

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

(повне найменування вищого навчального закладу)

Центр перепідготовки та післядипломної освіти

(повна назва факультету)

електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему:

**Оптимізація роботи системи електропостачання
електромеханічного заводу**

Виконав: студент (ка)

2 курсу, групи БЕд-2

спеціальності

141–

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Каленик А.А.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

Буняк О.А.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

Вакуленко О.О.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

Тарасенко М.Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тернопіль
2021

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	к.т.н., доцент Гурик О.Я.		

7. Дата видачі завдання 27 серпня 2021 року**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та патентний пошук	01.09.21 - 31.09.21	
2	Аналітичний розділ	15.10.21 - 01.10.21	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	01.10.21 - 15.11.21	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.10.21 - 15.11.21	
5	Заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	01.10.21 - 15.10.21	
6	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	15.11.21 - 15.12.21	
7	Попередній захист кваліфікаційної роботи	15.12.21 - 20.12.21	

Студент

(підпис)

Каленик А.А.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Буняк О. А.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕд-2. – Тернопіль.: ТНТУ, 2021.

У кваліфікаційній роботі на основі прийнятих критеріїв оптимізації запропоновані технічні рішення щодо оптимальної роботи системи електропостачання підприємства.

Проведені розрахунки електричних навантажень на ланках 10 кВ та на РТП 35/10 кВ дозволили збалансувати навантаження на секційних шинах.

Запропоновані технічні рішення щодо забезпечення надійності електропостачання на основі вибору захисного обладнання на ланках 10кВ та 35 кВ.

Проведені дослідження щодо функціонування силових трансформаторів 10/0,4кВ в різних режимах навантаження для забезпечення надійності.

Ключові слова: оптимізація, секційна шина, навантаження, релейний захист.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Вибір критеріїв оптимізації системи електропостачання підприємства	7
1.2 Аналіз розподільних ланок системи електропостачання підприємства	12
1.3 Висновки по першому розділі	16
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	18
2.1 Розрахунок електричних навантажень на ланках 10 кВ	18
2.2 Вибір перерізу кабельних ліній	22
2.3 Дослідження кількості та потужності силових трансформаторів на ланках 10/0,4 кВ	23
2.4 Аналіз та оптимізація компенсації реактивної потужності на підприємстві	28
2.5 Дослідження надійності силових трансформаторів при різних режимах роботи	30
2.6 Висновки по другому розділі	35
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	37
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання	37
3.2 Вибір захисного електричного обладнання на РП	43
3.3 Техніко-економічне обґрунтування заміни вимикачів на РТП та вибір обладнання	47
3.4 Розрахунок заземлення на РТП 35/10 кВ	52
3.5 Розрахунок блискавкозахисту на РТП	54
3.6 Висновки по третьому розділі	55
4 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	56
4.1 Аналіз небезпечних факторів та заходи безпеки при обслуговуванні силових трансформаторів	56

4.2 Обґрунтування заходів щодо запобігання надзвичайним ситуаціям при експлуатації силових трансформаторів	59
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	63
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	65

ВСТУП

Актуальність теми. Зростання вартості електричної енергії та зміна економічної ситуації вимагає від сучасних підприємств застосовувати заходи щодо оптимізації системи електропостачання. Ключовим фактором є зниження втрат, що вимагає проведення реконструкції системи електропостачання підприємства [1].

Крім цього, необхідно відмітити незбалансовані режими електроспоживання технологічним та допоміжним електричним обладнанням, віддаленість центрів живлення від силового навантаження, що негативно впливає не тільки на рівні напруги на входах різномірних електроприймачів але й до зростання втрат в кабельних лініях.

Відомо, що електричні мережі 10кВ характеризуються відносною простотою схеми кожної лінії, великою кількістю таких ліній та низькою достовірністю інформації щодо навантаження цехових трансформаторів [2]. Тому актуальним є забезпечення оптимальних перетоків потужностей цехових трансформаторів підприємства на ланках 10кВ .

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є оптимального функціонування системи електропостачання підприємства та забезпечення надійності.

Відповідно до вказаної мети необхідно вирішити наступні завдання:

- провести аналіз збалансованості розподілення потужності на ланках 10кВ підприємства при збільшенні електроспоживання;
- провести розрахунки електричних навантажень на ланках 10кВ та обґрунтувати встановлення додаткових трансформаторів $10/0,4\text{кВ}$;
- запропонувати технічні рішення щодо забезпечення збалансованості потужності на секційних шинах 10кВ ;
- здійснити вибір проводів на ланках 10кВ з врахуванням зниження технологічних втрат;

– дослідити надійність силових трансформаторів при різних режимах експлуатації;

– провести розрахунки струмів короткого замикання та здійснити вибір захисного обладнання на ланках 10кВ секційних шин і РТП–35/10кВ з обґрунтуванням необхідності заміни.

Об’єкт дослідження – процеси електропостачання та електроспоживання промислових підприємств.

Предмет дослідження – забезпечення оптимальної роботи системи електропостачання електромеханічного заводу при забезпеченні необхідної надійності.

Наукова новизна отриманих результатів.

– отримало подальший розвиток застосування технічних заходів для забезпечення надійності та енергоефективності підприємства.

Практичне значення отриманих результатів. Запропоновані технічні рішення дозволяють забезпечити оптимальну роботу електричного обладнання підприємства при необхідній надійності та підвищити енергоефективність підприємства.

Апробація.

Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на X Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (24-25 листопада 2021 року), Тернопіль, Тернопільський національний університет імені Івана Пулюя.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Вибір критеріїв оптимізації системи електропостачання підприємства

Системи електропостачання підприємств, що споживають великі об'єми електричної енергії є складними за конструктивною побудовою електричних мереж на ланках розподілення потужності та електроспоживання [1-14]. Крім цього, такі системи перебувають в постійній динаміці розвитку, що пояснюється зміною функціонування (виробництва), необхідністю встановлення додаткових потужностей, зміною схем зовнішніх та внутрішніх електричних мереж електропостачання [8]. Тобто, коли ми говоримо про завдання оптимізації, необхідно розглядати багато критеріїв.

Але при прийнятті технічних рішень щодо оптимізації системи електропостачання на підприємстві, необхідно дотримуватися певних рішень. Аналіз досліджень режимів роботи ланок підприємств показав [4-9], що основним параметром є об'єм капіталовкладень при оптимізації; зниження втрат активної та реактивної потужності, забезпечення надійності.

Крім цього, як правило, при зміні конфігурації мережі підприємства підходять з позиції мінімальних затрат [5]. Використання дорого вартісного обладнання та вкладання коштів на реконструкції для забезпечення надійності та зменшенню втрат на електроспоживання не всі підприємства можуть собі дозволити. Тому, при розв'язку таких завдань варто використовувати метод однокритеріальної оптимізації, а конструктивне виконання електричних мереж кожного підприємства зокрема й проводити техніко-економічне обґрунтування.

Як показує практика при функціонуванні системи електропостачання енергоємних підприємств основним критерієм виступають ланки 10кВ розподільних мереж [7-10]. Погана конфігурація ланок 10кВ призводить до зростання втрат потужності, поганого профілю напруги та низького коефіцієнта

потужності. Враховуючи, що конструктивне виконання ланок 10 кВ здійснюється за радіальною схемою [7, 9], з позиції економічної ефективності при оптимізації є методи зміни топологічного розташування розподільних фідерів шляхом зміни стану відкритого/закритого стану секційних і зв'язувальних перемикачів із дотриманням системних обмежень [9]. Слід відмітити, що використання методів секційних перемикачів накладають ряд обмежень, а саме: значення верхньої та нижньої межі напруги шини, а також верхньої та нижньої межі лінійного струму. У радіальній розподільній мережі використовують два типи умов перемикачів. Вимикачі представлені як нормально замкнені (секційні вимикачі) і нормально розімкнуті (сполучні вимикачі). Зміна конфігурації системи розподілу здійснюється шляхом ввімкнення/вимкнення комутації мережі. Регулювання перемикачів залежить від цільового призначення, тобто необхідно використовувати дорого вартісні пристрої для виконання ефективного алгоритму перемикачів з використанням певних обмежень, що дозволяє мінімізувати втрати активної потужності в системі розподілу на ланках 10кВт [9].

До радіальних ліній 10 кВ, як правило, приєднуються опорні трансформаторні підстанції (цехові трансформатори) $10/0,4\text{кВт}$ з розвиненими розподільними пристроями 10кВт [2, 4, 11]. На розподільних пунктах (РП) здійснюється розміщення блоків автоматичного секціонування та резервування. З цього випливає необхідність врахування другого критерію оптимізації – рівномірного розподілу навантаження по $ТП$, що визначається вибором оптимальної кількості та потужності, а також оптимальної відстані від $ТП$ до точки з найбільшою втратою напруги. Остання умова є достатньо суттєвою [11-13], так як розміщені на $ТП-10/0,4\text{кВт}$ пристрої РБЗ при частому регулюванні напруги призводять до швидкого спрацювання ресурсу цих пристроїв та витрати на їх використання, ремонт або заміну. Також, зниження показників якості електричної енергії, в цьому випадку, призводить до пошкодження

розрядників та обмежувачів перенапруги, вимірювальних трансформаторів напруги, кабельних муфт, пристроїв релейного захисту та автоматики і т. п [13].

Також, важливим критерієм при оптимізації є забезпечення надійності ланок розподілення електричної енергії [2, 4, 6, 12]. Надійність електричної мережі описується як здатність енергосистеми безперебійно забезпечувати споживачів електроенергією відповідної якості. Оцінка надійності підстанцій підприємств має важливе значення при управлінні перетоками потужності. Більшість досліджень [3, 8-10, 12] щодо надійності підстанцій зосереджені лише на підключенні підстанції, де аналізують «відгук» системи на збій в електропостачанні. Реакцією системи захисту в більшості випадків нехтують. В реальності на надійність підстанції впливають несправності релейного захисту або високовольтних вимикачів. Використання деяких з методів підвищення надійності [11-14]: додавання нових пристроїв для захисту, використання більш надійного обладнання, щоб уникнути непередбачених ситуацій, швидкі схеми перемикання та блоки повторного вмикання, методи точного визначення несправності не спрацьовують при несправності високовольтних вимикачів, особливо при складній конфігурації системи електропостачання.

Надійність розподільних мереж стає все більш важливою в нерегульованому енергетичному секторі [12, 13]. Для вирішення цих проблем зміна конфігурації розподільної мережі є економічно ефективною [10]. Як правило, індексом надійності виступає оцінка недопоставленої енергії – прогнозування кількості енергії, яка буде втрачена через несправності за певний період часу. На основі точної оцінки індексу реалізуються відповідні ініціативи щодо конфігурації електричних розподільних мереж для забезпечення споживачів електроенергією.

Всі енергоємні підприємства отримують потужності від головних понижувальних підстанцій (ГПП) рівнів напруги $110/10\text{kV}$, $110/35/10\text{kV}$, $35/10\text{kV}$. Динаміка перетоків енергії (потужності) на ГПП суттєво впливає на надійність роботи підприємств, що приєднані до них [1, 2]. Тому, необхідно розглядати надійність системи електропостачання на рівнях ГПП як невід’ємну

частину надійності розподільних ланок 10кВ та $\text{ТП} - 10/0,4\text{кВ}$. Особливо, це стосується ефективності спрацювання релейного захисту та/або високовольтних вимикачів. Крім цього, перетоки потужності на ГПП вносять негативний вплив на показники якості електроенергії, зростання втрат в розподільних мережах та зниження коефіцієнта потужності [10-12].

В цьому випадку велика увага ряду досліджень стосується [4-10] мінімізації втрат активної потужності, балансуванню навантаження, запасу стабільності напруги. Звідси, впливає ще один важливий критерій оптимізації – оптимальне налаштування компенсації реактивної потужності та регулювання напруги на шинах [1, 2]. Належний комплексний контроль потоків реактивної потужності та профілю напруги в розподільних мережах став дуже серйозною проблемою комплексного вирішення через особливості розподільних мереж [7, 8]. Компенсація реактивної потужності є одним із основних методів щодо зменшення втрат енергії, поряд з іншими перевагами: корекція коефіцієнта потужності, підвищення робочої потужності на лініях, покращення профілю напруги [13-15]. Всі описані евристичні методи базуються в основному на дослідницьких пошуках такого типу рішення, яке полягає в розташуванні та розмірах компенсуючих елементів у розподільних мережах з врахуванням різних експлуатаційних обмежень.

В якості пристроїв компенсації реактивної потужності на підприємствах застосовують статичні конденсатори на рівні напруги $0,4\text{кВ}$ та $10(6)\text{кВ}$.

Але, аналіз останніх досліджень показав [5-16], що необхідно вибирати оптимальні засоби компенсації, регулюючи необхідну поточну активної потужності для різних ланок напруги. Звичайним способом роботи батареї конденсаторів є превентивне включення необхідного обсягу з урахуванням відключення на лініях. Якщо, наприклад, компенсацію реактивної потужності проводити виключно на ланках 10кВ , це призведе до подвоєння існуючого обладнання щодо компенсації реактивної потужності. Але, необхідно зберігати позитивний розрив між активною потужності та споживанням потужності силового навантаження, враховуючи потребу. При підключенні компенсації

виключно на ланку $0,4\text{кВ}$ створиться надмірна робоча напруга в нормальних умовах Тому, при проведенні зміни конфігурації розподільних мереж необхідно розділяти компенсацію на ланках 10кВ та $0,4\text{кВ}$. Як показує практика [11], необхідно встановлювати на всіх ланках автоматичну компенсацію реактивної потужності, де тиристорне перемикачання конденсаторів різної ємності батареї дозволить швидко здійснювати перемикачання коли в мережі з'являється несправність і уникнути блокування перемикача РПН (якщо такий блок встановлений) на ГПП.

1.2 Аналіз розподільних ланок системи електропостачання підприємства

В даний час електропостачання заводу здійснюється напругою 10кВ від районної трансформаторної підстанції $35/10\text{кВ}$ двома радіальними кабельними лініями $ААБ10 (3 \times 240)$. Крім того, як додаткове, присутнє резервне джерело живлення – кабельна лінія 10кВ , яка прокладена від РП кабельного заводу.

На підприємстві знаходиться в експлуатації один розподільний пункт 10кВ та 10 трансформаторних підстанцій $10/0,4\text{кВ}$ на яких встановлено 11 силових трансформаторів загальною потужністю 9300кВА . Крім того, на перспективу зростання потужності видані робочі креслення на одну підстанцію зі встановленою потужністю трансформатора 1000кВА . Розподільний пункт складається з 24 комірок типу $КСС-266$ розташованих дворядною секцією. Секції взаємно резервовані масляним вимикачем з АВР.

Розміри РП 10кВ допускають встановлення ще 4-х камер типу $КСО$.

ТП-1÷ТП-7 – Головний корпус. Комплектні одно трансформаторні підстанції $КТП-1000$ з внутрішнім встановленням. Кожна підстанція складається з шафи введення високої напруги $ВВ-1$; силового трансформатора $ТМЗ-1000$ та шафи введення низької напруги $КН-10$ з виходом шин на

магістраль 0,4 кВ.

ТП-8 – Допоміжний корпус. Комплектна одно трансформаторна підстанція *КТП–1000* зі внутрішнім встановленням, що складається з шафи введення високої напруги *ВВ–1*; силового трансформатора *ТМЗ–1000* та шафи введення низької напруги *КН–6* з виходом шин на магістраль 0,4 кВ;

ТП-9 – Котельня. Комплектна двох трансформаторна підстанція $2 \times$ *КТП–250* зі внутрішнім встановленням. Підстанція складається з двох високовольтних блоків *ВВ–4*, двох силових трансформаторів *ТМФ–250*; двох низьковольтних розподільних шаф, шафи розподільного секційного *КРН–5* та однієї ливарної шафи *КРН–6*.

Надалі підстанція демонтується. Замість неї, на тому ж місці встановлюється, КТП більшої потужності (400 кВА), якій привласнюється той же номер.

ТП-10 – інженерно-лабораторний корпус. Комплектна трансформаторна підстанція *КТП–1000* зі внутрішнім встановленням. Підстанція складається з шафи введення високої напруги *ВВ–1*, силового трансформатора *ТМЗ–1000*, шафи введення низької напруги *КП–2* та однієї шафи ліній *КП–4*, що відходять.

ТП-11. Прибудована до енергоблоку. Комплектна трансформаторна підстанція *КТПН* зі зовнішнім встановленням з двома трансформаторами 2×400 кВА. Підстанція складається з двох шаф введення високої напруги *ВВН–1*, двох силових трансформаторів *ТМФ–400* та двох шаф введення низької напруги *КБН–1*.

Надалі підстанція демонтується, її номер привласнюється знов споруджуваній підстанції з протилежного боку енергоблоку.

Для компенсації реактивної потужності в мережі понад 1000 В встановлені батареї статичних конденсаторів загальною потужністю 900 кВАр. (робочими кресленнями передбачено 1280 кВАр).

Розподіл потужності на стороні низької напруги здійснюється на напрузі 380/220 В, при глухозаземленій нейтралі трансформаторів. Мережі живлення 10кВ та 380/220В територією заводу виконані кабелями, технічний стан електричних мереж задовільний і вони після реконструкції схеми електропостачання зберігаються для подальшої експлуатації.

Встановлена потужність споживачів електроенергії.

Загальна встановлена потужність струмоприймачів складає 26246 кВт, у тому числі:

Силкові струмоприймачі понад 1000 В	– 2240 кВт
Силкові струмоприймачі до 1000 В	– 22313 кВт
Освітлення	– 1693 кВт

Джерело живлення та вибір напруги мережі живлення.

Напруга високовольтних мереж становить 10кВ; напруга низьковольтної мережі становить 380/220В з глухозаземленою нейтраллю трансформаторів.

Живлення силових і освітлювальних струмоприймачів здійснюється від загальних трансформаторів.

Характеристика об'єкта проектування.

Електромеханічний завод спеціалізується на випуску низьковольтного обладнання.

Підприємство володіє технологіями: холодна штамповка; механічна обробка; переробка пластмас; інструментальне виробництво гальванічного, порошкового та тефлонового покриття; кольорове лиття.

Підприємство пропонує: низьковольтне комунікаційне обладнання; медичне обладнання; товари народного вжитку; електричні шнури для побутової техніки; трубчаті нагрівальні елементи різної потужності.

Ремонтно-механічний цех проводить ремонт електроустаткування та монтаж нового стандартного обладнання (преси, верстати та ін.) й обслуговування технологічного обладнання.

По мірі надійності електропостачання споживачі електроенергії можуть в основному віднесені до II-ї та частково до III-ї категорій навантажень.

Винятки становлять пожежні насоси та аварійне освітлення котельні яке відноситься до I-ї категорії. Загальна потужність споживачів I-ї категорії – 75 *кВт*. Режим роботи устаткування основних цехів підприємства двозмінний, по 8 годин в зміну.

Проведемо аналіз основних установок, що планують додатково встановити.

Припливно-вентиляційні установки. Автоматизації підлягають припливні установки (місцеве та дистанційне управління вентилятором; попереднє прогрівання калорифера перед включенням вентилятора; автоматичне включення резервного вентилятора (АВР) при аварії робочого (для установок з 2 вентиляторами); сигналізація нормальної роботи та аварійного відключення вентилятора), повітряні завіси та опалювальні агрегати

Для витяжних установок з резервним вентилятором передбачається місцеве та дистанційне управління, автоматичне включення резервного вентилятора (АВР).

Холодильна станція. Холодильна машина *ХМФУУ – 80 / П – Л* – автоматичне регулювання температури води, що подається до споживача.

Насосна станція. У приміщенні існуючої насосної станції додатково встановлюється три насоси охолодженої води оборотного водопостачання та один насос питного та протипожежного водопостачання.

Потужності насосів: питного, протипожежного – 22 *кВт*; оборотної води – 40 *кВт* кожний.

Котельня. Додаткове оснащення: два димососи з електродвигунами *A02 – 92 – 4* потужністю 100 *кВт* кожний; два вентилятори з електродвигунами *A02 – 82 – 4* потужністю 55 *кВт* кожний; насос мережної води з електродвигуном *A02 – 92 – 2* потужністю 100 *кВт*; живильний насос з електродвигуном *A2 – 91 – 2 – 3* потужністю 50 *кВт*; насос розчину солі з

електродвигуном $A02-32-2$ потужністю 3 кВт .

Передбачено два режими управління – місцевий і дистанційний.

Автоматичне регулювання. Для автоматичного регулювання основних технологічних процесів використані регулятори на базі електронно-гідравлічних механізмів типу *ГИМ* та одно обертові електричні механізми типу *МЕОК*.

Сигналізація. Технологічна та аварійна сигналізації передбачають «темний щит», на яких при нормальних значеннях параметрів і робочих станах електродвигунів світлові табло та лампи ключів управління на щиті погашені.

Технологічна сигналізація виконана з використанням реле *РИС*, що забезпечує дію звукового сигналу.

1.3 Висновки по першому розділі

На основі аналізу діючої системи електропостачання підприємства з врахуванням необхідності зростання споживання електричної енергії та аналізу критеріїв оптимізації, прийнято рішення застосувати багатокритеріальну оптимізацію, виходячи із проведених розрахунків електричних навантажень.

Згідно із викладеного для забезпечення оптимальної роботи системи електропостачання електромеханічного заводу поставлені задачі:

- провести аналіз збалансованості розподілення потужності на ланках 10 кВ підприємства при збільшенні електроспоживання;
- провести розрахунки електричних навантажень на ланках 10 кВ та обґрунтувати встановлення додаткових трансформаторів $10/0,4\text{ кВ}$;
- запропонувати технічні рішення щодо забезпечення збалансованості потужності на секційних шинах 10 кВ ;
- здійснити вибір проводів на ланках 10 кВ з врахуванням зниження технологічних втрат;
- дослідити надійність силових трансформаторів при різних режимах експлуатації;

– провести розрахунки струмів короткого замикання та здійснити вибір захисного обладнання на ланках 10кВ секційних шин і *РТП* $35/10\text{кВ}$ з обґрунтуванням необхідності заміни.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок електричних навантажень на ланках 10 кВ

У відповідності із аналізом діючої системи електропостачання електромеханічного заводу для прийняття рішень щодо оптимізації проводимо розрахунки електричних навантажень споживачів, під'єднаних до ланок 10кВ силових трансформаторів із врахуванням втрат на *РТП35/10кВ*.

Розрахунки проводимо у відповідні із вказівками [15-17] для електричних мереж 0,4–35кВ за формулами:

$$P_{\partial} = K_{\partial} \cdot P_{\max} \quad \text{та} \quad P_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot P_{\max} \quad (2.1)$$

де P_{∂} і $P_{\text{в}}$ – дійсне денне та вечірнє навантаження *ТП*, відповідно, *кВт*;

K_{∂} і $K_{\text{в}}$ – коефіцієнти участі навантаження (денний; вечірній максимум, відповідно);

P_{\max} – максимальне діюче навантаження *ТП*, *кВт*.

Значення коефіцієнтів від виду споживачів [15, 16] представлено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Коефіцієнти участі виду навантажень

№	Вид споживачів	Коефіцієнт участі	
		K_{∂}	$K_{\text{в}}$
1	Комунально – побутові	0,4	1,0
2	Виробничі	1,0	0,6
3	Змішані	1,0	1,0

При розрахунках враховуємо навантаження на перспективу (коефіцієнти росту в таблиці 2.2) [15], але за основу приймаємо діючі навантаження (розрахунковий період 2020 рік) на *ТП–10/0,4кВ* за формулою:

$$P_p = K_n \cdot P_{\max}, \quad (2.2)$$

де P_p – розрахункове навантаження ТП, кВт;

P_{\max} – максимальне діюче навантаження ТП у вихідному році, кВт;

K_n – коефіцієнт росту навантаження (з врахуванням росту споживаної потужності).

Таблиця 2.2 – Коефіцієнти росту навантаження

№	Вид споживачів	Розрахунковий рік (2020 р.)
1	Комунально – побутові	1,8
2	Виробничі	2,1
3	Змішані	2,0

Результати вихідних розрахунків за формулами 2.1 та 2.2 для ТП10 / 0,4кВ підприємства зводимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Вихідні дані для розрахунків

№ ТП	$P_m, \text{кВт}$	Вид навантаження	$P_p = K_n \cdot P_m, \text{кВт}$	$P_d = K_m \cdot P_p, \text{кВт}$	$P_e = K_e \cdot P_p, \text{кВт}$
ТП – 1	1000	З.	970	970	970
ТП – 2	1000	З.	970	970	970
ТП – 3	1000	З.	970	970	970
ТП – 4	1000	З.	970	970	970
ТП – 5	1000	З.	970	970	970
ТП – 6	1000	З.	970	970	970
ТП – 7	1000	З.	970	970	970
ТП – 8	1000	В.	970	970	582
ТП – 9	800	К.П.	720	720	720
ТП – 10	1000	З.	970	970	970
ТП – 11	1260	В.	1071	1071	642
ТП – 12	630	В.	523	523	314
ТП – 13	630	В.	523	523	314
ТП – 14	630	В.	554	554	332
ТП – 15	630	В.	554	554	332

Вид навантаження: В. – виробничі; З. – загальногосподарські;

К.П. – комунально-побутові.

При оптимізації системи електропостачання необхідно забезпечити задану нормативну надійність [17]. Також необхідно враховувати під'єднання до відповідних $ТП-10/0,4\text{ кВ}$ споживачів I категорії за надійністю електропостачання. В цьому випадку необхідно забезпечити встановлення $АВР$ з врахуванням норми [17], що перерва в електропостачанні допускається на час, доки працює $АВР$.

Так як при проведенні оптимізації допускаємо введення додаткових навантажень на електромеханічному заводі та провівши аналіз розподілення потужності на ланках 10 кВ (таблиця 2.3) встановлено, що навантаження на $СШ № 1$ перевищує $СШ № 2$.

Для зрівноваження навантаження на лініях, частину $ТП-10/0,4\text{ кВ}$ під'єднаємо до $СШ № 2$ з використанням перемичок між ділянками ліній (магістраль). Провівши техніко-економічний аналіз з врахуванням надійності системи електропостачання проводимо заміну:

- розміщуємо $АВР$ на ланці лінії $КЛ-10\text{ кВ}$ між $ТП-10/0,4\text{ кВ} № 7$ та $№ 8$;
- з'єднуємо $КЛ-10\text{ кВ}$ з використанням перемички між ланками $КЛ-10\text{ кВ} - № 11$ та $№ 12$.

Проведений варіант оптимізації електропостачання, проведенням реконструкції ланок $КЛ-10\text{ кВ}$ дозволить не проводити заміну проводів на ланці.

Проводимо розрахунок зміни при проведенні реконструкції навантажень на ланках $КЛ-10\text{ кВ}$. Результати розрахунків за формулами 2.1. та 2.2. та заносимо у таблицю 2.4 [16].

Таблиця 2.4 – Результати розрахунків після реконструкції

№ ТП	$P_M, \text{кВт}$	Вид навантаження	$P_p = K_n \cdot P_M, \text{кВт}$	$P_\partial = K_m \cdot P_p, \text{кВт}$	$P_\epsilon = K_\epsilon \cdot P_p, \text{кВт}$
ТП-1	1000	З.	970	970	970
ТП-2	1000	З.	970	970	970
ТП-3	1000	З.	970	970	970
ТП-4	1000	З.	970	970	970
ТП-5	1000	З.	970	970	970
ТП-6	1000	З.	970	970	970
ТП-7	1000	З.	840	840	840
ТП-8	1000	В.	970	970	582
ТП-9	800	К.П.	720	720	720
ТП-10	1000	З.	970	970	970
ТП-11	1260	В.	1071	1071	642
ТП-12	630	В.	523	523	314
ТП-13	630	В.	523	523	314
ТП-14	630	В.	554	554	332
ТП-15	630	В.	554	554	332

Визначаємо навантаження ланок ліній 10кВ як суму денних та вечірніх навантажень окремо споживачів ТП за додатками, використовуючи формули [16]:

$$P_\partial = P_{\partial.б.} + \Delta P(P_{\partial.м.}); \quad P_\epsilon = P_{\epsilon.б.} + \Delta P(P_{\epsilon.м.}), \quad (2.3)$$

де $P_{\partial.б.}$ та $P_{\epsilon.б.}$ – більше з навантажень, що додаються при денному та вечірньому максимумах;

ΔP – добавка до більшого з навантажень;

$(P_{\partial.м.}), (P_{\epsilon.м.})$ – менше навантаження при денних та вечірніх максимумах.

Сумування навантажень проводимо починаючи з кінця лінії. На кожній ланці лінії визначаємо зонне навантаження P_z , враховуючи всі види споживачів (побутові, виробничі, змішані) та виробниче навантаження P_n , що враховує діюче виробниче та змішане навантаження, а в вечірній час – виробниче [15, 16].

Отримані результати навантажень в кабельних лініях 10кВ на СШ зводимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахунок навантаження в кабельних лініях

Ділянка лінії	Вид навантаження	Денне навантаження, кВт				Вечірнє навантаження, кВт			
СШ № 1	P_n	5240	4830	6580	4500	4300	3628	5258	3247
СШ № 2	P_n	5987	6120	5789	5545	4150	4240	5090	3150

2.2 Вибір перерізу кабельних ліній

Січення проводів на ланках лінії 10кВ вибираємо за методом мінімуму приведених затрат в залежності від зміни підведеної потужності (S_7 – метод економічних інтервалів потужності).

Розрахунки проводимо з використанням залежності [17]:

$$S_e = K_n \cdot S_{\max}, \quad (2.4)$$

де S_e – еквівалентна потужність, кВА;

K_n – коефіцієнт, що враховує динаміку зростання навантаження, ($K_n = 0,7$);

S_{\max} – максимальна потужність ланки лінії (приймаємо більше значення з розрахункових навантажень: денного (S_d) або вечірнього (S_e) максимумів).

Розрахункове денне (S_d) та вечірнє (S_e) навантаження визначаємо за загальним денним (S_d) та вечірнім (S_e) навантаженнями ланок ліній 10кВ та відповідного коефіцієнта потужності на ланці дослідження (величину вибираємо з таблиць [17]):

$$S_d = \frac{P_{\text{заг.д}}}{\cos \varphi} \text{ та } S_e = \frac{P_{\text{заг.в}}}{\cos \varphi}, \quad (2.5)$$

де $\cos \varphi$ – визначаємо за графіками залежності для мереж 10...110 кВ від співвідношення P_n / P_s в максимум навантажень (денного та вечірнього).

Результати вибору кабелів на ланках ліній живлення згідно розрахункових навантажень зводимо в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Розрахунок повного навантаження по ділянках кабельних ліній 10кВ – ГПП

Ділянка лінії	Довжина ℓ , км	Денне навантаження			Вечірнє навантаження			S_{\max} , кВА	S_e , кВА	Провід
		P_n / P_3	$\cos \varphi$	S_d , кВА	P_n / P_3	$\cos \varphi$	S_e , кВА			
СШ № 1	1,2	5750	0,9	6324	4321	0,925	4834	6324	4426	ПП – 67
СШ № 2	1,2	5260	0,9	6048	3732	0,925	3951	6048	4233	ПП – 67

2.3 Дослідження кількості та потужності силових трансформаторів на ланках 10/0,4 кВ

Для розподілу електроенергії на ланках 10кВ використовуємо діючий РП – 10кВ. Характеристика трансформаторів електромеханічного заводу на ланках 10кВ зводимо в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Характеристика силових трансформаторів на ланках 10кВ

№ ТП	Кількість та потужність трансформаторів	Коефіцієнт завантаження	Місце знаходження підстанцій
1	2	3	4
РП-10кВ			Головний корпус
ТП – 1	1×1000 кВА	0,97	Головний корпус
ТП – 2	1×1000 кВА	0,97	Головний корпус
ТП – 3	1×1000 кВА	0,97	Головний корпус
ТП – 4	1×1000 кВА	0,97	Головний корпус
ТП – 5	1×1000 кВА	0,97	Головний корпус
ТП – 6	1×1000 кВА	0,97	Головний корпус
ТП – 7	1×1000 кВА	0,97	Головний корпус

– Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4
ТП – 8	1×1000 кВА	0,9	Допоміжний корпус

<i>ТП – 9</i>	$2 \times 400 \text{ кВА}$	0,9	Котельна
<i>ТП – 10</i>	$1 \times 1000 \text{ кВА}$	0,82	Інженерно-лабораторний корпус
<i>ТП – 11</i>	$2 \times 630 \text{ кВА}$	0,85	Енергоблок
<i>ТП – 12</i>	$1 \times 630 \text{ кВА}$	0,83	Ливарний цех
<i>ТП – 13</i>	$1 \times 630 \text{ кВА}$	0,83	Ливарний цех
<i>ТП – 14</i>	$1 \times 630 \text{ кВА}$	0,88	Виробничий корпус
<i>ТП – 15</i>	$1 \times 630 \text{ кВА}$	0,88	Виробничий корпус

Конструктивне виконання мережі 10 кВ за РП.

Згідно проведених розрахунків на ланках 10кВ силових трансформаторів підприємства приймаємо кабелі з алюмінієвими жилами марок *ААБ2л* та *ААБЛГ*. По території заводу кабелі прокладаємо в траншеї; корпусами – відкрито, по стінах та колонам і, частково в трубах по підлозі [18].

Кабелі марки *ААБ2л* мають спеціальний антикорозійний захист з поліхлорвінілових стрічок [18], тому пристрій спеціальний захисту від корозії не вимагається.

Вибір січення кабелів проводимо: за економічною щільністю струму; за нагрівом в номінальному та аварійному режимах; за термічною стійкістю до струмів короткого замикання.

Відповідно до розрахунку, дві діючі кабельні лінії *ААБ – 10*, 3×240 посилюємо шляхом розміщення в кожній лінії додаткового кабелю 3×120 , *ААБ2л – 10*.

Характеристика підстанцій 10/0,4 кВ:

Підстанції *ТП – 12 ÷ ТП – 15* – *КТП* внутрішнього встановлення на потужність $1 \times 630 \text{ кВА}$. Кожна з підстанцій складається з шафи введення високої напруги *ВВ – 3*, силового трансформатора *ТМЗ – 630* й шафи введення низької напруги з виведенням шин на магістральну ланку 0,4 кВ, *КН – 6*.

Всі *КТП* встановлюємо без обгороджування.

Підстанції *ТП12, ТП – 13* встановлюємо в складському корпусі з ливарним цехом.

Підстанції *ТП14, ТП – 15* встановлюємо в виробничому корпусі. Підстанцію *ТП – 11* встановлюємо в прибудові до енергоблоку.

КТП зовнішнього встановлення на потужність $2 \times 630 \text{кВА}$. Підстанція складається з двох шаф введення високої на високу напругу *ВВН – 1*, двох силових трансформаторів *ТМЗ – 630кВА*, двох шаф введення на низьку напругу *КНН – 1* та *КНН – 2*, відвідних: секційної шафи *КН – 3* та шафи лінії *КН – 3*.

ТП – 9 – вбудована в приміщенні котельні.

КТП внутрішнього встановлення на потужність $2 \times 400 \text{кВА}$, що містить дві шафи введення на високу напругу *ВВ – 1*, двох силових трансформаторів *ТМЗ – 400кВА*, дві шафи введення на низьку напругу *КБ – 2*, *КБ – 3* й секційної шафи *КБ – 4*.

Силове електрообладнання.

Розподіл електроенергії в корпусах і цехах приймаємо в залежності від розташування обладнання та характеру приміщення [17, 18].

Електропостачання споживачів проводимо магістральними шинопроводами *ШМЗ 16* за схемою «блок трансформатор – магістраль», кабелем *АВВГ* траншеями, проводом *АПВ* в трубах і кабелем *АВВГ* радіальними фідерами (таблиця 2.8).

На розподільну мережу передбачаємо [17, 18]:

– в усіх корпусах та цехах – проводом *АПВ* у водогазопровідних легких і пластмасових трубах;

– у вибухонебезпечних приміщеннях типу *В1а* – проводом *ПВ* стальними водогазопровідними трубами.

Встановлюємо силові шафи в корпусах та цехах типу *СПМ65*, в ливарному цеху – *СПА63*.

Розподільні шинопроводи в усіх корпусах приймаємо типу *ШРАУ – 1 – 2*.

Магістральні шинопроводи в промисловому корпусі, у складських приміщеннях корпусі з ливарними цехами проектуємо типу *ШМЗ16*.

Таблиця 2.8 – Електропостачання об'єктів підприємства

№	Найменування об'єкта	Джерело живлення	Схема живлення		Спосіб встановл.
			Магістральний шинопровід	Кабель, провід	
1	Головний корпус	<i>ТП – ТП – 7</i>	діючий		діючий
2	Виробничий корпус	<i>ТП – 14, ТП – 15</i>	<i>ШМЗ 16</i>		по колонах
3	Ремонтно – будівельний цех	Ливарний		<i>АВВГ</i>	в траншеї
4	Допоміжний корпус	<i>ТП – 8</i>	<i>ШМЗ 16</i>		по колонах та стінах
5	Інженерно – лабораторний корпус	<i>ТП – 10</i>		<i>АВВГ</i>	по стінах
6	Корпус складів із ливарним цехом	<i>ТП – 12, ТП – 13</i>	<i>ШМЗ 16</i>	–	по стінах
7	Гараж спецмашин	Енергоблок	–	<i>АВВГ</i>	в траншеї
8	Відкритий майданчик пиломатеріалів	Ливарний	–	<i>АВВГ</i>	в траншеї
9	Сушка	Ремонтно – будівельний	–	<i>АВВГ</i>	в траншеї
10	Склад кислот	Енергоблок	–	<i>АВВГ</i>	в траншеї
11	Їдальня на 300 чол.	Інженерно – лабораторний	–	діючий	

Приймаємо діючі магістральні шинопроводи в головному корпусі та в допоміжному корпусі;

– в якості пускового обладнання для електродвигунів (якщо таке обладнання не передбачене в комплекті) у всіх цехах та корпусах приймаємо магнітні пускачі типу *ПМЕ* та *ПАЕ*;

– для електропостачання пересувних електроприймачів (кранів, кранбалок, тельферів і т.п.) передбачаємо тролейні шинопроводи типу *ШТМ 70*, – полосова сталь 36×6 та кутова сталь $50 \times 50 \times 5$.

Електроосвітлення.

Вибір типів світильників виконуємо: за призначенням приміщень; характером навколишнього середовища; висотою підвісу світильника [15].

У відповідності до існуючих норм в корпусах передбачено аварійне

освітлення для евакуації та проведення необхідних робіт. Джерела електропостачання аварійного та робочого освітлення, марки проводів живлення й способи їх встановлення заносимо в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Аварійне та робоче освітлення

№	Найменування об'єкта	Джерело живлення	Марка кабелю	Спосіб прокладки
1	Головний корпус	<i>ТП – 1 – ТП – 7</i>	<i>АПВ</i>	По колонам і стінам
2	Допоміжний корпус	<i>ТП – 8</i> шинопровід	<i>АПВ</i>	По стінам
3	Виробничий корпус	<i>ТП – 14, ТП – 15</i> шинопровід	<i>АПВ</i>	По стінам
4	Енергоблок	від діючої мережі	<i>АПВ</i>	По стінам
5	Гараж спецмашин	Від діючої мережі	<i>АПВ</i>	По стінам
6	Складовий корпус із ливарним цехом	<i>ТП – 12, ТП – 13</i> шинопровід	<i>АПВ</i>	По стінам
7	Сушка	від пускача	<i>АПВ</i>	По стінам
8	Склад кислот	від силової шафи енергоблоку	<i>АВВГ</i>	В траншеї
9	ІЛК з прохідною і конференц-залом	<i>ТП – 10</i>	<i>АПВ</i>	По стінам
10	Контрольний пост	від шинопроводу головного корпусу	<i>АВВГ</i>	В траншеї
11	Котельня	Від діючої мережі	<i>АПВ</i>	По стінам
12	ГРП	від <i>ЩО</i> котельні	<i>АВВГ</i>	В траншеї
13	Градижня	від <i>ЩО</i> енергоблоку	<i>АВВГ</i>	В траншеї
14	Склад станції нейтралізації	від <i>ЩО</i> станції нейтралізації	<i>АВВГ</i>	В траншеї
15	Ремонтно - будівельний цех	від шинопроводу складських приміщень	<i>АВВГ</i>	В траншеї

Передбачаємо розподільну мережу для освітлювальних пристроїв [15, 16]:

– по головному, допоміжному, виробничих корпусах, енергоблоку – проводом *АПВ*, які прокладаємо у вінілплатових трубах; котельня, ливарний цех, сушка, ремонтно-будівельний цех – в сталевих трубах – підйоми від щитків

по колонам, провід уздовж колон і по стінам, мережа ззовні будівель й мережі ремонтного освітлення;

- по головному, виробничому, допоміжному, виробничих корпусах, по енергоблоку – проводом *АПВ* в корпусах світильників, з'єднаних в лінію; кабелем *АВВГ* на тросах;

- в допоміжних приміщеннях, сходових клітках – проводом *АППС*, прокладених у з'єднаннях плит перекриття та стінах;

- в душових, санвузлах, складі кислот, ливарному цеху, головному корпусі, в складі солі, на деревообробній ділянці – проводом *АВВГ*, прокладеним відкрито;

- в приміщенні гаражів спецмашин (клас приміщення *В-1б*) – проводом *АПВ* в сталевих водогазопровідних трубах;

- на ділянці фарбування, в ремонтно-будівельному цеху, ізоляційній лабораторії, інженерно-лабораторному корпусі (клас приміщення *В-1б*) проводом *ПВ*, прокладеними в сталевих водогазопровідних трубах.

Для ремонтного освітлення приймаємо ящики *ЯТП-0,25* зі знижувальними трансформаторами напруги *220/36В*.

Для захисту від ураження електричним струмом передбачаємо заземлення з використанням робочого нульового проводу розподільної мережі.

2.4 Аналіз та оптимізація компенсації реактивної потужності на підприємстві

Велика кількість реактивної потужності із енергосистеми є нераціональна в основному з таких причин [19]:

- додаткові втрати активної потужності в усіх елементах системи електропостачання;

- додаткові втрати напруги в розподільних мережах

З точки зору економії електроенергії та регулювання напруги компенсацію реактивної потужності найдоцільніше проводити найближче до споживачів.

Крім цього, застосування засобів компенсації реактивної потужності дозволяє покращити показники якості електроенергії безпосередньо в мережі електромеханічного заводу та є основним напрямком зниження втрат електроенергії в період максимуму навантаження та підвищення ефективності використання електроустановок.

Аналіз річного (місячного) навантаження підприємства дозволило встановити, що максимальне навантаження підприємства становить 9422 кВАр . Мінімальне реактивне навантаження при двозмінній роботі приймаємо рівним 75 % від максимального, що складає 7500 кВАр .

Як показали розрахунки, максимальна реактивна потужність, яка може бути передана з енергосистеми в режимі її найбільших активних навантажень складає 4290 кВАр (значення коефіцієнта потужності прийнято рівним 0,95). Отже, потужність, яку необхідно компенсувати по підприємству буде рівна: $9422 - 4290 = 5132 \text{ кВАр}$.

Оскільки необхідна потужність менша 10000 кВАр , для компенсації реактивної потужності використовують статичні конденсатори.

Сумарна потужність не регулюючої частин конденсаторних установок прийнято 3210 кВАр , що з урахуванням потужності, що передається з енергосистеми, буде відповідати найменшому реактивному навантаженні підприємства, без урахування нічного часу (в нічний час компенсуючі пристрої повинні бути відімкнені).

Друга частина потужності – 1922 кВАр , компенсується пристроєм автоматичного регулювання потужності.

У відповідні з техніко-економічними розрахунками результати вибору кількості КБ в мережах 10 кВ та $0,4 \text{ кВ}$ [19] представлено в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Вибір пристроїв автоматичної компенсації реактивної потужності

Ланка мережі	Загальна потужність, кВА	Тип КБ	$Q_{\text{КБ}}$, кВА	Кількість
--------------	-----------------------------------	--------	--------------------------------	-----------

0,4кВ	3850	УКР – 0,4 – 200 – 20	2000	10
		УКР – 0,4 – 110 – 10	1100	10
		УКР – 0,4 – 25 – 5	750	30
10кВ	1280	УКРМ – 10,5 – 750 + (4×150)	1350	1

Для визначення величини необхідної реактивної потужності з енергосистеми в режимах її максимальних і мінімальних активних навантажень, на джерелах живлення передбачаємо встановлення розрахункових лічильників реактивної енергії з фіксацією реактивної потужності в часи максимуму енергосистеми.

2.5 Дослідження надійності силових трансформаторів при різних режимах роботи

Система електропостачання електромеханічного заводу відноситься до класу складних систем, до складу якої входять асинхронні двигуни. Одним з основних показників якості функціонування силових трансформаторів в конкретних умовах є ефективність [20].

У зв'язку з цим як оцінка функціонування силових трансформаторів доцільно прийняти показники надійності, успішність виконання завдань, що стоять перед трансформаторами.

Вимоги до критерію надійності [21].

- критерій повинен визначатися за ефективністю, тобто безпосередньо відображати ступінь пристосованості системи виконувати свої функції;
- критерій повинен бути кількісним, тобто представлятися деяким числом;
- критерій повинен володіти порівняно невеликою дисперсією та визначатися з достатньою точністю без великих часових втрат;
- критерій повинен враховувати всі чинники, що впливають на його роботу.

– критерій повинен мати фізичний зміст, тобто відповідати даним статистичного аналізу.

Ефективність функціонування трансформаторів проводимо за критеріями спрацювання на відмову враховуючи експлуатаційну надійність [20].

Як відомо [20], система електропостачання в будь-який момент часу за весь період її експлуатації знаходиться в двох станах: робочому й неробочому, в залежності від покладених на неї завдань.

Вважаємо, що в кожному з цих станів може відбутися відмова.

На першому етапі оцінки надійності функціонування силових трансформаторів як критерій ефективності використовуємо коефіцієнт готовності за допомогою аналітичних виразів, не розв'язуючи системи диференціальних рівнянь, що описують процес функціонування трансформатора. Це спрощує розрахунок його надійності функціонування.

Необхідні для дослідження вхідні дані для розрахунку інтенсивність відмов та відновлення працездатності трансформаторів отримуємо на основі обробки статистики відмов силових трансформаторів електромеханічного заводу на протязі 7 років (2014-2020).

Статистика відмов силових трансформаторів електромеханічного заводу представлена в таблиці 2.11., а часовий розподіл відмов силових трансформаторів на діаграмі (рисунок 2.1).

Таблиця 2.11 – Статистика відмов трансформаторів

№ інтервалу	Інтервал	Напрацювання (годин)	Силові трансформатори (кількість відмов)
1	01.01. 14 – 30.04.14	2856	3
2	01.05. 14 – 31.08. 14	5760	4
3	01.09.14 – 31.12.14	8640	9
4	01.01. 15 – 30.04. 15	11496	7
5	01.05. 15 – 31.08. 15	14440	10
6	01.09. 15 – 31.12.15	17280	5
7	01.01. 16 – 30.04. 16	20136	4
8	01.05. 16 – 31.08. 16	23040	8
9	01.09. 16 – 31.12.16	25920	0
10	01.01. 17– 30.04. 17	28776	0
11	01.05. 17 – 31.08. 17	31680	3
12	01.09. 17 – 31.12.17	34560	0
13	01.01. 18 – 30.04. 18	37416	1
14	01.05. 18 – 31.08. 18	40320	0
15	01.09. 18 – 31.12.18	43200	3
16	01.01. 19 – 30.04. 19	46056	0
17	01.05. 19 – 31.08. 19	48960	2
18	01.09. 19 – 31.12.19	51840	2
19	01.01. 20 – 30.04.20	54696	1
20	01.05. 20 – 31.08.20	57600	2
21	01.09. 20 – 31.12.20	60480	0
Разом відмов: 64			

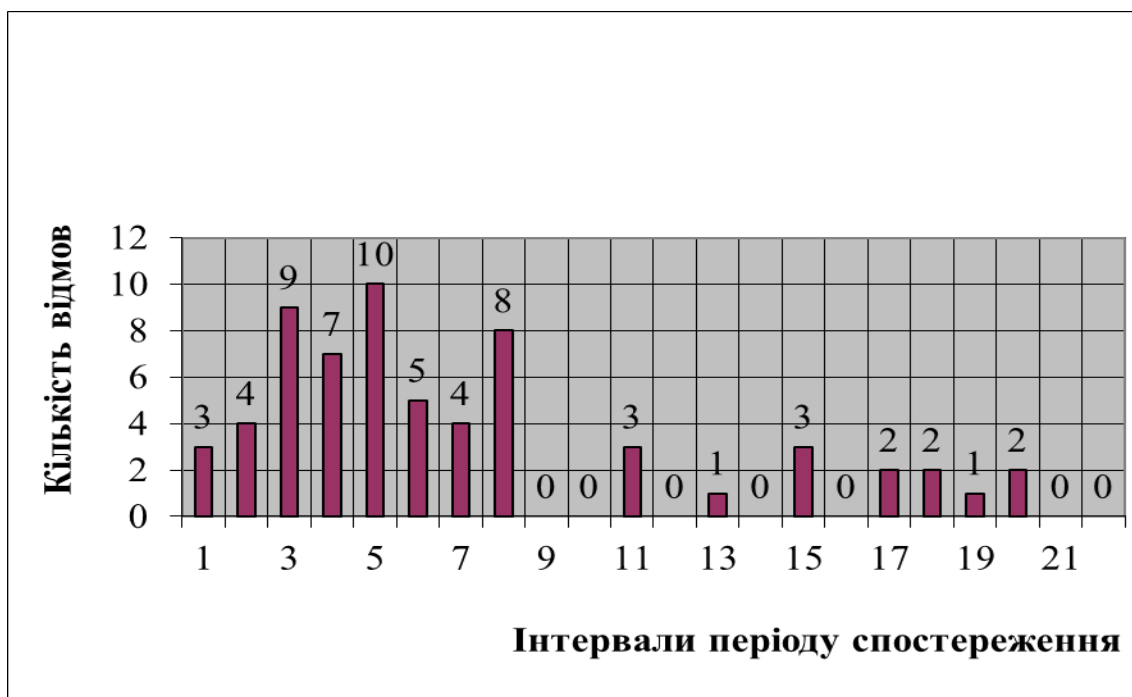


Рисунок 2.1 – Діаграма часового розподілу відмов.

При дослідженнях безвідмовності силових трансформаторів використовуємо за середнім напрацюванням на відмову – T_0 .

Приймаємо допущення часу роботи між відмовами трансформатора як випадкову величину за експоненціальним законом розподілу. В цьому випадку, відношення подвоєного значення напрацювання трансформатора до середнього часу безвідмовної роботи T_0 містить розподіл λ^2 .

Отже, довірчий інтервал визначаємо за формулами [21]:

$$\bar{T}_n = \frac{2 \sum_{i=1}^m t_{pi}}{\lambda^2 [100(1 - \delta_2)/2\%, 2 \cdot n + 2]}; \quad \bar{T}_B = \frac{2 \sum_{i=1}^m t_{pi}}{\lambda^2 [100(1 + \delta_2)/2\%, 2 \cdot n]}, \quad (2.6)$$

де t_{pi} – час напрацювання i -го трансформатора за період спостережень (випробувань);

$\lambda^2 [100(1 - \delta_2)/2\%, 2 \cdot n + 2]$ та $\lambda^2 [100(1 + \delta_2)/2\%, 2 \cdot n]$ – $Q\%$ точки λ^2 розподілу з $2 \cdot n + 2$ і $2 \cdot n$ ступенями свободи, які визначаються за таблицями [21].

В цьому випадку середнє напрацювання на відмову визначаємо за формулою [21]:

$$\bar{T} = \frac{2 \sum_{i=1}^m t_{pi}}{\lambda^2 [100 \times 0.5\%, 2 \cdot n + 2]}, \quad (2.7)$$

де, інтенсивність відмови пристрою рівна: $\lambda = 1/T$.

Використовуючи статистику відмов (таблиця 2.11) та формули 2.6–2.7, визначаємо параметри, необхідні для розрахунку надійності функціонування силових трансформаторів.

Початкові дані:

1. Спостереження велися за 15 силовими трансформаторами ($m = 15$);
2. Напрацювання кожного трансформатора $t_{pi} = 60480$ годин.
3. Довірча вірогідність $\delta_2 = 0,95$.

Визначаємо інтервальні оцінки та середнє значення напрацювання на відмову за формулою 2.6:

$$\bar{T}_H = \frac{2 \times 15 \times 60480}{149} = 12178 \text{ годин}; \quad \bar{T}_B = \frac{2 \times 15 \times 60480}{120} = 15120 \text{ годин};$$

$$\bar{T} = \frac{2 \times 15 \times 60480}{130} = 13957 \text{ годин}.$$

Визначаємо інтенсивність на відмову за формулою 2.7:

$$\lambda_g = 4,8 \cdot 10^{-6} \text{ 1/год}; \quad \lambda_n = 3,9 \cdot 10^{-6} \text{ 1/год}; \quad \lambda = 4,2 \cdot 10^{-6} \text{ 1/год}.$$

Задаючи значення інтенсивності аварійного відновлення та планового ремонту з таблиць [21] отримуємо:

$$\lambda_{nl} = 3,45 \cdot 10^{-5} \dots 7,99 \cdot 10^{-5} \text{ 1/год}; \quad - \text{ інтенсивність планових відключень};$$

$$T_m = 25 \dots 30 \text{ годин} \quad - \text{ тривалість планового ремонту};$$

$$\nu_{nl} = (4,00 \dots 3,33) \cdot 10^{-2} \text{ 1/годин}.$$

Проведемо оцінку надійності функціонування трансформатора, прийнявши за критерій ефективності коефіцієнт готовності.

1. В установці є один трансформатор (резервування відсутнє, але має місце його відновлення після відмови).

Розрахунок проведемо за формулою [21]: (2.14).

$$K_r = \frac{T_0}{T_0 + T_B} = \frac{13957}{13957 + 90} = 0,972.$$

2. Установка з одного трансформатора з профілактикою і відновленням.

Розрахунок проведемо виходячи з трьох можливих станів трансформатора по формулі:

$$K_r = \left(1 + \frac{\lambda}{\mu} + \frac{\lambda_{nl}}{\mu_{nl}}\right)^{-1} = \left(1 + \frac{4,2 \times 10^{-6}}{1,1 \times 10^{-2}} + \frac{3,42 \times 10^{-5}}{4 \times 10^{-2}}\right)^{-1} = 0,9987.$$

3. В установці з одноразовим резервуванням (дублюванням) є два трансформатори. У разі відмови одного з них установка залишається працездатною, трансформатор, що відмовив, відновлюється. Якщо за час відновлення трансформатора другої, що відмовив, не відмовляє, то установка

мине небезпечний режим без наслідків. Якщо ж за час відновлення першого трансформатора, що відмовив, відмовляє другий, то установка стає непрацездатною до відновлення одного з трансформаторів, що відмовили.

Прийнявши допущення про постійне резервування та обмежене відновлення (два трансформатори одночасні відновлюватися не можуть), розрахунок проведемо по формулі:

$$K_r = \frac{(\lambda + \mu)^2 - \lambda^2}{(\lambda + \mu)^2 + \lambda^2} = \frac{(4.2 \times 10^{-6} + 1.1 \times 10^{-2}) - (4.2 \times 10^{-6})^2}{(4.2 \times 10^{-6} + 1.1 \times 10^{-2}) + (4.2 \times 10^{-6})^2} = 0.9999$$

Розрахунок коефіцієнта готовності дубльованої системи силових трансформаторів з урахуванням відновлення і профілактики при тих же даних показав, що величина коефіцієнта готовності не змінилася.

2.6 Висновки по другому розділі

На основі проведених розрахунків системи електропостачання електромеханічного заводу з врахуванням зростання споживання за видами навантажень показана необхідність встановлення додаткових силових трансформаторів 10 / 0,4 кВ.

Аналіз розподілу потужності на ланках 10 / 0,4 кВ показав нерівномірність навантаження на секційних шинах 10 кВ. Для зрівноваження потужності запропонована реконструкція ланок КЛ – 10 кВ та встановлення блоків АВР для забезпечення безперебійного електропостачання споживачів I-ї категорії за надійністю.

Проведені розрахунки щодо вибору оптимальної кількості та потужності силових трансформаторів 10 / 0,4 кВ та встановлення на діючі розподільні мережі цехів.

Проведений вибір пристроїв автоматичної компенсації реактивної потужності на ланках 10 кВ та 0,4 кВ дозволить знизити втрати електроенергії в години максимуму енергосистеми.

Проведений вибір кабелів та провідників на ланках 10 кВ внаслідок реконструкції дозволяє частково використати діючі ланки, що дозволить суттєво знизити витрати.

Проведені дослідження щодо функціонування силових трансформаторів 10/0,4 кВ для забезпечення надійності. Використовуючи критерій середнього напрацювання на відмову побудована діаграма часового розподілу відмов силових трансформаторів. Розрахунки показали, що при проведенні реконструкції величина коефіцієнта готовності силових трансформаторів не змінилася.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

Для забезпечення оптимального електропостачання електромеханічного заводу необхідно провести вибір захисного/комутаційного обладнання на ланках 10кВ знижувальних трансформаторів та районної трансформаторної підстанції РТП – 35/10 кВ. Для виконання завдання проводимо розрахунки струмів КЗ.

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунки струмів короткого замикання проводимо у в.о. За базисну потужність та напругу приймаємо такі величини [22, 23]:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{cp.35} = 37,5 \text{ кВ};$$

$$U_{cp.10} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Визначаємо базисний струм:

$$I_{\sigma.35} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma.35}}, \quad (3.1)$$

$$I_{\sigma.35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 1,56 \text{ кА};$$

Потужність короткого замикання на шинах 35 кВ (за технічними даними) становить: $S_{к.з} = 171,9 \text{ МВА}$.

Для проведення розрахунку приймаємо розрахункові точки: початок лінії напругою 35 кВ (К1); шини 35 кВ РТП (К2); шини 10 кВ РТП (К3); шини 10кВ найближчої ТП 10/0,4 кВ – № 306 (К4); шини найвіддаленішої ТП 10/0,4 кВ – № 362 (К5); шини 0,4 кВ найвіддаленішої ТП 10/0,4 кВ, та шини 0,4 кВ найближчої ТП 10/0,4 кВ (К7).

Для розрахунку приймаємо вихідні дані:

1. Базова потужність S_{σ}, MVA ; $S_{\sigma} = 100$.
2. Потужність короткого замикання системи $S_{к.з} = 172 MVA$.
3. Базова напруга в точках $K1 \div K7$ у відповідності:
 $U_{\sigma} = 37; 37; 10,5; 10,5; 0,4; 0,4 кВ$.
4. Довжина i -х ділянок лінії на напрузі $10кВ$:
 $L_i = 0,9; 0,8; 0,3; 2,1; 1,2 км$.
5. Довжина лінії напругою $35кВ$.
6. Питомі опори R_0 та X_0 проводу лінії $35кВ$:
 $R_0 = 0,314 Ом / км$; $X_0 = 0,357 Ом / км$.
7. РТП:
 - потужність трансформаторів – $S_{н1} = 25 MVA$;
 - напруга короткого замикання – $U_{к1} = 7,5\%$.
8. Найвіддаленіша ТП $10 / 0,4 кВ$ ($K5$):
 - потужність трансформатора – $S_{н2} = 0,25 MVA$;
 - напруга короткого замикання – $U_{к2} = 4,7\%$;
 - втрати потужності к.з. – $\Delta P_{к.з.} = 2,2 кВт$.
9. Найближча потужна ТП $10 / 0,4 кВ$ ($K4$):
 - потужність трансформатора – $S_{н3} = 0,1 MVA$;
 - напруга короткого замикання – $U_{к3} = 4,7\%$;
 - втрати потужності – $\Delta P_{к.з.} = 2,2 кВт$.
10. Питомі опори проводів ділянок лінії $10кВ$, $Ом / км$.

r_{0i}	x_{0i}
0,308	0,38
0,308	0,38
0,592	0,38
0,592	0,38
0,773	0,38

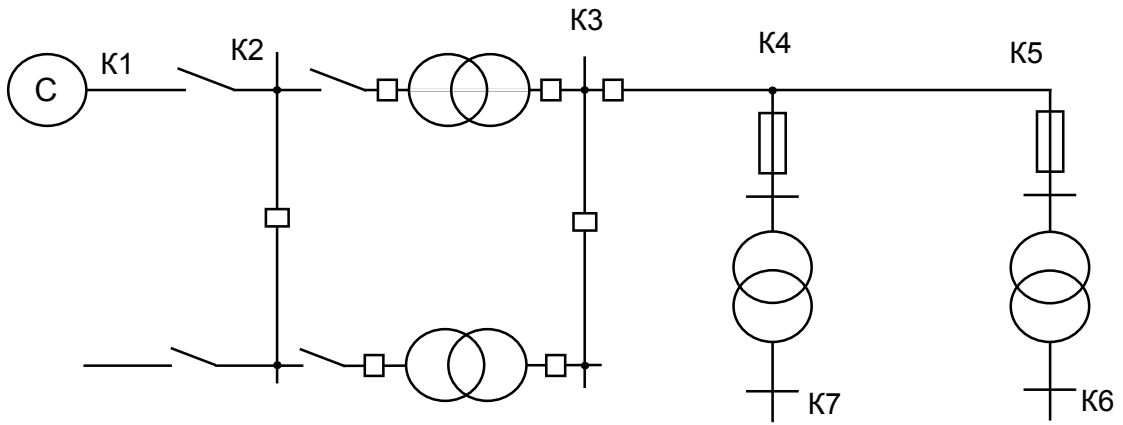


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема для визначення струмів короткого замикання.

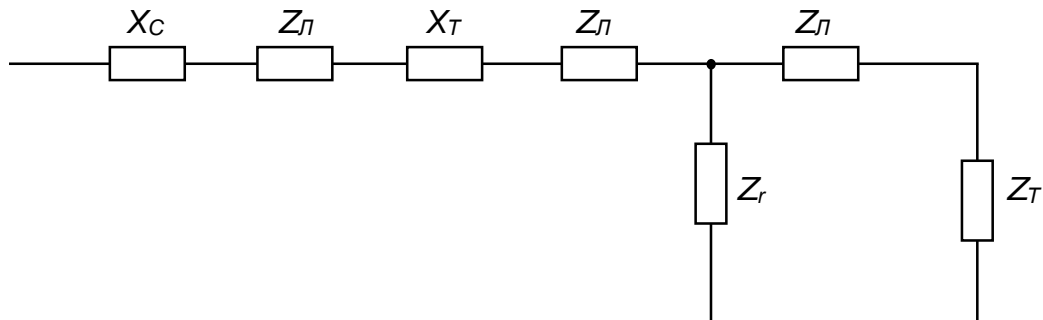


Рисунок 3.2 – Схема заміщення для визначення струмів короткого замикання.

Визначаємо опори елементів мережі, згідно побудованих розрахункової схеми та схеми (рисунок 3.1 та 3.2).

Визначаємо опір системи:

$$x_1 = \frac{S_{\sigma}}{S_{к.з.}}, \quad (3.2)$$

де S_{σ} – базова потужність, МВА, $S_{\sigma} = 100$ МВА;

$S_{к.з.}$ – потужність короткого замикання, МВ·А, $S_{к.з.} = 171,9$ МВА.

$x_1 = 0,581$ в.о.

Опір лінії 35кВ:

$$x_2 = L \cdot x_C \cdot \left(\frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2} \right), \quad (3.3)$$

де L – довжина лінії 35кВ, $L = 12,5$ км;

x_C – опір системи, в.о.;

$U_{\sigma 2}$ – базова напруга на шинах 35кВ, кВ, $U_{\sigma 2} = 37$ кВ.

$x_2 = 0,326$ в.о.

$$R_2 = L \cdot R_C \cdot \left(\frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2} \right), \quad (3.4)$$

де R_C – питомий опір лінії 35кВ, $R_C = 0,314$ Ом/км;

$R_2 = 0,287$ Ом.

Визначаємо опір силового трансформатора РТП за формулою [22].

$$x_3 = \frac{U_{K1}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{H1}}, \quad (3.5)$$

де U_{K1} – напруга короткого замикання трансформатора, %;

S_{H1} – потужність трансформаторів, МВАМВ·А, $S_{H1} = 4$ МВА;

$x_3 = 1,875$ в.о.

Визначаємо опори лінії 10 кВ від шин РТП до найближчої потужної споживчої ТП (до т. К4):

$$x_4 = (I_1 \cdot x_{o1}) \cdot \left(\frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 3}^2} \right); \quad (3.6)$$

$x_4 = 0,31$ в.о.

$$R_4 = (I_1 \cdot r_{o1}) \cdot \left(\frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 3}^2} \right); \quad (3.7)$$

$R_4 = 0,251$ в.о.

Опори лінії напругою 10 кВ до найвіддаленішої ТП (до т. К5 мережі):

$$x_5 = \left(\left(\sum_{i=2}^5 (L_i \cdot x_{oi}) \right) \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 3}^2} \right) \quad (3.8)$$

$$x_5 = 1,517 \text{ в.о.}$$

Визначаємо опори найвіддаленішої ТП 10/0,4 кВ, під'єднані до лінії 10 кВ в т. К5:

$$z_6 = \frac{U_{K2}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{H2}}; \quad (3.9)$$

$$R_6 = \frac{\Delta P_{K1} \cdot S_6}{S_{H1}^2 \cdot 10^3}; \quad (3.10)$$

$$x_6 = \sqrt{z_6^2 \cdot R_6^2}. \quad (3.11)$$

Опори найближчої ТП 10/0,4 кВ, під'єднаної до лінії електропередачі 10 кВ в т. К4:

$$z_7 = \frac{U_{K3}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{H3}}; \quad (3.12)$$

$$R_7 = \frac{\Delta P_{K2} \cdot S_6}{S_{H2}^2 \cdot 10^3}; \quad (3.13)$$

$$x_7 = \sqrt{z_7^2 \cdot R_7^2}. \quad (3.14)$$

Використовуючи формули 3.9-3.14 знаходимо сумарні активні та реактивні опори до точок короткого замикання:

$$\begin{aligned} R_{C1} &= R_1; & x_{C1} &= x_1; \\ R_{C2} &= R_{C1} + R_2; & x_{C2} &= x_{C1} + x_2; \\ R_{C3} &= R_{C2} + R_3; & x_{C3} &= x_{C2} + x_3; \\ R_{C4} &= R_{C3} + R_4; & x_{C4} &= x_{C3} + x_4; \\ R_{C5} &= R_{C4} + R_5; & x_{C5} &= x_{C4} + x_5; \\ R_{C6} &= R_{C5} + R_6; & x_{C6} &= x_{C5} + x_6; \\ R_{C7} &= R_{C4} + R_7; & x_{C7} &= x_{C4} + x_7; \end{aligned}$$

Визначаємо загальний опір до точок короткого замикання:

$$x_7 = \sqrt{z_7^2 \cdot R_7^2}. \quad (3.15)$$

Визначаємо діючі значення ударного струму короткого замикання в точках мережі:

$$I_{yk} = I_{Kk} \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{yk} - 1)^2}. \quad (3.16)$$

Розраховуємо опори у всіх точках мережі та заносимо результати обчислень в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку опорів

$R_{ск}$	$X_{ск}$	$Z_{ск}$	Точки мережі
0	0,581	0,581	K1
0,287	0,907	0,861	K2
0,287	2,782	2,768	K3
0,538	3,093	3,045	K4
0,538	4,609	4,578	K5
7,258	22,167	20,945	K6
7,258	46,61	49,076	K7

Визначаємо значення базового струму [22]:

$$I_{\bar{бк}} = \frac{S_{\bar{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{бк}}}; \quad (3.17)$$

Визначаємо значення струмів трифазного короткого замикання в точках електричної мережі K1 – K5:

$$I_{\bar{бк}} = \frac{I_{\bar{бк}}}{z_{Cк}}; \quad (3.18)$$

Визначаємо струми двофазного короткого замикання в точках електромережі за формулою:

$$I_{2кк} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кк}; \quad (3.19)$$

Ударні струми короткого замикання в точках електромережі для приведених значень визначаються за формулою:

$$i_{ук} = \sqrt{2} \cdot K_{ук} \cdot I_{кк}, \quad (3.20)$$

$$K_{ук} = 1, 2, \dots, 1, 7.$$

Визначаємо значення струмів трифазного короткого замикання в відповідності до базової напруги $U_{\sigma} = 10,5 \text{ кВ}$:

$$I_{к.нр.к} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot z_{Ск}}; \quad (3.21)$$

Визначаємо струми двофазного короткого замикання в точках $K1 - K7$ електромережі, щодо базової напруги 10 кВ :

$$I_{2к.нр.к} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.нр.к}. \quad (4.22)$$

Результати розрахунків струмів короткого замикання в точках електромережі приведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Струми короткого замикання

	$I_{\sigma к}$	$I_{кк}$	$I_{к.нр.к}$	$I_{2кк}$	$I_{2к.нр.к}$	$I_{ук}$	$i_{ук}$
$K1$	1,56	2,684	9,458	2,324	8,19	3,777	6,453
$K2$	1,56	1,813	6,387	1,57	5,531	2,377	4,101
$K3$	5,499	1,987	1,987	1,721	1,721	2,433	4,215
$K4$	5,499	1,806	1,806	1,564	1,564	2,211	3,83
$K5$	5,499	1,201	1,201	1,04	1,04	1,38	2,378
$K6$	144,338	6,891	0,263	0,227	0,227	7,162	11,695
$K7$	144,338	2,941	0,112	0,097	0,097	3,056	4,991

3.2 Вибір захисного електричного обладнання на РП

В загальному випадку при умові тривалого режиму роботи, апарати та провідники вибираємо за: номінальною напругою; номінальним струмом; конструктивним виконанням; умовами навколишнього середовища.

Вибір за номінальною напругою проводимо за умови [21]:

$$U_{н.а} \geq U_{н.уст}, \quad (3.23)$$

де $U_{н.а}$ – номінальна напруга апарата, $кВ$;

$U_{н.уст}$ – номінальна напруга установки, $кВ$.

Всі апарати можуть працювати тривалий час при напрузі, яка на 10–15% перевищує їх номінальну напругу, що дає змогу встановити апарати в ланках електричної системи, де робоча напруга перевищує номінальну експлуатаційну на це значення.

Вибір за номінальним струмом проводимо за умови:

$$I_{р.мах} < I_{н.а}, \quad (3.24)$$

де, $I_{р.мах}$ – максимальний діючий струм, A ;

$I_{н.а}$ – номінальний струм апарата, A .

Перевірку на термічну стійкість апаратів та струмоведучих частин проводимо на виконання умови, $кА \cdot с$:

$$I_t \cdot t \geq I_{ср} \cdot t_{ср}, \quad (3.25)$$

де I_t – струм термічної витривалості апарата ($10с$), $кА$;

t – час дії термічної витривалості, $с$;

$t_{ср}$ – повний фіктивний час, $с$;

$I_{ср}$ – сталий струм короткого замикання, $кА$.

Шини, запобіжники, трансформатори струму та напруги проводимо за умовою здатності на відключення.

Умови вибору апаратів:

а) за номінальною напругою:

$$U_{ном.дод.} \geq U_{роб.мах}; \quad (3.26)$$

б) за номінальним струмом

$$I_{ном.} \geq I_{роб.мах}. \quad (3.27)$$

Апарати перевіряємо на:

а) динамічну витривалість:

$$i_{,max.дод.} \geq i_{в.д.} ; \quad (3.28)$$

б) термічну витривалість струмом короткого замикання:

$$I_{cp}^2 \cdot t_y \leq I_p^2 \cdot t_{cp} . \quad (3.29)$$

При виборі вимикачів та запобіжників додатково перевіряємо виконання умов:

$$S_{к.мах} \leq S_{відкл.ап} ; \quad I_{к.з.мах} \leq I_{відкл.ап} . \quad (3.30)$$

Вибір шин на стороні 35 кВ.

Шини на стороні 35кВ вибираємо за умовою тривалого нагріву номінальним струмом і перевіряємо на термічну й динамічну стійкість при короткому замиканні [21].

Перевірку шин за тривалим допустимим струмом проводимо на дотримання умови:

$$I_{дон.} > I_{мах} , \quad (3.31)$$

$$I_{мах} = 1,566 > 100 A .$$

З метою зменшення асортименту проводу при монтажі ВЛ – 35 кВ та ВРУ – 35 кВ приймаємо аналогічно провід АС – 95.

Для проводів АС – 95 тривало допустимий струм рівний 240 А. Шини на стороні 35кВ вибираємо гнучкими та перевіряємо їх на термічну стійкість за умовою:

$$\Theta_p \square < \Theta_{дон.} \square . \quad (3.32)$$

Виконання умови визначаємо за кривими [21] для сталєво-алюмінієвих проводів $\Theta_{дон.} = 200 \square C$, визначаємо за кривими.

Вибір шин на стороні 10 кВ.

Шини розподільчих пристроїв 10кВ вибираємо з алюмінію прямокутного перерізу [21]. Переріз шин 10кВ обираємо за таких умов: нагрівом при проходженні тривалого максимального струму КЗ; термічною та динамічною

витривалістю при проходженні струму КЗ та виконання умоовинні виконуватись такі умови:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{p.\text{max}}; \quad (3.33)$$

$$I_{p.\text{max}} = 1,5 \cdot I_H = \frac{1,5 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 346,4 \text{ A}.$$

Приймаємо збірні алюмінієві шини, перерізом 50×5 , тривало допустимий струм для яких: $I_{\text{доп.}} = 450 > I_{p.\text{max}} = 346,4 \text{ A}$.

Здійснюємо перевірку вибраної шини на термічну витривалість.

Для алюмінієвих шин $\Theta_{a.\text{доп.}} = 70^\circ \text{C}$.

Визначаємо температуру шин при максимальному робочому струмі [21]:

$$\Theta_p^o = \Theta_p^o + (\Theta_{o.\text{доп.}}^o - \Theta_o^o) \cdot \left(\frac{I_{p.\text{max}}}{I_{\text{доп.}}} \right)^2, \quad (3.34)$$

$$\Theta_p^o = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{346}{450} \right)^2 = 51,7^\circ \text{C};$$

За кривими нагріву струмоведучих частин при КЗ визначаємо кінцеву температуру шин [21]:

$$A_{q.\text{кін}} = A_{q.\text{розр}} + \left(\frac{I_{cp}}{S} \right)^2 \cdot t_\phi; \quad (3.35)$$

$$A_{q.\text{розр}} = 0,4 \cdot 10^4 \text{ A/мм}^2 \cdot \text{с};$$

$$t_\phi = t_q = t_{\text{зах}} + t_e = 1 + 0,2 \text{ с};$$

$$\Theta_p^o = 60^\circ \text{C} < \Theta_{q.\text{доп.}}^o = 200^\circ \text{C} /$$

Вибрані шини відповідають умові термічної стійкості.

Здійснюємо перевірку шини на динамічну стійкість.

Максимальне значення сили, що діє при 3-фазному КЗ на шину середньої фази при горизонтальному встановленні шин визначаємо за формулою [21]:

$$F_{\text{max}} = 1,76 \cdot K_\phi \cdot (i_y^{(3)})^2 \cdot \frac{b}{a} \cdot 10^3. \quad (3.36)$$

Найменша відстань між провідниками фаз при $U = 10 \text{ кВ}$ становить 220 мм . Тобто [21]:

$$d = 220 + 2 \cdot 25 = 270 \text{ мм.}$$

Так як:

$$(d - b) / (b + h) = (270 - 5) / (5 + 50) = 4,8 > 1, \quad \text{то } K_{\phi} = 1.$$

$$\text{Звідси: } F_{\max} = 1,76 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot (100 / 25) \cdot 10 = 5,3 \text{ кГ.}$$

Значення моменту на згин буде становити [21]:

$$M = F_{\max} \cdot L / 10 = 5,3 \cdot 100 / 10 = 53 \text{ кГ} \cdot \text{с.}$$

Значення моменту опору для прямокутних шин, що встановлені на одній площині буде:

$$W = 6 \cdot (h / 6) = 0,5 \cdot (5 / 6) = 0,4,$$

а максимальна напруга на шинах становить:

$$G_{\text{розр}} = M / W = 5,3 \cdot 10 / 0,4 = 132,5 \text{ кГ} / \text{см}^2.$$

Згідно таблиці [21] для алюмінієвої шини $G_{\text{доп.}} = 700 \text{ кГ} / \text{см}^2$.

Так як [21] $G_{\text{розр.}} < G_{\text{доп.}}$, то вибрані шини задовольняють вимогам. Згідно проведених розрахунків вибираємо опорні ізолятори $ОФ-10-35$ [21].

$$F_{\text{розр}} = 315 \text{ кГ} \cdot \text{с}; \quad F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{розр}} = 0,6 \cdot 315 = 189 \text{ кГ} \cdot \text{с};$$

$$F_{\text{розр}} = 3,5 \text{ кГ} \cdot \text{с} < F_{\text{доп}} = 189 \text{ кГ} \cdot \text{с};$$

Вибрані ізолятори задовольняють вимогам динамічної стійкості.

Прохідні ізолятори вибираємо типу $ПНБ-10$.

$$F_{\text{розр}} = 650 \text{ кГ} \cdot \text{с}; \quad F_{\text{доп}} = 390 \text{ кГ} \cdot \text{с};$$

$$F_{\text{розр}} = 5,3 \text{ кГ} \cdot \text{с} < F_{\text{доп}} = 390 \text{ кГ} \cdot \text{с}.$$

3.3 Техніко-економічне обґрунтування заміни вимикачів на РТП та вибір обладнання

При проведенні оптимізації електропостачання електромеханічного заводу на ланках 10 кВ за рахунок реконструкції необхідно розглянути надійність захисного обладнання на $РТП-35/10 \text{ кВ}$. В якості високовольтних вимикачів

використовуються масляні вимикачі. Основні причини проведення заміни: необхідність постійного обслуговування; ненадійність роботи; обмежена кількість включень/виключень; додаткові витрати на обігрів вимикачів [21]. Невчасне спрацювання може призвести до відключення споживачів електроенергії та пошкодження основного обладнання силових трансформаторів і обладнання вищого класу напруги.

Оцінка економічної ефективності [5].

На підставі багаторічного аналізу за даними Хмельницького гідрометеоцентру тривалість середньодобових температур повітря нижче $+5^{\circ}\text{C}$ в Хмельницькій області складає 210 днів на рік. При температурі $+5^{\circ}\text{C}$ і нижче повинні включати обігрів комірок масляних вимикачів і їх приводів. Число годин роботи:

$$T = 210 \cdot 24 = 5040 \text{ годин.}$$

Споживання електроенергії на обігрів масляного вимикача та його приводу:

Для вимикачів 35кВ , 10кВ потужність обігрівача з боку приводу — $1,5\text{кВт}$. При кількості роботи обігрівача $T = 5040 \text{ годин}$ використання електроенергії на обігрів вимикача складе:

$$W_1 = 1,5 \cdot 5040 = 7560 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Використання електроенергії при роботі вакуумного вимикача:

Для вимикачів 35кВ , 10кВ потужність обігрівача з боку приводу — $0,3\text{кВт}$.

При кількості роботи обігрівача $T = 5040 \text{ годин}$ використання електроенергії на обігрів вимикача складе:

$$W_2 = 0,3 \cdot 5040 = 1512 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Отже, річна економія електроенергії при заміні 1 масляного вимикача на вакуумний складе:

$$\Delta W = W_1 - W_2 = 7560 - 1512 = 6048 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

При тарифі $C = 2,0 \text{ грн.}$ за $1 \text{ кВт}\cdot\text{год}$ економія при заміні одного масляного вимикача на вакуумний становитиме:

$$E_{e1} = \Delta W \cdot C = 6048 \cdot 2,0 = 12,096 \text{ тис.грн.}$$

Затрати на ремонт:

Капітальний ремонт вимикача виконується 1 раз в 6 років.

Вартість капремонтів одного вимикача: $C_{\text{кап}} = 2,2 \text{ тис.грн.}$

Вартість поточного ремонту одного вимикача: $C_{\text{пот}} = 0,35 \text{ тис.грн.}$

Через незадовільний стан мереж 35 кВ , 10 кВ , а також зношення масляних вимикачів і їх приводів, в міжремонтний період додатково виконується ще один капітальний ремонт: $C_{\text{заг}} = 2,2 \cdot 2 = 4,4 \text{ тис.грн.}$

Вартість капремонтів 1 вимикача за 6 років складає: $C_{\text{кап}}^6 = 4,4 \text{ тис.грн.}$

Вартість поточного ремонту 1 вимикача за 6 років складає:

$$C_{\text{пот}}^6 = 0,35 \cdot 6 = 2,1 \text{ тис.грн.}$$

Разом вартість поточних та капітальних ремонтів за 6 років складає:

$$C_{\text{рем}}^6 = 4,4 + 2,1 = 6,5 \text{ тис.грн.}$$

Вакуумні вимикачі не потребують проведення капітального ремонту (лише експлуатаційне обслуговування та контроль перехідного опору при наближенні до граничної цифри відключень).

Економія затрат на капітальний ремонт на рік при заміні одного масляного вимикача на вакуумний складе:

$$E_{01} = C_{\text{рем}}^6 : 6 = 6,5 : 6 = 1,08 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином економічна ефективність від заміни одного масляного вимикача на вакуумний становить:

$$E_1 = E_{e1} + E_{01} = 12,096 + 1,08 \text{ тис.грн.} = 13,176 \text{ тис.грн.}$$

При заміні 3 вимикачів 35 кВ очікуваний економічний ефект за рахунок економії електроенергії та зменшення затрат на ремонт складатиме:

$$E = E_1 \cdot 3 = 13,176 \cdot 3 = 39,528 \text{ тис.грн.}$$

Рентабельність інвестицій [5]:

$$R_i = \frac{E + A}{K} = \frac{39,528 + 180 \cdot 0,1}{180,0} = 0,319$$

де E – очікуваний щорічний прибуток при зменшенні втрат;

A – амортизаційні відрахування на реновацію;

K – інвестиції (капітальні затрати).

Термін окупності становить:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i} = \frac{1}{0,319} = 3,13 \text{ роки.}$$

Вибір вакуумних вимикачів на стороні 35 кВ.

Вибираємо [23] високовольтний вимикач $BB / TEL - 35$, який застосовуємо для ввімкнення/вимкнення електричних кіл під навантаженням. Порівняльні характеристики розрахункових та каталожних даних представлено в таблиці 3.3 (конструктивне виконання та принцип роботи представлено в графічному матеріалі).

Таблиця 3.3. – Характеристика високовольтного вимикача $BB / TEL - 35$

Розрахункові дані						Каталожні дані					
$U_{p.max},$ кВ	$I_{y.max},$ кА	$I_p^2 \cdot t_{cp},$ кА·с	$I_{max.вкл},$ кА	$S_{max},$ МВА	$I_{p.max},$ кА	$U_{ном},$ кВ	$I_{н.},$ кА	$I_{уд.},$ кА	$I_p^2 \cdot t_{cp},$ кА·с	$I_{ном.},$ кА	$S_{ном.},$ МВА
35	5,02	0,13...2,2	1,97	35,8	0,1	35	0,63	10	10	10	100

Вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ.

Вибираємо роз'єднувач типу $РНД 3-2-35 / 630$, привід для роз'єднувача $ЛР - 220$ [23]. Порівняльні характеристики розрахункових та каталожних даних представлено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Характеристика роз'єднувач $РНД 3-2-35 / 630$

Установлене обладнання	Розрахункові дані	Каталожні дані

Роз'єднувач <i>РНД 3-2-35/630</i>	$U_{p.max},$ кВ	$I_{y.max},$ кА	$i_{y.max},$ кА	$I_p^2 \cdot t_{cp},$ кА·с	$U_{ном},$ кВ	$I_n,$ кА	$I_{уд},$ кА	$I_p^2 \cdot t_{cp},$ кА·с
	35	100	5,02	0,13...2,2	35	630	64	10,4

Вибір вимикачів на стороні 10 кВ.

В комірках вводів 10 кВ, комірці секційного вимикача, комірках вихідних ліній до встановлення вибираємо [23] вимикачі типу *ВВ/TEL-10*. Порівняльні характеристики розрахункових та каталожних даних представлено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Характеристика вимикача типу *ВВ/TEL-10*.

Розрахункові дані						Каталожні дані					
$U,$ кВ	$I,$ кА	$i_{уд},$ кА	$I_{сер.},$ кА	$I_p^2 \cdot t_{cp},$ кА·с	$S_{к.з.},$ МВА	$U_n,$ кВ	$I_n,$ кА	$i_{уд},$ кА	$I_{сер.},$ кА	$I_p^2 \cdot t_{cp},$ кА·с	$S_{відк.},$ МВА
10	180	2,193	1,3	$0,8^2 \cdot 1,2$	15,64	10	630	52	20	$20^2 \cdot 4$	350

Вибір розрядників.

Для захисту електрообладнання від атмосферної перенапруги приймаємо [23] розрядники: *РВС-35* на стороні 35кВ та *РВО-10* на стороні 10 кВ (Таблиця 5.4).

Таблиця 5.4 – Характеристика розрядників РВС - 35

Тип розрядників	Найбільш допустима напруга, кВ	Напруга пробою	
		при 50 Гц	Імпульс
<i>РВО-10</i>	12.8	25	50
<i>РВС-35</i>	42	75	130

Вибір релейного захисту РТП.

Встановлені пристрої релейного захисту отримують електроенергію від трансформатора власних потреб, що підключається до шин вводу 10кВ. Це дозволить захисту незалежно від вимкнення шини.

Передбачаємо газовий захист на трансформаторах, що дозволяє знизити внутрішні пошкодження та знизити рівень масла нижче допустимого.

Захист виконуємо на базі газового реле типу *РГЦЗ* – 66 з дією на сигнал. Для захисту трансформаторів від струмів КЗ використовуємо пристрій *МСЗ* – 35.

На стороні 10кВ для захисту від перевантаження в якості основного пристрою використовуємо пристрій *МСЗ* – 10, що виконаний на електромагнітному реле типу *РТ* – 40.

Захист цехових трансформаторів 10/0,4 кВ електромеханічного заводу зі сторони 10 кВ здійснюємо запобіжниками типу *ПК* – 10.

3.4 Розрахунок заземлення на РТП 35/10 кВ

Вихідні дані [23]:

- дві лінії живлення на напругу 35кВ та 2 відхідні кабельні лінії.
- два силові трансформатори на потужність по 25МВА кожний, з групою з'єднання $Y / \Delta - 11$.
- розміри земельної площадки під підстанцією, м:
- довжина: $a = 20$;
- ширина: $b = 38$;
- площа: $S = a \cdot b = 760 \text{ м}^2$;
- питомого опору шарів ґрунту, Ом/м:
- верхнього: $\rho_1 = 120$;
- нижнього: $\rho_2 = 60$.
- природні фактори:
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- коефіцієнти сезонності кліматичної зони $k = 2$.

Пристрій заземлення виконуємо в вигляді комбінованого заземлювача – сітка, підсилена вертикальними електродами [21].

Встановлюємо 15 вертикальних електродів з розташуванням:

– відстань вздовж більшої сторони, м: $L_b = 5$;

– відстань вздовж меншої сторони, м: $L_a = 2,5$.

Горизонтальне заземлення встановлюємо на глибині: $t = 0,7$ м. Довжина вертикального електрода: $L_{\text{верт.}} = 2,5$ м.

Сумарна довжина горизонтальних електродів, м:

$$L = \left(\frac{a}{L_a} - 1 \right) \cdot a + \left(\frac{b}{L_b} - 1 \right) \cdot b;$$

$$L = \left(\frac{20}{2,5} - 1 \right) \cdot 20 + \left(\frac{38}{5} - 1 \right) \cdot 38 = 390 \text{ м.}$$

Середня відстань між сусідніми електродами, м:

$$L_{\text{сер.}} = \frac{(L_a + L_b)}{2};$$

$$L_{\text{сер.}} = \frac{(2,5 + 5)}{2} = 3,75 \text{ м.}$$

Виконуючи умову; $r_1/r_2 = 2$, використовуємо узагальнений конструктивний параметр $T1$.

$$T1 = \frac{L_{\text{верт.}}}{L_{\text{сер.}}} \cdot \frac{L}{\sqrt{S}};$$

$$T1 = \frac{2,5}{3,75} \cdot \frac{390}{\sqrt{760}} = 9,43.$$

Визначаємо опір пристрою заземлення, враховуючи значення параметрів шарів ґрунту:

$$R_{\text{ПЗ}} = \frac{\rho_2 \cdot B_1}{\sqrt{S} \cdot T1^{\beta_1}}, \quad (3.37)$$

де β_1 – коефіцієнт, що враховує ступінь неоднорідності ґрунту, $\beta_1 = 0,2$;

B_1 – коефіцієнт, що враховує товщину верхнього шару ґрунту, $B_1 = 0,676$.

$$R_{\text{ПЗ}} = \frac{60 \cdot 0,676}{\sqrt{760} \cdot 9,43^{0,2}} = 0,393 \text{ Ом.}$$

Отже, проведені розрахунки показали відповідність вимогам ($R_{ПЗ}$ повинно бути не більше $0,5 \text{ Ом}$).

3.5 Розрахунок блискавкозахисту на РТП

Захист обладнання РТП від прямих уражень блискавки проводимо використовуючи стержневі блискавковідводи по периметру *ОРУ* підстанції [21, 22].

Так як усе обладнання підстанції нижче 30 м , радіус захисту r_x блискавковідводу визначається за формулою [22]:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h \cdot (h - h_x)}{h + h_x}, \quad (3.38)$$

де h – загальна висота блискавковідводу, м ;

h_x – висота об'єкту, що захищається, м .

На підстанції встановлюємо 4 блискавковідводи висотою 15 м .
Визначаємо зони захисту блискавковідводів.

Для *КРПЗ–10кВ* висотою 4 м :

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 15 \cdot (15 - 4)}{15 + 4} = 13,9 \text{ м}.$$

Визначаємо ширину внутрішньої зони захисту за формулою [22]:

$$2b_x = \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a} \cdot 4 \cdot r_x; \quad (3.39)$$

де a – відстань між блискавковідводами, м ;

h_a – активна довжина блискавковідводу, м ; $h_a = h - h_x$.

$$2b_x = \frac{7 \cdot 11 - 24}{14 \cdot 11 - 24} \cdot 4 \cdot 13,9 = 22,67 \text{ м}; \quad b_x = 11,33 \text{ м}.$$

Для порталу 35 кВ висотою 8 м .

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 15 \cdot (15 - 8)}{15 + 8} = 7,3 \text{ м};$$

$$2bx = \frac{7 \cdot 7 - 24}{14 \cdot 7 - 24} \cdot 4 \cdot 7,3 = 9,9 \text{ м}; \quad bx = 4,95 \text{ м}.$$

Портал 35кВ входить в зону захисту блискавковідводів.

Розраховуємо захист обладнання, всередині зони захисту за формулою [22]:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9h^2 + 0,2a^2}, \text{ м}; \quad (3.40)$$

$$h_0 = 4 \cdot 15 - \sqrt{9 \cdot 15^2 + 0,2 \cdot 24^2} = 13,4 \text{ м}.$$

Все обладнання, яке розміщене всередині зони захисту, має висоту меншу 13,4 м. При розрахованому радіусі захисту, забезпечується захист ТП в цілому.

3.6 Висновки по третьому розділі

Використовуючи розрахунки короткого замикання на ланках 35кВ, 10кВ, 0,4кВ проведений вибір електричних апаратів та струмоведучих частин розподільчих пристроїв.

На основі техніко-економічного обґрунтування проведено встановлення вакуумних вимикачів на стороні 35кВ та 10кВ.

Здійснений вибір захисного обладнання на районній трансформаторній підстанції 35/10 кВ дозволить забезпечити необхідну надійність для оптимального електропостачання електромеханічного заводу.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Аналіз небезпечних факторів та заходи безпеки при обслуговуванні силових трансформаторів

Для забезпечення надійної роботи силових трансформаторів трансформаторних підстанцій електромеханічного заводу, необхідно постійно здійснювати контроль за режимом їх роботи. У разі виникнення відхилень від нормального режиму роботи необхідно застосовувати заходи щодо нормалізації роботи.

Обслуговування силових трансформаторів здійснюється електромонтерами з обслуговування підстанцій [24]. До основних обов'язків електромонтера з обслуговування силових трансформаторів підстанцій належить [24]:

- контроль за режимом роботи обладнання, який здійснюється протягом зміни;
- ліквідація аварій та технологічних порушень;
- проведення оперативного обслуговування силових трансформаторів підстанції: перемикання в режимних цілях; виведення обладнання в ремонт;
- участь в організації безпечного виконання робіт, зокрема, виконання робіт з підготовки робочих місць та допуску бригад до виконання робіт біля підстанції.

Роботи на електроустановках відносяться до робіт з підвищеною небезпекою, тому, та їх виконання в обов'язковому порядку необхідно оформляти наряд – допуск. У ньому вказуються заходи щодо підготовки місця робітника, дозвіл на підготовку робочих місць та допуск, інструктаж членів бригади при первинному допуску, щоденний допуск до роботи та її закінчення, зміни у складі бригади [24].

Розглянемо небезпечні та шкідливі фактори, які характерні для даної виробничого середовища [24].

Недостатня освітленість. Недостатня освітленість робочої зони часто може бути причиною виробничого травматизму. Від освітленості може залежати здоров'я працівника та його працездатність, а також фізичний та психоемоційний стан. Згідно вимог щодо освітленості [24], при недостатній освітленні робочої зони слід застосовувати додаткове місцеве освітлення. Необхідно застосовуватися переносні світильники тільки заводського виготовлення. У ручного переносного світильника має бути металева сітка, гачок для підвіски та шланговий провід з вилкою. Для освітлення місць виконання робіт на відкритих територіях застосовуються освітлювальні прилади прожекторного типу та світильники зовнішнього освітлення з газорозрядними джерелами світла та лампами розжарювання.

Вплив електромагнітних полів. Силові трансформатори, кабель є джерелами електромагнітного поля промислової частоти. Електромагнітне поле негативно впливає на нервову систему людини, що може призвести до порушення ендокринної системи, фізіологічних функцій (ритм серцевих скорочень, рівень артеріального тиску).

Електромагнітні поля не повинні перевищувати допустимі рівні напруженості поля на різних частотах, які наведені в таблиці 4.1 [24].

Таблиця 4.1 – Допустимі рівні напруженості електричного поля та тривалість перебування електромонтера без засобів захисту

Напруженість електричного поля, <i>кВ / м</i>	Допустима тривалість перебування людини протягом доби, <i>хв</i>
менше 5	<i>без обмежень</i>
5 – 10	<i>небільше 180</i>
10 – 15	<i>небільше 90</i>
15 – 20	<i>небільше 10</i>
20 – 25	<i>небільше 5</i>

При роботі у зоні впливу електромагнітних полів необхідно обмежувати час перебування у цій зоні в залежності від рівня напруженості електричного поля або застосовувати екрануючі пристрої або екрануючі комплекти одягу.

Несприятливі умови мікроклімату. Зниження температури довкілля може призвести до зростання тепловіддачі організму. При переохолодженні організму зменшується функціональна діяльність органів людини, швидкість біохімічних процесів, знижується увага, загальмовується розумова діяльність, знижується активність та працездатність.

У відповідності з вимогами [24], в залежності від енерговитрат робота електрика відноситься до категорії *II б* (робота виконується сидячи, стоячи при ходьбі з перенесенням ваги до 10кг). Роботу при низьких температурах необхідно виконувати у теплому спецодязі та слідкувати за часом знаходження в теплому приміщенні.

Робота на висоті. Робота на висоті є небезпечним видом робіт, які пов'язані з великою кількістю нещасних випадків. До робіт на висоті відносяться роботи, при яких існують ризики з можливим падінням працівника з висоти більше 1,8 м. Також існують ризики, пов'язані з можливим падінням працівника з висоти менше 1,8 м, якщо робота проводиться з машинами або механізмами [24].

Виконуючи роботи понад 1,3 м над рівнем землі, підлоги, майданчики необхідно застосовувати запобіжний пояс. Для захисту голови від ударів випадковими предметами в приміщеннях з електричним обладнанням у закритих розподільних пристроях (ЗРП), відкритих розподільчих пристроях (ВРП), колодязях, камерах, каналах та тунелях, будівельних майданчиках та ремонтних зонах необхідно носити захисну каску.

Електробезпека. Напруга є основним небезпечним фактором при експлуатації силових трансформаторів, оскільки існує небезпека включення людини в електричний ланцюг та ураження струмом. Небезпека ураження електричним струмом залежить від навколишнього середовища: вологість, температура, пари та гази, струмопровідний пил, руйнівні діють на ізоляцію електроустановок, що значно знижують її опір. Створюється небезпека переходу

напруги на невідповідні частини електроустаткування (корпус, станина, кожух), з якими працює електрик [24].

У відповідності з вимогами [24], напруги дотику та струми, які протікають через тіло людини при нормальному (неаварійному) режимі роботи електричних пристроїв не повинні перевищувати значень наведених в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Допустимі значення напруги та струму, що проходять через тіло людини

Вид струму	Напруга, U, V	Струм, I, A
	не більше	
Змінний, $50 Гц$	2,0	0,3
Змінний, $400 Гц$	3,0	0,4
Постійний	8,0	1,0

Для захисту від ураження електричним струмом необхідно використовувати захисні засоби: показчики напруги; слюсарно-монтажний інструмент з ізолюючими руків'ями для роботи в електроустановках напругою до $1000 V$; діелектричні рукавички, боти, калоші, килимки, ізолюючі накладки та підставки; переносні заземлення; огорожувальні пристрої, діелектричні ковпаки, плакати та знаки безпеки.

Основними захисними засобами в електроустановках напругою вище $1000 V$ є: ізолюючі штанги, ізолюючі та електровимірювальні кліщі, показчики напруги, а також ізолюючі пристрої та пристрої для ремонтних робіт (майданчики, що ізолюють ланки телескопічних вишок та ін.).

4.2 Обґрунтування заходів щодо запобігання надзвичайним ситуаціям при експлуатації силових трансформаторів

Аналізуючи можливі надзвичайні ситуації при експлуатації силових трансформаторів трансформаторної підстанції встановлено [24, 25], що найбільш вірогідною надзвичайною ситуацією є пожежа, яка може супроводжуватися вибухом трансформатора.

Однією з найпоширеніших причин є удар блискавки, через яку можливе перевантаження трансформатора. Пошкодження проводів або обладнання в інших місцях електричної мережі також можуть призвести до вибуху трансформатора. Крім того, зношення та корозія з часом можуть послабити ізоляцію дроту або інших компонентів трансформатора, збільшуючи ймовірність виходу з ладу, що може призвести до вибуху трансформаторного масла, та, відповідно, руйнування трансформатора.

Для запобігги вибухам трансформаторів в першу чергу необхідно дотримуватися розроблених інструкцій на підприємстві з охорони праці при експлуатації трансформаторів та вимог безпеки перед початком роботи, під час роботи та після закінчення робіт [25]: не експлуатувати трансформатор без олії або при пониженому рівня масла в розширювачі нижче температурної позначки; при невідповідності відібраної олії нормам якості за результатами фізико-хімічного аналізу.

Заходи, що забезпечують пожежну безпеку трансформаторів можна розділити на дві групи.

До першої належать заходи, пов'язані із обладнанням трансформаторів пристроями захисту та запобіжними пристроями.

До другої групи входять заходи, пов'язані з раціональним розміщенням трансформаторів та масляних вимикачів, розміщенням відповідного обладнання, а також планування приміщення та відкритих майданчиків, вибором засобів гасіння пожеж.

В загальному випадку, на силових трансформаторах повинен передбачатися релейний захист від пошкоджень та аварійних режимів.

Пожежа на закритій трансформаторній підстанції відноситься до класу *E*, оскільки це пожежа горючих речовин та матеріалів електроустановок, що знаходяться під напругою. Первинне гасіння пожежі на електроустановках під напругою проводиться вуглекислотними вогнегасниками (*OU-2*, *OU-3*, *OU-5*) [24].

На електроустановках, що використовуються на трансформаторних підстанціях з первинних засобів, призначених для гасіння пожежі використовують: пісок – для гасіння дрібних спалахів кабелів, електричних провідників або горючих рідин, повсть або азбестове волокно, вогнегасники – повітряно-пінні, вуглекислотні.

До засобів пожежної автоматики належать: автоматичні пристрої пожежної сигналізації, автоматичні пристрої пожежогасіння.

Оперативний план пожежогасіння складається на підстанції та є основним документом, що встановлює порядок організації гасіння пожеж на підстанціях, взаємодії персоналу груп підстанцій та особового складу пожежних підрозділів, які прибувають на місце пожежі, а також визначає заходи безпеки, обов'язкові для виконання під час гасіння пожежі.

При виникненні пожежі на підстанції перший, хто помітив загорання має повідомити керівника. У свою чергу, керівник повинен негайно повідомити про пожежу пожежну охорону, при цьому назвати адресу підстанції, місце виникнення пожежі, вказати кількість трансформаторної олії, що знаходиться в палаючому обладнанні, повідомити диспетчера електричних мереж.

Керівник групи підстанцій до прибуття першого пожежного підрозділу на місце пожежі здійснює керування гасінням пожежі та зобов'язаний оцінити пожежної ситуації, спрогнозувати поширення пожежі та можливість утворення нових вогнищ загорання, вжити заходів щодо створення безпечних умов персоналу та пожежних підрозділів для гасіння пожежі; у разі загрози життю людей негайно організувати їх порятунок, провести необхідні операції з відключення та заземлення обладнання. Відключення або перемикання в зоні пожежі може здійснюватися за типовими схемами перемикання, з подальшим повідомленням диспетчера електричних мереж [24].

Також, керівник групи повинен мобілізувати персонал на гасіння пожежі первинними засобами пожежогасіння, направити для зустрічі підрозділів пожежогасіння особу, яка добре знає розташування під'їзних шляхів та розміщення джерел води.

Керівник пожежної охорони, який прибув до місця пожежі, зобов'язаний негайно зв'язатися з керівником гасіння пожежі, отримати від нього дані про реальну ситуацію та письмовий допуск на проведення гасіння в якому вказується, яке обладнання чи які його струмопровідні частини залишилися під напругою, які знеструмлені та взяти на себе всі обов'язки керівника.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі запропоновані технічні рішення щодо оптимізації системи електропостачання електромеханічного заводу при забезпеченні необхідної надійності.

1. Проведений аналіз діючої системи електропостачання підприємства з врахуванням необхідності зростання споживання електричної енергії та критеріїв оптимізації показав, що необхідно застосувати багатокритеріальну оптимізацію.

2. Проведені розрахунки електричних навантажень на ланках $10/0,4$ кВ показали нерівномірність навантаження на секційних шинах 10 кВ. Для зрівноваження потужності запропонована реконструкція ланок $KL-10$ кВ та встановлення блоків ABP для забезпечення безперебійного електропостачання споживачів I-ї категорії.

3. Проведені розрахунки щодо вибору оптимальної кількості та потужності силових трансформаторів $10/0,4$ кВ дозволять забезпечити мінімізацію втрат при номінальних режимах роботи.

4. Проведений вибір пристроїв автоматичної компенсації реактивної потужності на ланках 10 кВ та $0,4$ кВ дозволить знизити втрати електроенергії в години максимуму енергосистеми.

5. Проведений вибір кабелів та провідників на ланках 10 кВ внаслідок реконструкції дозволяє частково використати діючі ланки, що дозволить суттєво знизити витрати.

6. Проведені дослідження щодо функціонування силових трансформаторів $10/0,4$ кВ для забезпечення надійності. Побудована діаграма часового розподілу відмов силових трансформаторів при використанні критерію середнього напрацювання на відмову показала, що при проведенні реконструкції величина коефіцієнта готовності силових трансформаторів не змінилася.

7. Проведені розрахунки короткого замикання на ланках 35кВ , 10кВ , $0,4\text{кВ}$ дозволили провести вибір захисного обладнання на *РТП 35/10 кВ* та обґрунтувати встановлення вакуумних вимикачів.

Запропоновані технічні рішення дозволять забезпечити необхідну надійність та оптимальну роботу обладнання електромеханічного заводу.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Веремійчук Ю.А. Аналіз ефективності розподілу споживачів електричної енергії на роздрібному ринку України // А.І. Замулко, Ю.А. Веремійчук, М.П. Панасюк / Науково-практичний журнал «Електромеханічні і енергозберігаючі системи», Кременчук. Випуск 2/2012 (18). С. 72-76.
2. Шкрабец Ф.П. Эксплуатационная динамика потерь электроэнергии в системах электроснабжения: монография / Ф.П. Шкрабец, П.Ю. Красовский; М-во образования и науки Украины, Нац. горн. ун-т. – Д. НГУ, 2015. – 152 с.
3. Тимчук, С. А. Нечітка математична модель розрахунку недовипуску електроенергії в розгалуженій секційній електричній мережі 10 кВ [Текст] / С.В. А. Тимчук, М. А. Сиротенко, І. А. Фурман // Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті. - 2013. - №1. – С. 54-57.
4. Козирський, В. В. Електропостачання агропромислового комплексу [Текст]: підруч. / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин. — К.: Аграрна освіта, – 2011. – 448 с.
5. Організаційно-економічні заходи та інструменти забезпечення надійності електропостачання [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: економіка енергетики. Режим доступу: http://pidruchniki.com/73805/ekonomika/organizatsiyno-ekonomichni_zahodi_instrumenti_zabezpechennya_nadiynosti_elektropostachannya.
6. Сивокобиленко В. Ф., Деркачов С. В. Спосіб підвищення надійності електроживлення в системах електропостачання з двигунним навантаженням / В. Ф. Сивокобиленко, С. В. Деркачов // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2016. № 2. – С. 84-88.
7. Романюк Ю.Ф., Коломойцев К.В. Підвищення економічної ефективності роботи трансформаторів знижувальних підстанцій підприємств нафтогазової галузі / Ю.Ф. Романюк, К.В. Коломойцев // Нафтогазова енергетика. Енергетика, контроль та діагностика об'єктів нафтогазового комплексу. – 2014. – № 2(22). С. – 71 –75.

8. Перепечений В.О. Вибір оптимальних параметрів розподільних електричних мереж в районах з малою щільністю навантаження / В.О. Перепечений // «Комунальне господарство міст», Вип. 120. – 2015. – С. 94 – 98.
9. Гай О.В., Тугай Ю.І. Оптимальне секціонування схем розподільних мереж / О.В. Гай, Ю.І. Тугай // Електродинаміка. – 2011.
10. Мірошник О.В. оптимізація структури схем сільських розподільних електромереж 6-10 кВ з реклоузерами / О.В. Мірошник // Праці ТДАТУ, Т.4, Вип.13. – С. 123 – 128.
11. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання [Текст]: навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук. – Вінниця: –ВНТУ. – 2011. – 204 с.
12. Денисюк С.П. Оптимизация электропотребления для энергосбережения в системах с преобразователями / С.П. Денисюк // Пробл. энергосбережения. – 1989.–Вып. 2.– С. 49 – 52.
13. Бунько В. Я. Аналіз методів та засобів підвищення надійності елементів релейного захисту / В. Я. Бунько. // Вісник НТУ “ХПШ»: Енергетика, енергосберегающие технологии и оборудование № 3/1(23). – 2015. – С. 26-30.
14. Шалин, А. И. О расчете показателей надёжности релейной защиты [Текст] / А. И. Шалин, А. С. Трофимов // Журнал НГТУ. – 2004. – С. 88–98
15. Бурбел М. Й. Електропостачання промислових підприємств (Курсове проектування) [Текст]: навч. посібник для студ. енергет. спец. / М. Й. Бурбело. – Вінниця: Вінницький держ. технічний ун-т. 1998. –103 с.
16. Федоров А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
17. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети [Текст] : справочное издание / [сост. Р. Б. Авринский и др.] ; под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. — 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергия, 1980. – 576 с.

18. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. . Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] // М-во палива та енергетики України. – Х.: Індустрія : Енергетичні рішення. – 2012. – 318 с.
19. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии: Монография / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев. – М.: Проспект. – 2015. – 219 с.
20. Ветошкин, А. Г. Надежность и безопасность технических систем: учеб. пособие / А. Г. Ветошкин, В. И. Марунин. – Пенза: Изд-во Пенз. гос. ун-та, – 2002. – 129 с.
21. Хренников А.Ю., Шлегель О.А. Диагностика повреждений и методика обработки результатов измерений силовых трансформаторов при испытаниях и в эксплуатации /Электротехника, 1997.
22. Андреев В. А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения [Текст] : учебник для вузов / В. А. Андреев. – 2-е изд, перераб. и доп. – М. : Высшая школа. – 1985. – 391 с.
23. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст] : навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П. П. Говоров [та ін.]. – Х.: Інститут змісту і методів навчання; Харківська держ. академія міського господарства. – 1996. – 228 с.
24. Князевский Б.А., Марусова Н.А., Чеколин Н.А. Охрана труда в электроустановках [текст] / Б.А.Князевский, Н.А. Марусова, Н.А. Чеколин. - М.: Энергоатомиздат. – 1983. – 336 с.
25. Бедрій Я. І. Безпека життєдіяльності. Навчальний посібник. / Я. І. Бедрій. – Кондор. – 2004. – 286 с. [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: ISBN978-966-351-196-2. Режим доступу: <https://pns.hneu.edu.ua> > [mod](#) > [resource](#) > [view](#).