

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С.З. ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

«РЕКОНСТРУКЦІЯ ПІДСТАНЦІЇ НАПРУГОЮ 110/10 КВ»

Виконав: студент IV курсу
групи Ен – 41 спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
(шифр і назва спеціальності)

Лиско М. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: _____ Чабан А. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент: _____ Сиротюк С. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)
к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Лиску Максиму Руслановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Реконструкція підстанції напругою 110/10 кВ»
керівник роботи д.т.н., професор Чабан А. В.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП 123/к-с від 25.02.25 р.

2. Строк подання студентом роботи 13.06.25 р.

3. Вихідні дані
технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

1 Загальна характеристика підстанції та обґрунтування її реконструкції

2 Вибір устаткування розподільчих пристроїв

3 Розробка системи релейного захисту трансформатора

4 Охорона праці та навколишнього середовища

5 Фінансовий менеджмент та ресурсоефективність

Висновки

Перелік джерел посилання

Додатки

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

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 25.02.25 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Виконання аналізу вихідних даних для реконструкції підстанції та обчислення нормальних і аварійних режимів роботи	25.02.2025 – 7.03.2025	
2	Розробка схеми відкритих розподільчих пристроїв підстанції та вибір основного обладнання	10.03.2025 – 14.03.2025	
3	Розробка системи релейного захисту трансформатора на основі мікропроцесорного реле	17.03.2025 – 18.04.2025	
4	Виконання структурно-функціонального аналізу процесу та розробка моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій	21.04.2025 – 2.05.2025	
5	Вивчення питання охорони довкілля та здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень	5.05.2025 – 16.05.2025	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	19.05.2025 – 30.05.2025	
7	Завершення роботи в цілому	2.06.2025 – 13.06.2025	

Студент

Лиско М. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Чабан А. В.

УДК 621.365.25:1

Лиско М. Р. «Реконструкція підстанції напругою 110/10 кВ». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій імені С. З. Гжицького, 2025 р. 49 с. текстової частини, 14 таблиць, 7 рисунків, 25 джерел посилання.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка проєктних рішень для реконструкції підстанції 110/10 кВ «Гологори» з ціллю підвищення надійності електропостачання, зменшення технологічних втрат електроенергії та впровадження сучасного електротехнічного обладнання.

Для досягнення поставленої мети, в роботі вирішено такі **завдання**: здійснити аналіз технічного стану підстанції 110/10 кВ «Гологори» та обґрунтування необхідності її реконструкції; вибір оптимального електротехнічного обладнання для модернізації розподільчих пристроїв та трансформаторної групи; розрахунок параметрів релейного захисту та автоматики для забезпечення надійної роботи підстанції; розробку заходів з охорони праці та мінімізації впливу електроустановок на навколишнє середовище; обґрунтування економічної ефективності запропонованих заходів та оцінка їх впливу на експлуатаційні витрати підстанції.

У кваліфікаційній роботі розглянуто питання реконструкції підстанції 110/10 кВ «Гологори». Проведено аналіз її технічного стану та обґрунтовано необхідність модернізації. Запропоновано вибір сучасного електротехнічного обладнання, виконано розрахунки релейного захисту та струмів короткого замикання. Окрему увагу приділено питанням охорони праці та екологічної безпеки. Обґрунтовано економічну доцільність реконструкції та її вплив на надійність електропостачання.

Ключові слова: реконструкція, підстанція, розподільчі пристрої, релейний захист, струми короткого замикання, трансформатор, економічна ефективність.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ ТА ОБҐРУНТУ- ВАННЯ ЇЇ РЕКОНСТРУКЦІЇ.....	7
1.1 Загальна характеристика підстанції 110/10 кВ «Гологори».....	7
1.2 Побудова добових графіків електричних навантажень.....	10
1.3 Вибір силових трансформаторів.....	13
2 ВИБІР УСТАТКУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ.....	15
2.1 Обчислення струмів короткого замикання.....	15
2.2 Вибір обладнання вищої напруги розподільчих пристроїв.....	18
2.3 Вибір обладнання нижчої напруги розподільчих пристроїв.....	20
2.4 Вибір обладнання власних потреб підстанції.....	22
3 РОЗРОБКА СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА	25
3.1 Обчислення уставок захисту трансформатора із застосуванням мікропроцесорних релейних захистів.....	25
3.2 Обчислення уставок диференціального захисту трансформатора.	27
3.3 Розрахунок уставок максимального струмового захисту.....	30
3.4 Газовий захист трансформатора.....	32
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	33
4.1 Аналіз небезпечних виробничих факторів.....	33
4.2 Правила техніки безпеки при виконання технологічних процесів.	34
4.3 Розрахунок освітлення у приміщенні ЗРП 10 кВ.....	36
4.4 Вплив електромагнітних полів та людину та інші організми.....	38
5 ФІНАНСОВИЙ МЕНЕДЖМЕНТ ТА РЕСУРСОЕФЕКТИВНІСТЬ.....	40
5.1 Планування робіт із реконструкції підстанції та обґрунтування затрат на проектування.....	40
5.2 Обґрунтування заміни трансформаторів.....	41
ВИСНОВКИ.....	46
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	47
ДОДАТКИ.....	49
Додаток А Результати обчислень графіків навантажень.....	49

ВСТУП

Застосування електроенергії для промисловості є одним із важливих пунктів у розвитку будь-якої економіки, також воно має велике значення і для комунально-побутової сфери. Найбільш ефективним вважається централізована генерація електроенергії у великих обсягах, але за цих умов виникає проблема транспортування енергії. Більшість видів енергії: механічну, теплову тощо, передавати навіть на невеликі відстані є проблемно. Електроенергія займає особливе місце – її легко перетворити на будь-які інші види енергії, окрім цього, при передаванні електричної енергії на високих напругах, її можна транспортувати на великі відстані із мінімальними втратами [1].

У нинішній час енергетика має найбільший вплив на наше життя. Помилки в галузі енергетики мають серйозні наслідки. Електрика та тепло в будинках, робота промисловості – все це потребує витрат енергії. Основною енергетичною сировиною сьогодення є паливні запаси вугілля, нафти та газу.

Отже, електрична енергія – універсальна форма енергії, яка генерується на електростанціях та розподіляється між споживачами за допомогою електричних мереж. Потреба в електроенергії постійно зростає. Це означає, що особливу увагу потрібно приділити реконструкції та модернізації систем генерації електроенергії та системи передавання та розподілу електричної енергії між споживачами.

Правильно вибрана схема передавання електроенергії споживачам детермінує надійність електропостачання, запобігає можливим позаштатним ситуаціям та аваріям. Під час проєктування або модернізації трансформаторних підстанцій потрібно, щоб виконувалася умова оптимального співвідношення між технічною необхідністю та економічною доцільністю. Це дає змогу досягти суттєвої економії матеріалів та засобів [2].

Наразі почали застосовуватися нові види електротехнічної апаратури: вакуумні та елегазові вимикачі, замість масляних, мікропроцесорні пристрої релейного захисту, замість релейно-лампових, тощо. Ці пристрої мають більш високу вартість, зате забезпечують більшу надійність, гнучкість та у цілому є кращими.

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЙ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЇЇ РЕКОНСТРУКЦІЇ

1.1 Загальна характеристика підстанції 110/10 кВ «Гологори»

Трансформаторні підстанції призначені для прийому, перетворення та розподілення електричної енергії трифазного змінного струму промислової частоти 50 Гц за номінальної напруги.

За складністю схеми на вищій стороні, підстанції можна поділити на три групи [3]:

- підстанції без вимикачів на стороні вищої напруги з використанням короткозамикачів та віддільників;
- підстанції із малою кількістю вимикачів на лініях живлення без збірних шин на стороні вищої напруги;
- підстанції з однією або декількома системами збірних шин.

Аналізована підстанція 110/10 кВ «Гологори» є підстанцією із простою схемою з двома робочими системами збірних шин без обхідної системи.

За призначенням підстанції поділяють на:

- системні, які входять до складу енергосистеми та призначені для організації живильної електричної мережі великих енергетичних районів;
- споживчі, які призначені для живлення енергією окремих територій, промислових районів або окремих підприємств.

Підстанція 110/10 кВ «Гологори» є одночасно системною підстанцією (здійснює транзит від підстанції «Перемишляни» 110 кВ до підстанції «Золочів-105» 110 кВ) та споживчою (забезпечує електроенергією велику частину Золочівської об'єднаної територіальної громади).

Споживчі підстанції поділяються на чотири види:

районні підстанції, які входять до складу енергосистеми та призначені для живлення районів;

- головні понижувальні підстанції (ГПП), які отримують живлення від районних підстанцій напругою $U = 100, 220, 300$ кВ. Вони забезпечують споживачів напругою $U = 10, 20, 35$ кВ (до цього виду відноситься і розглядувана у роботі підстанція 110/10 кВ «Гологори».

- цехові трансформаторні підстанції, у яких відбувається перетворення напруги із 10 кВ на 0,4 кВ;

- підстанція глибокого введення (ПГВ). Глибоким введенням називається система живлення, при якій енергія підводиться якомога ближче до споживача для зменшення ступенів трансформації та зниження втрат потужності.

За способом приєднання підстанції поділяються на такі види:

- тупикові підстанції, які отримують живлення радіальними лініями;
- підстанції на відгалуженнях (відпайкові підстанції);
- прохідні підстанції вмикаються у розсічення лінії електропередачі або двох ліній із одностороннім чи двостороннім живленням;
- вузлові підстанції, до яких підходять дві та більше лінії електропередачі. Такі підстанції відносяться до системних підстанцій, які можуть виконувати роль районних підстанцій.

Для вузлових підстанцій можуть використовуватися три- або чотиритрансформаторні підстанції [4].

Підстанція 110/10 кВ «Гологори» за способом приєднання є прохідною підстанцією із транзитною потужністю 12,35 МВт. За кількістю трансформаторів – двотрансформаторною, за способом керування – автоматизованою із постійною присутністю чергового персоналу. Електрична схема підстанції представлена на рисунку 1.1.

Максимальне навантаження підстанції у зимовий період, згідно з графіком представленим на рисунку 1.2, становить 2643 кВА, а транзитне навантаження – 12500 кВА. Підстанція заживлена двома одноконтурними лініями електропередач 110 кВ довжиною 28,8 км та 25,5 км, відповідно. Від підстанції заживлено житлово-комунальний сектор, соціальні та навчальні об'єкти.

Метою кваліфікаційної роботи є реконструкція підстанції для підвищення надійності електропостачання споживачів, для яких ця підстанція є єдиним джерелом електричної енергії.

Схема видалена керівником роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 1.1 – Електрична схема підстанції 110/10 кВ «Гологори»

До завдань кваліфікаційної роботи входять – заміна трансформаторів меншими за потужністю, заміна віддільника та короткозамикача на стороні 110 кВ елегазовим вимикачем, встановлення нових трансформаторів струму з меншим коефіцієнтом трансформації, вибір сучасного КРУН-10 кВ з вакуумними вимикачами та сучасними пристроями релейного захисту та автоматики, а також модернізація системи оперативного струму.

При реконструкції підстанції необхідно керуватися директивними та іншими нормативними документами, зокрема «Правилами улаштування електроустановок», «Правилами технічної експлуатації електричних станцій та мереж», «Міжгалузевими правилами з охорони праці під час експлуатації електроустановок», «Технічними регламентами вимог пожежної безпеки», «Нормативно-технічними умовами для проектування підстанції».

На підстанції «Гологори» 110/10 кВ встановлено таке основне обладнання випуску шістдесятих років:

а) відкриті розподільчі пристрої 110 кВ: лінійні роз'єднувачі ЛР-110 (РЛНД-2-110/600); шинні роз'єднувачі ШР-110 (РЛНД-16-110/600); віддільники ОД-110/600; короткозамикачі КЗ-110/600; масляний вимикач В-110 (ВМТ-110Б-25-12,5); розрядники РВС-110;

б) комплектні розподільчі пристрої 10 кВ: шафи К-49; вимикачі ВМГ-10-20/630; розрядник РВО-10;

в) два силові трансформатори ТДН-16000-110-У1.

г) на підстанції є блискавкозахист, заземлюючий пристрій та освітлення.

Територія підстанції обгороджена парканом, висота якого становить 2,5 м.

1.2 Побудова добових графіків електричних навантажень

В основу обчислення балансу та режимів електроспоживання лежать добові графіки навантаження. Добові графіки показують зміну навантажень впродовж доби. Їх будують за показниками лічильників активної та реактивної енергії, через кожну годину. Відомо, що графіки навантаження окремих споживачів відрізняються формою через специфіку режиму споживання електроенергії, наприклад, тягове навантаження, багатозмінні промислові підприємства, комунально-побутове навантаження. При сумуванні графіків навантаження окремих споживачів, ці особливості усереднюються, формуючи узагальнений графік навантаження центру живлення енергосистеми. Відповідно до них визначаються режими роботи генеруючих станцій [5].

Інформація про навантаження підстанції «Гологори» 110/10 кВ сформована за відомостями контрольних замірів струмів та напруг у літній та зимовий періоди представлено у таблиці 1.1.

Для побудови добових графіків електричних навантажень потрібно здійснити обчислення повної та активної потужностей.

Обчислення повної потужності літнього періоду для часу 0:00 год:

$$S = U \cdot I_{\text{сум}}, \quad S = 10,9 \cdot 107 = 1156 \text{ кВА.} \quad (1.1)$$

Таблиця 1.1 – Результати контрольних замірів

Літній період												
Година	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$I_{\text{сум}}, \text{ A}$	109	88	87	106	99	95	106	120	127	134	126	128
$U, \text{ кВ}$	10,7	10,6	10,7	10,6	10,7	10,8	10,7	10,6	10,6	10,6	10,4	10,4
Година	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
$I_{\text{сум}}, \text{ A}$	127	129	132	132	127	126	123	135	135	132	133	120
$U, \text{ кВ}$	10,5	10,5	10,6	10,5	10,5	10,6	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5
Зимовий період												
Година	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
$I_{\text{сум}}, \text{ A}$	182	172	167	162	158	166	180	201	215	215	214	210
$U, \text{ кВ}$	10,7	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6
Година	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
$I_{\text{сум}}, \text{ A}$	195	201	200	202	212	215	246	242	243	221	213	195
$U, \text{ кВ}$	10,6	10,6	10,7	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,7

Обчислення активної потужності літнього періоду для часу 0:00 год:

$$P = S \cdot \cos \varphi_{\text{cp}}. \quad P = 1156 \cdot 0,85 = 978 \text{ кВт.} \quad (1.2)$$

Кожен фідер має своє значення косинуса, це означає, що потрібно знайти середньозважене значення косинуса навантаження загалом [6]:

$$\cos \varphi_{\text{cp}} = \frac{\sum I_n \cdot \cos \varphi_n}{I_{\text{сум}}}, \quad (1.3)$$

де I_n – значення навантаження n -го фідера; $\cos \varphi_n$ – значення косинуса n -го фідера.

$$\cos \varphi_{\text{cp}} = \frac{17 \cdot 0,91 + 11 \cdot 0,83 + 3 \cdot 0,93 + 4 \cdot 0,97 + 7 \cdot 0,86 + 4 \cdot 0,72 + 15 \cdot 0,74 + 12 \cdot 0,75 + 35 \cdot 0,88}{108} = 0,85.$$

Для уникнення перевантаження записки до кваліфікаційної роботи обчисленнями, результати обчислень представимо у Додатку А, а наочне відображення побудованих графіків на рисунках 1.2 та 1.3.

Обчислимо річне споживання активної енергії:

$$W = P_3 \cdot n_3 + P_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}}, \quad W = 44161 \cdot 200 + 26022 \cdot 165 = 1,313 \cdot 10^7 \text{ кВт год,} \quad (1.4)$$

де $n_3, n_{\text{л}}$ – кількість зимових та літніх днів у році, які становлять 200 та 165 днів, відповідно; $P_3, P_{\text{л}}$ – добове споживання активної потужності у зимовий та літній періоди, відповідно.

Схема видалена керівником роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 1.2 – Добовий графік повної потужності

Схема видалена керівником роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 1.3 – Добовий графік активної потужності

$$P_3 = \sum P_{i3} \cdot \Delta t_i, \quad P_P = 1652 + 1590 + \dots + 1945 + 1791 = 44161 \text{ кВт}; \quad (1.5)$$

$$P_{\text{Л}} = \sum P_{i\text{Л}} \cdot \Delta t_i, \quad P_{\text{Л}} = 978 + 806 + \dots + 1198 + 1081 = 26022 \text{ кВт}. \quad (1.6)$$

Обчислимо середнє значення активної потужності [1]:

$$P_{\text{CP}} = \frac{W}{8760} = \frac{1,313 \cdot 10^7}{8760} = 1498 \text{ кВт}. \quad (1.7)$$

Обчислимо середнє значення активної потужності:

$$S_{\text{CP}} = \frac{P_{\text{CP}}}{\cos \varphi_{\text{CP}}} = 1769 \text{ кВт}. \quad (1.8)$$

Річна тривалість використання активної потужності:

$$T_{\text{max}} = \frac{W}{P_{\text{max}}} = \frac{1,313 \cdot 10^7}{2239} = 5864 \text{ год}. \quad (1.9)$$

Потужність силових трансформаторів у нормальних умовах має забезпечувати живлення усіх приймачів електроенергією цього вузла.

На підстанції «Гологори» від початку було встановлено два трансформатори. Як бачимо, терміни служби обох трансформаторів закінчилися, тому вони підлягають заміні. Необхідно дослідити режими роботи трансформаторів та визначити максимальне навантаження підстанції. Аналіз даних дасть змогу зробити висновок про завантаження силових трансформаторів. Якщо коефіцієнт завантаження виявиться не високим ($K_3 \leq 0,5$), то виникне необхідність заміни трансформаторів на трансформатори меншої потужності. Також необхідно врахувати стабільність режимів роботи трансформаторів та перспективи збільшення навантаження.

Обчислюємо коефіцієнт завантаження трансформатора [3]:

$$K_3 = \frac{S_{\max}}{S_{TP}} = \frac{2643}{16000} = 0,165 \quad (1.10)$$

Бачимо, що протягом доби трансформатор працює із завантаженням $K_3 \leq 0,5$, а це означає, що виникає необхідність заміни трансформаторів на трансформатори найменшої потужності. Для вибору необхідної потужності трансформатора скористаємося зимовим добовим графіком навантаження.

1.3 Вибір силових трансформаторів

Зазвичай, на підстанціях 35 – 750 кВ усіх категорій передбачається встановлення двох трансформаторів, потужність кожного із яких вибирається трохи більшою від 70 % максимального навантаження підстанції.

Для правильного вибору номінальної потужності трансформатора потрібно мати добовий графік зимового періоду, який відображає як максимальне, так і середньодобове активне навантаження цієї підстанції, а також тривалість максимуму навантаження. Ми використаємо добовий графік навантаження за зимовий період, представлений на рисунку 1.2. Максимальне навантаження становить $S_{\max} = 2643$ кВА.

Обчислюємо потужність одного трансформатора за формулою [7]:

$$S_{T.розр} = (0,65 \dots 0,7) \cdot S_{\max}, \quad S_{T.розр} \leq 0,7 \cdot 2643 = 1850 \text{ кВА.} \quad (1.11)$$

Вибираємо для встановлення два трансформатора ТМН-2500/110, $S_{\text{ном.т}} = 2500$ кВА, у зв'язку із можливим подальшим збільшенням навантажень.

Перевіримо трансформатор за аварійним перевантаженням, обчислимо коефіцієнт початкового навантаження K_1 за формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad K_1 = \frac{1}{2500} \cdot \sqrt{\frac{1955^2 + 1886^2 + \dots}{23}} = 0,894 \quad (1.12)$$

де S_1, S_2, S_m – навантаження на інтервалах часу $\Delta t_1, \Delta t_2, \Delta t_m$.

Обчислюємо коефіцієнт перевантаження K_2 за формулою:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1'^2 \cdot \Delta h_1 + S_2'^2 \cdot \Delta h_2 + \dots + S_m'^2 \cdot \Delta h_m}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_m}}, \quad K_1 = \frac{1}{2500} \cdot \sqrt{\frac{2643^2 + 2600^2 + \dots}{23}} = 1,047. \quad (1.13)$$

Виходячи з [2], визначаємо допустиму норму аварійних перевантажень K_2 та її тривалість h . Для трансформаторів із системою охолодження M та середньорічною температурою $t = 10^\circ \text{C}$, $h' = 24$ год. Оскільки

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном.т}}}; \quad K_{\max} = \frac{2643}{2500} = 1,057, \quad (1.13)$$

то $K'_2 = 1,047 > 0,9 \cdot K_{\max} = 0,9 \cdot 1,057 = 0,951$, то прийmemo $K_2 = K'_2 = 1,047$.

Відтак, трансформатор ТМН-2500/110 підходить за систематичними та аварійними перевантаженнями. Паспортні дані трансформатора ТМН-2500/110 представлено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Паспортні дані трансформатора ТМН-2500/110

Тип	$S_{\text{ном}}$, кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_{HX} , кВт	I_{HX} , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_{HX} , кВАр
		ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5

Таким чином, на підстанції здійснюємо заміну наявних трансформаторів на менші з потужністю ТМН-2500/110, що цілком задовольняє навантаженням підстанції, яке споживається.

2 ВИБІР УСТАТКУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ

2.1 Обчислення струмів короткого замикання

Здійснимо обчислення трифазного струму короткого замикання та визначимо періодичну складову останнього для найважчого режиму роботи мережі. Струми обчислюються зі сторони вищої та нижчої напруги підстанції.

Схема видалена керівником роботи для енергетичної безпеки України

а)

б)

Рисунок 2.1 – Розрахункова (а) та заступна (б) схеми для обчислення струмів коротких замикань

Вихідні дані для обчислень наступні: трансформатори $T1$ та $T2$: ТМН-2500/110, $S_{ном} = 2,5$ МВА, $u_K = 10,5$ %; одноконтурні ПЛ $Л1$ та $Л2$: провід АС-185/29: $x_0 = 0,413$ Ом/км, $l_{Л1} = 28,8$ км, $l_{Л2} = 25,5$ км.

Визначимо параметри схеми заміщення при наближеному приведенні у відносних одиницях. Обчислимо струми короткого замикання для максимального режиму.

Приймаємо базову потужність $S_B = 1000$ МВА, за базову напругу приймаємо середню номінальну напругу $U_B = 115$ кВ.

Обчислимо опір систем у відносних одиницях за формулою [8]:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_B}, \quad X_{C1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,48 \cdot 115} = 1,44 \text{ в.о.}, \quad X_{C2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,97 \cdot 115} = 1,26 \text{ в.о.}, \quad (2.1)$$

Опір повітряних ліній становить:

$$X_L = x_0 \cdot l_L \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (2.2)$$

$$X_{L1} = 0,413 \cdot 28,8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,899 \text{ в.о.}, \quad X_{L2} = 0,413 \cdot 25,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,798 \text{ в.о.}.$$

Обчислюємо опри трансформаторів за формулою [9]:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{u_{K3} \cdot S_B}{100\% \cdot S_{НОМ.Т}}, \quad X_{T1} = X_{T2} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 2,5} = 42 \text{ в.о.} \quad (2.3)$$

Еквівалентний опір систем та ліній обчислюємо так:

$$\frac{1}{X_{EKB}} = \frac{1}{X_{C1} + X_{L1}} + \frac{1}{X_{C2} + X_{L2}}, \quad (2.4)$$

$$\frac{1}{X_{EKB}} = \frac{1}{1,44 + 0,899} + \frac{1}{1,256 + 0,798} = 0,912 \text{ в.о.},$$

$$X_{EKB} = \frac{1}{0,912} = 1,097 \text{ в.о.}$$

Обчислюємо базовий струм за формулою [10]:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot 115}, \quad I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.} \quad (2.5)$$

Струм короткого замикання у точці $K1$ (періодична складова $I_{пт}$ приймається незмінною протягом усього процесу замикання та рівною її початковому значенню $I_{п0}$)

$$I_{K1} = I_{п.о.} = I_{п.т.} = \frac{E_{EKB} \cdot I_B}{X_{EKB}}, \quad I_{K1} = I_{п.о.} = I_{п.т.} = \frac{1 \cdot 5020}{1,097} = 4578 \text{ А.} \quad (2.6)$$

Обчислюємо ударний струм короткого замикання у точці $K1$ так:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K1}, \quad i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4578 = 10410 \text{ А}, \quad (2.7)$$

де $k_y = 1,8$ – ударний коефіцієнт.

Обчислюємо аперіодичну складову струму короткого замикання:

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-t/T_a}, \quad i_{at1} = \sqrt{2} \cdot 4578 \cdot e^{-0.045/0.02} = 682 \text{ А}, \quad (2.8)$$

де T_a – постійна часу згасання аперіодичної складової.

Обчислюємо робочий струм у тяжкому режимі за формулою:

$$I_{роб.Т} = 1,4 \cdot \frac{S_{H.Т}}{\sqrt{3} \cdot 115}, \quad I_{роб.Т} = 1,4 \cdot \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 18 \text{ А}. \quad (2.9)$$

Визначаємо струм короткого замикання у точці К2 (шини 10 кВ).

$$I_{K2} = I_{П.О.} = I_{П.т.} = \frac{E_{EKB} \cdot I_B}{X_{EKB} + X_{Т1}} \cdot k_{TP}, \quad I_{K2} = I_{П.О.} = I_{П.т.} = \frac{1 \cdot 5020}{1.097 + 42} \cdot \frac{115}{11} = 1218 \text{ А}. \quad (2.10)$$

Обчислюємо ударний струм короткого замикання у точці К2:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K2}, \quad i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1218 = 2770 \text{ А}. \quad (2.11)$$

Обчислюємо аперіодичну складову струму короткого замикання:

$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-t/T_a}, \quad i_{at2} = \sqrt{2} \cdot 1218 \cdot e^{-0.045/0.02} = 182 \text{ А}. \quad (2.12)$$

Обчислюємо потужність трифазного короткого замикання [11]:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{ПО}, \quad S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,218 = 23,2 \text{ МВА}. \quad (2.13)$$

Робочий струм в обтяженому режимі

$$I_{роб.Т} = 1,4 \cdot \frac{S_{H.Т}}{\sqrt{3} \cdot 11}, \quad I_{роб.Т} = 1,4 \cdot \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 11} = 184 \text{ А}. \quad (2.14)$$

Для уникнення повторення розрахунків для мінімального режиму, представимо кінцеві результати обчислень струмів коротких замикань у вигляді таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати обчислень струмів коротких замикань

Координата	Максимальний режим		Мінімальний режим	
	Точка К1	Точка К2	Точка К1	Точка К2
$I_{K3}, \text{ А}$	4578	1218	4000	1213
$i_{y\partial}, \text{ А}$	10410	2770	9097	2759
$i_{at}, \text{ А}$	682	182	596	181

Додаткових пристроїв для зниження струмів короткого замикання не потребується, оскільки обчислені струми короткого замикання на шинах ВН та НН підстанції вийшли значно меншими від допустимих.

2.2 Вибір обладнання вищої напруги розподільчих пристроїв

Вибір вимикачів. На підстанції 110/10 кВ «Гологори» силові трансформатори підключені до лінії через ОД-110/600 та короткозамикач КЗ-110/600. Ці апарати пропонується замінити на елегазовий вимикач колонкового типу ВГТ-УЕТМ-110.

Здійснимо перевірку запропонованого для встановлення вимикача за найважливішими параметрами [12]:

- за напругою $U_{НОМ} \geq U_{НОМ.МЕР}$;
- за тривалим струмом $I_{НОМ} \geq I_{НОМ.розр}$; $k_{нг} \cdot I_{НОМ} \geq I_{прод.розр}$.

Перевірку вимикачів потрібно здійснювати за симетричним струмом відмикання з умовою:

$$I_{відм.НОМ} \geq I_{нг} . \quad (2.14)$$

Також здійснюється перевірка на відмикання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \beta_{норм} \cdot I_{відм.НОМ} / 100 \geq i_{ат} , \quad (2.15)$$

де $i_{a.ном}$ – номінальне допустиме значення аперіодичної складової у струмі, який відмикається для часу τ ; $\beta_{норм}$ – нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі, який відмикається; $i_{ат}$ – аперіодична складова струму КЗ у момент розходження контактів τ ; τ – найменший час від початку КЗ до моменту розходження дугогасильних контактів

На електродинамічну стійкість вимикач перевіряється за граничним наскрізним струмам короткого замикання:

$$i_{пр.наск} \geq i_{уд}; \quad I_{пр.наск} \geq I_{н0} , \quad (2.15)$$

де $i_{пр.наск}$ – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) за каталогом; $I_{пр.наск}$ – діюче значення періодичної складової граничного наскрізного струму КЗ (за каталогом).

На термічну стійкість вимикач потрібно перевірити за тепловим імпульсом струму короткого замикання:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K, \quad (2.16)$$

де $I_{тер}$ – струм термічної стійкості за каталогом; $t_{тер}$ – тривалість протікання струму термічної стійкості за каталогом; B_K – тепловий імпульс струму короткого змикання (інтеграл Джоуля) [13]:

$$B_K = I_{n0}^2 \cdot (t_{відм} + T_a), \quad (2.16)$$

де $t_{відм}$ – максимальний час відмикання пошкодження на цій ділянці.

Результати перевірки вибраного вимикача представлено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати перевірки вибору вимикача ВГТ-УЕТМ-110

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} < U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} > I_{max}$	$I_{max} = 71,85 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{нт} < I_{відм.ном}$	$I_{нт} = 4,58 \text{ кА}$	$I_{відм.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{a.ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 0,682 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 20,57 \text{ кА}$
$i_{дин} > i_{yd}$	$i_{yd} = 10,41 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_K$	$B_K = 1,99 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

Відтак, бачимо, що вибраний вимикач підходить для проєктованої системи відкрити розподільчих пристроїв.

Вибір роз'єднувачів. Для встановлення на підстанції 110/10 кВ «Гологори» вибираємо роз'єднувач РНДЗ-1-110/2000. Результати його перевірки представлено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати перевірки вибору роз'єднувача РНДЗ-1-110/2000

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} < U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} > I_{max}$	$I_{max} = 71,85 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_{дин} > i_{yd}$	$i_{yd} = 10,41 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_K$	$B_K = 1,99 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 992 \text{ кА}^2\text{с}$

Бачимо, що вибраний роз'єднувач підходить за усіма умовами.

Вибір трансформаторів струму. Оскільки ми не здійснюємо вибір контрольно-вимірювальних приладів, то ми не будемо перевіряти трансформатор струму за навантаженням на вторинному колі, а представимо лише перевірку за загальноприйнятими параметрами. Результати перевірки представлено у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Перевірка трансформатора струму ТВТ-110І-300/5

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{вст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 71,85 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$
$i_{\text{зд}} = 10,41 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 126 \text{ кА}$
$B_K = 1,99 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$

Бачимо, що вибраний трансформатор струму повністю підходить а умовами перевірки.

Вибір трансформаторів напруги. Вибираємо трансформатор напруги ТВТ-110І-300/5 із такими параметрами [9]:

- $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$;
- номінальна напруга обмотки:
 - первинної – $110000 / \sqrt{3}$;
 - основної вторинної – $100 / \sqrt{3}$;
 - додаткової вторинної обмотки – 100 В ;
- номінальна потужність у класі точності 0,5 $S_{\text{НОМ}} = 400 \text{ ВА}$;
- гранична потужність 2000 ВА .

2.3 Вибір обладнання нижчої напруги розподільчих пристроїв

Вибір вимикачів. На нижчій стороні розподільчих пристроїв приймаємо для встановлення вакуумні вимикачі ВВУ-Е(П)-10. У таблиці 2.5 представлено результати перевірки вибору цього вимикача.

Таблиця 2.5 – Результати перевірки вибору вимикача ВВУ-Е(П)-10

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} < U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} > I_{max}$	$I_{max} = 145,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{нт} < I_{відм.ном}$	$I_{нт} = 1,218 \text{ кА}$	$I_{відм.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 0,884 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$
$i_{дин} > i_{yd}$	$i_{yd} = 2,77 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_K$	$B_K = 0,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

Відтак, бачимо, що вибраний вимикач підходить для проєктованої системи розподільчих пристроїв.

Вибір трансформаторів струму. Для встановлення на нижчій стороні відкритих розподільчих пристроїв вибираємо трансформатор струму ТПЛК-10. Результати перевірки представлено у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Перевірка трансформатора струму ТПЛК-10

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 145,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$i_{yd} = 2,77 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_K = 0,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20 \text{ кА}^2\text{с}$

Бачимо, що вибраний трансформатор струму повністю підходить а умовами перевірки.

Вибір трансформаторів напруги. Вибираємо трансформатор напруги ЗНОЛ09-10 із такими параметрами [5]:

- $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$;
- номінальна напруга обмотки:
 - первинної – 10000;
 - основної вторинної – 100;
 - додаткової вторинної обмотки – 100/3 В;
- номінальна потужність у класі точності 0,5 $S_{ном} = 120 \text{ ВА}$;
- гранична потужність 960 ВА.

2.4 Вибір обладнання власних потреб підстанції

Трансформатор власних потреб. Потужність трансформаторів власних потреб вибирається за навантаженнями власних потреб із урахуванням коефіцієнта завантаження та одночасності, при цьому окремо враховується літнє та зимове навантаження, а також навантаження у період ремонтних робіт на підстанції. У таблиці 2.7 представлено навантаження потреб підстанції.

Таблиця 2.7 – Навантаження власних потреб підстанції

Споживач	Встановлена потужність		$\cos \varphi$	$tg \varphi$	$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВАр
	Потуж*кі-сть, кВт*шт	Всього, кВт				
Підігрів вимикачів	0,5*26	13	1	0	13	0
Підігрів приводів	1*3	3	1	0	3	0
Зведення пружин приводів вимикачів 110 кВ	2*3	6	0,85	0,62	6	3,72
Привод РПН	2*2	4	0,85	0,62	4	2,48
Підігрів РПН	0,5*2	1	1	0	1	0
Освітлення КРУН-10 кВ	0,02*11	0,22	1	0	0,22	0
Обігрів КРУН-10 кВ	1*2	2	1	0	2	0
Освітлення ВРП-110 кВ	1*3	3	0,8	0,75	3	2,25
Освітлення ОПУ	004*27	1,08	-	-	3	2,25
Обігрів ОПУ	1*10	10	-	-	10	0
Система оперативного струму	-	10	-	-	10	0
Система телеметрії	-	3	-	-	3	0
Всього	—	—	—	—	65,9	8,45

Згідно з методикою вибору трансформаторів власних потреб, навантаження власних потреб підстанції обчислюється за такою формулою [13]:

$$S_{PO3} = k_3 \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad S_{PO3} = 0,8 \cdot \sqrt{65,9^2 + 8,45^2} = 53,15 \text{ кВА}, \quad (2.17)$$

де k_3 – коефіцієнт попиту, який враховує коефіцієнти одночасності та завантаження. Для орієнтовних обчислень можна прийняти $k_3 = 0,8$.

Потужність трансформаторів вибирається з умови:

Схема видалена керівником роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 2.2 – Схема відкрити розподільчих пристроїв

$$S_T \geq \frac{S_{POЗP}}{K_{\Pi}}, \quad S_T \geq \frac{53,15}{1,4} = 38 \text{ кВА}, \quad (2.18)$$

де K_{Π} – коефіцієнт допустимого аварійного навантаження, приймаємо рівним 1,4.

Бачимо, що діючий трансформатор ТМ-100-10/0,4 повністю підходить за потужність, а відтак заміни не потребує.

Джерела оперативного струму. Джерелами оперативного струму на підстанції 110/10 кВ «Гологори» є: БПНС-2 (блок живлення стабілізованою напругою) та БПН-1002 (блок живлення, який підключається до трансформаторів напруги).

Недоліком існуючої системи оперативного струму на підстанції 110/10 кВ «Гологори» є низька вихідна потужність живильних пристроїв і відсутність джерела аварійного живлення і як наслідок, можливе пошкодження силового високовольтного обладнання.

Ми пропонуємо встановити на підстанції апарат керування оперативним струмом АУОТ-М-40-220 у комплекті з акумуляторною батареєю. Максимальна вихідна потужність АУОТа становить 10 кВт. Цей апарат комплектується необслуговуваними герметичними свинцево-кислотними акумуляторами стандартною ємністю 65 ÷ 85 А/год у кількості 17 шт.

Шафа АУОТ-М складається з двох силових блоків, які перетворюють змінну трифазну напругу від двох незалежних вводів мережі живлення у постійну вихідну напругу 150 ÷ 250 В. У випадку зникнення або зниження нижче допустимої вхідної напруги на «основному» силовому вводі запускається «резервний» силовий блок. При зникненні напруги на обох силових вводах живлення оперативних контурів, живлення здійснюється від акумуляторної батареї, яка підключена до виходу силових блоків. Таким чином, реалізовується функція автоматичного ввімкнення резерву, під час перемикання вихідна напруга підтримується акумуляторною батареєю.

Спроектована схема розподільчих пристроїв представлена на рисунку 2.2.

3 РОЗРОБКА СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

У процесі експлуатації електричних мереж та систем можуть виникати пошкодження та аномальні режими роботи, які призводять до різкого збільшення струму та зниження напруги в елементах системи електропостачання. Особливо небезпечні короткі замикання [14].

Для забезпечення надійного електропостачання, запобігання руйнуванню обладнання електроустановок та збереження стійкої роботи елементів системи потрібно швидко відмикати пошкоджені ділянки або елементи, а також здійснювати ліквідацію небезпечного аномального режиму. В основному для цих цілей використовують спеціальні автоматичні пристрої у вигляді релейного захисту, які вимикають вимикачі.

3.1 Обчислення уставок захисту трансформатора із застосуванням мікропроцесорних релейних захистів

Для захисту трансформатора ми приймаємо для встановлення мікропроцесорний пристрій основного захисту двообмоткового трансформатора «Сіріус-Т».

Блок мікропроцесорного релейного захисту (БМРЗ) «Сіріус-Т» призначено для виконання функцій основного захисту двообмоткових трансформаторів із вищою напругою 35 – 220 кВ. Пристрій призначений для встановлення на панелях та у шафах релейних залах та пультах керування електростанції та підстанцій 35 – 220 кВ.

Потрібно вибрати параметри налаштування блоку релейного захисту для трансформатора ТМН-2500/110 зі схемою з'єднання обмоток $Y/\Delta-11$ [15]:

- на стороні вищої напруги – зірка;
- на стороні нижчої напруги – трикутник.

Максимальне навантаження трансформатора становить $S_{HAB,TP} = 2643$ кВА. Максимальний час захисту ліній, які відходять від шин НН трансфор-

матора $t_{\max} = 2$ с. Струми короткого замикання у максимальному та мінімальному режимах роботи мережі на стороні 110 кВ в точці $K1$ становлять $I_{K1\max}^{(3)BH} = 4578$ А, $I_{K1\min}^{(3)BH} = 4000$ А, а на шинах 10 кВ у точці $K2$ – $I_{K2\max}^{(3)BH} = 1218$ А, $I_{K2\min}^{(3)BH} = 1213$ А.

На рисунку 3.1 представлено місце встановлення захисту трансформатора та точки пошкодження, у яких потрібно знати струми КЗ для обчислення уставок захисту.

Схема видалена керівником роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 3.1 – Розташування точок КЗ для обчислення уставок захисту трансформатора

Оскільки захисти трансформатора підключено до трансформаторів струму, які встановлені на стороні вищої напруги трансформатора, тому потрібно знати, які струми протікають за ними при пошкодженні на шинах нижчої напруги. Приведення струмів КЗ у точці $K2$ до сторони ВН трансформатора будемо здійснювати за формулою [16]:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T}, \quad (3.1)$$

де $I_{K2}^{(3)HH}$ – струм трифазного короткого замикання на шинах 10 кВ (у точці $K2$); k_T – коефіцієнт трансформації силового трансформатора, який рівний відношенню номінальних напруг.

Струми трифазного короткого замикання в максимальному та мінімальному режимах на шинах 10 кВ (точка $K2$), приведені до сторони ВН трансформатора, дорівнюють [17]:

$$I_{K2\max}^{(3)BH} = \frac{1218}{110/11} = 121,8 \text{ А}, \quad I_{K2\min}^{(3)BH} = \frac{1213}{110/11} = 121,3 \text{ А}.$$

Далі здійснимо обчислення уставок диференціального захисту трансформатора.

3.2 Обчислення уставок диференціального захисту трансформатора

Диференціальний захист трансформатора буде виконано теж із використанням мікропроцесорного пристрою «Сіріус-Т». Для вибору його параметрів спочатку потрібно вибрати коефіцієнти трансформації трансформаторів струму, які встановлюються на усіх сторонах трансформатора, який захищається. Методика та результати цього вибору представлена у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати вибору параметрів

Параметр	Числові значення	
	ВН 110 кВ	НН 10 кВ
Номінальний струм трансформатора	$I_{НОМ}^{BH} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}};$ $I_{НОМ}^{BH} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 13,14$ А.	$I_{НОМ}^{HH} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}};$ $I_{НОМ}^{HH} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 11} = 131,4$ А.
Схема з'єднання обмоток силового трансформатора	Y	Δ
Схема з'єднання трансформаторів струму	Δ	Y
Коефіцієнт схеми	$\sqrt{3}$	1
Розрахунковий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$K_{\Delta} = \frac{K_{cx} \cdot I_{НОМ}^{BH}}{5};$	$K_Y = \frac{K_{cx} \cdot I_{НОМ}^{HH}}{5};$

	$K_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 13,14}{5} = \frac{22,7}{5}$	$K_Y = \frac{1 \cdot 131,4}{5} = \frac{131,4}{5}$
Прийнятий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$K_{TT.BH} = \frac{50}{5}$	$K_{TT.HH} = \frac{200}{5}$

Гальмівна характеристика має постійний коефіцієнт гальмування. Цей коефіцієнт вибирається виходячи із умов відналадувань від струмів небалансу при зовнішньому КЗ та граничних умовах [18]:

- похибка трансформаторів струму – 10 %;
- діапазон регулювання РПН трансформатором – 15 %;
- похибка за рахунок неточного вирівнювання струмів у плечах захисту – 5 %.

Разом: $K_{ГАЛЬМ} = 1,5 \cdot (0,1 + 0,15 + 0,05) = 0,45$.

У мікропроцесорному реле «Сіріус-Т» є можливість виставити $K_{ГАЛЬМ}$ у межах від 10 до 100 %. Для гальмівної характеристики чутливого ступеня диференціального захисту оберемо уставку 50 %.

Струм початку гальмування вибирається із міркувань недії гальмування при номінальному струмі навантаження трансформатора. Оскільки трансформатори струму сторони НН вибираються за номінальним струмом силового трансформатора, тому при струмах навантаження, менших від номінальних, у реле протікатиме вторинний струм менше 5 А. Для забезпечення не дії гальмування від струмів навантаження, можна прийняти струм початку гальмування рівним 5,0 А. Розрахуємо уставки.

Для сторони ВН, де трансформатори струму з'єднуються у трикутник, коефіцієнт вирівнювання обчислюється за такою формулою [15]:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}}, \quad K_{B1} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 13,14} = 2,2, \quad (3.2)$$

де $I_{НОМ.ТТ.ВН}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму, який встановлено зі сторони ВН трансформатора; $I_{НОМ.ТР.ВН}$ – номінальний струм зі сторони ВН силового трансформатора.

Для сторони НН, де трансформатори струму зібрані у зірку, коефіцієнт вирівнювання обчислюється за формулою:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.НН}}, \quad K_{B1} = \frac{200}{131,4} = 1,52, \quad (3.3)$$

де $I_{НОМ.ТТ.НН}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму, який встановлено зі сторони НН трансформатора; $I_{НОМ.ТР.НН}$ – номінальний струм зі сторони НН силового трансформатора.

Вибираємо уставку чутливого ступеня диференціального захисту у частках номінального струму трансформатора: $I_{CP}^{ДТ} = 0,5 - 1,0$.

Для трансформатора потужністю 2,5 МВА уставку чутливої ступені диференціального захисту в частках номінального струму трансформатора приймаємо $I_{CP}^{ДТ} = 1,0$.

Після вибору коефіцієнтів вирівнювання, уставки за струмом обчислюються за формулами:

$$I_{УСТ} = \frac{5 \cdot I_{CP}^{ДТ}}{K_{B1}}, \quad I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{2,2} = 2,27 \text{ А}, \quad I_{УСТ.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,52} = 3,29 \text{ А}. \quad (3.4)$$

У мікропроцесорному захисті «Сіріус» дискретність уставок за струмом диференціального захисту становить 0,01 А. Це дає змогу виставити безпосередньо розрахункові значення уставок, що без сумніву відображається на точності та надійності спрацьовування.

Дійсний струм спрацьовування чутливого ступеня диференціального захисту становитиме [18]:

$$I_{C3.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{УСТ.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{CX.ВН}}, \quad I_{C3.ВН}^{ДТ} = \frac{2,27 \cdot 50 / 5}{\sqrt{3}} = 13,12 \text{ А}, \quad (3.5)$$

де $I_{УСТ.ВН}^{ДТ}$ – струм уставки спрацьовування захисту на стороні ВН; $K_{ТТ.ВН}$ – коефіцієнт трансформатора струму на стороні ВН; $K_{CX.ВН}$ – коефіцієнт схеми на стороні ВН.

Здійснимо перевірку коефіцієнта чутливості захисту при КЗ на стороні НН (у точці К2) за відсутності гальмування за формулою:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.min}}^{(2)}}{I_{\text{СП}}}, \quad (3.6)$$

де $I_{\text{КЗ.min}}^{(2)}$ – мінімальний струм двофазного КЗ у точці К1; $I_{\text{СП}}$ – струм спрацювання реле.

За відомим значенням струму трифазного КЗ мінімального режиму у точці К2 знайдемо струм двофазного КЗ за формулою:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 121,3 = 104,9 \text{ А.} \quad (3.7)$$

Відтак,

$$k_{\text{Ч}} = \frac{104,92}{13,12} = 8 > 2.$$

Звідси випливає, що чутливий ступінь диференціального захисту пристрою «Сіріус-Т» задовольняє вимогам щодо коефіцієнта чутливості.

3.3 Розрахунок уставок максимального струмового захисту

Струмова відсічка у трифазному виконанні від усіх видів коротких замикань відбудовується від максимального струму зовнішнього короткого замикання за формулою [19]:

$$I_{\text{ТО}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{КЗ.max}}^{(3)}, \quad I_{\text{ТО}} = 1,3 \cdot 121,8 = 158,3 \text{ А.} \quad (3.8)$$

де $k_{\text{ОТС}}$ – коефіцієнт відбудови, який враховує помилку у визначенні струмів та потрібний запас; $I_{\text{КЗ.max}}^{(3)}$ – максимальне значення періодичної складової струму у місці встановлення захисту при трифазному КЗ на боці нижчої напруги.

Струмова відсікання здійснюється за трирелейною схемою із з'єднанням трансформаторів струму у трикутник. Струм спрацювання реле струмової відсічки становить:

$$I_{CP.TO} = \frac{I_{TO} \cdot K_{CX}}{K_{TT.BH}}; \quad (3.8)$$

$$I_{CP.TO} = \frac{158,34 \cdot \sqrt{3}}{50 / 5} = 27,39 \text{ А},$$

де I_{TO} – струм струмової відсічки; $K_{TT.BH}$ – коефіцієнт трансформатора струму на стороні ВН; K_{CX} – коефіцієнт схеми трансформатора струму на стороні ВН.

Далі потрібно здійснити обчислення дійсного струму спрацювання струмової відсічки за формулою:

$$I_{TO} = \frac{I_{CP.TO} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}}; \quad (3.9)$$

$$I_{TO} = \frac{27,39 \cdot 50 / 5}{\sqrt{3}} = 158,3 \text{ А}.$$

Для перевірки чутливості потрібно знати двофазний струм короткого замикання на виводах 110 кВ трансформатора у мінімальному режим роботи енергосистеми.

За відомим значенням струму трифазного КЗ у мінімальному режимі у точці К1 обчислимо струм двофазного КЗ за формулою:

$$I_{K1.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4000 = 3464,1 \text{ А}. \quad (3.10)$$

Аналогічно здійснимо перевірку коефіцієнта чутливості струмової відсічки при КЗ на стороні ВН (у точці К1):

$$k_{\text{ч}} = \frac{3464,1}{158,32} = 21,88 > 2.$$

Відтак, резервний захист трансформатора, струмовою відсічкою буде здійснювати із використанням пристрою «Сіріус-Т». Оскільки уставка струмової відсічки вибрана за формулою, то струмова відсічка діятиме лише при пошкодженнях у трансформаторі, тому витримка часу струмової відсічки приймається $t_{T0} = 0,1 \text{ с}$.

3.4 Газовий захист трансформатора

Газовий захист встановлюється на трансформаторах, автотрансформаторах, перетворювальних агрегатах та реакторах із масляним охолодженням, які мають розширювачі. У нашому випадку він застосовуватиметься для захисту трансформатора [19].

Газовий захист отримав широке застосування як чутливий захист при виникненні внутрішніх пошкоджень (міжвиткових замикання), які супроводжуються електричною дугою або нагріванням деталей, що призводить до розкладання оливи, ізоляційних матеріалів та утворення летких газів.

Інтенсивність газоутворення та хімічний склад газу залежать від характеру та розмірів пошкодження. Тому, захист виконується так, щоб при повільному газоутворенні подавався попереджувальний сигнал, а при бурхливому газовиділенні, який відбувається при КЗ – сигнал на відмикання трансформатора. Окрім цього, газовий захист реагує на зниження рівня оливи у баку трансформатора.

Небезпечним внутрішнім пошкодженням є «пожежа сталі» магнітопроводу, яка виникає при порушенні ізоляції між листами сталі сердечника, що веде до збільшення втрат на гістерезис та вихрові струми.

У якості реагувального органу встановлюється газове реле типу $BF - 80 / Q$, яке виготовляється у Німеччині. Установка швидкісного елемента приймається 0,65 м/с. Він діє на сигнал та відмикання трансформатора через вихідне мікропроцесорне реле «Сіріус-Т». Відбір газу із корпусу реле здійснюється через кран, який розміщений на рівні наземного обслуговування.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1 Аналіз небезпечних виробничих факторів

При організації умов праці потрібно враховувати вплив на працівників небезпечних виробничих чинників [20].

Небезпечним виробничим фактором називається такий виробничий фактор, вплив якого на людину, яка працює у певних умовах, призводить до травми або іншого раптового погіршення здоров'я.

У процесі обслуговування розподільчих пристроїв підстанцій електромонтер зазнає багатьох факторів, однак одним із найнебезпечніших є ураження електричним струмом.

У процесі профілактичних та налагоджувальних робіт на підстанції електромонтер наражається на небезпеку ураження електричним струмом, результатом якого можуть стати електротравма, опік або смерть.

Серед основних причин, які призводять до ураження електричним струмом, слід виділити такі:

- випадковий дотик або наближення на небезпечну відстань до струмоведучих частин, які знаходяться під напругою;
- поява напруги на механічних конструктивних частинах електроустановки (корпусі, кожусі тощо) внаслідок пошкодження ізоляції, коротких замикань та інших причин;
- поява напруги на відключених частинах, на яких виконується будь-яка робота (налагодження, ремонт тощо) через помилкове включення установки;
- виникнення крокової напруги на поверхні землі у результаті замикання на землю.

Згідно з Правилами улаштування електроустановок, щодо безпеки ураження людей електричним струмом територія підстанції, є особливо небезпечним середовищем.

Особливо небезпечними середовищами є: особливо сирі із відносною вологістю повітря, близькою до 100 %, хімічно активним середовищем, одночасною наявністю двох і більше умов, властивих приміщенням з підвищеною небезпекою [21].

Усю сукупність заходів та способів захисту від ураження електричним струмом можна поділити на організаційні та технічні.

До організаційних заходів захисту від ураження електричним струмом відносять:

- призначення осіб, відповідальних за організацію та безпеку виконання робіт;
- навчання персоналу правилам виконання робіт та експлуатації електротехнічного обладнання;
- оформлення наряду або розпорядження на проведення робіт;
- проведення інструктажів перед початком робіт із електроустановками;
- організація нагляду за проведенням робіт;
- встановлення раціональних режимів праці та відпочинку;
- застосування засобів індивідуального захисту, що запобігають плакатам та знакам безпеки;
- ізолювання та огороження струмопровідних частин електрообладнання;

Відповідно до вимог ПУЕ метою проведення інструктажу є повідомлення працівникам знань, необхідних для правильного та безпечного виконання ними своїх професійних обов'язків, а також формування у працівників переконання в об'єктивній та абсолютній необхідності виконання правил та норм безпечної життєдіяльності у виробничому середовищі.

4.2 Правила техніки безпеки при виконання технологічних процесів

Загальні вимоги. При експлуатації установок необхідно керуватися «Правилам технічної експлуатації електроустановок споживачів і правил технічної безпеки при експлуатації електроустановок споживачів. Обслугову-

ючий персонал станції повинен бути ознайомлений з інструкцією по експлуатації обладнання. Електропроводка повинна знаходитись на висоті не менше 2,5 м від підлоги.

Вимоги безпеки перед початком роботи. Одягнути спецодяг і засоби індивідуального захисту. Осіб, які не досягай 18 років не допускати до обслуговування електрообладнання. Електромонтеру приступати до роботи лише після проведення інструктажу з техніки безпеки. Впевнитись у справності засобів автоматизації [21].

Вимоги техніки безпеки під час роботи. Під час роботи на переносних електроустановках повинно бути встановлено тимчасове заземлення. Забороняється допускати сторонніх осіб до робочого місця. При роботі з електрообладнанням яке знаходиться під напругою необхідно працювати на ізоляційному килимку.

Вимоги техніки безпеки після закінчення роботи. Прибрати робоче місце. Вимкнути електрообладнання. Спецодяг повісити в спеціально відведених місцях. При порушенні вимог даної інструкції з техніки безпеки робітники несуть відповідальність згідно з важкістю наслідків і заподіяної ним шкоди. Порушення інструкції розглядається як невикористання правил внутрішнього трудового розпорядку.

Протипожежні заходи. Приміщення в яких розміщене електрообладнання мають відповідати всім діючим правилам пожежної безпеки для підприємств. Оснащеність протипожежним інвентарем повинна відповідати «Типовим правилам протипожежної безпеки для підприємств». Особам, які працюють на забороняється застосовувати джерела відкритого вогню. Експлуатаційні заходи передбачають такі режими експлуатації машин і обладнання в результаті яких повністю виключається можливість виникнення іскор, полум'я при роботі машин. До технічних належать заходи, що стосується правильного монтажу та експлуатації електрообладнання. До заходів режимного характеру відносяться заборона куріння, запалювання вогню, сірників, правильне зберігання та контроль за зберіганням запасів вугілля, торфу та інших матеріалів. Тактико-

профілактичні заходи передбачають швидку дію пожежних команд, своєчасне встановлення первинних засобів вогнегасіння, а також підтримка в справному стані водопровідної системи [22].

4.3 Розрахунок освітлення у приміщенні ЗРП 10 кВ

Основні вимоги до робочого освітлення:

- освітлення на робочому місці має відповідати характеру зорових робіт;
- необхідно забезпечити досить рівномірний розподіл яскравості на робочій поверхні та у межах навколишнього простору;
- на робочій поверхні повинні бути відсутні різкі тіні;
- у полі зору повинна бути відсутня пряма і відбита, підвищена яскравість поверхонь, які світяться;
- величина освітленості має бути постійною у часі;
- слід вибирати необхідний спектральний склад світла;
- слід вибирати оптимальну спрямованість світлового потоку;
- всі елементи освітлювальних установок повинні бути досить довговічними, електробезпечними, а також не повинні бути причиною виникнення пожежі або вибуху;
- установка повинна бути зручною та простою в експлуатації, відповідати вимогам естетики.

При виборі типу світильників потрібно зважати на світлотехнічні вимоги, економічні показники та умови середовища. Враховуючи розміри приміщення та коефіцієнти відбиття, вибираємо світлодіодні лампи потужністю 19 Вт (довжина 1212 мм, ширина 26 мм, споживана потужність 19 Вт).

Розміщення світильників у приміщенні визначається такими розмірами: висота приміщення $H = 2.2$ м; висоту робочої поверхні над підлогою приймаємо рівною $h_p = 0.75$ м.

Розрахункова висота підвішування світильника над робочою поверхнею становить [21]:

$$h = H - h_p, \quad (4.1)$$

$$h = 2.2 - 0.75 = 1.45 \text{ м.}$$

Обчислимо відстань між світильниками за формулою:

$$L = \lambda \cdot h, \quad (4.2)$$

$$L = 1.2 \cdot 1.45 = 1.74 \text{ м.}$$

Обчислюємо оптимальну відстань між стіною та світильниками:

$$\frac{L}{3} = \frac{1.74}{3} = 0.58 \text{ м.} \quad (4.3)$$

Світильники будемо розміщувати в один ряд. У ряді буде встановлено 11 світлодіодних ламп типу LED-19W-1200 (з довжиною 1,21 м), при цьому розриви між світильниками в ряду становитимуть 1,159 м, а відстань до стіни становитиме 0,58 м, відстань від ряду до стін по обидва боки 0,33 м. План приміщення у масштабі представлено на рисунку 4.1.

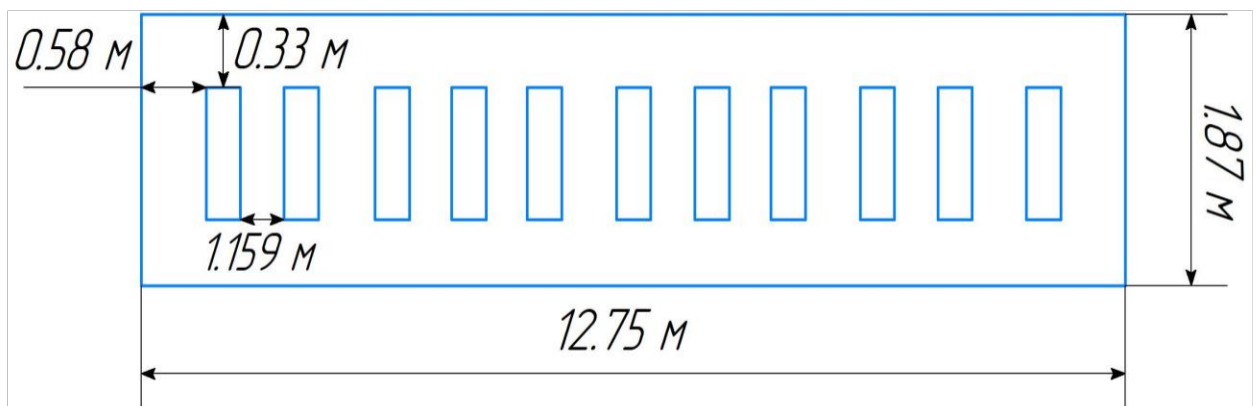


Рисунок 4.1 – План приміщення ЗРП

Обчислюємо індекс приміщення за формулою:

$$I = \frac{S}{h(A+B)}, \quad I = \frac{23.84}{1.45 \cdot (12.75 + 1.87)} = 1.125, \quad (4.4)$$

де S – площа приміщення, яке освітлюється; $A = 12,75$ м – довжина приміщення; $B = 1,87$ м – ширина приміщення.

Визначаємо коефіцієнт використання світлового потоку, він становить $\eta = 0,52$. Світловий потік лампи обчислюється за такою формулою:

$$\Phi = \frac{E_H \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{n \cdot \eta}, \quad \Phi = \frac{300 \cdot 23,84 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{11 \cdot 0,52} = 2063 \text{ Лм}, \quad (4.5)$$

де E_H – нормована мінімальна освітленість; K_3 – коефіцієнт запасу, який враховує забруднення світильника; Z – коефіцієнт нерівномірності висвітлення.

Вибираємо найближчу стандартну лампу Led-19W-1200 з потоком 2000 Лм. Робимо перевірку виконання умови:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{Л.стандарт} - \Phi_{Л.розрах}}{\Phi_{Л.стандарт}} \cdot 100\% \leq +20\%, \quad -10\% \leq -3,165 \leq +20\% \quad (4.6)$$

Визначаємо електричну потужність освітлювальної установки:

$$P = 11 \cdot 19 = 209 \text{ Вт.}$$

4.4 Вплив електромагнітних полів на людину та інші організми

Вплив електромагнітного поля на нервову систему. Перші експериментальні дослідження з впливу електромагнітного поля на нервову систему були проведені ще в минулому столітті. В монографіях професора Холодова Ю. А. опубліковані результати його багаторічних досліджень із проблеми впливу електромагнітних та магнітних полів на центральну нервову систему. Було встановлено наявність прямої дії електромагнітного поля на мозок, мембрани нейронів, пам'ять, умовно-рефлекторну діяльність. В модельних експериментах показана можливість впливу слабких електромагнітних полів на процеси синтезу в нервових клітинах. Отримані чіткі зміни імпульсації коркових нейронів, що приводять до порушення інформації, що передається у більш складні структури мозку. Крутиковим Р. І. виявлено, що при впливі електромагнітного поля у надвисокочастотному діапазоні може розвинути порушення короткочасної пам'яті [23].

Вплив електромагнітного випромінювання на імунну систему. Нині накопичено достатньо даних, які вказують на те, що при впливі електромагнітного поля порушуються процеси імуногенезу. Встановлено, що під впливом електромагнітного поля змінюється характер інфекційного процесу, виникають порушення білкового обміну, спостерігається зниження вмісту аль-

бумінів і підвищення гамма-глобулінів в крові. Крім того, електромагнітне поле може виступати в якості алергену або пускового фактора, викликаючи важкі реакції у хворих алергіків при контакті з електромагнітним полем.

Вплив електромагнітного поля на статеву систему. Під впливом електромагнітного випромінювання знижується функція сперматогенезу, змінюється менструальний цикл, уповільнюється ембріональний розвиток, виникають вроджені вади у новонароджених дітей і зменшення лактації у годуючих мам.

Вплив слабких електромагнітних полів на живі організми. Слабкі електромагнітні поля при інтенсивності меншого порогу теплового ефекту також впливають на зміни в живій тканині. Дослідження біологічних впливів мобільного телефону, комп'ютерного блока та інших електронних засобів проведені у ряді наукових центрів.

Результати проведених досліджень з оцінки впливу мобільного телефону, комп'ютера та інших сучасних радіоелектронних засобів на різні організми як в робочому, так і у вимкненому стані виявились невтішними і показали вкрай негативний їх вплив на стан біологічних об'єктів, що проявилось:

- у зменшенні рухомої активності та виживаності мікроорганізмів;
- у збільшенні смертності мікроорганізмів;
- у порушенні ембріонального і личиночного розвитку;
- у зниженні біохімічних реакцій, порушенні метаболізму;
- у зниженні енергетичного потенціалу в усіх життєво важливих системах організму.

5 ФІНАНСОВИЙ МЕНЕДЖМЕНТ ТА РЕСУРСОЕФЕКТИВНІСТЬ

5.1 Планування робіт із реконструкції підстанції та обґрунтування затрат на проектування

Для обчислення основної заробітної плати працівників укладаємо графік виконання робіт, який представлено у таблиці 5.1. Для детермінування трудомісткості виконання проєкту спочатку укладемо перелік основних етапів та видів робіт, що мають бути виконані. Для визначення очікуваного значення тривалості робіт t_o , використаємо варіант, який ґрунтується на використанні трьох оцінок $t_{\max}$, $t_{\min}$, $t_{н.в.}$ [24]:

$$t_o = \frac{t_{\min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{\max}}{6}, \quad (5.1)$$

де $t_{\min}$ – найкоротша тривалість роботи; $t_{н.в.}$ – найбільш вірогідна тривалість роботи; $t_{\max}$ – найтриваліша робота.

Таблиця 5.1 – Етапи та графік виконання робіт

№ етапа	Найменування роботи	Потрібна чисельність, чол	Тривалість роботи				Графік виконання робіт, дні																		
			t _{мін}	t _{н.в.}	t _{мак}	t _{оч}	1-5	6-8	9-16	17-20	21-25	26-30	31-35	36-45	46-50	51	52-70	71-85	86-90						
0-1	Розробка завдання	Керівник Провідний інженер Інженер	4	5	6	5																			
1-2	Підбір кадрів	Керівник Провідний інженер Інженер	2	3	4	3																			
2-3	Збір та вивчення літератури	Керівник Провідний інженер Інженер	6	8	9	8																			
3-4	Аналіз отриманої інформації	Керівник Провідний інженер Інженер	7	9	11	9																			
4-5	Вибір обладнання	Керівник Провідний інженер Інженер	4	5	6	5																			
5-6	Розрахунок струмів КЗ та релейного	Керівник Провідний інженер Інженер	10	13	16	15																			
7-8	Доопрацювання	Керівник Провідний інженер Інженер	3	5	6	5																			
9-10	Висновки та пропозиції щодо	Керівник Провідний інженер Інженер	1	1	1	1																			
10-11	Оформлення звіту з виконаної	Керівник Провідний інженер Інженер	15	17	20	19																			
11-12	Виконання графічної частини	Керівник Провідний інженер Інженер	13	14	16	15																			
12-13	Перевірка та здавання проекту	Керівник Провідний інженер Інженер	4	5	6	5																			
Разом			60	85	101	90																			

Для уникнення перевантаження роботи економічними обчисленнями, ми не будемо наводити детальні обчислення затрат на проектування, а лише представимо кінцеві результати у вигляді таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Загальні витрати на проектування

Вид затрат	Сума, грн
Матеріальні затрати	1110
Заробітна плата	468006
Амортизація	3862
Відрахування у спеціальні фонди	121682
Інші витрати	59742
Накладні витрати	936011
Собівартість проекту	1590425
Прибуток	318085
Вартість проекту	1908492

5.2 Обґрунтування заміни трансформаторів

При реконструкції електричної підстанції 110/10 кВ «Гологори» головною причиною заміни трансформаторів є термін служби, який вже минув, та малий коефіцієнт завантаження.

Заміна масляних вимикачів на вакуумні на підстанції «Гологори» дасть змогу знизити втрати електроенергії та підвищити надійність електропостачання виробничих та сільськогосподарських споживачів.

Для порівняння приймаємо два варіанти:

- два трансформатори потужністю по 2500 кВА ТМН-2500/110. Вартість одного трансформатора 1925000 грн. Ціна двох трансформаторів становить 3850000 грн.
- два трансформатори потужністю по 16000 кВА ТДН-16000/110. Ціна двох трансформаторів становить 9260000 грн.

Для обґрунтування запропонованого рішення потрібно обчислити такі показники: капітальні вкладення, експлуатаційні витрати, приведені затрати, втрати електроенергії та їхня вартість.

Капітальні вкладення будемо обчислювати за такою формулою:

$$K = K_{\text{Ц}} + K_{\text{Т}} + K_{\text{М}} + K_{\text{ПРОЕКТ}}, \quad (5.2)$$

$K_{\text{ц}}$ – ціна трансформатора; K_T – витрати на доставку; K_M – витрати на монтаж та пуско-налагоджувальні роботи.

Ціна на один масляний вимикач становить 95,2 тис. грн. Згідно зі схемою підстанції їх 13 штук, відповідно ціна на придбання масляних вимикачів буде становити:

$$K_{\text{ц}} = C \cdot N, \quad K_{\text{ц}} = 95,2 \cdot 13 = 1238 \text{ тис. грн}, \quad (5.3)$$

де C – ціна одного масляного вимикача; N – кількість вимикачів на підстанції.

$$\text{КЦ} = 95,2 \times 13 = 1238 \text{ тис.руб}$$

Ціна одного вакуумного вимикача становить 101 тис. грн. Їх згідно зі схемою підстанції теж 13 штук, тому, відповідно, ціна на придбання вакуумних вимикачів буде складати:

$$K_{\text{ц}} = 101 \cdot 13 = 1313 \text{ тис. грн}, \quad (5.4)$$

Витрати на доставку становлять 12 % від вартості устаткування:

$$K_T = K_{\text{ц}} \cdot 0,12, \quad (5.5)$$

$$K_{T2500} = 3850000 \cdot 0,12 = 4620000 \text{ грн}, \quad K_{T16000} = 9260000 \cdot 0,12 = 1111000 \text{ грн};$$

$$K_{\text{ТМВ}} = 1238 \cdot 0,12 = 148,5 \text{ тис. грн}, \quad K_{\text{ТВВ}} = 1313 \cdot 0,12 = 157,5 \text{ тис. грн}.$$

Затрати на монтаж та пуско-налагоджувальні роботи визначаються у відсотковій частці від вартості обладнання (для трансформаторів – 25 %, для масляних вимикачів – 40 %, для вакуумних вимикачів 20 %):

$$K_M = K_{\text{ц}} \cdot n, \quad (5.6)$$

$$K_{M2500} = 3850000 \cdot 0,25 = 962500 \text{ грн}, \quad K_{M16000} = 9260000 \cdot 0,25 = 2315000 \text{ грн};$$

$$K_{\text{ММВ}} = 1238 \cdot 0,4 = 495 \text{ тис. грн}, \quad K_{\text{ТВВ}} = 1313 \cdot 0,4 = 262,6 \text{ тис. грн}.$$

Обчислюємо капіталовкладення за формулою (5.2) [24]:

$$K_{2500} = 3850000 + 4620000 + 962500 = 5274000 \text{ грн};$$

$$K_{16000} = 9260000 + 1111000 + 2315000 = 12690000 \text{ грн};$$

$$K_{\text{МВ}} = 1238 + 148,5 + 495 = 1881,5 \text{ тис. грн}, \quad K_{\text{ВВ}} = 1313 + 157,5 + 262,6 = 1733,1 \text{ тис. грн};$$

$$K_1 = 12690000 + 1881510 = 14\,571\,510 \text{ грн};$$

$$K_2 = 1908492 + 5274000 + 1733160 = 8\,915\,652 \text{ грн}.$$

Експлуатаційні затрати будемо обчислювати за формулою:

$$Z_E = Z_A + Z_P + Z_C + Z_{Pr}, \quad (5.7)$$

де Z_A – амортизаційні відрахування; Z_P – витрати на ремонт та технічне обслуговування; Z_C – вартість втрат електроенергії у трансформаторах; Z_{Pr} – інші витрати.

Витрати на амортизацію становлять 3 % від капітальних вкладень, а термін служби обладнання для обчислень приймаємо 30 років:

$$Z_A = K \cdot 0,03, \quad (5.8)$$

$$Z_{A2500} = 5274000 \cdot 0,03 = 184600 \text{ грн}, \quad Z_{A16000} = 12690000 \cdot 0,03 = 444000 \text{ грн};$$

$$Z_{AMB} = 1881 \cdot 0,03 = 65,8 \text{ тис. грн}, \quad Z_{ABB} = 1733 \cdot 0,03 = 60,6 \text{ тис. грн}.$$

Витрати на ремонт та технічне обслуговування становлять 2,9 % (для масляних вимикачів 40% та для вакуумних вимикачів 15 %) від капітальних вкладень:

$$Z_P = K \cdot 0,029, \quad (5.9)$$

$$Z_{P2500} = 5274000 \cdot 0,029 = 153000 \text{ грн}, \quad Z_{P16000} = 12690000 \cdot 0,029 = 367900 \text{ грн};$$

$$Z_{PMB} = 1881 \cdot 0,4 = 752,5 \text{ тис. грн}, \quad Z_{PBB} = 1733 \cdot 0,15 = 259,97 \text{ тис. грн}.$$

Інші витрати становлять 1 % від капітальних вкладень:

$$Z_{Pr} = K \cdot 0,001, \quad (5.10)$$

$$Z_{Pr2500} = 5274000 \cdot 0,01 = 52740 \text{ грн}, \quad Z_{Pr16000} = 12690000 \cdot 0,01 = 126900 \text{ грн};$$

$$Z_{PrMB} = 1881 \cdot 0,001 = 1,881 \text{ тис. грн}, \quad Z_{PrBB} = 1733 \cdot 0,001 = 1,733 \text{ тис. грн}.$$

Річні втрати електроенергії у трансформаторах обчислюються за формулою:

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{HX} \cdot T + \frac{1}{n} \Delta P_K \cdot \beta^2 \cdot \tau, \quad (5.11)$$

де ΔP_K – втрати короткого замикання у трансформаторі; ΔP_{HX} – втрати неробочого ходу трансформатора; T – час увімкнення трансформатора, приймається рівним 8760 годин на рік; β – коефіцієнт завантаження трансформатора; n – кількість трансформаторів; τ – час найбільших втрат.

Коефіцієнт завантаження обчислюємо за формулою:

$$\beta = \frac{S}{S_{H.T}}, \quad (5.12)$$

де S – потужність, яка протікає через трансформатор; $S_{H.T}$ – номінальна потужність трансформатора.

Час найбільших втрат обчислюємо за формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \quad \tau = (0,124 + 2932 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1525 \text{ год.} \quad (5.13)$$

де $T_{нб}$ – час використання максимального навантаження трансформаторів електричної підстанції 110/10 кВ «Гологори» складає 2932 год.

Таким чином визначимо втрати потужності у трансформаторах:

$$\Delta W_{2500} = 2 \cdot 5,5 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 22 \cdot \left(\frac{884}{2500} \right)^2 \cdot 1525 = 98460 \text{ тис. кВт год.}$$

$$\Delta W_{2500} = 2 \cdot 18 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot \left(\frac{884}{16000} \right)^2 \cdot 1525 = 315600 \text{ тис. кВт год.}$$

Обчислимо вартість втрат електроенергії [25]:

$$Z_C = \Delta W \cdot T_E, \quad (5.14)$$

де $T_E = 1,3$ грн – тариф на послуги із передавання електроенергії для взаєморозрахунків між мережевими організаціями.

$$Z_{C2500} = 98460 \cdot 1,3 = 128000 \text{ грн}, \quad Z_{C16000} = 315600 \cdot 1,3 = 410200 \text{ грн.}$$

Тоді експлуатаційні витрати будуть становити:

$$Z_{E2500} = 184,6 + 153 + 128 + 52,74 = 518,3 \text{ грн};$$

$$Z_{E16000} = 444 + 367,9 + 410,2 + 126,9 = 1349 \text{ грн};$$

$$Z_{EMB} = 7,7 + 65,8 + 752,5 + 1,88 = 827,89 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{EBB} = 4,42 + 60,6 + 259,9 + 1,73 = 326,7 \text{ тис. грн.}$$

Обчислюємо приведені затрати. Приведені затрати відображають величину поточних та одноразових (капітальних) витрат та обчислюються за формулою:

$$Z_{прив} = K \cdot E_H + Z_E, \quad (5.15)$$

де $E_H = 0,1$ – коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень; Z_E – експлуатаційні витрати.

$$Z_{2500} = 5274000 \cdot 0,1 + 518340 = 1046000 \text{ грн};$$

$$Z_{16000} = 12690000 \cdot 0,1 + 1349000 = 2618000 \text{ грн};$$

$$Z_{\text{прив}MB} = 1881 \cdot 0,1 + 827,8 = 1016,9 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{\text{прив}BB} = 1733 \cdot 0,1 + 326,7 = 500,1 \text{ тис. грн}.$$

Результати розрахунків зводимо до таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Порівняння показників економічної ефективності трансформаторів

Параметр	Потужність трансформаторів	
	2500 кВА	16000 кВА
Амортизаційні відрахування, тис. грн	184,6	444
Витрати на ремонт та технічне обслуговування, тис. грн.	153	367,9
Вартість втрат електроенергії, тис. грн/рік	128	410,2
Інші витрати, тис. грн	52,7	126,9
Капіталовкладення, тис. грн	5274	12690
Експлуатаційні відрахування, тис. грн.	518,3	1349
Приведені затрати, тис. грн/рік	1046	2618
Всього, тис. грн.	7356,6	18006

Оскільки в обох варіантах працюють по два трансформатори, то за умовами надійності електропостачання варіанти рівноцінні, тому вибираємо варіант із найменшими наведеними витратами. Бачимо, що варіант із застосуванням трансформаторів потужністю 2500 кВА є більш економічно доцільний та становить 7356,6 тис. грн.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі здійснено розробку проєктних рішень для реконструкції підстанції 110/10 кВ «Гологори». Отримані результати узагальнюються у таких висновках:

1. У ході дослідження встановлено, що підстанція 110/10 кВ «Гологори» має застаріле обладнання, що створює ризики для стабільності електропостачання. Проведений аналіз підтвердив необхідність реконструкції, яка дозволить підвищити надійність роботи підстанції, зменшити аварійність та покращити якість електроенергії для споживачів.

2. Відповідно до розрахунків, запропоновано заміну основного обладнання на сучасне: встановлення елегазових вимикачів, вакуумних комутаційних пристроїв та нових силових трансформаторів з оптимальною потужністю. Це дасть змогу скоротити втрати енергії, підвищити експлуатаційну надійність та зменшити витрати на обслуговування.

3. Для забезпечення безпечної роботи трансформаторів було розроблено схему релейного захисту на основі мікропроцесорного пристрою. Розрахунки підтвердили, що вибрані параметри уставок дають змогу ефективно виявляти аварійні режими та швидко вимикати пошкоджені ділянки. Також реалізовано газовий захист, який додатково реагує на внутрішні дефекти обладнання.

4. У роботі визначено потенційні небезпечні фактори під час реконструкції та експлуатації підстанції. Запропоновано заходи щодо мінімізації ризиків для персоналу, включаючи вдосконалення заземлення, модернізацію системи блискавкозахисту та встановлення додаткових засобів індивідуального захисту. Також приділено увагу екологічним аспектам, зокрема утилізації відпрацьованого обладнання та ізоляційних матеріалів.

5. Виконані розрахунки довели, що реконструкція підстанції є економічно виправданою: очікується зниження витрат на електроенергію та підвищення ефективності роботи мережі. Запропоновані заходи дають змогу окупити інвестиції у короткий термін та забезпечать подальший розвиток електромережі.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник. Вінниця: Нова Книга, 2011. 656 с.
2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: підручник. Львів: В-во НУ»ЛП», 2009. 488 с.
3. Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П. Г. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. Кіровоград: КНТУ, 2015. 287 с.
4. Кирик В. В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.
5. Бабаєв М. М., Блиндюк В. С., Супрун О. Д. Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019. 291 с.
6. Орлович А. Ю., Плешков П. Г., Козловський О. А. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання: навч. посіб. Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. 272 с.
7. Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
8. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
9. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
10. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 308 с.
11. Малинівський С. М. Загальна електротехніка: навчальний посібник. Львів: В-во Нац. у-ту «Львів. політех.», 2001. 596 с.
12. Методичні вказівки та завдання до курсового проекту з дисципліни «Основи електропостачання» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Укл. Чумакевич В. О. Львів: ЛНАУ, 2016. 59 с.

13. Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. Київ: Вид-во «Політехніка», 2017. 456 с.
14. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України, 2017.
15. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства. Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
16. Денисюк С. П., Радиш І. П., Кабацій В. М., Дерев'янка Д. Г. Основи електротехніки та електропостачання. Київ: Кондор, 2012. 216 с.
17. Лушкін В. А., Абраменко І. Г., Барбашов І. В., Черкашина В. В., Шутенко О. В. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навчальний посібник. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2013. 193 с.
18. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Харків: Вид-во «Точка», 2012. 340 с.
19. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. Львів: В-во НУ«ЛП», 2013. 533 с.
20. Арламов О. Ю. Безпека життєдіяльності та цивільний захист: конспект лекцій. Київ: В-во НТУУ «КПІ», 2018. 93 с.
21. Бондаренко В. О., Ганус О. І., Старков К. О., Шевченко С. Ю. Охорона праці в електроенергетиці: навчальний посібник. Харків: Вид-во «Підручник НТУ «ХПІ», 2014. 286 с.
22. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія). Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
23. Лук'янова Л. Основи екології: навч. посіб. Київ: Вища шк., 2000. 327 с.
24. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
25. Бандурка О. М., Ковальов Є. В., Садиков М. А., Маковоз О. С. Економіка підприємства. Харків: ХНУВС. 2017. 192 с.

ДОДАТКИ

Додаток А Результати обчислень графіків навантажень

Літній період												
Година	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
S , кВА	1156	952	920	1123	1049	1015	1134	1284	1370	1420	1313	1344
P , кВт	978	806	776	958	891	861	970	1094	1171	1211	1126	1153
Година	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
S , кВА	1346	1367	1412	1399	1346	1348	1316	1444	1431	1399	1410	1272
P , кВт	1147	1168	1200	1191	1143	1150	1113	1229	1217	1191	1198	1081
Зимовий період												
Година	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
S , кВА	1955	1886	1831	1755	1733	1799	1962	2182	2311	2311	2301	2247
P , кВт	1652	1590	1543	1482	1462	1516	1656	1841	1961	1960	1952	1911
Година	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
S , кВА	2097	2161	2160	2171	2300	2333	2643	2600	2611	2375	2290	2117
P , кВт	1778	1834	1836	1848	1956	1985	2239	2199	2209	2013	1945	1791