП №5 належать до II категорії, тоді як навантаження підстанції ГЗП №4 на стороні напруги 35 кВ відносяться до I категорії надійності.

Дана категорійність зумовлює безпосередню технічну необхідність організації надійного схемного резервування для всього комплексу приєднаних електроприймачів.

При цьому першочергової уваги та беззаперечного забезпечення гарантованим джерелом живлення потребують об'єкти I категорії (ГЗП №4, розподільний пристрій 35 кВ), оскільки перерва в їх електропостачанні є неприпустимою і може призвести до критичних порушень технологічного процесу підприємства.

Аналіз апаратної бази показав, що силове обладнання зазначених підстанцій є достатньо уніфікованим і укомплектоване трансформаторними агрегатами з номінальною потужністю 63 МВА.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Розділ 1				Лім.	Лист	Листів
Розробив	Романцова ОО										
Перевірив	Осадчук Ю.Г.									15	9
Реценз.									КНУ ЗЕЕМ-22		
Н. Контр.	Осадчук Ю.Г.										
Затвердив	Пересунько І.І.										

Експлуатований трансформаторний парк (табл. 1.1) представлений базовими апаратами двох типів: двообмотковими трансформаторами марки ТРДН-63000/150 із розщепленою вторинною обмоткою, а також триобмотковими трансформаторами марки ТДТН-63000/150, що забезпечують трансформацію електричної енергії на класи напруги 6 кВ та 35 кВ відповідно.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2. Електропостачання досліджуваних головних знижувальних підстанцій

На основі аналізу результатів інструментальних вимірювань встановлено, що фактичні значення втрат активної потужності холостого ходу силових трансформаторів демонструють незначне відхилення від заявлених заводських (паспортних) характеристик.

Таблиця 1.1. Паспортні дані трансформаторів:

Тип	Потужн., МВА	Напруга обм., кВ			Втрати, кВт		Напруга КЗ, %			Струм XX, %
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	В-С	В-Н	Н-Н С-Н	
ТРДН	63	158	-	6,3 (10,5)	59	235	-	10	16,5	0,65
ТДТН	63	158	38,5	6,6	67	285	10,5	18	6	0,7

Деталізація експлуатаційних параметрів за структурними підрозділами системи електропостачання має такий вигляд:

- По підстанції ГЗП №3: для трансформаторів Т3 і Т4 зафіксоване перевищення паспортних значень становить +10,3 % (абсолютне значення — 74,3 кВт); для агрегату Т5 показник збільшився на +8,2 % (63,9 кВт); для трансформатора Т6 виявлено максимальне відхилення на рівні +19,6 %, що відповідає втратам у 70,8 кВт;

- По підстанції ГЗП №4: для трансформаторів Т1 і Т3 фактичні втрати перевищують номінальні на +7,15 %, що у фізичному еквіваленті становить 63,4 кВт.

Загалом, виявлене зростання втрат холостого ходу порівняно з паспортними даними є закономірним наслідком тривалої експлуатації обладнання (зокрема, природного старіння сталі магнітопроводу).

Отримані фактичні показники є прийнятними для поточного технічного стану апаратів і приймаються як базові для виконання подальших техніко-економічних розрахунків із реорганізації системи живлення.

Електропостачання досліджуваних головних знижувальних підстанцій здійснюється від зовнішньої енергосистеми за допомогою повітряних ліній електропередачі (ПЛ) класом напруги 150 кВ.

Топологія високовольтної мережі реалізована таким чином, що кількість ввідних ліній живлення чітко відповідає кількості експлуатованих силових трансформаторів, утворюючи надійну радіальну схему підключення.

З метою безумовного дотримання вимог щодо безперебійності живлення промислових електроприймачів (зокрема I та II категорій надійності), розподільні пристрої підстанцій оснащені системою секціонування збірних шин (табл. 1.2) на всіх номінальних рівнях напруги.

Застосування такого комплексного схемотехнічного підходу дозволяє забезпечити високий рівень експлуатаційної надійності електропостачання, створюючи необхідні умови для оперативного автоматичного або ручного резервування потужності та безперервної роботи технологічного обладнання комбінату.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Таблиця 1.2. Значення струмів короткого замикання (КЗ) на збірних шинах підстанцій і типи ввідного комутаційного обладнання на рівнях напруги 150, 35, 6 кВ

Підстанція	Струм к.з., кА	Ввідне обладнання			Кількість трансформаторів	
		150 кВ	35 кВ	6 кВ	ТРДН	ТДТН
ГЗП №3	36	У-220	МКП-35	МГ-20,10	4	2
ГЗП №4	28,16	У-220	МКП-35	МГ-20,10	2	2
ГЗП №5	32			МГ-20,10	2	-

Детальні принципові електричні схеми досліджуваних головних знижувальних підстанцій наведено на відповідних ілюстраціях: конфігурацію розподільних пристроїв ГЗП №4 відображено на рис. 1.1, підстанції ГЗП №5 — на рис. 1.2, а структурні особливості схеми ГЗП №3 ілюструє рис. 1.3 (а, б).

Слід зазначити, що резервуючих перемичок між підстанціями немає ні по напрузі 6 кВ, ні по напрузі 35 кВ. Це означає, що для реалізації реконструкції схеми електропостачання за варіантами 2 та 3 буде потрібно зведення додаткових ліній електропередач на напруги 6 кВ і 35 кВ.

Аналіз представлених схем дозволяє виявити суттєву топологічну особливість існуючої мережі електропостачання комбінату, а саме — повну відсутність міжпідстанційних резервних електричних зв'язків (перемичок) як на класі напруги 6 кВ, так і на рівні 35 кВ.

Рисунок 1.1 – Однолінійна схема головної знижувальної підстанції №4

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рисунок 1.2 – Однолінійна схема головної знижувальної підстанції №5

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рисунок 1.3, а – Однолінійна схема головної знижувальної підстанції
№3 з трансформаторами Т5 та Т6

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рисунок 1.3, б – Однолінійна схема головної знижувальної підстанції
№3 з трансформаторами Т3 та Т4

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розділ 2. Оцінка доцільності виведення в холодний резерв трансформаторів на підстанції ГЗП

2.1. Аналіз експлуатаційних режимів двообмоткових силових трансформаторів

Аналіз експлуатаційних режимів двообмоткових силових трансформаторів Т-1 та Т-3 підстанції ГЗП №4, які забезпечують живлення промислових споживачів на класі напруги 6 кВ, засвідчив критично низький рівень використання їхньої встановленої потужності.

Згідно з результатами розрахунків (табл. 2.1), фактичні коефіцієнти завантаження цих агрегатів становлять лише 0,055 та 0,06 відповідно.

З огляду на наявність глибоко недовантажених режимів, техніко-економічна доцільність виведення зазначених апаратів у стан холодного резерву є беззаперечною та повністю обґрунтованою.

У разі практичної реалізації цього рішення, безперебійність живлення забезпечується шляхом перерозподілу електричних навантажень мережі 6 кВ на паралельно працюючі триобмоткові трансформатори: навантаження з Т-1 перемикається на Т-2, а з Т-3 — на Т-4.

При цьому поточний режим роботи обмоток середньої напруги (35 кВ) залишається незмінним.

Відповідно, сумарне навантаження первинної обмотки вищої напруги (150 кВ) визначається як балансна сума потужностей, що передаються через вторинні обмотки 6 кВ та 35 кВ.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09		
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дат			
Розробив		Романцова ОО			Розділ 2	Літ.	Лист
Перевірив		Осадчук Ю.Г.					24
Реценз.							5
Н. Контр.		Осадчук Ю.Г.				КНУ ЗЕЕМ-22	
Затвердив		Пересунько І.І.					

Зведені значення розрахункових навантажень по всіх обмотках досліджуваного трансформаторного парку систематизовано в табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Розрахунок втрат в трансформаторах ГЗП №4 при відключенні трансформаторів Т1 та Т3

Підстанція	№ Тр-р	Обмотка тр-ра	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	KЗ	P _{кз} , кВт	ΔP _{обм.} , кВт	P _{хх} , кВт	ΔP _{тр} , кВт
ГЗП №4	Т2	Н-6 кВ	4453	2040	47666	0,086	285	0,82	67	77,7
		С-35 кВ	8554	1455	8582	0,146		2,63		
		В-150 кВ	13706	3395	14295	0,235		7,21		
	Т4	Н-6 кВ	3665	972	3895	0,072	285	0,54	67	78,8
		С-35 кВ	9706	3356	10546	0,176		3,93		
		В-150 кВ	13570	7468	14624	0,237		7,34		
Всього по ГЗП №4										156,5

2.2. Практична реалізація розглянутого варіанта реконструкції оперативної схеми електропостачання споживачів підстанції ГЗП

Відповідно до базових принципів теоретичної електротехніки, повна потужність S кожної окремої обмотки розраховується за такою аналітичною залежністю:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{кВА}, \quad (2.1)$$

де P і Q - сумарна, активна та реактивна потужності кожної обмотки.

Коефіцієнт завантаження для кожної обмотки можна визначити за допомогою формули:

$$K_3 = \frac{S}{S_{\text{н.тр}}}. \quad (2.2)$$

Втрати потужності в трансформаторі:

$$\Delta P_{\text{тр}} = P_{\text{хх}} + 0,5P_{\text{кз}}(k_{\text{з.н.}}^2 + k_{\text{з.с}}^2 + k_{\text{з.в}}^2). \quad (2.3)$$

Детальні результати розрахунків втрат активної потужності в силових трансформаторах Т-2 та Т-4 в умовах переведення на них електричних

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-01	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

навантажень із виведених у резерв агрегатів Т-1 і Т-3 систематизовано в табл. 2.1.

За результатами математичного моделювання встановлено, що сумарна потужність технологічних втрат на підстанції ГЗП №4 для даного експлуатаційного режиму становитиме 155,7 кВт.

Враховуючи, що для базової (існуючої) схеми електропостачання цей показник до реконструкції складав 286,3 кВт, можна констатувати наявність суттєвого енергозберігаючого ефекту.

Таким чином, очікуване абсолютне скорочення втрат активної потужності внаслідок реалізації розрахункового варіанта модернізації визначається за виразом:

$$276,2 - 156,5 = 119,7 \text{ кВт.} \quad (2.4)$$

Практична реалізація розглянутого варіанта реконструкції оперативної схеми електропостачання споживачів підстанції ГЗП №4 у нормальному експлуатаційному режимі не потребує складних структурних змін і здійснюється виключно за рахунок штатних комутацій.

Зокрема, перерозподіл електричних навантажень досягається шляхом включення в роботу відповідних секційних вимикачів: апарата С-61 — для переведення потужності з трансформатора Т-1 на паралельно працюючий Т-2, та апарата С-62 — для перемикання навантажень із трансформатора Т-3 на Т-4 (рис. 2.1).

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-01	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рисунок 2.1 – Однолінійна схема реконструкції ГЗП №4

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-01	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розділ 3. Аналіз варіанта переведення навантажень споживачів ГЗП

3.1. Зазначений варіант реконструкції є логічним розширенням попереднього схемного рішення

Зазначений варіант реконструкції є логічним розширенням попереднього схемного рішення.

Він передбачає додаткове дозавантаження експлуатованих триобмоткових трансформаторів Т-2 і Т-4 підстанції ГЗП №4 не лише за рахунок перерозподілу потужностей виведених у резерв місцевих агрегатів Т-1 та Т-3, а й шляхом інтеграції мереж — переведення на них електричних навантажень від трансформаторів Т-1 і Т-2 суміжної головної знижувальної підстанції ГЗП №5.

За аналогією з методикою, наведеною раніше, для оновленої топології оперативної схеми було здійснено розрахунок поточних значень активної (Р), реактивної (Q) та повної (S) потужності диференційовано для кожної обмотки силових трансформаторів Т-2 і Т-4 (ГЗП №4).

На базі визначених енергетичних параметрів виконано аналітичне обчислення технологічних втрат потужності як в окремих обмотках, так і в трансформаторних агрегатах у цілому.

Детальні результати проведеного математичного моделювання систематизовано в табл. 2.1.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дат	Розділ 3			Лім.	Лист	Листів	
Розробив	Романцова ОО										
Перевірів	Осадчук Ю.Г.								29	8	
Реценз.								КНУ ЗЕЕМ-22			
Н. Контр.	Осадчук Ю.Г.										
Затвердив	Пересунько І.І.										

Згідно з отриманими даними, очікувані сумарні втрати активної потужності в досліджуваних трансформаторах для даного експлуатаційного режиму становитимуть 294,1 кВт.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.2. Оцінка енергетичної ефективності запропонованого технічного рішення та порівняльний аналіз втрат потужності для реорганізованої та базової (існуючої) схем електропостачання

З метою оцінки енергетичної ефективності запропонованого технічного рішення необхідно здійснити порівняльний аналіз втрат потужності для реорганізованої та базової (існуючої) схем електропостачання.

Відповідно до результатів попередніх розрахунків (див. табл. 3.1), сукупні втрати потужності в трансформаторному обладнанні підстанцій ГЗП №4 та ГЗП №5 до проведення реконструкції складали:

$$276,2 + 182,6 = 458,8 \text{ кВт.} \quad (3.1)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1. Результати розрахунку втрат потужності в силових трансформаторах підстанції ГЗП №4 в умовах виведення в резерв агрегатів Т-1 і Т-3 та переведення електричних навантажень від ГЗП №5

Підстанція	№ Тр-ра	Обмотка тр-ра	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	КЗ	P _{кз} , кВт	ΔP _{обм.} , кВт	P _{хх} , кВт	ΔP _{тр} , кВт
ГЗП №4	Т2	Н-6 кВ	2426 2	1141 1	2677 7	0,42 2	28 5	24,9	67	137, 7
		С-35 кВ	8578	1365	8638	0,13 7		2,6		
		В-150 кВ	3273 5	1264 8	3494 2	0,56		43,2		
	Т4	Н-6 кВ	2642 0	1232 4	2946 1	0,46 6	28 5	30	67	156, 4
		С-35 кВ	1005 9	3350	1063 9	0,16 7		3,9		
		В-150 кВ	3663 1	1565 5	3978 8	0,63 1		55,5		
Всього по ГЗП №4										294, 1

Таким чином, абсолютна величина зниження технологічних втрат активної потужності (сумарна енергетична економія), що досягається внаслідок комплексного виведення в стан холодного резерву недовантажених трансформаторних агрегатів Т-1 і Т-3 на підстанції ГЗП №4, а також трансформаторів Т-1 і Т-2 на підстанції ГЗП №5, розраховується за такою залежністю:

$$458,8 - 294,1 = 167,4 \text{ кВт.} \quad (3.2)$$

Разом з тим, обов'язковою технічною умовою практичної реалізації даного варіанта реконструкції є проектування та спорудження нових ліній електропередачі.

Вони необхідні для фізичного забезпечення можливості переведення електричних навантажень з трансформаторів Т-1 і Т-2 підстанції ГЗП №5 на паралельно працюючі трансформатори Т-2 і Т-4 підстанції ГЗП №4.

З урахуванням топографічних особливостей промислового майданчика та реальних умов трасування, необхідна будівельна довжина ліній становить 750 м (детальний розрахунок та вибір параметрів цих ліній наведено в п. 2.2).

У конструктивному виконанні проєктований електричний зв'язок являє собою двоколову лінію на базі гнучкого струмопроводу з площею поперечного перерізу 2400 мм² (довжина цієї ділянки — 650 м).

Крім того, для надійного підключення до розподільних пристроїв на кінцевих ділянках траси передбачено монтаж жорстких шинних вставок із перерізом 6200 мм² (дві ділянки по 50 м кожна).

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

Завдяки такій комбінованій конструкції формується загальна магістраль із розрахунковою довжиною 750 м.

Активний опір такої лінії:

$$r = \frac{l}{\gamma s} = \frac{650}{30 \cdot 2400} + \frac{100}{30 \cdot 6200} = 0.00957 \text{ Ом}, \quad (3.3)$$

де l – довжина ділянки лінії, м; γ – питомий провідність алюмінієвих шин і провідників, $\gamma = 30 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$; s – переріз провідників, мм^2 .

$$\Delta P_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{Т1}}}{U} \right)^2 \cdot r + \left(\frac{S_{\text{Т2}}}{U} \right)^2 \cdot r, \quad (3.4)$$

де – $S_{\text{Т1}}$, $S_{\text{Т2}}$ – завантаження трансформаторів Т1 та Т2 ГЗП №5 (табл. 3.1).

Підставивши відповідні значення, отримуємо:

$$\Delta P_{\text{л}} = \left(\frac{21612}{6} \right)^2 \cdot 0,00957 + \left(\frac{25105}{6} \right)^2 \cdot 0,00957 = 291 \text{ кВт}. \quad (3.5)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3. Порівняльний аналіз енергетичної ефективності для реорганізованої та базової (існуючої) схем електропостачання

Порівняльний аналіз енергетичної ефективності розгляданого сценарію показав, що додаткові технологічні втрати активної потужності у проєктувальних лініях електропередачі суттєво перевищують отриманий енергозберігаючий ефект від оптимізації роботи трансформаторного парку ($291 \text{ кВт} > 164,7 \text{ кВт}$).

Внаслідок цього сумарні втрати потужності в системі перевищують аналогічний показник базової (існуючої) схеми електропостачання на 126 кВт.

Таким чином, цей варіант є завідомо економічно недоцільним та дефіцитним з енергетичної точки зору, навіть без урахування необхідних капітальних інвестицій у спорудження нових елементів мережі.

З інженерно-конструкторської сторони для реалізації цієї схеми міжпідстанційного зв'язку необхідне будівництво ліній електропередачі, які є двоколовим гнучким струмопроводом із розщепленою фазою (по 6 проводів у кожній фазі з площею поперечного перерізу окремої жили 400 мм^2), що забезпечує сумарний фазний переріз 2400 мм^2 .

Відповідно до виконаних розрахунків, кошторисна вартість спорудження зазначених ліній становить 4 638 000 грн.

Високий рівень капіталомісткості будівництва нових кабельно-провідникових трас у поєднанні з негативним експлуатаційним енергетичним балансом робить цей варіант реконструкції абсолютно неконкурентоспроможним.

Наведені аргументи дозволяють зробити остаточний науково обґрунтований висновок про техніко-економічну неприйнятність сценарію

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

переведення електричних навантажень споживачів підстанції ГЗП №5 на живлення від ГЗП №4.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки

Для досягнення поставленої у роботі мети необхідно було виконати такі завдання:

Здійснити аналіз існуючих та перспективних електричних навантажень ГЗК з урахуванням специфіки роботи потужних синхронних і асинхронних електроприводів (кульові млини, дробарки, конвеєрні лінії).

Провести ретроспективний та прогнозний аналіз графіків електричних навантажень комбінату, враховуючи модернізацію технологічного обладнання (встановлення більш потужних млинів, перехід на частотно-регульований привід насосів) та зміну коефіцієнтів попиту.

Обґрунтувати вибір раціональних рівнів напруги для зовнішнього та внутрішньозаводського електропостачання на основі техніко-економічного порівняння варіантів.

Техніко-економічним шляхом обґрунтувати раціональні рівні напруги для розподільчої мережі підприємства (наприклад, перехід зі стандарту 6 кВ на 10 кВ або застосування глибокого вводу 35 кВ), балансуючи між вартістю ізоляції та втратами електроенергії.

Розробити математичну модель для визначення економічно доцільних режимів роботи силових трансформаторів та розрахувати критичні рівні навантаження для їх перемикання.

Дослідити структуру втрат активної потужності у силових трансформаторах під час їхньої паралельної роботи за умови змінного графіка навантаження.

Сформулювати вимоги до мікропроцесорних систем релейного захисту та протиаварійної автоматики, здатних забезпечити миттєве

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

(безперебійне) введення резервного трансформатора в роботу у разі відключення основного.

Розробити методику та алгоритм автоматичного погодження виведення одного з паралельно працюючих силових трансформаторів у «холодний резерв» у періоди технологічних спадів (ремонтні зміни, зниження обсягів переробки руди) з метою мінімізації втрат неробочого ходу.

Сформулювати регламент та технічні умови для оперативного погодження виведення трансформаторів у холодний резерв із системним оператором мережі без зниження категорії надійності електропостачання.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.249-09	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Список використаних джерел

1. Gönen, T. (2014). Electric Power Distribution System Engineering (3rd ed.). CRC Press.
2. Willis, H. L. (2004). Power Distribution Planning Reference Book (2nd ed.). CRC Press.
3. Kothari, D. P., & Nagrath, I. J. (2019). Modern Power System Analysis (4th ed.). McGraw-Hill Education.
4. Glover, J. D., Overbye, T. J., & Sarma, M. S. (2015). Power System Analysis and Design (6th ed.). Cengage Learning.
5. McDonald, J. D. (Ed.). (2012). Electric Power Substations Engineering (3rd ed.). CRC Press.
6. Dhillon, B. S. (2010). Mine Safety: A Modern Approach. Springer Science & Business Media. (Covers electrical safety and reliability in mines).
7. Morley, L. A. (1990). Mine Power Systems. U.S. Bureau of Mines. (Fundamental classic for mining power).
8. Chowdhury, A. A., & Koval, D. O. (2009). Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications. IEEE Press/Wiley.
9. Seifi, H., & Sepasian, M. S. (2011). Electric Power System Planning: Issues, Algorithms and Solutions. Springer Science & Business Media.
10. Kulkarni, S. V., & Khaparde, S. A. (2004). Transformer Engineering: Design, Technology, and Diagnostics. CRC Press. (Essential for no-load loss and reserve calculations).
11. Harlow, J. H. (Ed.). (2003). Electric Power Transformer Engineering. CRC Press.

12. Bollen, M. H. J. (2000). Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions. IEEE Press/Wiley. (Relevant for large motor starting at GZK).
13. Das, J. C. (2002). Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics. Marcel Dekker.
14. IEEE. (2001). IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Std 141-1993, Red Book). IEEE Standards Association.
15. Schossig, W., & Schossig, T. (2014). Power System Protection. VDE Verlag. (Crucial for substation protection and transfer schemes).
16. Kuffel, E., Zaengl, W. S., & Kuffel, J. (2000). High Voltage Engineering Fundamentals (2nd ed.). Newnes.
17. Kiessling, F., Puschmann, R., Schmieder, A., & Schneider, E. (2018). Contact Lines for Electric Railways (Relevant for high-power distribution basics). Publicis Publishing.
18. Bayliss, C., & Hardy, B. (2012). Transmission and Distribution Electrical Engineering (4th ed.). Newnes.
19. McDonald, J. D. (Ed.). (2012). Electric Power Substations Engineering (3rd ed.). CRC Press.
20. Glover, J. D., Sarma, M. S., & Overbye, T. J. (2011). Power System Analysis and Design (5th ed.). Cengage Learning.
21. Standard IEC 60076-1:2011. Power transformers - Part 1: General.
22. Standard IEEE C57.12.00-2015. IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.

23. Pivnyak, G., Voloshko, A., & Zhezhelenko, I. (2015). Power Quality in Electrical Systems of Industrial Enterprises. National Mining University, Ukraine.

24. Shklyarskiy, Y., & Skamyin, A. (2017). Evaluating the efficiency of using power transformers in industrial distribution networks. Journal of Mining Institute, 227, 545-551.

25. Sychev, Y. A., & Zimin, R. Y. (2021). Improving the power quality in the power supply systems of the mineral resource complex with hybrid filter-compensating devices. Energies, 14(2), 470.

26. Harlow, J. H. (Ed.). (2012). Electric Power Transformer Engineering (3rd ed.). CRC Press.

27. Schwaegerl, C., & Tao, L. (2014). The Microgrids Concept (Relevant for local substation optimization). In Microgrids (pp. 1-24). Springer.

28. Das, J. C. (2002). Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics. CRC Press.

29. Bollen, M. H. (2000). Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions. IEEE press.

30. Arrillaga, J., & Watson, N. R. (2003). Power System Harmonics (2nd ed.). John Wiley & Sons.