

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**кваліфікаційної роботи ступеню магістра**

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Овчаренко Романа Сергійовича

академічної групи 141М-21-1

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему «Розробка заходів щодо підвищення енергетичної ефективності режимів роботи обладнання силової підстанції»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинг овою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Півняк Г.Г.			
розділів:				
Вступна частина	Луценко І.М.			
Основна частина:	Луценко І.М.			
Економічний	Тимошенко Л.В.			
<b>Рецензент</b>				
<b>Нормоконтролер</b>	Олішевський Г.С.			

Дніпро  
2022

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри  
електроенергетики

(повна назва)

\_\_\_\_\_ Папаїка Ю.А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню бакалавра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Овчаренко Р.С. академічної групи \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему «Розробка заходів щодо підвищення енергетичної ефективності режимів роботи обладнання силової підстанції»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.09.22 № 918-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Проблеми неефективного експлуатації обладнання підстанцій розподільчих електричних мереж. Аналіз впливу методів розрахунку та вибору обладнання на ефективність використання ого за номінальними характеристиками.	15.11.22
Основна частина	Розрахунок електричних навантажень, струмів КЗ, вибір силових трансформаторів, ТН та ТС, вибір комутаційної апаратури. Вибір конструктивного виконання підстанції. Вибір КУ.	31.11.22
Економічний	Техніко-економічне обґрунтування розроблених заходів та оцінка показників проекту.	05.12.22

**Завдання видано**

\_\_\_\_\_ (підпис керівника)

**Півняк Г.Г.**

\_\_\_\_\_ (прізвище, ініціали)

**Дата видачі** 05.10.2022

**Дата подання до екзаменаційної комісії** \_\_\_\_\_

**Прийнято до виконання**

\_\_\_\_\_ (підпис студента)

\_\_\_\_\_ (прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Дипломний проект на тему «Розробка заходів щодо підвищення енергетичної ефективності режимів роботи обладнання силової підстанції» включає в себе пояснювальну записку, яка складається із 3 розділів, 129 сторінок, 58 таблиць, 16 рисунків, 65 джерел, 1 додаток.

Предмет дослідження: Обґрунтування заходів модернізації електричної частини підстанції.

Мета роботи: Розглянути проблеми неефективної експлуатації обладнання підстанцій розподільчих електричних мереж та проаналізувати вплив методів розрахунку та вибору обладнання на ефективність використання його за номінальними характеристиками.

У вступній частині розглянуто проблеми неефективної експлуатації обладнання підстанцій РЕМ, було виконано аналіз впливу методів розрахунку та вибору обладнання на ефективність використання його за номінальними характеристиками аналіз стану підстанції та стану енергомережі.

В основній частині виконано вибір схеми підстанції, вибір методів розрахунку, силових трансформаторів, розрахунок струмів короткого замикання, вибір комутаційної апаратури, вибір струмопровідних частин, прорахована компенсація реактивної потужності, розробка показників економічної ефективності проекту.

Економічне обґрунтування проекту виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проекту.

Практичне значення проекту полягає в підвищенні надійності електропостачання споживачів даної підстанції.

Ключові слова: ПОТУЖНІСТЬ, ТРАНСФОРМАТОРИ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ЕЛЕГАЗОВІ ВИМИКАЧІ, РОЗ'ЄДНУВАЧІ, ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ, КОМПЕНСАЦІЙНА УСТАНОВКА, БЛИСКАВКОЗАХИСТ,

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ВСТУПНА ЧАСТИНА.....	6
1.1 Проблеми неефективної експлуатації обладнання підстанцій розподільчих електричних мереж .....	7
1.2 Аналіз фактичних режимів роботи основного обладнання за навантаженням .....	9
1.3 Аналіз впливу методів розрахунку та вибору обладнання на ефективність використання його за номінальними характеристиками	18
1.4 Характеристика обладнання та обґрунтування реконструкції підстанції КПО.....	23
1.5 Висновки і постановка задач роботи.....	29
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	34
2.1 Розрахунок електричних навантажень споживачів підстанції.....	35
2.2 Добові режимні графіки електричних навантажень ПС.....	37
2.3 Вибір основного обладнання за розрахунковим максимумом навантаження.....	43
2.4 Обґрунтування компенсації реактивної потужності в мережі 6-10 кВ	73
2.5 Вибір основного обладнання за фактичним режимом роботи ПС....	83
2.6 Висновки по розділу.....	101
3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	103
Вступ.....	104
3.1 Техніко-економічне обґрунтування заходів.....	105
3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	112
3.3 Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення.....	121
3.4 Визначення та аналіз показників економічної ефективності.....	122
3.5 Висновок .....	123
Додаток А Відомість матеріалів дипломного проєкту	

## ВСТУП

Близько 70% усієї вироблюваної електроенергії споживається промисловими, міськими, сільськогосподарськими мережами та державними організаціями. На жаль, сьогодні в нашій країні великий відсоток електротехнічного обладнання відпрацювало свій ресурс, і вимагають істотної модернізації, а частіше заміни. Почастішали випадки відмов старого обладнання що призводять до простоїв виробництва, перебоїв в електропостачанні споживачів, техногенних катастроф.

Модернізація електрогосподарства та реконструкція електричного обладнання - пріоритетне завдання власників і керівників енергетичних підприємств.

Найбільш оптимальним і економічно доцільним рішенням є локальне спорудження нових та розширення старих підстанцій і збільшення потужності обладнання в процесі реконструкції. Реконструкція підстанції - це реальна можливість швидкого виходу з енергетичної кризи.

Метою дипломного проекту являється аналіз вибору ефективнішого розрахункового методу та вибір основного обладнання для підвищення надійності системи електропостачання на прикладі підстанції «КПО» 150/35/6 кВ.

Мета дипломної роботи досягається вирішенням ряду наступних задач: розгляд проблематики неефективної експлуатації обладнання на ПС, аналіз фактичних режимів роботи основного обладнання, аналіз впливу методів розрахунку та вибору основного обладнання на ефективність використання його за номінальними характеристиками, описом існуючої схеми підстанції, обґрунтуванням необхідності реконструкції даної підстанції, розрахунок електричних навантажень на шинах підстанції, вибором основного обладнання підстанції та обґрунтування компенсації реактивної потужності

Також буде вибрано нове обладнання на заміну застарілого на всіх рівнях напруги, проведено розрахунок блискавкозахисту підстанції.

Крім того, проект міститиме економічний розділ та презентацію.

# **ВСТУПНА ЧАСТИНА**

## 1.1 Проблеми неефективної експлуатації обладнання підстанцій розподільчих електричних мереж

Проблема низької ефективності роботи електричних мереж енергосистеми України є відомою. Проте, з різних причин впровадження заходів щодо її вирішення майже не відбувається. Наукові розробки і здобутки дослідників, що займаються задачами підвищення енергетичної ефективності функціонування електричних систем та мереж дуже часто залишаються лише в теорії. Така ситуація пояснюється в деяких випадках складністю впровадження певних наукових результатів і рішень, необхідністю здійснення значних капіталовкладень на реконструкцію та модернізацію обладнання, строком окупності прогресивних рішень. Дуже часто це суперечить інтересам вітчизняного бізнесу у прагненні отримання практично миттєвого прибутку. [1]

У загальному комплексі проблем електроенергетики України питання підвищення ефективності експлуатації силових трансформаторів є досить важливим та є однією зі складових глобального вирішення проблеми. Так, у попередніх дослідженнях за даним напрямом було проаналізовано ефективність експлуатації трансформаторів районних підстанцій високовольтних електричних мереж напругою 110-220 кВ, розподільчих трансформаторів 6(10)/0,4 кВ. Було доведено, що за навантажувальною здатністю трансформатори розподільчих мереж використовуються неефективно та є суттєво недовантаженими, що негативно впливає на ефективність використання капіталовкладень у відповідне устаткування. Фактичне співвідношення між встановленою потужністю трансформаторів і споживачів становить 7:1, переважна більшість силових трансформаторів працюють з навантаженням на рівні 20% від номінального.

Тому доцільним є розробка зрозумілого для широкого кола спеціалістів порядку аналізу ефективності роботи будь-якого трансформатора, що знаходиться в експлуатації, в основу якого мають бути покладені доступні вихідні дані, співвідношення, допущення і обмеження. Дана вимога ставиться внаслідок того, що

досить часто отримувані наукові результати в змозі впровадити лише їх розробники, а для інженера-експлуатаційника вони є надто складними або потребують важкодоступних даних.

Визначення загальних факторів впливу та розробка конкретних заходів щодо підвищення ефективності використання трансформаторів розподільчих мереж, ефективне використання навантажувальної здатності та перехід до експлуатації електрообладнання у відповідності до паспортних параметрів і регламентованого строку служби є актуальною науковою задачею, яка потребує вирішення.

Електроенергетична сфера є однією з найважливіших галузей національної економіки. Проблеми, які характерні для електроенергетики – це низька ефективність роботи, викликана експлуатацією морально і фізично застарілого обладнання. Основною проблемою функціонування електричних мереж є збільшені в порівнянні з розвиненими країнами рівні технологічних витрат електроенергії, застарілість основних фондів, неефективне використання обладнання, підвищені експлуатаційні витрати, значна кількість відмов електроустаткування мереж та час ліквідації аномальних режимів. Підвищення ефективності роботи електричних мереж України є пріоритетним напрямком діяльності, а розробка і впровадження відповідних заходів – актуальним завданням. Трансформаторні підстанції є найбільш важливою складовою частиною електричних мереж з точки зору забезпечення надійності електропостачання. Основним і в той же час найбільш капіталоемним електрообладнанням підстанцій є трансформатори, які в силу різних причин використовуються неефективно. Аналіз факторів впливу, встановлення причин неефективного використання трансформаторного обладнання, розробка заходів щодо оптимізації їх експлуатації є досить важливим завданням.

Центральне місце в структурі енергетичних об'єктів, що знаходяться на балансі та в обслуговуванні операторів систем розподілу в населених пунктах займають підстанції 10/0,4 кВ та 6/0,4 кВ та КЛ-6(10) кВ зв'язку між ними.



Питання підвищення ефективності експлуатації силових трансформаторів міських ТП є досить важливим. Основною причиною неефективної експлуатації є завищення номінальної потужності при проектуванні через використання методів розрахунку, які недостатньо адекватно відображають режим роботи устаткування, або взагалі не враховують його. Так, у попередніх дослідженнях за даним напрямом було проаналізовано ефективність експлуатації трансформаторів районних підстанцій високовольтних електричних мереж напругою 110-220 кВ, розподільчих трансформаторів 6(10)/0,4 кВ. В цих дослідженнях встановлено та доведено, що проблема неадекватно завищеної потужності існує, а вирішувати її необхідно, перш за все, на етапі проектування шляхом максимально можливого врахування поправкових коефіцієнтів та параметрів режимів роботи електричних мереж, технічних заходів і рішень щодо зниження розрахункового максимуму з одночасним задоволенням параметрів мережі за пропускнуою спроможністю. [1]

Безперечно, впровадження моніторингу режимів роботи трансформаторів, як це запропоновано у роботах, сприятиме інформатизації режимів експлуатації силових трансформаторів та оцінці відпрацювання їх ресурсу. Проте доцільно визначити загальні критерії та розробити конкретні заходи щодо підвищення ефективності використання трансформаторів, що дозволить отримати уточнену методика розрахунку вибору їх потужності, а не обмежуватися загальними висновками про наявний ресурс за навантажувальною здатністю. Головна задача – це ефективне використання навантажувальної здатності та перехід до експлуатації електрообладнання у відповідності до паспортних параметрів та регламентованого строку служби.

## **1.2 Аналіз фактичних режимів роботи основного обладнання за навантаженням**

Крім надійності електрообладнання, яка закладена на стадії його проектування й виготовлення, необхідно досліджувати надійність електрообладнання, яка проявляється під час експлуатації. Процес експлуатації включає такі елементи: саме

електрообладнання, організацію його експлуатації та організацію обслуговування й ремонту. Розрізняють розрахункову й експлуатаційну надійність енергосистеми та її елементів. Перша характеризує очікувану надійність електроустановок або енергосистеми в цілому, розраховану з використанням статистичних даних показників експлуатації обладнання енергосистеми. Методично розрахункова надійність може бути поділена на апаратну й схемну. Друга (експлуатаційна надійність) характеризує надійність роботи конкретного обладнання (елемента) енергосистеми, яке реально експлуатується, або надійність системи електропостачання в цілому. [2]

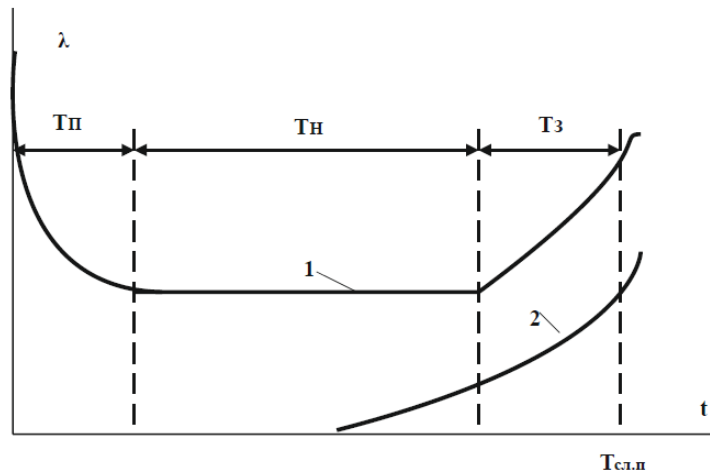
Між розрахунковою та експлуатаційною надійністю є принципова різниця. При проектуванні та розвитку системи тягового електропостачання використовується розрахункова надійність електрообладнання, а при оцінці господарської діяльності експлуатованої електричної системи, з метою розробки заходів щодо поліпшення її роботи, проводиться розрахунок експлуатаційної надійності електроустановок.

Експлуатація здійснює вирішальний вплив на надійність об'єктів, яка забезпечується шляхом:

- дотримання умов і режимів експлуатації (мастило, навантажувальні режими, температурні режими й ін.);
- проведення періодичних технічних обслуговувань з метою виявлення й усунення виникаючих порушень та підтримки об'єкта в працездатному стані;
- систематична діагностика стану об'єкта, виявлення відмов та запобігання їм, зниження шкідливих наслідків відмов тощо;
- проведення профілактичних відновних ремонтів.

Основною причиною зниження надійності в процесі експлуатації є знос і старіння компонентів об'єкта. Знос призводить до зміни параметрів об'єкта, порушення працездатності, поломки, зниження міцності й т.д. Старіння спричиняє зміну фізико-механічних властивостей матеріалів, що викликає несправності або відмови.

Надійність об'єкта на стадії експлуатації можна проілюструвати графіком типової залежності інтенсивності відмов об'єкта від часу експлуатації, наведеним на рис. 2.1.



1– інтенсивність відмов  $\lambda(t)$ ; 2– крива старіння;  $T_{пл}$  – період приробітку;  $T_{н}$  – період нормальної роботи;  $T_{з}$  – період зносу;  $T_{сл.п}$  – призначений термін служби (сумарна календарна тривалість експлуатації)

Рисунок 1.1 – Залежність інтенсивності відмов об'єкта від часу експлуатації

У період приробітку надійність, у першу чергу, визначається конструктивно-технологічними факторами, що веде до підвищеної інтенсивності відмов. У міру виявлення та усунення цих факторів надійність об'єкта досягає номінального рівня, який зберігається в тривалому періоді  $T_{н}$  нормальної експлуатації обладнання.

Протягом експлуатації в об'єкті накопичуються прояви зносу і втоми, інтенсивність яких зростає зі збільшенням терміну експлуатації об'єкта (зростаюча крива 2 на рис. 1.1). Настає період  $T_{з}$  інтенсивного зносу об'єкта, який закінчується його переходом у граничний стан та зняттям з експлуатації.

Досвід експлуатації показує, що надійність роботи електрообладнання залежить від численних і різноманітних факторів, які умовно можуть бути розділені на чотири групи: конструктивні, виробничі, монтажні, експлуатаційні.

*Конструктивні фактори* зумовлені застосуванням у пристроях елементів з низькою надійністю; недоліками схемних і конструктивних рішень, прийнятих під час проектування; застосуванням комплектуючих елементів, що не відповідають умовам навколишнього середовища, тощо.

*Виробничі фактори* зумовлені порушеннями технологічних процесів та слабким контролем якості виготовлення, забрудненням навколишнього середовища, робочих місць і пристроїв, слабким контролем якості виготовлення та ін.

*Монтажні фактори.* У процесі монтажу електротехнічних пристроїв їх надійність може бути знижена в разі недотримання вимог технології і порядку виконання робіт та безпосередньо монтажу.

*Експлуатаційні фактори.* Умови експлуатації мають найбільший вплив на надійність електротехнічних пристроїв. Перевантаження елементів електрообладнання, струми коротких замикань, різні види перенапружень (дугові, комутаційні, резонансні й т. д.), температура, вологість, корозійні рідини й гази, електричні й магнітні поля, удари, вібрація, сонячна радіація, пісок, пил, цвіль – усе це впливає на роботу пристроїв. Різні умови експлуатації неоднаково можуть позначатися на терміні служби й надійності роботи електрообладнання ТП.

Перевантаження призводять до підвищення температури нагрівання ізоляції електротехнічних пристроїв вище допустимої і різкого зниження терміну її служби. Електричні й механічні перевантаження відбуваються в результаті несправності механізмів електроустановок, значних змін частоти або напруги мережі живлення, загустіння мастила механізмів у холодну погоду, перевищення номінальної розрахункової температури навколишнього середовища в окремі періоди року і дня тощо.

Високі температури також викликають механічні та електричні пошкодження елементів електротехнічних пристроїв, прискорюючи їх знос і старіння. Вплив підвищеної температури на надійність роботи електротехнічних пристроїв проявляється в найрізноманітніших формах: утворюються тріщини в ізоляційних матеріалах, зменшується опір ізоляції, а значить, збільшується небезпека електричних пробоїв, порушується герметичність (починають витікати заливні й просочувальні компаунди). У результаті порушення ізоляції в обмотках трансформаторів, електромагнітів і електродвигунів виникають пошкодження. Так само підвищена температура дуже впливає на роботу механічних елементів електротехнічних пристроїв.

Під дією вологи відбувається дуже швидка корозія металевих деталей електротехнічних пристроїв, зменшується поверхневий і об'ємний опір ізоляційних матеріалів, з'являються різні витоки, різко збільшується небезпека поверхневих пробоїв, утворюється грибова цвіль, під впливом якої поверхня матеріалів роз'їдається й електричні властивості пристроїв погіршуються.

Ударно-вібраційні навантаження значно знижують надійність електротехнічних пристроїв. Вплив ударно-вібраційних навантажень у деяких випадках може бути значнішим впливу інших механічних, а також електричних і теплових навантажень. У результаті тривалого знакозмінного впливу навіть невеликих ударно-вібраційних навантажень відбувається накопичення втоми в елементах, що призводить до раптових відмов. Під впливом вібрацій і ударів виникають численні механічні пошкодження елементів конструкції, послаблюються їх кріплення й порушуються контакти електричних з'єднань.

Навантаження при циклічних режимах роботи, пов'язаних з частими увімкненням й вимиканням електротехнічного пристрою, так само як і ударно-вібраційні навантаження, сприяють виникненню й розвитку ознак втоми елементів. Фізична природа підвищення небезпеки відмов пристроїв при їх увімкненні й вимкненні полягає в тому, що під час перехідних процесів у їхніх елементах

виникають надструми і перенапруги, значення яких часто набагато перевищують (хоча й короткочасно) значення, регламентовані технічними умовами.

Пил, потрапляючи в мастило, осідає на частинах і механізмах електротехнічних пристроїв і викликає швидкий знос частин, що труться, і забруднення ізоляції. Тому при великій запиленості особливого значення набуває якість ущільнень елементів електричних пристроїв і догляд за ними.

Якість експлуатації електротехнічних пристроїв також залежить від ступеня наукової обґрунтованості застосовуваних методів експлуатації та кваліфікації обслуговуючого персоналу (знання матеріальної частини, теорії та практики надійності, вміння швидко знаходити й усувати несправності тощо). Застосування профілактичних заходів (регламентні роботи, огляди, випробування), ремонту, використання досвіду експлуатації електротехнічних пристроїв забезпечують їх більш високу експлуатаційну надійність.

Враховуючи вищевикладене, відзначимо основні шляхи підвищення надійності ТП:

- подальше вивчення й удосконалення умов експлуатації та підвищення експлуатаційної надійності електрообладнання, визначення характеру, причин і законів розподілу відмов;
- вдосконалення та розробка нових методів розрахункової оцінки надійності електроустаткування, а також оцінки надійності шляхом випробування на надійність;
- розробка і вдосконалення методів розрахункової і експериментальної оцінки надійності при зберіганні й транспортуванні;
- налагодження й правильна експлуатація систем захисту електрообладнання, передбачених під час проектування;
- покращення теплового стану електрообладнання шляхом переходу на більш високий клас нагрівостійкості ізоляції, вирівнювання температури окремих частин обладнання за рахунок вибору навантажень, розробки сучасних систем охолодження, застосування захисту від перевантажень тощо;

- розробка і впровадження заходів щодо зниження вібрацій як електроустаткування, так і електромеханічної системи ТП у цілому;

- підвищення якості комплектуючих виробів і матеріалів, у тому числі: застосування їх найвищих класів, використання просочувальних лаків, спеціальних проводів з міцною та еластичною ізоляцією, зменшення жорсткості обмотувальних проводів, застосування високоякісної міканітової ізоляції (міканітова ізоляція струмовідводів настільки надійна, що їх огляди можуть здійснюватися через дуже великі проміжки часу) тощо;

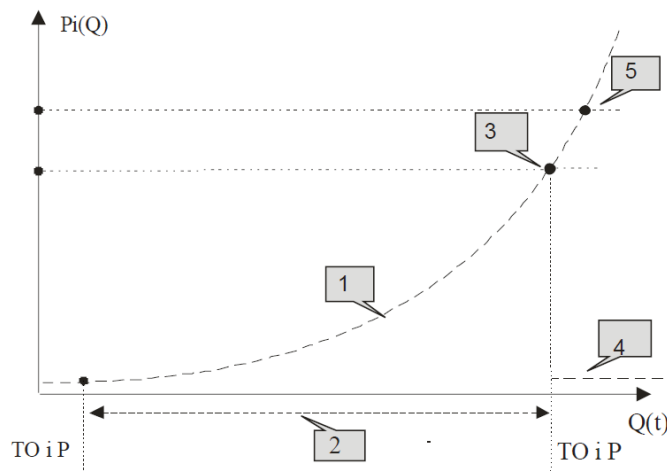
- розробка методів визначення економічно оптимальних показників надійності.

Підвищення експлуатаційної надійності електрообладнання пов'язане з матеріальними витратами, тому ця проблема повинна вирішуватися на базі техніко-економічних розрахунків. Для кожного типу силового електрообладнання ТП можуть бути розроблені економічно-обґрунтовані оптимальні показники надійності з урахуванням умов застосування, фізичного та морального зносу, витрат на технічне обслуговування і ремонт.

Регламентоване обслуговування, що виконується згідно з інструкціями на обладнання, у цілому призначене забезпечувати його працездатність. Проте інколи таке обслуговування призводить до невиправданих витрат, оскільки за реальним технічним станом пристрій в момент виконання робіт може й не потребувати технічного обслуговування, а замінювані деталі ще не досягли потреби технічного обслуговування, а замінювані деталі ще не досягли запасів міцності гостро ставлять питання оцінки його стану й рівня ризику його експлуатації за межами нормованого терміну служби. Розвиток вільного ринку електроенергії і збільшення фінансового тиску стали додатковими чинниками, які, з одного боку, максимально підсилюють необхідність продовження термінів служби устаткування, а з іншого – спрямовані на зниження експлуатаційних витрат на його технічне обслуговування і ремонт. Необхідність розв'язання цієї суперечності приводить до формування нового підходу в оцінці стану устаткування.

В основі нових пропонованих методів управління й прийняття рішень, що формуються сьогодні, лежить аналіз ризиків експлуатації старого устаткування або устаткування з певними дефектами (обслуговування устаткування за фактичним технічним станом). Метою Технічного Обслуговування і Ремонту (ТО і Р) за фактичним технічним станом є забезпечення необхідного рівня надійності при зниженні експлуатаційних витрат. При цьому призначають необхідні роботи з ТО і Р залежно від реального технічного стану конкретного об'єкта й передбачуваної зміни його стану в процесі експлуатації. Цей метод полягає в контролі за технічним станом устаткування з використанням сучасних засобів технічної діагностики та проведенням ремонтних робіт лише тоді, коли вони дійсно необхідні (рис. 2.2).

У результаті проведення безперервної діагностики експлуатованого устаткування можна досягти зниження обсягів робіт за рахунок систематичного зменшення причин виникнення дефектів.



$P_i(Q)$  – узагальнений показник ресурсу пристрою; 1– зміна технічного стану обладнання пристрою  $Q(t)$ ; 2– моніторинг та діагностування технічного стану обладнання; 3 – передвідмовний стан пристрою; 4 – відновлення ресурсу; 5 – відмова пристрою

Рисунок 1.2 – Обслуговування пристроїв за фактичним технічним станом



Сьогодні підтримка необхідного рівня надійності енергетичного устаткування в процесі експлуатації забезпечується, по-перше, за рахунок значних коефіцієнтів запасу, які закладені при його створенні, а по друге, системою технічного обслуговування і періодичних ремонтів, яка базується на проведенні Пристрій Захисний Релейний (ПЗР) після напрацювання певного часу.

В основу діючої системи ТО і Р ТП покладено поєднання технічного обслуговування й ПЗР. Залежно від важливості призначення устаткування в технологічному процесі, ПЗР може проводитися за методом планово-періодичного ремонту й ремонту за технічним станом.

Згідно з вимогами, ремонт обладнання за технічним станом виконується у випадку виявлення при оглядах несправностей, що загрожують нормальній роботі обладнання, після відмов у роботі обладнання та пристроїв релейного захисту й автоматики (РЗА), у разі пошкодження обладнання аварійними струмами, атмосферними й комутаційними впливами, а також при виробітку встановленого механічного й комутаційного ресурсу.

Як бачимо, питання визначення фактичного технічного стану обладнання за допомогою діагностування, вимірів, випробувань тощо не розглядається, а ТО і Р виконується за фактом пошкодження обладнання, його несправного стану або непрацездатності.

Обслуговування за фактичним технічним станом дозволяє, з одного боку, забезпечити працездатність техніки, з іншого – заздалегідь підготуватися до проведення ТО і Р та мінімізувати витрати на нього.

Однак планування ТО і Р пристроїв ТП досить складне у зв'язку з тим, що стан кожного з об'єктів контролюється множиною показників, за кожним з яких повинна розраховуватися дата наступного ТО і Р або іншого виду обслуговування. В існуючій на ТП системі ТО і Р необхідно шукати резерви для скорочення витрат. У цьому напрямку, в першу чергу, згідно з, необхідно забезпечити прозорість і обґрунтованість ремонтної програми:

1. Прозорість витрат на ТО і Р – це розуміння того, на що, на які об'єкти і які роботи плануються засоби ремонтного фонду, скільки коштує кожна з цих робіт.

2. Обґрунтованість витрат на ТО і Р – це усвідомлений вибір між витратами на підтримку працездатності устаткування й розміром ризику в разі невиконання ремонту.

Для забезпечення прозорості й обґрунтованості витрат на ТО і Р ТП слід:

- впровадити пооб'єктне планування ремонтного фонду;
- прив'язати витрати на ремонт до технічного стану й фактичного завантаження обладнання;
- впровадити оцінку ризику невиконання ремонтів і систему прийняття рішень на основі ризиків.

Виконаний аналіз показує, що найбільш прогресивна система технічного обслуговування і ремонту – це система, що базується на встановленні *фактичного технічного стану обладнання*. Основою для побудови такої системи служать методи технічної діагностики. Сучасний рівень і перспективи розвитку засобів діагностики, дефектоскопії і автоматизованого контролю в електропостачанні залізниць відкривають реальні можливості застосування в недалекому майбутньому методів технічного обслуговування й ремонту устаткування за технічним станом у широких масштабах. [2]

### **1.3 Аналіз впливу методів розрахунку та вибору обладнання на ефективність використання його за номінальними характеристиками**

Показником ефективності роботи трансформаторного обладнання є фактичний режим роботи силових трансформаторів за навантаженням, при якому досягається найвищий коефіцієнт корисної дії. Такий режим встановлюється при завантаженні

трансформатора вище 60% від номінального. Для адекватної оцінки реального використання трансформаторів розподільних мереж виконаємо аналіз їх завантаження за даними режимних добових замірів. [3]

У порівнянні з системоутворюючими магістральними електричними мережами розподільні мережі більшою мірою потребують реконструкції, модернізації та оптимізації розвитку у зв'язку з великим фізичним і моральним зносом. До одного з інноваційних заходів підвищення енергетичної ефективності в розподільних електричних мережах 0,4-220 кВ слід віднести впровадження нового, більш економічного, електрообладнання, зокрема, силових трансформаторів зі зменшеними активними і реактивними втратами холостого ходу, заміну перевантажених і недовантажених силових трансформаторів, відключення трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях в режимі малих навантажень [4–6].

*Вибір оптимальної потужності силових трансформаторів.* Відзначимо також, що при виборі і встановленні нових трансформаторів відповідно до Норм технологічного проектування підстанцій 6-750 кВ та ГОСТ 14209-97, для масляних трансформаторів необхідно враховувати їх перевантажувальну здатність, що дозволить підвищити ефективність використання даного обладнання.

З технічної точки зору обґрунтування прийняття адекватних реальним навантаженням трансформаторів є важливим завданням, тому заміна обладнання на аналогічне, із завищеними параметрами не вирішує задачу оптимізації використання силових трансформаторів. Обмежуючими факторами при вирішенні задачі та впровадженні відповідних заходів на кожній підстанції є забезпечення договірної потужності споживачів, які отримують живлення від ПС, так як номінальна потужність трансформаторів повинна забезпечувати договірну потужність приєднаного навантаження споживачів. Таким чином, обґрунтоване встановлення трансформаторів меншої потужності є можливим при перегляді та узгодженні зі споживачем договірної потужності, або з урахуванням реальних факторів сьогодення, коли потужні виробництва зупиняються або суттєво скорочують відповідні

потужності, тобто задеклароване у договорі на користування електричною енергією значення потужності спостерігатися не буде.

Врахування фактичного ГЕН споживачів дозволить більш ефективно виконувати вибір номінальної потужності силових трансформаторів. Причому такий вибір доцільно виконувати не лише при реконструкції підстанції із заміною трансформаторів, коли відомі фактичні електричні навантаження та режим роботи, але і при проектуванні – за типовими ГЕН споживачів, для яких призначається підстанція. На сьогодні ж переважно вибір потужності трансформаторів виконується за розрахунковим 30-хвилинним максимумом навантаження, хоча постійна часу нагріву трансформаторів складає більше  $\tau > 10$  хвилин, тому доцільний інтервал осереднення повинен бути навіть більшим за  $3\tau$ , тобто  $>30$  хвилин, а спостерігається він один або декілька разів на добовому проміжку (ранковий та вечірній піки навантажень). Врахування нерівномірності ГЕН споживачів при виборі силових трансформаторів також може мати економічний ефект, який доцільно дослідити. Ще одним фактором завищення номінальної потужності трансформаторів є неврахування можливості уникнення завищення їх типорозмірів шляхом визначення доцільного рівня компенсації реактивної потужності на етапі проектування електричної мережі. Такий підхід реалізується для цехових електричних мереж, де вибір трансформаторів виконується за розрахунковою активною, а не повною потужністю з оглядом на покриття реактивного навантаження засобами його компенсації.

*Визначення доцільного коефіцієнту завантаження трансформаторів на багатотрансформаторних ПС.* Номінальна потужність силових трансформаторів може бути знайдена за розрахунковою (методи розрахунку електричних навантажень), або, виходячи з максимальної за ГЕН за наступною відомою формулою:

$$S_{нт} \geq S_{розр} = \frac{S_{м.ген}}{(n - 1)k_{2ав}},$$

де  $n$  – кількість трансформаторів на підстанції, шт;

$k_{2ав}$  – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження, який приймається для силових масляних трансформаторів на рівні 1,4.

З приведеної формули можна зробити висновок, що для багатотрансформаторних підстанцій ( $n > 2$ ) можна збільшити їх завантаження у вихідному режимі, оскільки навантаження післяаварійного режиму будуть забезпечувати два і більше трансформатори.

Тоді доцільні коефіцієнти завантаження трансформаторів для багатотрансформаторних підстанцій за умови збереження живлення споживачів всіх категорій надійності в після- аварійному режимі можна знайти з наступного виразу:

$$K_{з.доц} \leq \frac{(n - 1)k_{2ав}}{n},$$

$n=2$ :

$$K_{з.доц,2} \leq \frac{(n - 1)k_{2ав}}{n} = \frac{(2 - 1) * 1,4}{2} = 0,7,$$

$n=3$ :

$$K_{з.доц,3} \leq \frac{(n - 1)k_{2ав}}{n} = \frac{(3 - 1) * 1,4}{3} = 0,93,$$

$n=4$ :

$$K_{з.доц,4} \leq \frac{(n - 1)k_{2ав}}{n} = \frac{(4 - 1) * 1,4}{4} = 1,$$

Слід зауважити, що вибір трансформаторів за максимальним розрахунковим навантаженням, навіть реальним (за ГЕН), вносить деяке завищення потужності, яке доцільно додатково враховувати коефіцієнтом запасу  $K_{\text{зап}}$ , який можна представити як відношення «гріючої» потужності до максимальної. Під «гріючою» потужністю розуміється середньоквадратичне значення повної потужності:

$$K_{\text{зап},S} \leq \frac{K_{\phi,S}}{K_{m,S}} = \frac{S_{\text{ср.кв}}}{S_{\text{макс.ГЕН}}} < 1,$$

де  $K_{\phi,S}$ ,  $K_{m,S}$  – відповідно коефіцієнти форми та максимуму графіка електричних навантажень за повною потужністю;  $S_{\text{ср.кв}}$ ,  $S_{\text{макс.ГЕН}}$  – відповідно середньоквадратичне та максимальне значення графіка електричних навантажень за повною потужністю.

Коефіцієнт запасу знаходиться за показниками фактичних графіків електричних навантажень, які є доступними для аналізу на підприємствах електроенергетики за даними режимних замірів.

*Уникнення завищення типорозміру та підвищення завантаження трансформаторів шляхом компенсації реактивної потужності.* Додатково уникнути завищення потужності трансформаторів і одночасно підвищити їх завантаження до  $K_{\text{з.доц}}$  можливо шляхом компенсації реактивних навантажень споживачів на шинах 6-10 кВ підстанцій. Це є особливо важливим фактором у випадках деякого перевищення розрахункової або фактичної за ГЕН максимальної потужності над номінальною потужністю стандартного номенклатурного ряду трансформаторів. [3]

Для цього повинна виконуватись умова:

$$\frac{P_{\text{м.факт}} * K_{\text{зап.Р}}}{n} \leq S_{\text{рек}}' K_{\text{з.доц}},$$

$$S_{\text{рек}}' \geq \frac{P_{\text{м.факт}} * K_{\text{зап.Р}}}{nK_{\text{з.доц}}}$$

Останній вираз характерний для повної компенсації реактивних навантажень і є граничною умовою. Якщо він виконується, то мінімальний рівень компенсації реактивних навантажень (квар) знайдеться за формулою:

$$Q_{\text{БК.min}} = Q_{\text{max}} - \sqrt{(K_{\text{з.доц}} n S_{\text{нт.рек}}')^2 - (P_{\text{макс}} K_{\text{зап.Р}})^2}$$

Коефіцієнт  $K_{\text{зап}}$  можна прийняти рівним одиниці з тих позицій, що на сьогодні спостерігається тенденція зростання частки побутових та юридичних споживачів з використанням електроопалення, що матиме відповідний приріст навантаження та може викликати перевантаження трансформаторів, якщо їх вибрати з урахуванням повністю всіх поправок.

## 1.4 Характеристика обладнання та обґрунтування реконструкції підстанції КПО

### 1.4.1 Силовий трансформатор

Силові трансформатори є основним електричним устаткуванням електроенергетичних систем, які забезпечують передачу і розподіл електроенергії на перемінному трьохфазному струмі від електричних станцій до споживачів.

На підвищуючих і понижуючих підстанціях застосовують трифазні чи групи однофазних трансформаторів з цими двома чи трьома роздільними обмотками. Залежно від кількості обмоток трансформатори поділяються на двохобмоткові і трьохобмоткові. Двохобмоткові трансформатори номінальною потужністю більше 25МВ·А виконуються з розщепленої 10 обмоткою вторинного напруги 6...10 кВ. Обмотки вищої, середньої і нижчої напруг прийнято скорочено позначати відповідно ВН, СН, НН.

На підстанції встановлено два трансформатори ТДНТГ-25000/150/35/6, дані занесені в табл. 1.4.1.1-2 [4]

Таблиця 1.4.1.1

Тип Трансформатора	Номінальне значення напруги, кВ			Схема та група з'єднань обмоток	Вид, діапазон та число ступеней регулювання напруги
	ВН	СН	НН		
ТДНТГ-25000/150/35/6	158	38,5	6,6; 11,0	Ун/Ун/Д-0-11	РПН в нейтралі ВН, $\pm 12\%$ , не менше $\pm 8$ ступеней ПБВ на стороні СН - $38,5\text{кВ} \pm (2 \times 2,5\%)$

Таблиця 1.4.1.2

Тип трансформатора	Потери кВт		Напряження короткого замикання для обмоток, %			Ток холостого ходу, %
	ХХ	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДНТГ-25000/150/35/6	28,5	145	10,5	18	6,5	0,7

#### 1.4.2 Високовольтний вимикач навантаження

Комутаційні апарати (вимикачі) - призначені реалізації оперативної та аварійної комутації в енергосистемах, до виконання операцій включення і відключення окремих ланцюгів при ручному чи автоматичному управлінні. У включеному стані вимикачі повинні безперешкодно пропускати струми навантаження. Характер режиму роботи цих апаратів дещо незвичайний: нормальним їм вважається як включений стан, тобто вони обтікаються струмом навантаження, і відключене - у якому вони забезпечують необхідну електричну ізоляцію між розімкнутими ділянками ланцюга. Дані вимикача GL-313 F1/4031-P/FK3-2, який установлений на підстанції заносимо в табл. 1.4.2. [5]



Таблиця 1.4.2

Тип вимикача		GL 313 F1 / F3 4031 P
Максимальна робоча напруга	кВ	170
Номінальна частота	Гц	50/60
Номінальна витримується напруга промислової частоти	кВ	325
Номінальна витримується напруга грозового імпульсу	кВ	750
Номінальний нормальний потік	А	3150
Струм термічної стійкості (3 с)	кА	40
Номінальний струм включення при короткому замиканні, до	кА	104
Номінальна тривалість з'єднує безпосередньо	s	3
Власний час відключення	мс	28
Повний час відключення	мс	50
час включення	мс	70 £

### 1.4.3 Роз'єднувачі

Роз'єднувач — контактний комутаційний апарат, призначений для комутації електричного кола без струму чи з незначним струмом, який для безпеки має у вимкненому положенні ізоляційний проміжок, що задовольняє певним вимогам.

Роз'єднувачі застосовуються у високовольтних розподільчих пристроях, переважно для забезпечення безпеки при профілактичних та ремонтних роботах на відімкнених ділянках. Дані роз'єднувача заносимо в табл. 1.4.3. [6]

Таблиця 1.4.3 Технічні данні роз'єднувача РДЗ-2-150/1000 УХЛ1

Тип роз'єднувача	РДЗ-2-150/1000 УХЛ1
Номинальна напруга, кВ	150
Найбільша робоча напруга, кВ	170
Номинальний струм, А	1000
Номинальна частота, Гц	50
Струм електротермічної стійкості, кА	100
Струм термічної стійкості, кА	40
Час протікання струму термічної стійкості, с:	
для головних ножів	3
для заземлюючих ножів	1

#### 1.4.4 Вимірювальні трансформатори напруги

Трансформатор напруги (ТН) - призначений для перетворення високої напруги в низьку в ланцюгах виміру і контролю. ТН дозволяє ізолювати ланцюги вольтметрів, частотомірів, електричних лічильників, пристроїв автоматичного управління і контролю і так далі від ланцюга високої напруги і створює можливість стандартизації номінальної напруги контрольновимірювальної апаратури (частіше за всього нього приймають рівним 100 В). ТН підрозділяються на трансформатори змінної напруги (зазвичай їх називають просто ТН) і трансформатори постійної напруги. Дані трансформаторів заносимо в табл. 1.4.4. [7] [8]

Таблиця 1.4.4 Технічні данні трансформаторів напруги НТМИ-6, ЗНОМ-35

Трансформатор напруги	Номинальна напруга обмоток, кВ			Номинальна потужність, ВА в класі точності			Максимальна допустима потужність, ВА
	ВН	НН (осн.)	НН (доп.)	0,5	1	3	
НТМИ-6	6	0,1	0,1/3	75	150	300	630
ЗНОМ-35	27,5	0,1	0,1/3	150	250	600	1000

### 1.3.5 Вимірювальні трансформатори струму

Трансформатор струму (ТС) - служить для виміру, перетворення і передачі режиму роботи ланцюга високої напруги в ланцюг низького напруги із метою її наступної обробки. ТС служить для ізоляції первинного ланцюга високої напруги від вторинної - ланцюга низької напруги, який має потенціал землі. Сигнал на вторинній боці використовують з метою виміру потужності з допомогою амперметра, ватметра, якості енергії, так системи релейного захисту. Тому ТС, зазвичай, мають дві вторинні обмотки: одну для виміру, іншу за захистом. Вторинний струм ТС має нормовані значення: 5 чи 1 А. Первинний ланцюг трансформатора струму постійно підключено до ланцюга високої напруги і є першим елементом (датчиком контролю струму) системи релейного захисту. Від точності передачі залежить чіткість і швидкість ліквідації аварії. На Підстанції використовуються декілька типів ТС. Для 154кВ – ТФЗМ 150А -ІУ1. Для 35кВ – ТФЗМ-35. Для 6кВ – ТПОЛ-10 [911]

Паспорти трансформаторів струму показано нижче:

Таблиця 1.4.5.1 Технічні характеристики ТФЗМ-35

Тип виробу	Номинальний первинний струм, А	Номинальний вторинний струм, А	Кількість вторинних обмоток		Струм термічної стійкості, кА	Струм електродинамічної стійкості, кА
			для захисту	для вимірювань		
ТФЗМ 35 А-У1	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1 000	5	1	1	0,6; 0,7; 1,1; 1,5; 1,9; 2,3; 3,5; 5,8; 7; 11,6; 15; 22; 30; 37	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134

Таблиця 1.4.5.2 Технічні характеристики ТМФЗ 150-І У1

Типовиконання трансформаторів	Напруга, кВ		Номинальний клас точності вторинної обмотки		Климатичне виконання та категорія розміщення	Номинальна гранична кратність обмоток для захисту в класі точності 10Р			Номинальне вторинне навантаження $S_{2ном}$ з коефіцієнтом потужності $\cos \varphi = 0,8$ В*А			Кількість вторинних обмоток		Номинальна частота, Гц	
	Номинальна Уном	Найбільша робоча Унр	Для вимірювань	Для захисту		2I1 -2I2	3I1 -3I2	4I1 -4I2	Обмотка для вимірювань в класі точності 0,5 1I1 -1I2	Обмотка для захисту в класі точності 10Р			Для вимірювань		Для захисту
										2I1 -2I2	3I1 -3I2	4I1 -4I2			
ТМФЗ 150А-І У1	150	172	0,5	10Р	У1	15	15	15	40	50	50	50	1	3	50 (або 60)

Таблиця 1.4.5.3 Технічні характеристики ТПОЛ-10

параметри	значення	
	ТПОЛ-10, ТПОЛ-10-1, ТПОЛ-10-1-3, ТПОЛ-10-2, ТПОЛ-10-3	ТПОЛ-10-4, ТПОЛ-10-4-3
Номинальна напруга, кВ	10 або 11 *	
Найбільша робоча напруга, кВ	12	
Номинальна частота змінного струму, Гц	50 мул 60 *	
Номинальний первинний струм, А	10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000	
Номинальний вторинний струм, А	1; 5	
Номинальна вторинна навантаження, ВА, вторинних обмоток: для вимірювань при $\cos \phi = 1$ для вимірювань при $\cos \phi = 0,8$ (навантаження індуктивно-активна) для захисту при $\cos \phi = 0,8$ (навантаження індуктивно-активна)	1; 2; 2,5 3; 5; 10; 15; 20; 25; 30 (10 - стандарт) 3; 5; 10; 15; 20; 25; 30 (15 - стандарт)	
Номинальний клас точності вторинної обмотки: для вимірювань для захисту	0,2; 0,2S; 0,5S; 0,5; 1,0 10P (5K на замовлення)	
Клас точності вторинних обмоток по ГОСТ 7746: для вимірювання для захисту	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1 5K; 10P	
Номинальна гранична кратність вторинної обмотки для захисту **, не менше, при номинальній первинній струмі, А: 10 - 400 600; 1000 800 1500 2000	10 16 20 23 19	
Номинальний коефіцієнт безпеки приладів вторинної обмотки для вимірювань **, не більше в класі точності при номинальній первинній струмі, А		
0,2S; 0,5S	10-2000	10
0,2	10-1000 1500; 2000	10 17
0,5; 1	10; 15; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 300 40; 80; 200; 400 600 800; 1000 1500 2000	12 14 16 17 20 24

## Кінець таблиці 1.4.5.3

Кратність трисекундного струму термічної стійкості при номінальному первинному струмі, А: 10; 15 20; 30 40; 100; 150; 300; 400 50; 75; 80; 200 600; 800 1000; 1500 2000	76 38 45 40 32 27 21	-
Кратність струму електродинамічної стійкості при номінальному первинному струмі, А: 10; 15 20; 30 40; 100; 150; 300; 400 50; 75; 80; 200 600; 800 1000 1500 2000	193 96 114 102 81,5 68,7 66,7 50	-
Односекундний струм термічної стійкості, кА, при номінальній первинній струмі, А: 10; 20 30; 40 50 75; 80 100 150 200 300-600 800 1000 1500; 2000	-	1,8 3,5 5 7,4 10 12,5 20 40 46 58 115
Струм електродинамічної стійкості, кА, при номінальній первинній струмі, А: 10; 20 30; 40 50 75; 80 100 150 200 300-600 800 1000 1500; 2000	-	4,5 8,9 12,8 18,6 25,5 31,8 51 102 115 146 289

## 1.5 Висновки і постановка задач роботи

ПС-154/35/6 кВ «КПО» - двотрансформаторна підстанція, яка розташована в м. Дніпро. Введена в експлуатацію в 1966 році. Від підстанції заживлені промислові, соціальні об'єкти міста, аеропорт міста Дніпро, населення.

При виникненні технологічного порушення, яке може бути спричинено відмовою автоматики або комутаційного обладнання, споживачі підприємства

залишаться без електроенергії, що у свою чергу може привести до великих капітальних видатків та поставити під загрозу людські житті.

На підстанції встановлено два силових трансформатори по 25 МВА, від яких живиться відкритий розподільний пристрій 35 кВ із двома системами шин 35 кВ і два закритих розподільних пристрої з 4-ма секціями шин 6 кВ.

На підстанції виконано заміну відєднувачів 150 кВ на елегазові вимикачі. Решта комутаційного обладнання не модернізувалось.

Трансформатори 1Т и 2Т типу ТДТНГ-25000/150/35/6 1966 та 1969 років виробництва відповідно знаходяться в роботі більше 50 років, що значно перевищує допустимий строк експлуатації. В процесі довгострокової експлуатації трансформаторів погіршилися їх технічні характеристики. Механічне пошкодження корпусу, корозія, часткова деформація деталей. Величина фізичного зносу складає 85%. Незадовільний стан герметичних маслонаповнених вводів 150 кВ (ГМТА45-150/630 У1). Порушена герметичність між вводом і баком трансформатора, пошкоджені сільфони. Опір постійному струму обмоток 150 і 35 кВ не відповідає нормі. Розходження по фазам більше 2%. В трансформаторі, згідно паспортних даних, при навантаженні і розрахунковій температурі навколишнього середовища, температура масла на 10-15С більша нормативної. На трансформаторах встановлені додаткові вентилятори охолодження. Підвищена вібрація корпусу трансформаторів. Незадовільний стан приводу РПН.

Таблиця 1.7.1

**Характеристика джерел живлення**

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіїв 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження у режимні дні в МВт за роками				
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2014	2015	2016	2017	2018
			од./МВА	МВт						
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК "УКРЕНЕРГО", ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПС «Солоне», ПЛ-150 кВ Л-11А, Л-10А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2x400 МВА, 3x250 МВА	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т/25	23	1966	20,34	8,5	9,1	9,2	14,4
			2Т/25	23	1969	7,9	11,7	5,7	6,2	14,2
		ПС-154/10/6 кВ «ПТМ»	1Т/32	29,4	1978	3,28	2	3	1,42	6,8
			2Т/40	36,8	2012	7,42	5,62	7,8	8	4,1

Таблиця 1.7.2

**Прогноз максимальних електричних навантажень підстанцій компанії, МВт**

Джерело живлення: ПС напругою 220 кВ і вище або лінія 110 (150) кВ від джерел живлення, розміщених на території інших ліцензіїв 1)		ПС 110(150)/35/10(6) і 110(150)/10(6) кВ, які живляться від джерела живлення				Максимальні навантаження (прогнозовані) у режимні дні в МВт за роками					
Назва	Кількість і потужність автотрансформаторів; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Назва	Кількість і потужність трансформаторів		Рік будівництва	2019	2020	2021	2022	2023	2024
			од./МВА	МВт							
ПДТЕС ДТЕК, ПС 330 кВ «Дніпровська» НЕК "УКРЕНЕРГО", ДГЕС-1 Укргідроенерго; ПС «Вузлова», ПС «Солоне» ПЛ-150 кВ Л-11А, Л-10А АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	2x400 МВА, 3x250 МВА	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т/25	23	1966	29,17	30,4	31	31,6	32,2	32,9
			2Т/25	23	1969						
		ПС-154/10/6 кВ «ПТМ»	1Т/32	29,4	1978	12,14	12,38	12,63	12,88	13,14	13,4
			2Т/40	36,8	2012						

У процесі аналізу технічного стану трансформаторів, фундаментів та маслоприймачів трансформаторів 1Т, 2Т, було виявлено розтріскування бетонних стінок фундаментів, руйнування труб для відводу масла, розтріскування основних конструкцій фундаментів. Враховуючи вищезазначене, проектом передбачено роботи з демонтажу та монтажу нових фундаментів, маслоприймачів під нові силові трансформатори 1Т, 2Т.

Особливу увагу необхідно зосередити на заміні опорно-стрижньової ізоляції роз'єднувачів напругою 35-150 кВ, пошкодження яких може привести до значного

перериву електропостачання споживачів та несе пряму загрозу життю та здоров'ю оперативного персоналу служби підстанції.

У зв'язку з руйнуванням порталів 150, 35 кВ (відлущування бетону, оголення арматури), що може призвести до аварійної ситуації, виникає необхідність їх демонтажу та встановлення нових порталів.

Для організації обліку електроенергії по стороні 150 кВ, необхідно встановити нові трансформатори напруги та трансформатори струму. На стороні 35 кВ встановлені трансформатори напруги типу ЗНОМ-35, що знаходяться в експлуатації з 1966 року. Трансформатори напруги значно перевищили свій строк експлуатації. Були виявлені дефекти маслопоказчика, теча масла між корпусом та кришкою, теча масла із клемної зборки вторинних кіл. ТН типу ЗНОМ-35 потребують значних капіталовкладень на проведення капітальних та поточних ремонтів та високу ступінь пожежонебезпечності. Враховуючи вищезазначене, планується заміна існуючих трансформаторів напруги на нові ТН з литою ізоляцією, антирезонансного виконання.

На ПС «КПО» знаходяться 7 масляних вимикачів типу МКП-35 1966 року випуску. Вимикачі вичерпали свій експлуатаційний ресурс, повністю амортизовані, фізично зношені, 131 не забезпечують швидке та надійне відключення від дії релейного захисту, ненадійні в роботі, вимагають великих витрат на капітальний ремонт і експлуатаційне обслуговування, на сьогоднішній день зняті з експлуатації. Обстеження вимикачів 35 кВ типу МКП-35, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. Планується заміна вимикачів типу МКП-35 на нові вакуумні вимикачі.

При проведенні огляду роз'єднувачів 150, 35 кВ, були виявлені дефекти контактної частини головних ножів, заземлюючих ножів, погіршення стану опорної ізоляції (розтріскування опорних ізоляторів), розбалансування приводних тяг, збільшення перехідного опору головних контактів. Роз'єднувачі типу РНДЗ вичерпали свій термін експлуатації, потребують значних капітальних затрат на проведення поточних та капітальних ремонтів.



Обстеження вимикачів 6кВ типу ВМП-10К, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ-6 кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 100 мкОм до 140 мкОм при нормативному значенні  $\leq 55$  мкОм. Заміна масляних на вакуумні вимикачі 6кВ призведе до зменшення витрат на проведення їх ремонтів – капітальний ремонт. З моральним старінням елементної бази систем РзіА виникає проблема їх експлуатації. У зв'язку зі зняття з виробництва заводами-виробниками існуючої елементної бази систем РЗА, виникає необхідність їх заміни на нові мікропроцесорні блоки.

Використання мікропроцесорних реле підвищує чутливість, швидкодію, що в свою чергу підвищує надійність роботи систем захисту та подовжує час експлуатації електрообладнання.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планується технічне переоснащення ПС з заміною обладнання та порталів ВРУ-35 кВ, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління.

Телемеханізація підстанції дозволяє збирати, передавати інформацію про функціонування об'єктів електричної мережі, а також передавати команди диспетчерського управління, поліпшити загальну надійність енергосистеми і підвищується якість обслуговування споживачів. [4]

## **ОСНОВНА ЧАСТИНА**



Таблиця 2.1. Максимальне розрахункове навантаження для 1Т 154/35/6

Т1		
Номер комірки	Приєднання	Потужність
№	-	кВт
6 кВ		
12	ПрАТ"НПО ДНІПРОПРЕСС"	2500
14	ТОВ"Завод Майстер-Профі"	1900
18	ТОВ "ДНІПРОПРЕСС СТАЛЬ"	420
20	КП "ТЕПЛОЕНЕРГО"	300
22	ТОВ "ДНІПРОПРЕСС СТАЛЬ"	420
24	ПрАТ"НПО ДНІПРОПРЕСС"	2500
45	ПрАТ"ЖЕСТ"	1700
47	КП"Дніпроводоканал"	774,9
53	ТОВ"МОКША-СЕРВІС"	1565
57	ПрАТ "Аеробуд"	110
35 кВ		
Л-514	ТОВ "ДТЕК Дніпровські Електромережі"	6000
Л-515	ТОВ "ДТЕК Дніпровські Електромережі"	9800
Всього:		27989,9

Таблиця 2.2. Максимальне розрахункове навантаження для 2Т 154/35/6

Т2		
Номер комірки	Приєднання	Потужність
№	-	кВт
6 кВ		
11	ТОВ"Завод Майстер-Профі"	1900
13	ПрАТ"НПО ДНІПРОПРЕСС"	2500
17	ПрАТ"Динаміка корпорейшн"	1300
19	ПрАТ"НПО ДНІПРОПРЕСС"	2500
21	ПрАТ"НПО ДНІПРОПРЕСС"	2500
23	КП "ТЕПЛОЕНЕРГО"	300
25	ПрАТ"НПО ДНІПРОПРЕСС"	2500
27	ПрАТ"НПО ДНІПРОПРЕСС"	2500
50	ПрАТ"Динаміка корпорейшн"	1300
52	ТОВ"МОКША-СЕРВІС"	1565
56	КП"Дніпроводоканал"	774,9
35 кВ		
Л-516	ТОВ "ДТЕК Дніпровські Електромережі"	9500
Л-517	ТОВ "СЛІ"	2250
Всього:		31389,9

## 2.2 Добові режимні графіки електричних навантажень ПС

Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів

Електричні розрахунки виконано з метою визначення завантаження трансформаторів на підстанціях 35–150 кВ з оцінкою достатності їх пропускної спроможності.

Силові трансформатори 150/35/10(6) кВ задані номінальними параметрами.

Електричні розрахунки виконано для режимів максимальних навантажень в зимовий та літній періоди для розрахункового – 2021 р.

На 2021 рік прийнята існуюча схема електричної мережі 35-150 кВ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

В таблицю 2.2.1 зведено дані щодо прогнозованого завантаження силових трансформаторів ПС «КПО» на розрахунковий 2021 р. в режимах зимового та літнього максимуму навантаження. [13]

Таблиця 2.2.1

№№ з/п	Найменування об'єкта	Дисп. наймен.	Потужність тр-рів на 2020 р.		зима			літо		
			МВА	МВт	МВт	% в нормальном у режимі	% в аварійному ремонтному режимі	МВт	% в нормальном у режимі	% в аварійному ремонтному режимі
1	ПС-154/35/6 кВ «КПО»	1Т	25	23	30,36	66%	132%	25,1	55%	109%
		2Т	25	23						

Аналіз даних таблиці 2.2.1 показав, що в нормальному режимі завантаження трансформаторів на ПС «КПО» знаходиться в межах 66% в зимовий період та 55% в літній період в залежності від номінальної потужності трансформаторів.

В аварійному, ремонтному режимі завантаження трансформаторів в зимовий період 132% та 109% в літній період, крім ПС-154/35/6 кВ «КПО»

В основі аналізу режимних замірів електроспоживання лежить розрахунок балансу електроспоживання по добовим графікам навантаження. Добові графіки показують зміну навантаження протягом доби. Їх будують за показниками лічильників активної та реактивної енергії через кожну годину. Відомо, що графіки навантаження окремих споживачів відрізняються за формою внаслідок специфіки режиму споживання електроенергії, наприклад, багатозмінної промислові підприємства, тягове навантаження, комунально-побутові. При підсумовуванні графіків навантаження окремих споживачів ці особливості осереднюються, формуючи узагальнений графік навантаження. Якість графіка навантаження визначається можливістю енергосистеми забезпечити цей графік.

Дані про навантаження підстанції 35/10/6 кВ складені за відомостями контрольних замірів струмів і напруги за літній і зимовий періоди і наведені в таблицях та графіках нижче.

Таблиця 2.2.2-3 – Добові режимні заміри навантаження трансформаторів 154/35/6 кВ ПС «КПО»

Таблиця 2.2.2

Час виміру	Літній "режимний" замір - 17.06.2020р						Зимовий "режимний" замір - 16.12.2020р					
	1Т			2Т			1Т			2Т		
	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА
0:00 - 1:00	12,08	4,14	12,77	5,93	1,75	6,19	11,82	3,23	12,25	9,65	2,51	9,97
1:00 - 2:00	10,30	3,77	10,97	4,48	1,46	4,71	10,51	2,96	10,92	8,30	2,32	8,62
2:00 - 3:00	10,91	4,25	11,71	4,36	1,50	4,61	10,52	3,12	10,98	8,30	2,36	8,63
3:00 - 4:00	10,43	3,80	11,1	4,40	1,62	4,69	11,35	3,55	11,89	8,53	2,52	8,9
4:00 - 5:00	10,51	3,88	11,21	3,85	1,42	4,1	11,26	3,40	11,76	8,57	2,47	8,92
5:00 - 6:00	10,66	3,86	11,33	4,67	1,51	4,91	12,59	3,62	13,11	9,32	2,64	9,69
6:00 - 7:00	11,23	3,79	11,85	5,03	1,43	5,23	13,40	3,52	13,85	10,30	2,68	10,64
7:00 - 8:00	12,59	3,80	13,16	6,63	1,83	6,88	14,63	3,37	15,01	11,48	2,85	11,83
8:00 - 9:00	12,69	3,91	13,28	6,50	1,87	6,77	16,57	3,50	16,93	12,61	3,14	12,99
9:00 - 10:00	13,37	3,79	13,9	7,27	2,08	7,56	16,39	3,49	16,75	12,24	3,01	12,6
10:00 - 11:00	13,30	6,45	14,78	7,04	2,01	7,33	17,03	3,41	17,37	13,15	3,22	13,53
11:00 - 12:00	15,70	4,27	16,27	6,79	2,38	7,19	15,67	3,22	16	12,37	3,08	12,74
12:00 - 13:00	14,74	4,32	15,36	7,75	2,58	8,17	16,78	3,47	17,13	12,88	3,23	13,28
13:00 - 14:00	14,50	3,99	15,04	6,56	2,10	6,89	16,61	3,47	16,97	12,83	3,38	13,27
14:00 - 15:00	14,58	4,10	15,14	7,64	2,65	8,08	16,40	3,52	16,78	12,50	3,30	12,93
15:00 - 16:00	14,35	3,83	14,85	6,72	2,02	7,02	15,61	3,28	15,95	12,13	3,23	12,56
16:00 - 17:00	15,03	4,02	15,56	7,30	2,56	7,74	16,52	3,29	16,84	13,03	3,50	13,49
17:00 - 18:00	15,43	4,22	15,99	6,49	2,10	6,82	17,26	3,49	17,6	14,40	3,79	14,89
18:00 - 19:00	14,90	3,88	15,4	7,42	3,75	8,31	13,83	2,77	14,11	11,53	5,51	12,78
19:00 - 20:00	13,99	3,68	14,46	7,42	1,96	7,68	17,18	3,33	17,5	14,41	3,17	14,75
20:00 - 21:00	14,77	3,51	15,18	6,56	2,11	6,89	14,95	2,81	15,21	12,53	3,27	12,95
21:00 - 22:00	15,78	4,11	16,31	8,26	2,11	8,52	16,10	3,13	16,41	13,37	3,18	13,75
22:00 - 23:00	13,15	3,59	13,63	7,79	1,99	8,04	15,57	3,35	15,93	12,94	2,90	13,26
23:00 - 24:00	3,31	1,69	3,72	6,37	1,88	6,64	13,13	6,67	14,73	11,24	3,01	11,64

Таблиця 2.2.3

Час виміру	Напруга на шинах, кВ						Літній період		Зимовий період		Літній період		Зимовий період	
	1СШ, 35кВ	2СШ, 35кВ	1секція, 6кВ	2секція, 6кВ	3секція, 6кВ	4секція, 6кВ	1Т	2Т	1Т	2Т	1Т	2Т	1Т	2Т
							А	А	А	А	МВА	МВА	МВА	МВА
0:00 - 1:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	27	11	27	11	12,77	6,19	12,25	9,97
1:00 - 2:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	23	15	23	15	10,97	4,71	10,92	8,62
2:00 - 3:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	22	13	22	13	11,71	4,61	10,98	8,63
3:00 - 4:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	22	15	22	15	11,1	4,69	11,89	8,9
4:00 - 5:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	22	14	22	14	11,21	4,1	11,76	8,92
5:00 - 6:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	25	15	25	15	11,33	4,91	13,11	9,69
6:00 - 7:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	30	14	30	14	11,85	5,23	13,85	10,64
7:00 - 8:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	35	13	35	13	13,16	6,88	15,01	11,83
8:00 - 9:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	40	13	40	13	13,28	6,77	16,93	12,99
9:00 - 10:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	35	13	35	13	13,9	7,56	16,75	12,6
10:00 - 11:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	34	12	34	12	14,78	7,33	17,37	13,53
11:00 - 12:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	36	10	36	10	16,27	7,19	16	12,74
12:00 - 13:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	37	12	37	12	15,36	8,17	17,13	13,28
13:00 - 14:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	38	11	38	11	15,04	6,89	16,97	13,27
14:00 - 15:00	36,3	36,4	6,40	6,40	6,40	6,30	37	11	37	11	15,14	8,08	16,78	12,93
15:00 - 16:00	36,3	36,4	6,50	6,40	6,40	6,30	36	11	36	11	14,85	7,02	15,95	12,56
16:00 - 17:00	36,3	36,4	6,50	6,40	6,40	6,30	34	12	34	12	15,56	7,74	16,84	13,49
17:00 - 18:00	36,3	36,4	6,50	6,40	6,40	6,30	31	9	31	9	15,99	6,82	17,6	14,89
18:00 - 19:00	36,3	36,4	6,50	6,40	6,40	6,30	33	9	33	9	15,4	8,31	14,11	12,78
19:00 - 20:00	36,3	36,4	6,50	6,40	6,40	6,30	32	10	32	10	14,46	7,68	17,5	14,75
20:00 - 21:00	36,3	36,4	6,50	6,40	6,40	6,30	35	11	35	11	15,18	6,89	15,21	12,95
21:00 - 22:00	36,3	36,4	6,50	6,40	6,40	6,30	35	11	35	11	16,31	8,52	16,41	13,75
22:00 - 23:00	36,3	36,4	6,50	6,40	6,40	6,30	32	10	32	10	13,63	8,04	15,93	13,26
23:00 - 24:00	36,3	36,4	6,50	6,40	6,40	6,30	28	9	28	9	3,72	6,64	14,73	11,64

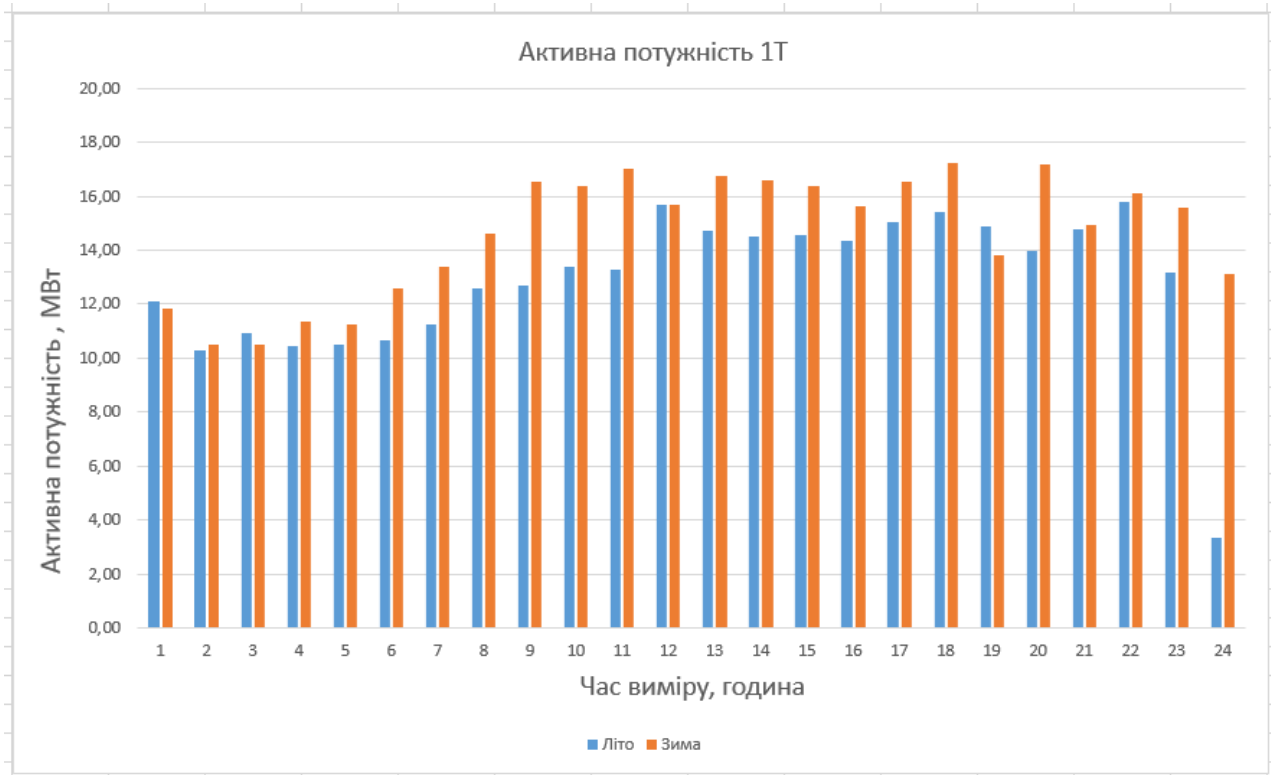


Рис. 2.2.1 – Графік активної потужності 1Т за літній та зимовий період

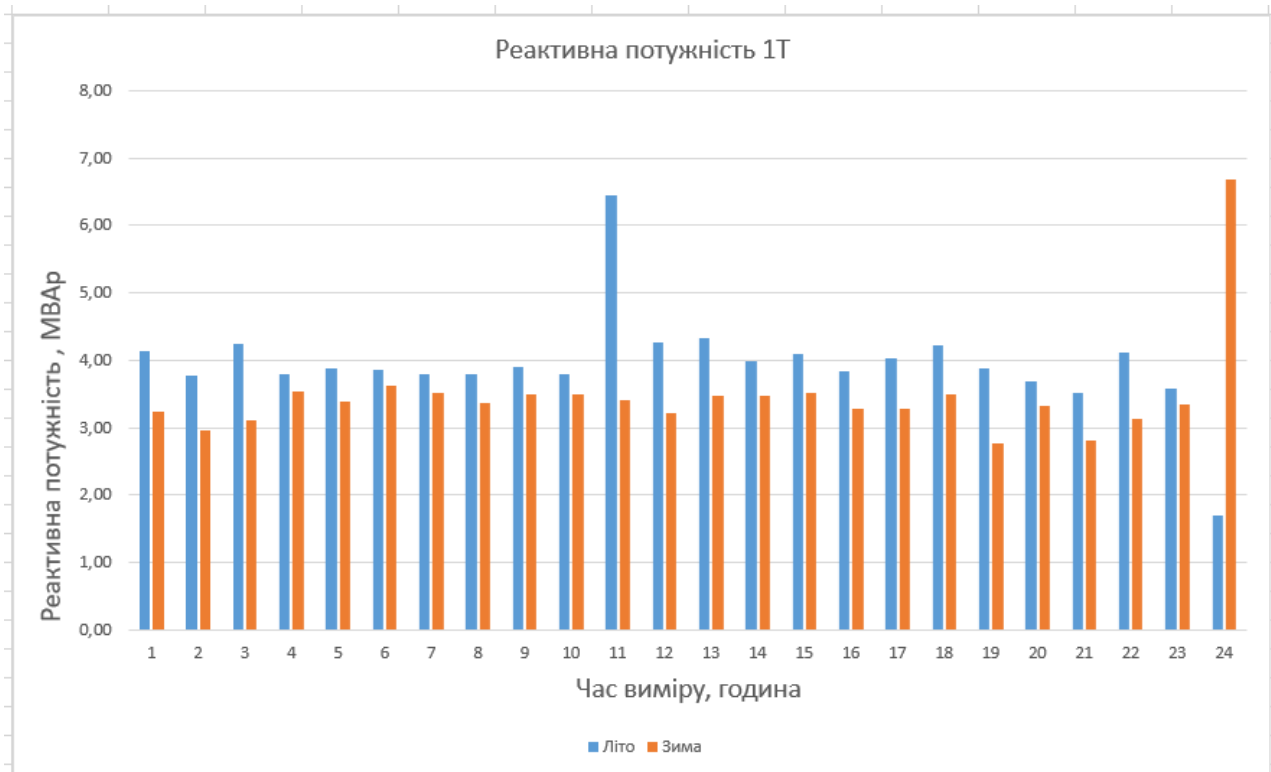


Рис. 2.2.2 – Графік реактивної потужності 1Т за літній та зимовий період



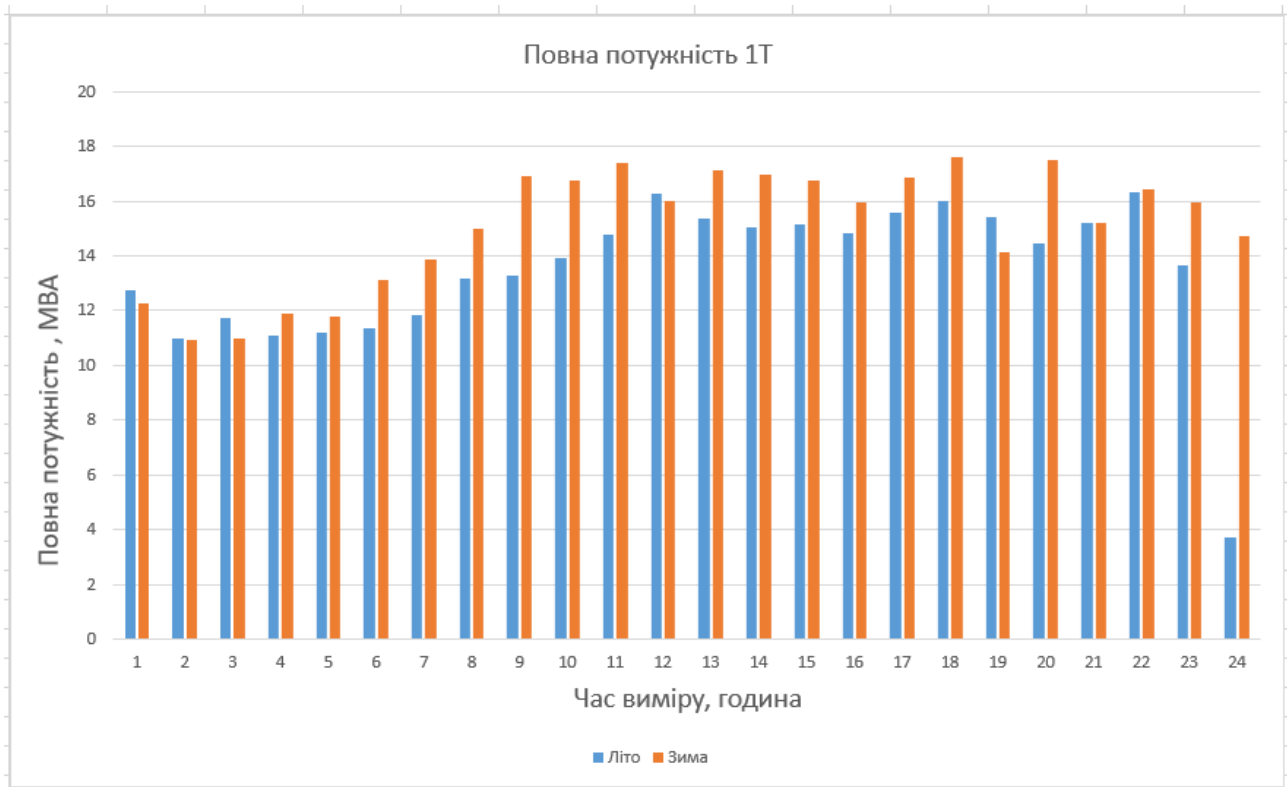
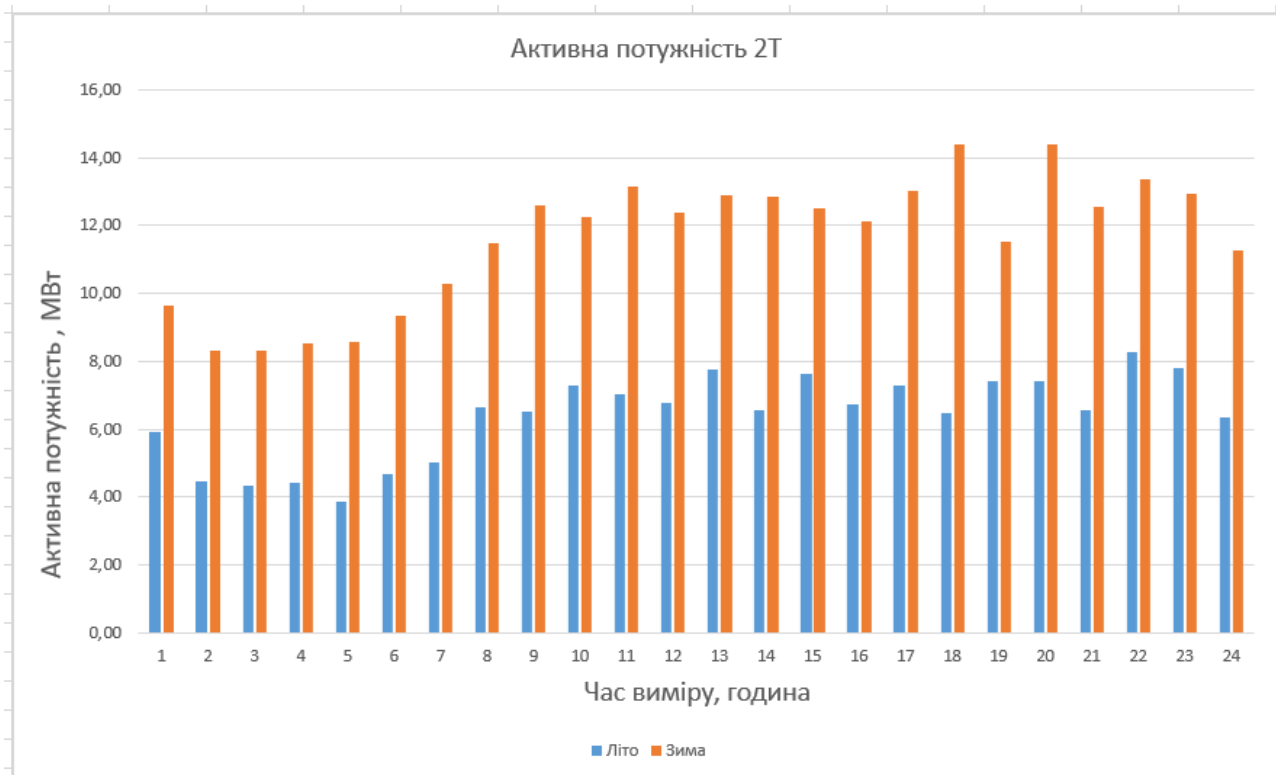


Рис. 2.2.3 – Графік повної потужності 1Т за літній та зимовий період



2.2.4 – Графік активної потужності 2Т за літній та зимовий період

Рис.

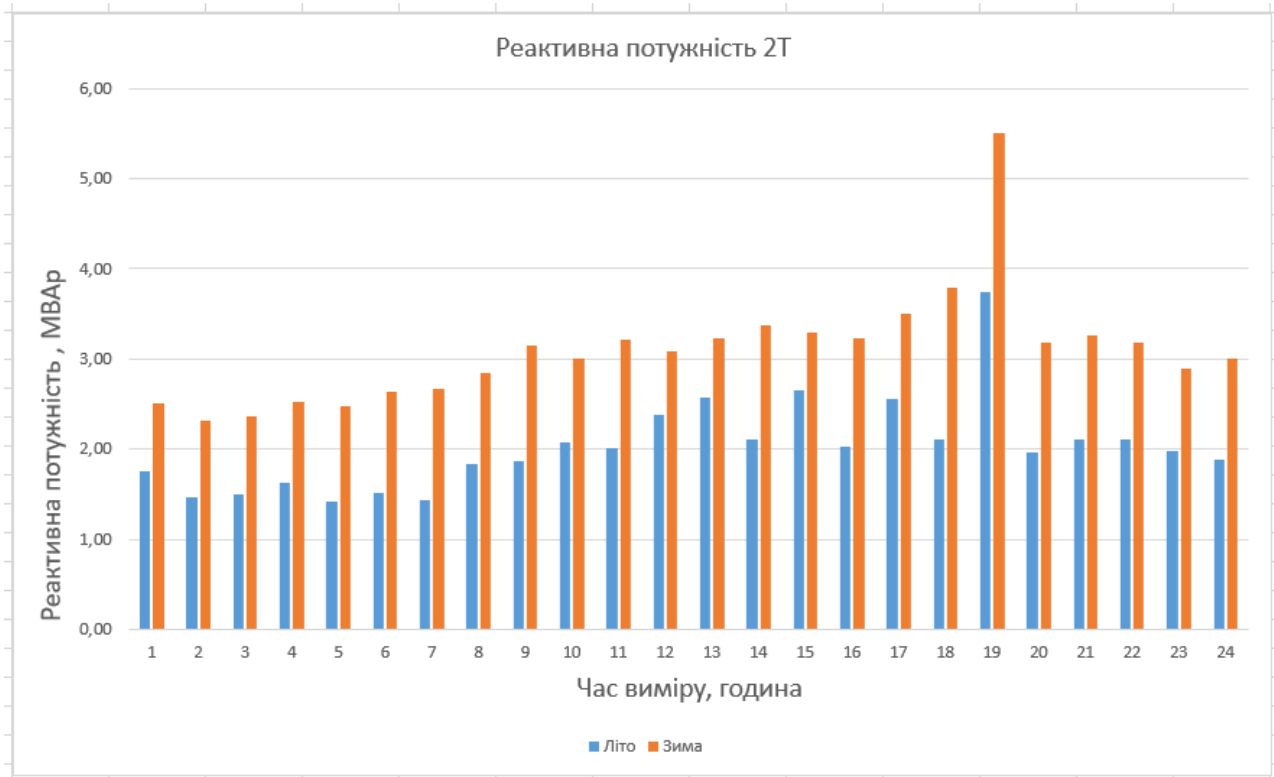


Рис. 2.2.5 – Графік реактивної потужності 2Т за літній та зимовий період

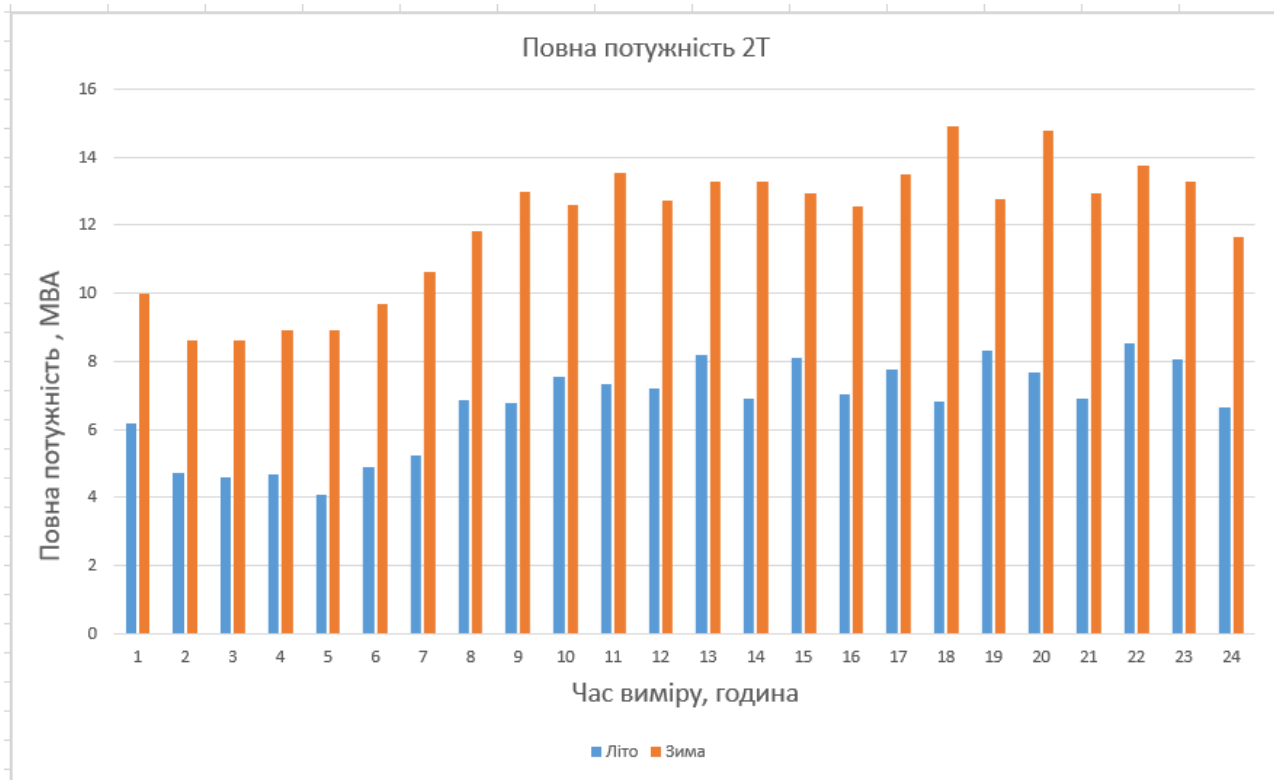


Рис. 2.2.6 – Графік повної потужності 2Т за літній та зимовий період

Необхідно дослідити режими роботи трансформаторів та визначити максимальне навантаження підстанції. Аналіз отриманих даних дозволить зробити висновок про завантаження силових трансформаторів. Якщо коефіцієнт завантаження виявиться не високим ( $K_3 \leq 0,5$ ), то виникне необхідність заміни трансформаторів на трансформатори меншої потужності. [14]

На основі добового графіка навантажень трансформаторів, які наведені на графіках 1-6, знаходимо максимальне значення навантаження та розрахуємо коефіцієнт завантажень трансформаторів:

$$K_3^{1T} = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{тр1}}} = \frac{17,6}{25} = 0,704 ,$$

$$K_3^{2T} = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{тр2}}} = \frac{14,89}{25} = 0,596 .$$

Висновок:

Протягом доби трансформатори працюють із завантаженням  $K_3 \geq 0,5$ , а це означає що необхідність заміни трансформаторів на трансформатори меншої потужності не виникає.

## **2.3. Вибір основного обладнання за розрахунковим максимумом навантаження**

### **2.3.1 Вибір схеми підстанції**

Головна схема електричних з'єднань підстанції - це сукупність основного електроустаткування (трансформатори, лінії), збірних шин, комутаційної та іншої первинної апаратури з усіма виконаними між ними сполуками.

Вибір головної схеми є визначальним при проектуванні електричної частини підстанції, так як він визначає повний склад елементів і зв'язків між ними. Обрана

головна схема є вихідною при складанні принципової схеми електричних з'єднань, схем власних потреб, схем вторинних з'єднань, монтажних схем і так далі.

При виборі схеми електроустановок повинні враховуватися різні фактори: значення і роль підстанції для енергосистеми; становище підстанції в енергосистемі, схеми і напруги прилеглих мереж; категорія споживачів за ступенем надійності електропостачання; перспектива розширення підстанції та прилеглої ділянки мережі. З усього комплексу умов, що впливають на вибір головної схеми підстанції, можна виділити основні вимоги:

- надійність електропостачання споживачів;
- пристосованість до проведення ремонтних робіт;
- оперативна гнучкість електричної схеми;
- економічна доцільність.

Відповідно до норм технологічного проектування головна схема електричних з'єднань підстанції вибирається з використанням схем РУ 35 ... 750 кВ.

Для подальшого проектування для РП 150 кВ обрана схема 150-3 з Містком з вимикачами в колах лінії та ремонтною перемичкою з боку, згідно з таблицею 4.2.10 ПУЕ, для РП середньої напруги 35 кВ обрана схема 35-5 з однієї робочою, секціонованою вимикачем, системою шин, згідно з таблицею 4.2.10 ПУЕ, для РП нижчої напруги 6 кВ - в комплектних комірках (КРУ) в закритому приміщенні ЗРП вибрана схема «Дві, секціоновані вимикачами, системи шин», згідно з таблицею 4.2.11 ПУЕ [14].

З боку вищої напруги для забезпечення надійності та безпеки встановлені високовольтні вимикачі і роз'єднувачі. Також передбачена установка трансформаторів струму з амперметрами.

З боку нижчої напруги також встановлені високовольтні вимикачі, роз'єднувачі. Крім них встановлені запобіжники. Обладнання управління, захисту, сигналізації і

трансформатори напруги встановлені в КРУН. На станції встановлюються 2 трансформатора власних потреб.

Підстанція має чотири секції шин 6 кВ та дві секції шин 35 кВ. З КРУН по кабельним лініям 6 кВ та по повітряним лініям 35 кВ електрична енергія передається споживачам.

### **2.3.2. Вибір потужності трансформаторів за максимальним навантаженням**

Силовий трансформатор є одним з важливих елементів систем електропостачання та використовується в усіх галузях економіки, включаючи промисловість, житлово-комунальне та сільське господарство, окремі установи, організації, фірми. Правильний вибір виду і потужності трансформаторів багато в чому визначає надійність електропостачання різних споживачів і економічність роботи.

Відповідно до ГОСТу 14209-97 на підстанціях 35-750 кВ завжди слід вибирати трифазні трансформатори (автотрансформатори) і лише у виняткових випадках можливе використання групи з однофазних або групи з двох трифазних трансформаторів половинній потужності.

Для вибору номінальної потужності трансформатора необхідно скористатися розрахунковими даними максимальних електричних навантажень на приєднаннях ПС «КПО» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Проаналізувавши таблиці 2.1 - 2.2 приймаємо до установки два трансформатори потужністю 40 МВА [15]

Два трансформатори потужністю 40 МВА повністю задовольняє вимогам, тому перевірка на аварійне перевантаження не потребується.

Паспортні дані вибраних трансформаторів представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.3.1 – Технічні характеристики трансформатора ТДНТ-40000/150

Тип Трансформатора	Номінальне значення напруги, кВ			Схема та група з'єднань обмоток	Вид, діапазон та число ступеней регулювання напруги
	ВН	СН	НН		
ТДНТ-40000/150 70У1	158	38,5	6,6; 11,0	Ун/Ун/Д-0-11	РПН в нейтралі ВН, ±12%, не менше ±8 ступеней ПБВ на стороні СН - 38,5кВ±(2х2,5%)

Тип трансформатора	Потери кВт		Напряження короткого замикання для обмоток,%			Ток холостого хода, %
	ХХ	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДНТ-40000/150 70У1	44	185	10,5	18	6,5	0,8

### 2.3.3. Визначення розрахункових струмів для вибору вимикачів

Для Трансформатора ТДНТ-40000/150

Струм на стороні 154 кВ

- при нормальному режимі роботи

$$I_{H1} = \frac{0,7S_{HT1}}{\sqrt{3} * U_{H1}} = \frac{0,7 * 40000}{\sqrt{3} * 154} = 105 \text{ A} .$$

- при форсованому режимі

$$I_{\Phi 1} = 2 * I_{H1} = 2 * 105 = 210 \text{ A} .$$

Таблиця 2.3.2 Розрахункові струми для вибору вимикача

Номінал	Струм нормального режиму	Струм форсованого режиму
150 кВ	105 А	210 А
35 кВ	461.88 А	923.76 А
6 кВ	2694.3 А	5388.6 А

### 2.3.4. Розрахунок струмів короткого замикання на стороні 150 кВ та 35 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться для вибору апаратів, проводів, шин і кабелів. Тому розрахунковим є найбільш важкий експлуатаційний режим (максимальний).

Для вибору апаратів і провідників в якості розрахункових точок КЗ приймаються: збірні шини ВН або висновки трансформаторів з боку ВН, збірні шини СН і НН.

На рис 2.3.1 показані головні вузлові точки виникнення коротких замикань КЗ

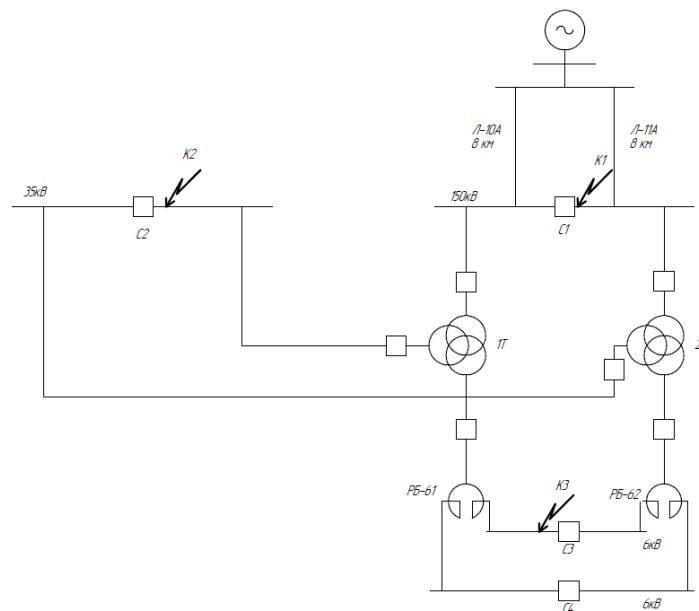


Рисунок 2.3.1 - Схема розрахунку струмів КЗ

Потужності струмів КЗ енергосистеми:

$$S_{кз} = 1600 \text{ МВА};$$

Прийmemo базисні величини:

Уср.ВН = 165 кВ – середнє значення напруги в мережі 154 кВ

Уср.СН = 37 кВ – середнє значення напруги в мережі 35 кВ

Уср.НН = 6,3 кВ – середнє значення напруги в мережі 6 кВ

$S_6 = 400$  МВА – базисна потужність

Еквівалентна схема заміщення показана на рис 2.3.2

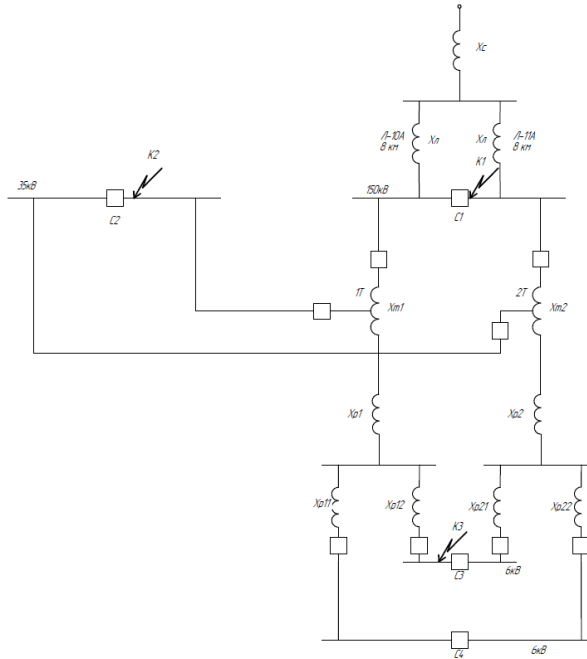


Рисунок 2.3.2 – Еквівалентна схема заміщення з точками К1, К2, К3

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} ,$$

де  $U_6$  – базисне значення напруги на шині  $U_6 = U_{ср.л}$  ;

Таблиця 2.3.3. Базисні струми обмоток трансформатора

Назва	Позначення	Значення
Базисний струм ВН	$I_{6ВН}$	1,4 кА
Базисний струм СН	$I_{6СН}$	6,24 кА
Базисний струм НН	$I_{6НН}$	36,66 кА



Розрахунок опорів елементів здійснюється за формулами наведеними в таблиці 3.4 [16]

*Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-1*

Опори систем визначаємо за формулою:

$$x_c^* = \frac{S_6}{S_{кз}} = \frac{400}{1600} = 0,25 .$$

Опори ліній визначаємо за формулою:

$$x_{\text{леп}}^* = x_0 * l * \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} ,$$

де  $x_0$  – питомий опір повітряної лінії 154 кВ ( $x_0 = 0.4$  Ом/км для проводу АС-185/24 [17]);

$$r_{\text{леп}}^* = r_0 * l * \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} ,$$

де  $r_0$  – активний опір повітряної лінії 154 кВ ( $r_0 = 0.157$  Ом/км для проводу АС-185/24 [17]);

Таблиця 2.3.4. Опори ПЛ

Назва	Позначення	Значення
Реактивний опір 1 лінії	$x_{\text{леп-1}}^*$	0,047
Реактивний опір 2 лінії	$x_{\text{леп-2}}^*$	0,047
Активний опір 1 лінії	$r_{\text{леп-1}}^*$	0,018
Активний опір 2 лінії	$r_{\text{леп-2}}^*$	0,018

Результуючий опір:

$$x_{\text{рез1}}^* = \frac{x_{\text{леп-1}}^* * x_{\text{леп-2}}^*}{X_{\text{леп-1}}^* + x_{\text{леп-2}}^*} + x_{\text{с}}^* = \frac{0,047}{2} + 0,25 = 0,2735 ,$$

$$r_{\text{рез}}^* = \frac{r_{\text{леп-1}}^* * r_{\text{леп-2}}^*}{r_{\text{леп-1}}^* + r_{\text{леп-2}}^*} = \frac{0,018}{2} = 0,009 .$$

Діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{I_{\text{б}}}{\sqrt{x_{\text{рез1}}^{*2} + r_{\text{рез}}^{*2}}} ,$$

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{1,4}{0,2736} = 5,1 \text{ кА} .$$

Ударний струм КЗ :

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{к1}}^{(3)} * k_{\text{уд}} ,$$

де  $k_{\text{уд}}$  – ударний коефіцієнт, залежить від постійної часу загасання аперіодичної складової струму КЗ.

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} ,$$

де  $T_a$  – постійна часу затухання аперіодичної складової.

$$T_a = \frac{x_{\text{рез1}}^*}{2 * \pi * f * r_{\text{рез}}^*} = \frac{0,2375}{2 * 3,14 * 50 * 0,009} = 0,084 ,$$

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,084}} = 1,89 \text{ с} ,$$

Тоді

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 5,1 * 1,89 = 13,6 \text{ кА} .$$

Найбільше діюче значення повного струму КЗ:

$$I_{уд} = I_{к1}^{(3)} * K_{уд} ,$$

Де  $K_{уд}$  – ударний коефіцієнт

$$K_{уд} = \sqrt{1 + 2(k_{уд} - 1)^2} = \sqrt{1 + 2(1,89 - 1)^2} = 1,6 ,$$

$$I_{уд} = 5,1 * 1,6 = 8,16 \text{ кА} ,$$

Аперіодична складова струму КЗ у момент часу  $t=\tau$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} * I_{к1}^{(3)} * e^{\frac{-\tau}{T_a}} ,$$

$$\tau = t_{3min} + t_{с.в.} ,$$

Тоді

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} * 5,1 * e^{\frac{-0,04}{0,089}} = 4,6 \text{ кА} .$$

Періодична складова струму КЗ у момент часу  $t=\tau$  :

$$I_{n\tau} = I_{к1}^{(3)} = 5,1 \text{ кА} .$$

*Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-2.*

Опір трансформатора ТДТН-40000/154 розраховується з формулою:

$$x_T^* = \frac{U_{к\%} * S_{\sigma}}{100 * S_{н.т.}},$$

де  $S_{н.т}$  – номінальна потужність трансформатора, МВ·А;

$U_{к\%}$  – напруга короткого замикання.

Розраховуємо опори обмоток трансформатора

$$x_{ТВН\%}^* = \frac{1}{2} * (U_{к.з.ВН-НН\%} + U_{к.з.ВН-СН\%} - U_{к.з.СН-НН\%}) ,$$

$$x_{ТСН\%}^* = \frac{1}{2} * (U_{к.з.СН-НН\%} + U_{к.з.ВН-СН\%} - U_{к.з.ВН-НН\%}) ,$$

$$x_{ТНН\%}^* = \frac{1}{2} * (U_{к.з.СН-НН\%} + U_{к.з.ВН-НН\%} - U_{к.з.ВН-СН\%}) ,$$

Таблиця 2.3.5. Опори обмоток

Назва	Позначення	Значення
Опір обмотки ВН, %	$x_{ТВН\%}^*$	11%
Опір обмотки СН, %	$x_{ТСН\%}^*$	0,5%
Опір обмотки НН, %	$x_{ТНН\%}^*$	7%
Опір обмотки ВН	$x_{ТВН}^*$	1,1
Опір обмотки СН	$x_{ТСН}^*$	0,05
Опір обмотки НН	$x_{ТНН}^*$	0,7

$$x_{рез2}^* = x_{рез1}^* + x_{ТСН}^* = 0,2735 + 0,05 = 0,3235 ,$$

Таблиця 2.3.6. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-2.

Назва	Позначення	Значення
Діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ	$I_{к2}^{(3)}$	17,8 кА
Ударний струм КЗ	$i_{уд}$	48,3 кА
Ударний коефіцієнт, залежить від постійної часу загасання аперіодичної складової струму КЗ	$k_{уд}$	1.92 с
Постійна часу затухання аперіодичної складової	$T_a$	0,123
Найбільше діюче значення повного струму КЗ	$I_{уд}$	29,19 кА
Ударний коефіцієнт	$K_{уд}$	1,64
Аперіодична складова струму КЗ у момент часу $t=\tau$	$i_{a\tau}$	18,2 кА
Періодична складова струму КЗ у момент часу $t=\tau$	$I_{n\tau}$	17,8 кА

*Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-3.*

Використовується сдвоєний реактор РТСТГ - 6-1000-0,22 УЗ горизонтального типу. Паспорт показаний нижче в таблиці 2.3.7. [18]

Таблиця 2.3.7 – Паспортні дані сдвоєного реактора РТСТГ-6-1000-0,22 УЗ

Тип	Кут між висновками, градус	Напруга мережі, кВ	Номинальний струм, А	Номинальна індуктивне опір, Ом	Струм електродинамічної стійкості, кА	Струм термічної стійкості,		Маса, кг	Довжина x ширина x висота, мм
						з	кА		
РТСТ-6-1000-0,22 УЗ	0, 60, 180, 240	6,3	1000	0,22	49,0	6	19,0	1300	1240 x 980 x 2660

Опір однієї вітки реактора РТСТГ - 6-1000-0,22 УЗ розраховується за формулою:

$$x_{p12} = \frac{10 * U_K * U_H}{I_H} = \frac{10 * 10 * 6}{1000} = 0,6 ,$$

Де  $U_k$  – напруга короткого замикання, %;  $U_k = 10\%$

$$x_{рез3}^* = x_{рез1}^* + x_{тнн}^* + x_{p12} = 0,2735 + 0,7 + 0,6 = 1,5735 ,$$

Таблиця 2.3.8. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-3.

Назва	Позначення	Значення
Діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ	$I_{к3}^{(3)}$	23,3 кА
Ударний струм КЗ	$i_{уд}$	65,2 кА
Ударний коефіцієнт, залежить від постійної часу загасання аперіодичної складової струму КЗ	$k_{уд}$	1.98 с
Постійна часу затухання аперіодичної складової	$T_a$	0,56
Найбільше діюче значення повного струму КЗ	$I_{уд}$	39,8 кА
Ударний коефіцієнт	$K_{уд}$	1,71
Аперіодична складова струму КЗ у момент часу $t=\tau$	$i_{ат}$	30,7 кА
Періодична складова струму КЗ у момент часу $t=\tau$	$I_{нт}$	23,3 кА

### 2.3.5. Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Для виконання перевірки комутаційних апаратів, шин і кабелів на термічну стійкість визначаємо тепловий імпульс струму короткого замикання  $B_k$ . Тепловий імпульс визначається згідно з [16]:

$$B_k = (I_k^{(3)})^2 * (t_{отк} + T_a) ,$$

де  $B_k$  – тепловий імпульс струму,  $кА^2 \cdot с$ ;

$I_k^{(3)}$  – сверхперехідний струм на шинах, кА;

$T_a$  – постійна часу затухання аперіодичної складової, с;

$t_{отк}$  – час відключення струму КЗ, с;

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.в} ,$$

де  $t_{рз}$  – час спрацювання релейного захисту, с ( на стороні 35-150кВ  $t_{рз} = 1,2$  с; на стороні 6-10 кВ  $t_{рз} = 0,6$  с );

$t_{отк.в}$  – повний час відключення вимикача, с

Таблиця 2.3.9. час відключення струму КЗ та тепловий імпульс

Найменування	Позначення	150 кВ	35 кВ	6 кВ
Повний час відключення	$t_{отк}$	1,25 с	1,26 с	0,67 с
Тепловий імпульс	$B_k$	34,7кА <sup>2</sup> * с	438,19кА <sup>2</sup> * с	667,75кА <sup>2</sup> * с

### 2.3.6. Вибір вимикачів 150 кВ та 35 кВ

Вимикачі обираються згідно з напругою та значенням довготривалого припустимого струму електроустановки, згідно ГОСТу 687 – 78 [19].

Умови вибору:

$$U_{уст} \leq U_{ном.вим} ,$$

$$I_{max} \leq I_{ном.вим} .$$

Після вибору вимикача проводиться ряд перевірок:

Перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{нт} \leq I_{відк.вим} .$$

Перевірка на аперіодичну складову струму КЗ:

$$i_{ат} \leq i_{в.ном} .$$

Перевірка на вимикаючу здатність

$$i_{уд} \leq i_{в} .$$

Перевірка на електродинамічну стійкість

$$i_{уд} \leq i_{дин} .$$

*Вибір вимикачів на напругу 150 кВ:*

До установки попередньо приймаємо елегазовий вимикач типу 150-SFM-40В [20]

Таблиця 2.3.10. Розрахунки вимикачів 150кВ та 35кВ

Перевірка на	Напруга	Розрахунки	Каталог
Симетричний струм відключення	150 кВ	5,1 кА	40 кА
Аперіодичну складову струму	150 кВ	4,6 кА	40 кА
Вимикаючу здатність	150 кВ	13,6 кА	63 кА
Електродинамічну стійкість	150 кВ	13,6 кА	102 кА
Симетричний струм відключення	35 кВ	17,8 кА	20 кА
Аперіодичну складову струму	35 кВ	18,2 кА	20 кА
Вимикаючу здатність	35 кВ	48,3 кА	52 кА
Електродинамічну стійкість	35 кВ	48,3 кА	52 кА
Симетричний струм відключення	6 кВ	23,3 кА	31,5 кА



Кінець таблиці 2.3.10.			
Аперіодичну складову струму	6 кВ	30,7 кА	31,5 кА
Вимикаючу здатність	6 кВ	65,2 кА	80 кА
Електродинамічну стійкість	6 кВ	65,2 кА	80 кА

*Вибір вимикачів на напругу 35 кВ:*

До установки попередньо приймаємо вакуумний вимикач типу ВР35НС-35-20/1600 У1 [21]

*Вибір вимикачів на напругу 6 кВ:*

До установки попередньо приймаємо вакуумний вимикач типу ВРС-6 [22]

Таблиця 2.3.11 – Технічні дані автоматичних вимикачів

Тип	Уном.вим., кВ	Іном.вим., А	Івідк.вим., кА	ів.ном., кА	івкл., кА	ідин, кА
150-SFM-40В	150	3150	40	40	63	102
ВР35НС-35-20/1600 У1	35	1600	20	20	52	52
ВРС-6	6	2000	31,5	31,5	80	80

### **2.3.7. Вибір роз'єднувачів 150 кВ та 35 кВ**

Роз'єднувач - це комутаційний апарат, призначений для відключення і включення електричного кола без струму або з незначним струмом, який для забезпечення безпеки має між контактами у відключеному положенні ізоляційний проміжок. При ремонтних роботах роз'єднувачем створюється видимий розрив між частинами, що залишилися під напругою, і апаратами, виведеними в ремонт.

Роз'єднувачі можуть бути внутрішньої і зовнішньої установок. Заземлювальні ножі можуть бути розташовані з боку шарнірного або рознімного контакту або з обох сторін. Заземлювальні ножі мають механічне блокування, що не роздільну включати їх при включених головних ножах.

*Вибір роз'єднувачів на напругу 150 кВ:*

Приймаємо однакові роз'єднувачі двохколонкові горизонтально-поворотні марки РДЗ-150/1250 У1. [23]

Перевірку здійснюємо за параметрами згідно з [15, п.4.5.4]:

Загальні умови вибору роз'єднувачів:

Номінальна напруга (рівень ізоляції):

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

Номінальний струм:

$$I_{max} \leq I_{ном} ,$$

Електродинамічна стійкість:

$$i_{уд} \leq i_{дин} ,$$

Термічна стійкість:

$$B_k \leq B_{ном} ,$$

*Вибір роз'єднувачів на напругу 35 кВ:*

Приймаємо однакові роз'єднувачі двохколонкові горизонтально-поворотні марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. [23]

Таблиця 2.3.12 – Перевірка вибору роз'єднувача

Тип роз'єднувача	РДЗ-150/1250 У1		РДЗ-35/1000 УХЛ1	
	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог
$U_{уст} \leq U_{ном}$	150 кВ	150 кВ	35 кВ	35 кВ

Кінець таблиці 2.3.12.				
$I_{max} \leq I_{ном}$	210 А	1250 А	923,76 А	1000 А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	13,6 кА	100 кА	48,2 кА	80 кА
$B_k \leq B_{ном}$	34,7 кА <sup>2</sup> * с	6400 кА <sup>2</sup> * с	438,19 кА <sup>2</sup> * с	3969 кА <sup>2</sup> * с

### 2.3.8. Вибір трансформаторів струму 150 кВ та 35 кВ

Трансформатори струму призначені для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле (5 А, рідше 1 або 2,5), а також для відділення ланцюгів управління і захисту від первинних ланцюгів високої напруги. Трансформатори струму, що застосовуються в РУ, виконують одночасно роль прохідного ізолятора (ТПЛ, ТПОЛ). У комплектних РУ застосовуються опорнопроходні (стрижневі) трансформатори струму - ТЛМ, ТПЛК, ТНЛМ, шинні - ТШЛ. В РУ 35 кВ і вище - вбудовані, в залежності від типу РУ і його напруги.

Для напруги до 330кВ застосовують вторинний струм 5 А. Номінальний первинний струм повинен бути якомога ближче до розрахункового струму установки, так як недовантаження первинної обмотки трансформатора призводить до збільшення похибок . Обраний трансформатор струму перевіряють на динамічну і термічну стійкість до струмів короткого замикання.

Вибір трансформатора струму виконується по умовам [16, п.4.10]:

По напрузі:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \cdot$$

По струму ( первинному та вторинному ):

$$I_{норм} \leq I_{ном} \cdot$$

$$I_{max} \leq I_{ном} \cdot$$

Номінальний струм повинен бути як можна ближче до робочого струму установки, так як недовантаження обмотки веде до збільшення похибок.

Також трансформатори струму перевіряють на електродинамічну стійкість:

$$i_{уд} \leq k_{ед} * \sqrt{2} * I_{1ном} ,$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} .$$

*Вибір трансформатор струму на напругу 150 кВ:*

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 150Б-1У1 на номінальний струм 200-400/5 А. [24]

Таблиця 2.3.13. Вибір трансформаторів струму 150кВ та 35кВ

Перевірка на	Напруга	Розрахунки	Каталог
Електродинамічну стійкість	150 кВ	13,6 кА	52 кА
	35 кВ	48,2 кА	63 кА

*Вибір трансформатор струму на напругу 35 кВ:*

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 35 А –У1 на номінальний струм 100-1000/5 А. [24]

Таблиця 2.3.14. – Характеристики трансформаторів струму 35-150кВ

Тип виробу	Номінальний первинний струм, А	Номінальний вторинний струм, А	Кількість вторинних обмоток		Струм термічної стійкості, кА	Струм електродинамічної стійкості, кА
			для захисту	для вимірювань		
ТФЗМ 35 А-У1	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000	5	1	1	0,6; 0,7; 1,1; 1,5; 1,9; 2,3; 3,5; 5,8; 7; 11,6; 15; 22; 30; 37	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134
ТФЗМ 150 Б - I У1	600-1200	1 або 5	3	1	14-28	52-104

### 2.3.9. Вибір трансформаторів напруги 150 кВ та 35 кВ

Трансформатори напруги обираються за номінальними параметрами первинного кола, класу точності і схеми з'єднання і за умови [16, п.4.10]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \cdot$$

*Вибір трансформатор напруги на напругу 150 кВ:*

Обираємо трансформатори напруги НКФ-150-IV-У1. Для з'єднання в зірку використовуємо три однофазних трансформатори. Табл.2.3.15– паспорт. [25]

*Вибір трансформатор напруги на напругу 35 кВ:*

Обираємо трансформатори напруги НАМИ-35. Для з'єднання в зірку використовуємо три однофазних трансформатори. Табл.2.3.16 – паспорт. [26]

Таблиця 2.3.15 – Технічні характеристики НКФ-150-IV

Технічні характеристики НКФ-170-IV (НКФ-150 IV)

Характеристики	НКФ-170-IV-У1 (Т1; ХЛ1) -0,2	НКФ-170-IV-У1 / Т1 / ХЛ1-0,5	НКФ-170-IV-У1 (ХЛ1) -Г * -0,2	НКФ-170-IV-У1 (ХЛ1) -Г * -0,5
Клас точності	0,2	0,5	0,2	0,5
Кліматичне виконання	У1 (Т1; ХЛ1)		У1 (ХЛ1)	
№ креслення	ВЛІЕ.671244.007 ... -03 ,, - 07		ВЛІЕ.671244.018 ..- 03	
Номинальна напруга обмоток, В:				
- первинної	150000: v3			
- вторинної основної	100: v3			
- вторинної додаткової	100			
Номинальна потужність вторинної основної обмотки в класі точності, ВА:				
0,2	100		100	
0,5	200	400	200	400
1,0	400	600	400	600
3,0	1000	1200	1000	1200
Номинальна потужність вторинної додаткової обмотки в класі точності ЗР, ВА	1000	1200	1000	1200
Найбільша робоча напруга, кВ	170: v3			
Гранична потужність, ВА	2500			
Мінімальна нормоване значення питомої довжини шляху витоку, мм / кВ	32			
Випробувальна напруга грозового імпульсу внутрішньої ізоляції, кВ:				
- повний імпульс	660			
- зрізаний імпульс	760			
Випробувальна напруга грозового імпульсу зовнішньої ізоляції, кВ:				
- повний імпульс	630			
- зрізаний імпульс	785			
- однохвилинне внутрішньої ізоляції, кВ	275			
Випробувальна напруга зовнішньої ізоляції при плавному підйомі, кВ:				
- в сухому стані	355			
- під дощем	290			

Таблица 2.3.16 – Технічні характеристики НАМИ-35

## Технические характеристики НАМИ-35

Характеристики	Значения
Ном. напряжение первичной обмотки, кВ	35
Ном. напряжение основной вторичной обмотки, кВ	0,1
Ном. напряжение дополнительной вторичной обмотки, кВ	0,1
Наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки частоты 50 Гц, кВ	40,5
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной нагрузке на вводах ab, bc и ca в классе точности 0,5	360
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной нагрузке на вводах ab, bc и ca в классе точности 1,0	500
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной нагрузке на вводах ab, bc и ca в классе точности 3,0	1200
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении фазных напряжений при симметричной нагрузке на вводах ao, bo и co в классе точности 3,0	240
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки, В·А в классе точности 3,0	80
Предельная мощность, В·А, первичной обмотки	2000
Предельная мощность, В·А, основной вторичной обмотки	1900
Предельная мощность, В·А, дополнительной вторичной обмотки	100
Схема и группа соединения обмоток эквивалентна	Ун / Ун / П-0
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150	УХЛ1
Номинальное значение климатических факторов для исполнения «УХЛ» категории размещения «1»: высота установки над уровнем моря, не более, м – температура окружающей среды	1000 от -60°C до +45°C
Максимальная скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с	40
Максимальная скорость ветра при наличии гололеда, м/с	15
Толщина стенки гололеда, мм	20
Длина пути утечки внешней изоляции, см	79
Средняя наработка до отказа, ч., не менее	4,4×10 <sup>6</sup>
Установленный полный срок службы, лет	30
Гарантийный срок службы, лет	3

**2.3.10. Вибір трансформаторів напруги 6 кВ**

*Вибір трансформатор напруги на напругу 6 кВ:*

Обираємо трансформатори напруги ЗНОЛ-6. Для з'єднання в зірку використовуємо три однофазних трансформатори. Табл.2.3.17 – паспорт. [27]

Таблиця 2.3.17 – Технічні характеристики ЗНОЛ-6

Найменування параметру	Значення для виконання							
	ЗНОЛ.06.4-6		ЗНОЛ.06.4-10		ЗНОЛ.06.4-20		ЗНОЛ.06.4-35	
Клас напруги, кВ	6		10		20		35	
Найбільша робоча напруга, кВ	7,2		12		24		40,5	
Номінальна напруга первинної обмотки, В	6000 / $\sqrt{3}$		10000 / $\sqrt{3}$		20000 / $\sqrt{3}$		35000 / $\sqrt{3}$	
Номінальна напруга першої основної вторинної обмотки, В	100 / $\sqrt{3}$							
Номінальна напруга другий основний вторинної обмотки, В	100 / $\sqrt{3}$							
Номінальна напруга додаткової вторинної обмотки, В	100/3	100	100/3	100	100/3	100	100/3	
Номінальна потужність першої вторинної обмотки з коефіцієнтом потужності активно-індуктивного навантаження 0,8 в класі точності 0,2 згідно з ГОСТ 1983, В · А	10							
Номінальна потужність другої вторинної обмотки з коефіцієнтом потужності активно-індуктивного навантаження 0,8 в класі точності 0,5 згідно з ГОСТ 1983, В · А	25	15	30	15	30	15	30	
Номінальна потужність додаткової вторинної обмотки з коефіцієнтом потужності активно-індуктивного навантаження 0,8 в класі точності 3 або 3Р по ГОСТ 1983, В · А	200	50	200	50	200	50	200	
Гранична потужність поза класом точності, В · А	400	160	400	160	400	160	400	
Граничний допустимий тривалий первинний струм, А	0,12	0,05	0,07	0,03	0,04	0,02	-	
Кліматичне виконання	УЗ							УХЛ2.1
Схема і група з'єднання обмоток	1/1/1 / 1-0-0-0							
Номінальна частота змінного струму, Гц	50							

Примітка: ЗНОЛ.06.4 має 3 вторинні обмотки.

### 2.3.11. Вибір трансформаторів власних потреб підстанції

Потужність трансформаторів СН вибирається по навантаженнях СН з урахуванням коефіцієнта завантаження і одночасності, при цьому окремо враховується літня і зимова навантаження, а також навантаження в період ремонтних робіт на підстанції. У таблиці 2.3.10 надане навантаження власних потреб підстанції. Навантаження ВП підстанції визначається за формулою:

$$S_{\text{расч}} = k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} ,$$

де  $k_c$  - коефіцієнт попиту, враховуючий коефіцієнти одночасності і завантаження. В орієнтовних розрахунках можна прийняти  $k_c = 0,8$ .

Потужність трансформатора власних потреб вибирається з умови:

$$S_T \geq S_{\text{расч}} .$$

У таблиці 2.3.18 наведені навантаження власних потреб підстанції.

Таблиця 2.3.18 – Навантаження власних потреб підстанції «КПО» 150/35/6 кВ

Вид споживача	Установлена потужність, кВт	Кількість споживачів	cos φ	tg φ	Навантаження	
					P, кВт	Q, кВАр
Живлення електромагнітів вимикачів 150 кВ	0,8	2	0,85	0,62	1,6	0,992
Живлення електромагнітів вимикачів 35 кВ	0,4	4	0,85	0,62	1,6	0,992
Живлення електромагнітів вимикачів 6 кВ	0,2	50	0,85	0,62	10	6,2
Освітлення КРУН-6,10 кВ	0,1	15	-	-	1,5	0
Система оперативного струму	10	1	-	-	10	0
Освітлення ОРУ-35-150кВ	0,2	6	-	-	1,2	0
Система телеметрії	3	1	-	-	3	0
Освітлення ОПУ	0,1	10	-	-	1	0
Обігрів ОПУ	10	3	-	-	30	0
Разом					59,9	8,184

Розрахункове навантаження при  $k_c = 0,8$ :



$$S_{\text{расч}} = k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 0,8 \sqrt{59,9^2 + 8,18^2} = 49,4 \text{ кВА} .$$

До установки передбачається два Трансформатори Власних Потреб. Один з них є основним. Вони приєднані у схему з Автоматичним Вводом Резерву ( АВР), тому обираємо два трансформатори ТМ-63/6/0,4 Д/УН-11,У/УН-0. [28]

У Таблиці 2.3.19 наведені технічні характеристики ТМ-63/6/0,4 Д/УН-11,У/УН-0

Таблиця 2.3.19 Характеристика трансформаторів ТМ-63/6/0,4 Д/УН-11,У/УН-0.

Тип трансформатора	Потужність, кВА	напруга		Схема і група з'єднання	Напря-ються КЗ,%	Втрати, Вт		Габаритні розміри, мм			маса, кг
		ВН	НН			XX	КЗ	L	B	H	
ТМ - 63	63	6,10		У / УН - 0	4,5	220	1280	870	485	тисяча сто дев'яносто п'ять	360
		6,10	0,4	Д / УН - 11							
		6,10		У / ЗН - 11							
								1 030	635	1175	377

### 2.3.12. Вибір обмежувачів перенапруг 150/35/6 кВ

Обмежувачі перенапруги (ОПН) представляють собою пристрої захисту, які швидко і ефективно пригнічують кидки напруги в ЛЕП, викликані грозовими розрядами, комутаційними операціями в мережах і іншими нестационарними процесами. При відсутності гострої ниркової недостатності такі кидки можуть пошкодити дороге устаткування високовольтних мереж. Тому на проектованій підстанції встановлюємо захисні ОПН. Розрахунок здійснюється згідно методичних вказівок по вибору обмежувачів перенапруги [29].

Вихідні параметри:

Номинальна напруга – 150 кВ;

Найбільша робоча напруга мережі в місці встановлення ОПН  $U_{\text{нр}} = 106 \text{ кВ}$ ;

Допустима тривалість однофазного замикання на землю  $t = 24 \text{ години}$ ;

Установлення ОПН – зовнішнє;

За основу виберемо обмежувач серії ОПНп-150/106/10/2/УХЛ1 тип А. [30]

За вихідні параметри приймаємо  $K_0 = 1$  – при симетричному навантаженні трифазної мережі.

Для розглянутого обмежувача для  $U_{нр} = 106$  кВ та  $K_0 = 1$  при  $t = 24$  часа находим  $U_d = 142$ кВ. Згідно з таблицею 3,3 вибираємо ОПНп-150/106/10/2/УХЛ1.

Для нього залишкова напруга при  $I_n = 10$  кА (8/20 мкс) складає  $U_z = 347$  кВ .

Встановлений розрядник III групи забезпечує залишкову напругу при  $I_n = 10$  кА –  $U_z = 372$  кВ. Вибраний ОПН по значенню відповідає вихідним даним.

Розрахунок енергії, що виділяється в ОПН при внутрішніх перенапруженнях проводимо по струму однофазного замикання на землю проводимо за формулою (2.18). Використовуємо приведену оцінку при напрузі  $U_n = 150$  кВ для повітряних ліній питомий струму замикання на землю складає 0,33 А/км. Для даної частини мережі протяжність ПЛ складає 8 км, що відповідає струму:

$$I_0 = 0,3 \text{ А/км} * 8 \text{ км} = 2,4 \text{ А:}$$

$$W = \frac{I_0 K_{max}^2 U_{нр}^2}{3\sqrt{3}\omega U_n},$$

де  $\omega = 314 \text{ с}^{-1}$  – угловая частота;

$K_{max}$  – максимальна кратність внутрішніх перенапружень (при відсутності спеціальних досліджень приймаємо  $K_{max} = 5$ ).

$$W = \frac{2,4 * 5^2 * 106^2}{3\sqrt{3} * 314 * 150} = 2,74 \text{ кДж} .$$

Енергія яка поглинається вибраним обмежувачем досягає 1004 кДж.

Вибраний обмежувач допустимий до установки.

Аналогічно виберемо ОПН на сторонах 35 і 6 кВ. Дані занесемо в таблицю 2.3.20.

Таблиця 2.3.20 – Вибрані обмежувачі перенапруги

№	Клас напруги, кВ	Обраний ОПН
1	150	ОПНп-150/106/10/2/УХЛ1 тип А. [30]
2	35	ОПН-35/40,5/10/450/УХЛ1 [31]
3	6	ОПНп-6/7,2/10/400/УХЛ1 [32]

### 2.3.13. Вибір ошиновки 150/35/6 кВ

Збірні шини РУ і виводи високої напруги трансформаторів 35кВ і більше виконуються гнучкими шинами, що виконуються проводами марки АС.

Переріз проводу вибираємо згідно з вказівками в [33, п. 4.5]

**Для Трансформатора ТДТН-40000/150:**

*Обираємо переріз проводу 150 кВ:*

- по економічній щільності струму:

$$q_{э.вв} = \frac{I_{норм}}{j_{э}} = \frac{105}{1,3} = 80,8 \text{ мм}^2 ,$$

де  $I_{норм} = 105 \text{ А}$ ;

$j_{э} = 1,3 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$  – нормоване значення економічної щільності струму [33, табл. 3.12].

Таблиця 2.3.21 Мінімальний переріз проводу для напруги 110 кВ і більше

Номинальна напруга, кВ	Кількість провідників в фазі, шт	Діаметр провідника, мм	Переріз сталелегуючого провідника, мм <sup>2</sup>
110	1	11,4	70/11
150	1	15,2	120/19
220	1	21,6	240/39
330	2	21,6	240/39
330	3	17,1	150/24

Приймаємо провід АС 120/19; допустимий струм  $I_{\text{доп}} = 390$  А; діаметр  $d = 15,2$  мм [34]

Таблиця 2.3.22. Вибір ошиновки 150/35/6 кВ

Тип роз'єднувача	АС 120/19 [34]		АС-500/26		Алюмінієва шина 3*(10x100) мм <sup>2</sup>	
$q_{\text{э.вв}}$	80,8 мм <sup>2</sup>		355.3 мм <sup>2</sup>		-	
$B_{\text{к}}$	34,7 кА <sup>2</sup>		431,46 кА <sup>2</sup> * с		463,3 кА <sup>2</sup> * с	
$q_{\text{min}}$	64,7 мм <sup>2</sup>		231,26 мм <sup>2</sup>		342,53 мм <sup>2</sup>	
	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог
$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп}}$	210 А	390 А	923,76 А	945 А	5388,6 А	5460 А
$q_{\text{min}} \leq q$	64,7мм <sup>2</sup>	120мм <sup>2</sup>	228,26мм <sup>2</sup>	500мм <sup>2</sup>	342,53мм <sup>2</sup>	3000мм <sup>2</sup>

- по термічній стійкості:

Мінімальний переріз по умові термічної стійкості:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C},$$

де  $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$  – постійна, що визначається в залежності від заданої в ПУЕ кінцевої температури нагрівання жив і напруги [33. табл. 3.18].

Перевірка на електродинамічну стійкість не проводиться, так як  $I_{\text{к3}}^{(3)} < 20$  кА

$I_{\text{к1}}^{(3)} = 5,1$  кА [33. табл. 1.4.3].

Обираємо переріз проводу 35 кВ:

Приймаємо провід АС-500/26; допустимий струм  $I_{\text{доп}} = 945$  А; діаметр  $d = 30$  мм [35]

Обираємо шину 6 кВ:

В РУ 6-10 кВ застосовують збірні шини прямокутного перерізу.

Згідно з ПУЭ переріз збірних шин РУ 6-10 кВ по економічній щільності не проводиться, тому вибір здійснюється за параметрами, наведеними в [16, п. 4.2.2]:

- по електродинамічній дії струму КЗ:

Перевірка на електродинамічну стійкість не проводиться, так як  $I_{кз}^{(3)} < 20$  кА

$I_{к1}^{(3)} = 23,3$  кА [33. табл. 1.4.3].

- по механічній стійкості:

Визначимо проліт  $l$ , при умові, що частота власних коливань буде більше 200 Гц.

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} * \sqrt{\frac{J}{q}},$$

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} * \sqrt{\frac{J}{q}},$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} * \sqrt{\frac{J}{q}},$$

де  $l$  – довжина прольоту між ізоляторами, м;

$J$  - момент інерції поперечного перерізу шини відносно осі перпендикулярно напрямку згинаючої сили, см<sup>4</sup> ;

$q$  – поперечний переріз шини, см<sup>2</sup> ;

$f_0$ - власна частота коливань системи шина-ізолятор частота, Гц.

При розташуванні шин на ізоляторах плашмя, момент інерції розраховується за формулою, наведеною на табл. 4.1 [16]:

$$J = \frac{b * h^3}{12},$$

де  $b$  – ширина прямокутної шини, см;

$h$  – висота прямокутної шини, см.

$$J = \frac{3 * 10^3}{12} = 250 \text{ см}^4 ,$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} * \sqrt{\frac{250}{30}} = 2,5 \text{ м}^2 ,$$

$$l \leq \sqrt{2,5} = 1,58 \text{ м} .$$

Приймаємо розташування між ізоляторами  $l = 1,58$  м.

Ошинування РУ-6 кВ.

Напруження в матеріалі шини, виникаюче при дії згинаючого моменту розраховуємо за формулою 4.20 наведеною в [16]:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{i_{\text{уд}}^2 * l^2}{W * a} ,$$

де  $a$  – відстань між фазами, см (приймаємо  $a = 25$  см) ;

$W$  - момент опору шини відносно осі, перпендикулярно дії зусиль, см<sup>3</sup> (вибираємо за табл. 4.1 [16]);

$$W = \frac{b * h^2}{6} ,$$

$$W = \frac{3 * 10^2}{6} = 50 \text{ см}^3 ,$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{51500^2 * 1,58^2}{50 * 0,25} = 9,17 \text{ МПа} ,$$

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} ,$$

де  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустиме механічне напруження в матеріалі шин, МПа [16, табл. 4.2].

$$9,17 \text{ МПа} \leq 40 \text{ МПа} .$$

Односмугові алюмінієві шини поперечного перерізу  $3 \times (100 \times 10)$  мм<sup>2</sup> повністю задовольняє умови. Тому використовуємо його для шинопроводу 6 кВ [36]

### 2.3.14. Вибір ізоляторів шинних конструкцій

Шини вводу кріпляться на опорних ізоляторах.

*Виконуємо вибір опорного ізолятора 150 кВ.*

Вибираємо опорні ізолятори ИОСК 12,5-150-1600-1. [37]

Технічні характеристики:

$U_{\text{ном}} = 150 \text{ кВ}$  - номінальна напруга;

$F_{\text{разр}} = 12500 \text{ Н}$  - руйнівне навантаження на згин;

Виконаємо перевірку за умовами:

- Перевіримо ізолятор по напрузі:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ,$$

$$150 \text{ кВ} \leq 150 \text{ кВ} .$$

- Перевіримо ізолятор на механічну стійкість:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}} ,$$

Де  $F_{\text{разр}}$  – максимальна сила, що діє на вигин; (розраховується за формулою згідно з [16, п. 4.2.2]);

$F_{\text{доп}}$  – максимально допустима сила, що може діяти на шину;

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} * 10^{-7} * \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} l ,$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 * F_{\text{разр}} ,$$

Таблиця 2.3.23. Вибір ізоляторів шинних конструкцій

Тип ізолятора	ИОСК 12,5-150-1600-1		ОСК 10-35/190-3		ИОСК-5/6/215/3	
	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	150 кВ	150 кВ	35 кВ	35 кВ	6 кВ	6 кВ
$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$	10,95 Н	7500 Н	1395 Н	6000 Н	2903 Н	3000 Н

*Виконуємо вибір опорного ізолятора 35 кВ.*

Вибираємо опорні ізолятори ОСК 10-35/190-3. [38]

Технічні характеристики:

$U_{\text{ном}} = 35$  кВ - номінальна напруга;

$F_{\text{разр}} = 10000$  Н - руйнівне навантаження на згин;

*Виконуємо вибір опорного ізолятора 6 кВ.*

Вибираємо опорні ізолятори ИОСК-5/6/215/3 [39]

Технічні характеристики:

$U_{\text{ном}} = 6$  кВ - номінальна напруга;

$F_{\text{разр}} = 5000$  Н - руйнівне навантаження на згин;

Виконаємо перевірку за умовами:

- Перевіримо ізолятор по напрузі:

### 2.3.15. Вибір прохідних ізоляторів 6 кВ

Прохідні ізолятори призначені для проведення провідника крізь заземлення кожухи трансформаторів і апаратів, стіни і перекриття будівель. Вибираємо прохідний ізолятор ИППУ-6/4000-30 УХЛ1. [40]

Технічні характеристики:



$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$  - номінальна напруга;

$F_{\text{разр}} = 30000 \text{ Н}$  - руйнівне навантаження на згин;

$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$  – номінальний струм.

Таблиця 2.3.24. Вибір прохідних ізоляторів 6 кВ

Тип ізолятора	ИППУ-6/4000-30 УХЛ1	
	Розрахунок	Каталог
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	6 кВ	6 кВ
$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$	2903 Н	18000 Н
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	5388,6 А	6300 А

## 2.4. Обґрунтування компенсації реактивної потужності в мережі 6-10 кВ

Реактивна потужність, яка споживається промисловим підприємством у кожній даній точці мережі, визначається величиною намагнічувальної потужності, яка необхідна для окремих елементів електроустановки, які розташовані за даною точкою в напрямку передачі енергії. Реактивні навантаження підприємств не залишаються незмінними не тільки протягом більш-менш тривалих проміжків часу доби місяця року, але й протягом однієї виробничої зміни. Ці навантаження безупинно змінюються залежно від виробничої програми окремих струмоприймачів, від ступеня їхнього завантаження і відносної тривалості ввімкнення, від коливань напруги в мережі, від якості обслуговування устаткування експлуатаційним і ремонтним персоналом та від інших факторів.

Компенсація реактивної потужності є найдешевшим і ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електропостачання, який зменшує всі види втрат електроенергії

### Основи компенсації реактивної потужності.

Реактивний струм додатково навантажує лінії електропередачі, що призводить до збільшення перерізів проводів і кабелів і відповідно до збільшення капітальних

витрат на зовнішні і внутрішньо майданчикові мережі. Реактивна потужність разом з активною потужністю враховується постачальником електроенергії, а отже, підлягає оплаті по тарифах, що діють, тому складає значну частину рахунку за електроенергію.

Найбільш дієвим і ефективним способом зниження споживаної з мережі реактивної потужності є застосування установок компенсації реактивній потужності (конденсаторних батарей, синхронних двигунів і синхронних компенсаторів). За рахунок приєднання до мережі компенсуючого пристрою КП зменшуються втрати потужності і напруги. На практиці коефіцієнт потужності після компенсації знаходиться в межах від 0,93 до 0,99.

Відносну ефективність зменшення реактивного навантаження в тому чи іншому пункті електричної мережі можна оцінити за допомогою так названого економічного еквівалента реактивної потужності. Економічний еквівалент чисельно дорівнює зменшенню втрат активної потужності в мережах при зменшенні реактивного навантаження на 1 кВАр.

### **Види та способи компенсації.**

Основним джерелом реактивної потужності (РП) є синхронні генератори електростанцій. Передавання РП з енергосистеми до споживачів не є раціональним, оскільки виникають додаткові втрати активної потужності у всіх елементах систем електропостачання, обумовлені завантаженням РП, та додаткові втрати в живлячих мережах. Щоб знизити ці втрати, необхідно біля споживачів встановлювати додаткові джерела РП, основними серед яких є конденсатори.

### **Використання конденсаторних установок.**

Одинична компенсація – краща там, де: потрібна компенсація потужних (понад 20 кВт) споживачів; потужність, яка споживається постійна протягом тривалого часу.

Групова компенсація – застосовується для випадку компенсації декількох індуктивних навантажень, які розташовані поруч і вмикаються одночасно,

підімкнених до одного розподільного пристрою і які компенсуються однією конденсаторною батареєю.

Централізована компенсація. Для підприємств, які потребують змінної реактивної потужності постійно ввімкнені батареї конденсаторів не прийнятні, оскільки при цьому може виникнути режим недокомпенсації або перекомпенсації. У цьому випадку конденсаторна установка оснащується спеціалізованим контролером і комутаційно-захисною апаратурою. При відхиленні значення  $\cos\phi$  від заданого значення контролер підмикає або відмикає ступені конденсаторів. Перевага централізованої компенсації полягає в наступному: ввімкнена потужність конденсаторів відповідає спожитій в конкретний момент часу реактивній потужності без перекомпенсації або недокомпенсації.

Режим роботи конденсаторних установок повинен виключати можливість роботи підприємств із випереджальним коефіцієнтом потужності. У зв'язку із цим найдоцільнішим є застосування автоматичного регулювання потужності конденсаторних установок за напругою, за часом доби і за іншими параметрами.

Для розрахунку параметрів конденсаторної установки в мережі знімають характерні добові графіки навантаження і текуче значення  $\cos\phi$ , за якими визначають середнє значення коефіцієнта потужності за період. Знаючи фактичний і потрібний (за умовами компенсації) коефіцієнт потужності, а також споживання активної електроенергії, можна розрахувати потрібну потужність конденсаторної установки.

Орієнтовний розрахунок потужності компенсувальних пристроїв (КП) в проєктованій мережі на основі наближеного оцінювання можливих складових балансу реактивної потужності рекомендується виконувати до вибору схеми електричної мережі. Це обумовлено тим, що КП змінюють реактивну складову навантаження, отже і повну потужність, споживану з мережі ПС. Останнє може вплинути на переріз проводів ПЛ, номінальні потужності трансформаторів, втрати

напруги, потужності і енергії в мережі та, як результат, на правильність рішення щодо вибору оптимального варіанта мережі. [41]

Необхідна реактивна потужність проектованої мережі визначається реактивними навантаженнями ПС і втратами реактивної потужності в елементах мережі для періоду найбільших навантажень. При проектуванні умовно приймають збіг за часом періодів споживання найбільших активних і реактивних навантажень. У середньому генератори електро- станцій забезпечують близько 60 % споживання реактивної потужності в енергосистемі. Близько 20 % генерують лінії високої та надвисокої напруги. У якості додаткових джерел реактивної потужності використовують КП: синхронні компенсатори і батареї конденсаторів.

Баланс реактивної потужності в проектованій мережі встановлюється рівнянням:

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum Q_{\kappa} + \sum Q_{cj} = K_{\text{рмр}} * \sum Q_{\text{пі}}'' + \sum Q_{\text{мі}} + \sum Q_{\text{л}j}$$

Де  $\sum Q_{\Gamma}$  – генерована енергосистемою реактивна потужність;

$\sum Q_{\kappa}$  – сумарна потужність компенсувальних пристроїв;

$\sum Q_{cj}$  – сумарна зарядна потужність ліній;

$\sum Q_{\text{пі}}''$  – сумарне реактивне навантаження всіх ПС;

$\sum Q_{\text{мі}}$  – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах ПС;

$\sum Q_{\text{л}j}$  – сумарні втрати реактивної потужності ліній;

$K_{\text{рмр}}$  – коефіцієнт різночасності максимумів реактивних навантажень, що дорівнює 0,95.

Можливість енергосистеми щодо забезпечення району реактивною потужністю визначають як:

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum P_{\Gamma} * tg\varphi_{\Gamma},$$

де  $tg\varphi_{\Gamma}$  – коефіцієнт реактивної потужності, що відповідає заданому  $\cos\varphi_{\Gamma}$ .

Визначаємо найбільше реактивне навантаження на нижчому боці кожної з підстанцій:

$$\sum Q''_{ni} = \sum P_{ni} * tg\varphi_i,$$

де  $tg\varphi_i$  – коефіцієнт реактивної потужності ПС, що відповідає заданому  $\cos\varphi_i$ .

Реактивну потужність, що генерується ПЛ,  $\sum Q_{cj}$  при попередніх розрахунках можна оцінювати для одноколових ліній 110 кВ рівним 30 кВАр/км, для 154 кВ – 120 кВАр/км і для 220 кВ – 130 кВАр/км.

Втрати реактивної потужності в індуктивних опорах ПЛ  $\sum Q_{lj}$  наближено можуть бути знайдені за величиною модуля повної переданої по лінії потужності. Для ПЛ 110 кВ вони орієнтовно складають 4–6 % повної потужності, для ПЛ 154 кВ 10 – 14 % повної потужності, а для ПЛ 220 кВ – відповідно 15–20 %.

Для наближеного оцінювання балансу реактивної потужності вважаємо, що генерація і втрати реактивної потужності в лініях 154 кВ приблизно дорівнюють  $\sum Q_{cj} \approx \sum Q_{lj}$ . Втрати в трансформаторах (автотрансформаторах) приймаємо рівними 10 % повної потужності навантаження і визначаємо їх за виразом:

$$\sum Q_{mi} = 0.1 * \sqrt{\left(\sum P_{ni}\right)^2 + \left(\sum Q''_{ni}\right)^2}$$

Потужність КП, необхідних до установлення в мережі для забезпечення балансу реактивної потужності, знаходимо на підставі рівняння з урахуванням прийнятих припущень:

$$\sum Q_k = K_{\text{рмр}} * \sum Q_{\text{пі}}'' + \sum Q_{\text{мі}} + \sum Q_{\text{лј}}.$$

Від'ємне значення покаже на відсутність необхідності в КП. При додатному значенні розрахунок потужності КП на підстанціях  $\sum Q_{\text{кі}}$  відповідає умові рівності середніх значень коефіцієнта потужності у вузлах мережі, для чого необхідне визначення балансного коефіцієнта реактивної потужності навантаження за формулою

$$\text{tg}\varphi_{\text{бал}} = \frac{\sum Q_{\text{пі}}'' - \sum Q_{\text{к}}}{\sum P_{\text{ні}}}$$

де  $\varphi_{\text{бал}}$  – кут трикутника сумарних потужностей усіх ПС після установаження КП.

Розрахункову потужність КП у кожному пункті живлення (на кожній ПС) визначають за виразом:

$$Q_{\text{кі}}^{\text{р}} = P_{\text{ні}} * (\text{tg}\varphi_i - \text{tg}\varphi_{\text{бал}}).$$

З огляду на те, що в режимі зимового максимуму навантажень за умовами зустрічного регулювання напруга на нижчому боці ПС повинна не менш ніж на 5 % перевищувати номінальне значення, потужність кожної зі встановлених батарей КП можна визначити за формулою:

$$Q_{\text{кі}} = Q_{\text{кі.ном}} * (U/U_{\text{ном}})^2,$$

де  $Q_{\text{кі.ном}}$  – потужність прийнятих типів батарей конденсаторів при номінальній напрузі;

$U$  – фактична напруга в місці установаження КП;

$U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга батарей КП.

Фактична потужність КП, встановлених на кожній з ПС, визначається як:

$$Q_{\text{кі}}^{\phi} = \sum_{i=1}^n (Q_{\text{кі}} * N_i),$$

де  $n$  – кількість ПС;

$N_i$  – кількість КП кожного з типів на кожній ПС.

Після установаження на підстанціях компенсуючих пристроїв зміниться і величина споживаної на них реактивної потужності. Для визначення найбільшого реактивного і повного навантаження на нижчому боці підстанцій скористаємося виразами.

$$Q_{ni} = Q_{\text{пі}}'' - Q_{\text{кі}}^{\phi};$$

$$S_{ni} = \sqrt{P_{ni}^2 + Q_{ni}^2}.$$

У попередніх розрахунках допускається облік КП за їхньою розрахунковою потужністю  $Q_{\text{кі}}^P$  без прив'язки до конкретних пристроїв. При цьому підході у формулі замість  $Q_{\text{кі}}^{\phi}$  треба підставити  $Q_{\text{кі}}^P$ . Обидва підходи мають свої переваги і недоліки.

Перший, більш складний, точніше враховує навантаження на ПС, але розподіл КП не прив'язаний до проектованої мережі та її режимів, оскільки вони ще відсутні на цій стадії проектування. При подальшому проектуванні може виникнути потреба перерозподілу КП.

Другий підхід простіше. КП розподіляють після вибору схеми мережі та розрахунку режимів. При цьому можливі помітні зміни потякорозподілу і напруг у вузлах після розстановлення реальних КП. У такому випадку потрібен перерахунок

усталених режимів. [41]

### Розрахунок компенсації реактивної потужності:

Потужність КП, необхідних до установлення в мережі для забезпечення балансу реактивної потужності, знаходимо на підставі рівняння з урахуванням прийнятих припущень:

$$Q_k = K_{\text{рмр}} * \sum Q_{\text{пі}}'' + \sum Q_{\text{мі}} + \sum Q_{\text{лj}}.$$

Для 1Т:

$$Q_{\text{к.1Т}} = K_{\text{рмр}} * Q_{\text{п1}}'' + Q_{\text{м1}} + Q_{\text{лj}} = 0.95 * 5.03 + 0.88 + 0.65 = 6.3 \text{ МВАр}$$

$K_{\text{рмр}}$  – коефіцієнт різночасності максимумів реактивних навантажень, що дорівнює 0,95.

Найбільші реактивні навантаження 1Т на боці низької напруги знаходимо за формулою

$$Q_{\text{ні}}'' = P_{\text{н1}} * \text{tg}\varphi_1 = 7.2 * 0.698 = 5.03 \text{ МВАр},$$

де  $\text{tg}\varphi_1$  – коефіцієнт реактивної потужності ПС, що відповідає заданому  $\cos \varphi_1 = 0.82$ .

$P_{\text{н1}} = 7.2 \text{ МВт}$  – найбільші активні навантаження 1Т

$$\text{tg}\varphi_1 = \frac{\sqrt{1 - 0.82^2}}{0.82} = 0.698.$$

За формулою визначаємо орієнтовну величину втрат реактивної потужності в трансформаторах:



$$Q_{m1} = 0.1 * \sqrt{(P_{n1})^2 + (Q_{n1}'')^2} = 0.1 * \sqrt{(7.2)^2 + (5.03)^2} = 0.88 \text{ МВАр.}$$

За формулою визначаємо орієнтовну величину втрат реактивної потужності в системі шин 6 кВ:

$$Q_{Lj} = 0.1 * Q_{n1}'' = 0.13 * 5.03 = 0.654 \text{ МВАр}$$

Для компенсації реактивної потужності для трансформатора 1Т ПС «КПО» 154/35/6 в мережі 6 кВ використовую Конденсаторну установку УКРП(УКЛ56) 6,3-6300-900 УЗ [42]:

Таблиця 2.4.1 Характеристики УКРП(УКЛ56) 6,3-6300-900 УЗ

#### Технічні характеристики:

Компенсована реактивна потужність, кВАр:  
6300

Потужність ступеня, кВАр: 900

Напруга, кВ: 6.3

Габарити шафи, мм (не більше):  
6750x800x1950

Розташування введення: низу

Кліматичне виконання: УЗ

Маса, кг: 3115

Робочий діапазон температур: -10...+35°C  
(виконання УХЛ4); -45 ... +45 ° С (виконання УХЛ1); -60 ... +60 ° С (виконання ХЛ1)

Клас захисту: IP21 (або: IP31, IP44, IP54 та ін.)

Захист від перевищення номінального струму: так

Захист від перенапруг: так

Блокування дверей під час напруги на збірних шинах: так

Заземлювальні ножі з ручним приводом: Так

Індикація наявності напруги на введенні: так

Аварійна сигналізація при спрацюванні захисту: так

Для 2Т:

$$Q_{к.2Т} = K_{рмр} * Q_{п2}'' + Q_{м2} + Q_{лj} = 0.95 * 3.02 + 0.527 + 0.393 = 3.79 \text{ МВАр}$$

$K_{рмр}$  – коефіцієнт різночасності максимумів реактивних навантажень, що дорівнює 0,95.

Найбільші реактивні навантаження 2Т на боці низької напруги знаходимо за формулою

$$Q_{п2}'' = P_{п2} * tg\varphi_2 = 4.32 * 0.698 = 3.02 \text{ МВАр},$$

де  $tg\varphi_2$  – коефіцієнт реактивної потужності ПС, що відповідає заданому  $\cos \varphi_2 = 0.82$ .

$P_{п2} = 4.32 \text{ МВт}$  – найбільші активні навантаження 2Т

$$tg\varphi_2 = \frac{\sqrt{1 - 0.82^2}}{0.82} = 0.698.$$

За формулою визначаємо орієнтовну величину втрат реактивної потужності в трансформаторах:

$$Q_{м2} = 0.1 * \sqrt{(P_{п2})^2 + (Q_{п2}'')^2} = 0.1 * \sqrt{(4.32)^2 + (3.02)^2} = 0.527 \text{ МВАр}.$$

За формулою визначаємо орієнтовну величину втрат реактивної потужності в системі шин 6 кВ:

$$Q_{лj} = 0.1 * Q_{п2}'' = 0.13 * 3.02 = 0.393 \text{ МВАр}$$

Для компенсації реактивної потужності для трансформатора 2Т ПС «КПО» 154/35/6 в мережі 6 кВ використовую Конденсаторну установку УКРП(УКЛ56) 6,3-4050-450 УЗ [43]:

Таблиця 2.4.2 Характеристики УКРП(УКЛ56) 6,3-4050-450 УЗ

Технічні характеристики:

Компенсована реактивна потужність, кВАр:	4050
Потужність ступеня, кВАр:	450
Напруга, кВ:	6.3
Габарити шафи, мм (не більше):	4950×800×1950
Розташування введення:	знизу
Кліматичне виконання:	УЗ
Маса, кг:	2225
Робочий діапазон температур:	-10...+35°C (виконання УХЛ4); -45 ... +45 ° С (виконання УХЛ1); -60 ... +60 ° С (виконання ХЛ1)
Клас захисту:	IP21 (або: IP31, IP44, IP54 та ін.)
Захист від перевищення номінального струму:	так
Захист від перенапруг:	так
Блокування дверей під час напруги на збірних шинах:	так
Заземлювальні ножі з ручним приводом:	Так
Індикація наявності напруги на введенні:	так
Аварійна сигналізація при спрацюванні захисту:	так

## 2.5. Вибір основного обладнання за фактичним режимом роботи ПС

### 2.5.1. Вибір потужності трансформаторів за даними режимних замірів

Як правило, на підстанціях 35-750 кВ всіх категорій передбачають установку двох трансформаторів, потужність кожного з них вибирається не більше 70% максимального навантаження підстанції.

Для правильного вибору номінальної потужності трансформатора необхідно скористатися графіками електричних навантажень, які отримані за даними літніх та зимових режимних замірів на вводах. За значеннями замірів, що наведені в таблицях

1.5.3 та 1.5.6 вибираємо найбільш навантажений період і будуємо графіки електричних навантажень.

Графіки електричних навантажень для зимового періодів для двох трансформаторів наведені на рисунках 2.5.1 , 2.5.2.

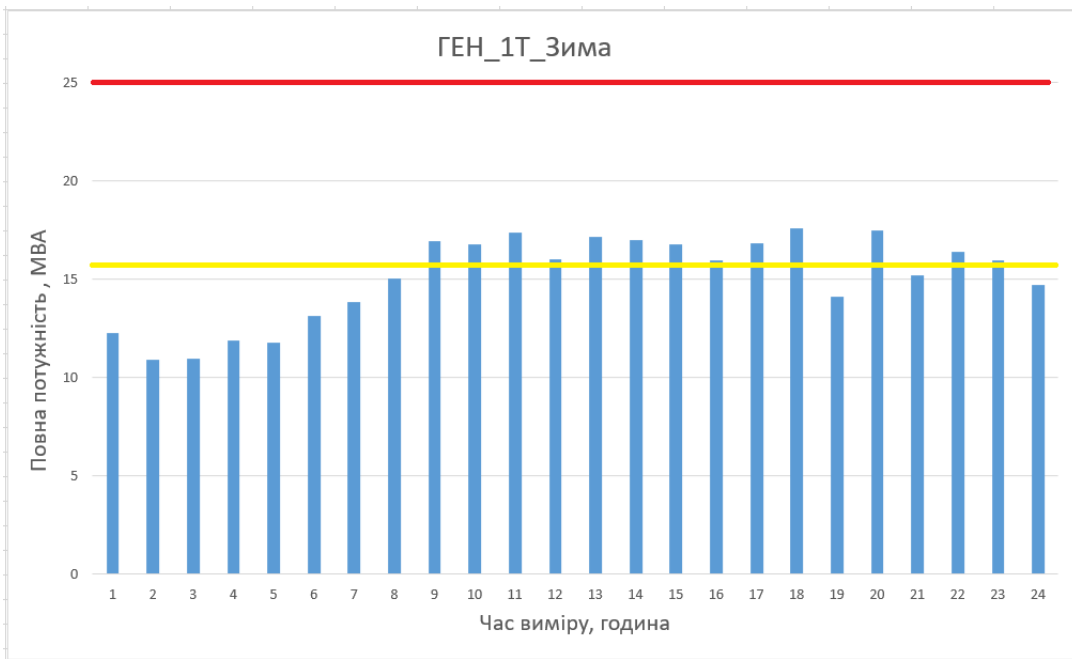


Рис. 2.5.1 – Графік навантаження трансформатора 1Т 154/35/6 кВ

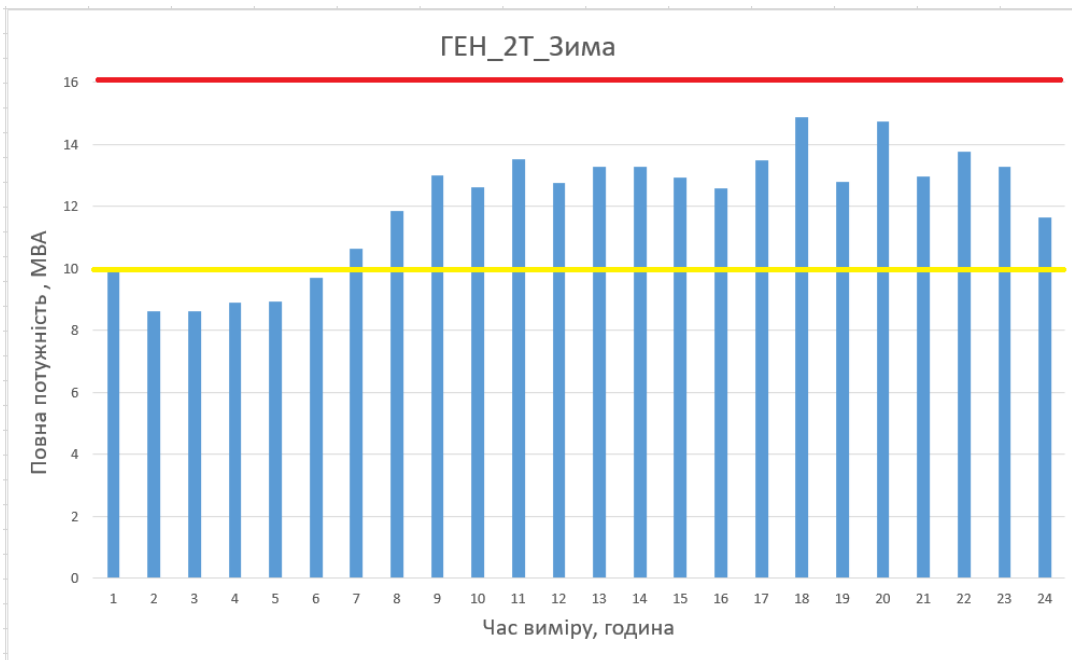


Рис. 2.5.2 – Графік навантаження трансформатора 2Т 154/35/6 кВ

Проаналізувавши рисунки 2.5.1 - 2.5.2 приймаємо до установки два трансформатори потужністю 25 МВА [4]

*Всі розрахунки подібні розрахункам пункту 2.3 даної магістерської роботи, тому в цьому пункті 2.5 буде порівняння даних розрахункового та фактичного навантажень.*

Два трансформатори потужністю 25 МВА повністю задовольняє вимогам, тому перевірка на аварійне перевантаження не потребується.

Паспортні дані вибраних трансформаторів представлені в таблиці 2.5.1.

Таблиця 2.5.1 – Технічні характеристики трансформатора ТДТН-25000/150

Тип Трансформатора	Номінальне значення напруги, кВ			Схема та група з'єднань обмоток	Вид, діапазон та число ступеней регулювання напруги
	ВН	СН	НН		
ТДТН-25000/150	158	38,5	6,6; 11,0	Ун/Ун/Д-0-11	РПН в нейтралі ВН, $\pm 12\%$ , не менше $\pm 8$ ступеней ПБВ на стороні СН - $38,5\text{кВ} \pm (2 \times 2,5\%)$

Тип трансформатора	Потери кВт		Напряження короткого замикання для обмоток, %			Ток холостого ходу, %
	ХХ	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДТН-25000/150	28,5	145	10,5	18	6,5	0,7

## 2.5.2. Визначення розрахункових струмів для вибору вимикачів

Для Трансформатора ТДТН-25000/150

Таблиця 2.5.2 Струм на стороні 154 кВ

	Умовне позначення	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
Нормальний режим	$I_{Н1}$	105 А	65,6 А
Форсований режим	$I_{Ф1}$	210 А	131,2

Таблиця 2.5.3 Струм на стороні 35 кВ

	Умовне позначення	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
Нормальний режим	$I_{H2}$	461.88 А	288,67 А
Форсований режим	$I_{Ф2}$	923.76 А	577,35 А

Таблиця 2.5.4 Струм на стороні 6 кВ

	Умовне позначення	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
Нормальний режим	$I_{H3}$	2694.3 А	1683,94 А
Форсований режим	$I_{Ф3}$	5388.6 А	3367,88 А

### 2.5.3. Розрахунок струмів короткого замикання на стороні 150 кВ та 35 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться для вибору апаратів, проводів, шин і кабелів. Тому розрахунковим є найбільш важкий експлуатаційний режим (максимальний).

Навантаження в розрахунку струмів КЗ не враховуються, тому що вони значно електрично віддалені від розрахункових точок короткого замикання.

Для вибору апаратів і провідників в якості розрахункових точок КЗ приймаються: збірні шини ВН або висновки трансформаторів з боку ВН, збірні шини СН і НН.

На рис 2.5.3 показані головні вузлові точки виникнення коротких замикань КЗ

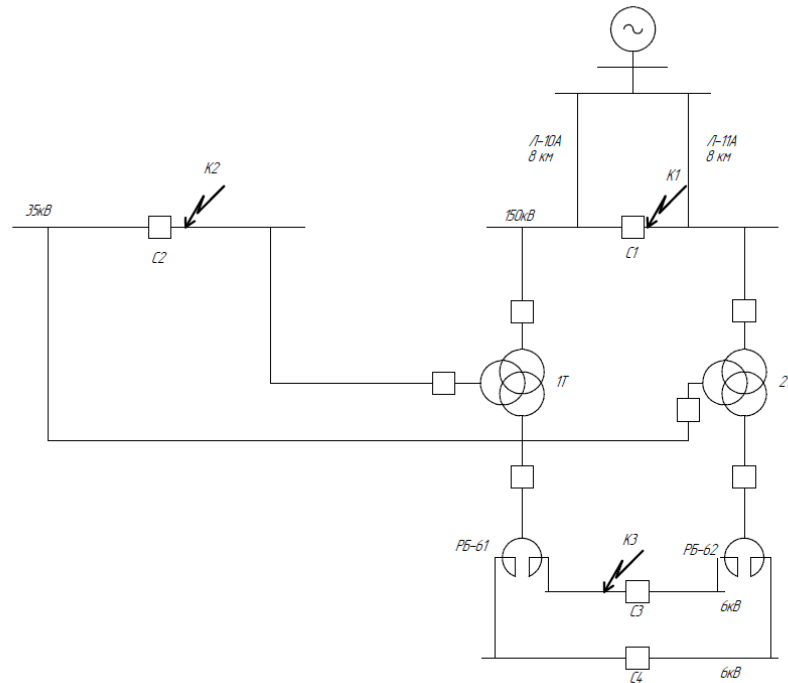


Рисунок 2.5.3 - Схема розрахунку струмів КЗ

Потужності струмів КЗ енергосистеми:

$$S_{\text{кз}} = 1600 \text{ МВА};$$

Прийmemo базисні величини:

$U_{\text{ср.ВН}} = 165 \text{ кВ}$  – середнє значення напруги в мережі 154 кВ

$U_{\text{ср.СН}} = 37 \text{ кВ}$  – середнє значення напруги в мережі 35 кВ

$U_{\text{ср.НН}} = 6,3 \text{ кВ}$  – середнє значення напруги в мережі 6 кВ

$S_6 = 400 \text{ МВА}$  – базисна потужність

Еквівалентна схема заміщення показана на рис 2.5.4.

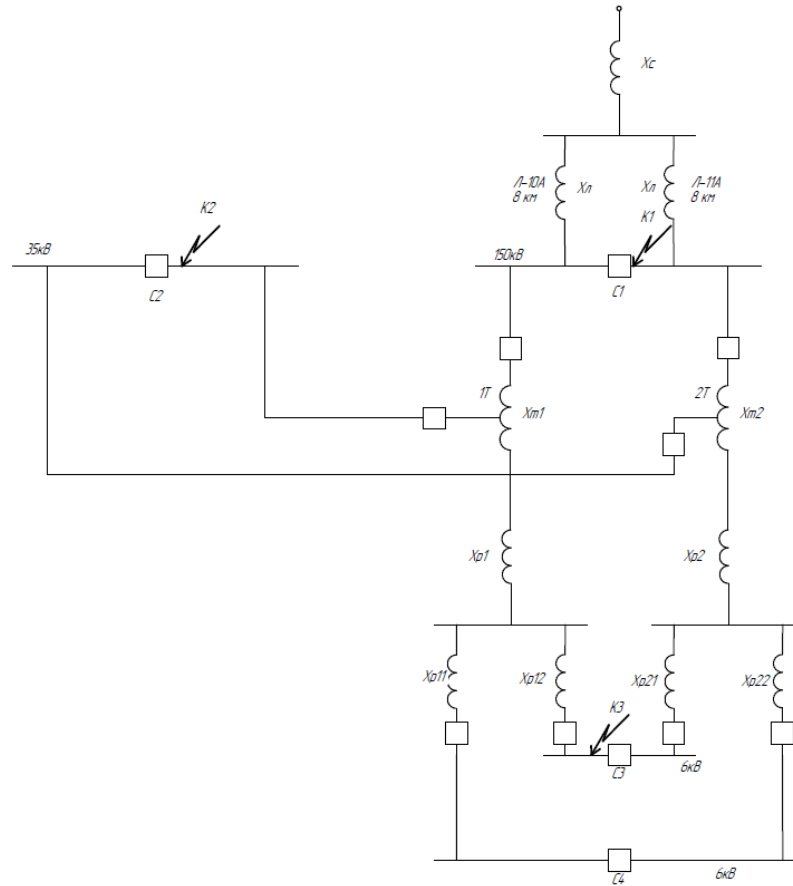


Рисунок 2.5.4 – Еквівалентна схема заміщення з точками К1, К2, К3

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6},$$

де  $U_6$  – базисне значення напруги на шині  $U_6 = U_{ср.л}$  ;

Таблиця 2.5.5 Вирахуємо базистний струм

	Умовне позначення	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
Базисний струм ВН	$I_{6ВН}$	1,4 кА	1,4 кА
Базисний струм СН	$I_{6СН}$	6,24 кА	6,24 кА
Базисний струм НН	$I_{6НН}$	36,66 кА	36,66 кА



Розрахунок опорів елементів здійснюється за формулами наведеними в таблиці 3.4 [16]

*Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-1*

Таблиця 2.5.6 Опори елементів

	Умовне позначення	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
Опори систем	$x_c^*$	0,25	0,25
Питомий опір лінії 1	$x_{\text{леп-1}}^*$	0,047	0,047
Питомий опір лінії 2	$x_{\text{леп-2}}^*$	0,047	0,047
Активний опір лінії 1	$r_{\text{леп-1}}^*$	0,018	0,018
Активний опір лінії 2	$r_{\text{леп-2}}^*$	0,018	0,018
Результуючий опір К1	$x_{\text{рез1}}^*$	0,2735	0,2735
Результуючий опір К1	$r_{\text{рез}}^*$	0,009	0,009

$x_0$  – питомий опір повітряної лінії 154 кВ ( $x_0 = 0.4$  Ом/км для проводу АС-185/24 [17]);

$r_0$  – активний опір повітряної лінії 154 кВ ( $r_0 = 0.157$  Ом/км для проводу АС-185/24 [17]);

Таблиця 2.5.7 Розрахунок струмів КЗ в точці К-1

	Умовне позначення	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
Діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ	$I_{\text{к1}}^{(3)}$	5,1 кА	5,1 кА
Ударний струм КЗ	$i_{\text{уд}}$	13,6 кА	13,6 кА

Кінець таблиці 2.5.7			
Ударний коефіцієнт	$k_{уд}$	1,89 с	1,89 с
Постійна часу затухання аперіодичної складової	$T_a$	0,084	0,084
Повний струм КЗ	$I_{уд}$	8,16 кА	8,16 кА
Ударний коефіцієнт	$K_{уд}$	1,6	1,6
Аперіодична складова струму КЗ у момент часу $t=\tau$	$i_{ат}$	4,6 кА	4,6 кА
Періодична складова струму КЗ у момент часу $t=\tau$	$I_{пт}$	5,1 кА	5,1 кА

*Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-2.*

Таблиця 2.5.8 Розрахунок струмів КЗ в точці К-2

	Умовне позначення	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
Опір обмотки ВН	$x_{ТВН}^*$	1,1	1,76
Опір обмотки СН	$x_{ТСН}^*$	0,05	0,08
Опір обмотки НН	$x_{ТНН}^*$	0,7	1,12
Результуючий опір К2	$x_{рез2}^*$	0,3505	0,3535
Діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ	$I_{к2}^{(3)}$	17,8	17,65
Ударний струм КЗ	$i_{уд}$	48,3 кА	47,9 кА

Кінець таблиці 2.5.8			
Ударний коефіцієнт	$k_{уд}$	1.92 с	1.92 с
Постійна часу затухання аперіодичної складової	$T_a$	0,123	0,125
Повний струм КЗ	$I_{уд}$	29,19 кА	28,95 кА
Ударний коефіцієнт	$K_{уд}$	1,64	1,64
Аперіодична складова струму КЗ у момент часу $t=\tau$	$i_{a\tau}$	18,2	18,1
Періодична складова струму КЗ у момент часу $t=\tau$	$I_{п\tau}$	17,8 кА	17,65 кА

*Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-3.*

В даному випадку, прорахуємо КЗ без урахування реактора.

Таблиця 2.5.9 Розрахунок струмів КЗ в точці К-1

	Умовне позначення	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
Результуючий опір КЗ	$x_{резз}^*$	1,5735	1,3935
Діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ	$I_{кз}^{(3)}$	23,3 кА	26,3 кА
Ударний струм КЗ	$i_{уд}$	65.2 кА	73.6 кА
Ударний коефіцієнт	$k_{уд}$	1.98 с	1.98 с
Постійна часу затухання аперіодичної складової	$T_a$	0,56	0,5

Кінець таблиці 2.5.9			
Повний струм КЗ	$I_{уд}$	39,8 кА	44,9 кА
Ударний коефіцієнт	$K_{уд}$	1,71	1,71
Аперіодична складова струму КЗ у момент часу $t=\tau$	$i_{ат}$	30,7 кА	34,3 кА
Періодична складова струму КЗ у момент часу $t=\tau$	$I_{пт}$	23,3 кА	26,3 кА

Таблиця 2.5.10 Звідна таблиця розрахунку струму КЗ

Найменування	Точка КЗ		
	К1	К2	К3
Напруга U, кВ	154	35	6
Струм КЗ I(3)к, кА	5,1	17,65	26,3
Ударний коефіцієнт, $k_{уд}$	1,89	1,92	1,98
Ударний струм, $i_{уд}$	13,6	47,9	73,6
Найдільше діюче значення повного струму КЗ, $I_{уд}$	8,16	28,95	44,9

#### 2.5.4. Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Таблиця 2.5.11 Розрахунок теплового імпульсу та часу відключення струму КЗ

Назва	Умовне позначення	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
Тепловий імпульс	$V_{к1}$	$34,7\text{кА}^2 * \text{с}$	$34,7\text{кА}^2 * \text{с}$
Тепловий імпульс	$V_{к2}$	$438,19\text{кА}^2 * \text{с}$	$431,46\text{кА}^2 * \text{с}$
Тепловий імпульс	$V_{к3}$	$667,75\text{кА}^2 * \text{с}$	$809,3\text{кА}^2 * \text{с}$

Кінець таблиці 2.5.11			
Час відключення струму КЗ	$t_{отк154}$	1,25 с	1,25 с
Час відключення струму КЗ	$t_{отк35}$	1,25 с	1,25 с
Час відключення струму КЗ	$t_{отк6}$	1,25 с	1,25 с

### 2.5.5. Вибір вимикачів 150 кВ та 35 кВ

*Вибір вимикачів на напругу 150 кВ:*

До установки попередньо приймаємо елегазовий вимикач типу 150-SFM-40В [20]

Таблиця 2.5.12 Вибір вимикачів

Напруга	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
150 кВ	150-SFM-40В	150-SFM-40В [21]
35 кВ	ВР35НС-35-20/1600 У1	ВР35НС-35-20/1600 У1[22]
6 кВ	ВРС-6-31,5/3150 У2	ВРС-6-40/2000 У2 [22]

Таблиця 2.5.13 – Технічні дані автоматичних вимикачів

Тип	$U_{ном.вим}, кВ$	$I_{ном.вим}, А$	$I_{відк.вим}, кА$	$i_{відк.вим}, кА$	$i_{вкл}, кА$	$i_{дин}, кА$
150-SFM-40В	150	3150	40	40	63	102
ВР35НС-35-20/1600 У1	35	1600	20	20	52	52
ВРС-6-40/2000 У2	6	2000	40	40	102	102

## 2.5.6. Вибір роз'єднувачів 150 кВ та 35 кВ

Таблиця 2.5.14 Вибір роз'єднувачів

Напруга	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
150 кВ	РДЗ-150/1250 У1	РДЗ-150/1250 У1 [23]
35 кВ	РДЗ-35/1000 УХЛ1	РДЗ-35/1000 УХЛ1 [23]

Результати перевірки роз'єднувачі зведемо в таблицю 2.5.15.

Таблиця 2.5.15 – Перевірка вибору роз'єднувача

Тип роз'єднувача	РДЗ-150/1250 У1		РДЗ-35/1000 УХЛ1	
	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог
$U_{уст} \leq U_{ном}$	150	150	35	35
$I_{max} \leq I_{ном}$	131,2	1250	577,35	1000
$i_{уд} \leq i_{дин}$	13,6	100	47,9	80
$B_k \leq B_{ном}$	34,7	6400	431,46	3969

## 2.5.7. Вибір трансформаторів струму 150 кВ та 35 кВ

Вибір трансформатор струму на напругу 150 кВ:

Таблиця 2.5.16 Вибір трансформатора струму на напругу 150 кВ

Напруга	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
150 кВ	ТФЗМ 150Б-1У1 на номінальний струм 200-400/5 А.	ТФЗМ 150Б-1У1 на номінальний струм 200-400/5 А. [24]
35 кВ	ТФЗМ 35 А –У1 на номінальний струм 100-1000/5 А	ТФЗМ 35 А –У1 на номінальний струм 100-1000/5 А [24]

Таблиця 2.5.17 – Характеристики трансформаторів струму 35-150кВ

Тип виробу	Номинальний первинний струм, А	Номинальний вторинний струм, А	Кількість вторинних обмоток		Струм термічної стійкості, кА	Струм електродинамічної стійкості, кА
			для захисту	для вимірювань		
ТФЗМ 35 А-У1	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000	5	1	1	0,6; 0,7; 1,1; 1,5; 1,9; 2,3; 3,5; 5,8; 7; 11,6; 15; 22; 30; 37	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134
ТФЗМ 150 Б - I У1	600-1200	1 або 5	3	1	14-28	52-104

### 2.5.8. Вибір трансформаторів напруги 150 кВ та 35 кВ

*Вибір трансформатор напруги на напругу 150 кВ:*

Таблиця 2.5.18 Вибір трансформатора напруги

Напруга	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
150 кВ	НКФ-150-IV-У1	НКФ-150-IV-У1 [25]
35 кВ	НАМИ-35	НАМИ-35 [26]
6 кВ	ЗНОЛ-6	ЗНОЛ-6 [27]

### 2.5.9. Вибір трансформаторів власних потреб підстанції

Таблиця 2.5.19 Вибір трансформатора власних потреб

Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
ТМ-63/6/0,4 Д/У <sub>Н</sub> -11,У/У <sub>Н</sub> -0	ТМ-63/6/0,4 Д/У <sub>Н</sub> -11,У/У <sub>Н</sub> -0 [28]

### 2.5.10. Вибір обмежувачів перенапруг 150/35/6 кВ

Таблиця 2.5.20 Вибір обмежувачів перенапруг

Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
ОПНп-150/106/10/2/УХЛ1	ОПНп-150/106/10/2/УХЛ1 [30]
ОПНп-35/40,5/10/450 УХЛ1	ОПНп-35/40,5/10/450 УХЛ1 [31]
ОПНп-6/7,2/10/400 УХЛ1	ОПНп-6/7,2/10/400 УХЛ1 [32]

### 2.5.11. Вибір ошиновки 150/35/6 кВ

Для Трансформатора ТДТН-25000/150:

*Обираємо переріз проводу 150 кВ:*

Таблиця 2.5.21 Вибір трансформатора напруги на напругу 150 кВ

Напруга	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
150 кВ	АС 120/19	АС 120/19 [34]
35 кВ	АС-500/26	АС-240/32 [42]
6 кВ	Односмугові алюмінієві шини прямокутного перерізу 3х(100*10) мм <sup>2</sup>	Односмугові алюмінієві шини прямокутного перерізу 2х(100*10) мм <sup>2</sup> [36]

### 2.5.12. Вибір ізоляторів шинних конструкцій

Шини вводу кріпляться на опорних ізоляторах.

*Виконуємо вибір опорного ізолятора 150 кВ.*



Таблиця 2.5.22 Вибір трансформатора напруги на напругу 150 кВ

Напруга	Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
150 кВ	ИОСК 12,5-150-1600-1	ИОСК 12,5-150-1600-1 [37]
35 кВ	ОСК 10-35/190-3	ОСК 10-35/190-3 [38]
6 кВ	ИОСК-5/6/215/3	ИОСК-5/6/215/3 [39]

#### 2.5.14. Блискавкозахист підстанції

Захист розподільних пристроїв проектованої підстанції від прямих ударів блискавок здійснюють громовідводи. Блискаковідвід складається з металевого блискавкоприймача, який височить над об'єктом, що захищається і сприймає удар блискавки, і струмопровідного спуску з заземлювачем, через який струм блискавки відводиться в землю.

Розрахунок здійснюємо за формулами, вказаними в [46]. Підстанції має наступні габаритні параметри: висота найвищого об'єкта  $h_x$  становить 13 метрів (Короткозамикач, Ошиновка), ширина  $a = 80$  метрів, довжина  $b = 40$  метрів. Громовідводи встановлені на відстані 3 метри від огорожі. Тоді розрахункове відстань між громовідводи розраховується за формулою:

$$l_1 = a - 2 * 3 = 80 - 2 * 3 = 74 \text{ метрів,}$$

$$l_2 = b - 2 * 3 = 40 - 2 * 3 = 34 \text{ метрів.}$$

Гранична відстань між громовідводи визначається по співвідношенню:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{74^2 + 34^2} = 81,4 \text{ м.}$$

Для блискавковідводів висотою  $h \leq 30$  м умова захисту всієї площі має вигляд:  
 $L \leq 8h_a$  З цього співвідношення перевищення висоти блискавковідводів  $h_a$  над висотою, що захищається  $h_x$  розраховується за формулою:

$$h_a \geq \frac{L}{8} = \frac{81,4}{8} = 10,175 \text{ м.}$$

Повну висоту типового громовідводу знаходимо за формулою:

$$h = h_a + h_x = 12 + 13 = 25 \text{ м.}$$

Для багаторазових стрижневих блискавковідводів зона захисту будується за допомогою попарно взятих сусідніх стрижневих блискавковідводів. Висота вершини конуса стрижневого блискавковідводу  $h_0$  і радіуси захисту на рівні землі  $r_0$  і на висоті захищається  $r_x$  визначається як для одиночного стрижневого блискавковідводу і розраховується за формулами:

$$\begin{aligned} h_0 &= 0,92h = 0,92 * 25 = 23 \text{ м ,} \\ r_0 &= 1,5h = 1,5 * 25 = 37,5 \text{ м ,} \\ r_x &= 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5 * (25 - 1,1 * 13) = 16,05 \text{ м .} \end{aligned}$$

Висота середньої частини попарно взятих блискавковідводів знаходиться за формулою:

$$\begin{aligned} h_{min1} &= h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) , \\ h_{min2} &= h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h) , \\ h_{min1} &= 23 - 0,14 * (74 - 25) = 16,14 \text{ м ,} \\ h_{min2} &= 23 - 0,14 * (34 - 25) = 21,74 \text{ м .} \end{aligned}$$

Ширина середньої частини зони попарно взятих блискавковідводів на рівні землі становить:

$$r_c = r_0 = 1,5h = 37,5 \text{ м} ,$$

а на рівні висоти захищається:

$$r_{cx1} = r_0 * \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 37,5 * \frac{16,14 - 13}{16,14} = 7,3 \text{ м} ,$$

$$r_{cx2} = r_0 * \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 37,5 * \frac{21,74 - 13}{21,74} = 15 \text{ м} .$$

Отримані параметри блискавкозахисту наносяться на загальний план підстанції (рис. 2.4). З рис. 2.4 видно, що об'єкт, що захищається потрапляє в зону блискавкозахисту, тобто чотири громовідводу висотою  $h = 25$  м забезпечують захист підстанції від прямих ударів блискавки.

Визначення надійності захисту підстанції від ПУМ. Число ударів блискавки в підстанцію в рік визначається по співвідношенню (2.32) [45]:

$$N = 0,06n(a + 10h)(b + 10h) * 10^{-6} ,$$

де  $n$  – число грозових годин на рік (для Дніпропетровської області значення дорівнює 60 ... 80 годин).

$$N = 0,06 * 80(80 + 10 * 25)(40 + 10 * 25) * 10^{-6} = 0,46 \text{ рази на рік} .$$

Перевіримо можливість ураженість підстанції:

а) без блискавкозахисту:

$$\gamma_1 = N * \psi_i \psi_g = 0,17 * 0,7 * 0,68 = 0,08 ,$$

$\psi_i = 0.68$  – ймовірність перекриття ізоляції при прямому ударі блискавки;

$\psi_g = 0.7$  – ймовірність переходу імпульсного перекриття в силову дугу.

Ймовірна кількість років роботи підстанції без відключень:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{0,08} = 12,5 \text{ років} ,$$

а) без блискавкозахисту:

$$\gamma_2 = N * \psi_n \psi_i \psi_g = 0,46 * 10^{-3} * 0,7 * 0,68 = 21,9 * 10^{-5} ,$$

$\psi_i = 10^{-3}$  – ймовірність прориву блискавки крізь зону захисту блискавковідводів;

Ймовірна кількість років роботи підстанції без відключень:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{21,9 * 10^{-5}} = 4566 \text{ роки} .$$

Фактично  $m$  ще більше, так що зона блискавкозахисту побудована з запасом.

На рисунку 2.16 показана схема зони захисту чотирьох Блискавкоприймачів.

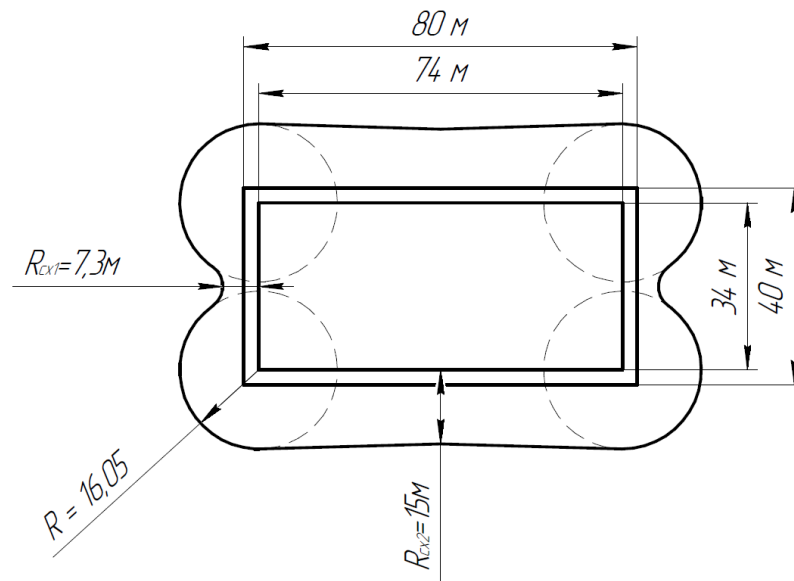


Рис. 2.5.3 – Зона захисту чотирьох блискавкоприймачів

## 2.6 Висновки по розділу

В даному дипломному проекті, опираючись на норми технологічного проектування, ПУЕ було обрано метод для вибору розрахунку обладнання на прикладі підстанції «КПО» 154/35/6 кВ.

Було обрано та встановлено наступне обладнання:

- два силових трансформатори ТДТН-25000/150;
- елегазові вимикачі на стороні високої напруги 150кВ 150-SFM-40В, вакуумні вимикачі на стороні середньої напруги 35 кВ ВР35НС-35-20/1600 У1 та вакуумні вимикачі на стороні низької напруги 6 кВ ВРС-6;
- на стороні високої напруги 150 кВ обрані роз'єднувачі типу РДЗ-150/1250 У1, на стороні середньої напруги 35 кВ обрані роз'єднувачі типу РДЗ-35/1000 УХЛ1;
- ОПН на стороні високої напруги 150 кВ ОПНп-150/106/10/2/УХЛ1 тип А, на стороні середньої напруги 35 кВ ОПН-35/40,5/10/450 УХЛ1, на стороні низької напруги 6 кВ ОПНп-6/7,2/10/400 УХЛ1;
- трансформатори струму на стороні високої напруги 150 кВ – ТФЗМ 150Б-1У1, трансформатори струму на стороні середньої напруги 35 кВ - ТФЗМ 35 А –У1;

— трансформатори напруги на стороні високої напруги 150 кВ типу НКФ-150-IV-У1, на стороні середньої напруги 35 кВ встановлюємо НАМИ-35, на стороні низької напруги 6 кВ - ЗНОЛ-6;

— в якості трансформатора власних потреб на стороні низької напруги встановлюємо трансформатори типу ТМ-63/6/0,4 Д/У<sub>Н</sub>-11, У/У<sub>Н</sub>-0.

— компенсаційні установки УКРП(УКЛ56)-6.3-6300-900 УЗ1 для трансформатору 1Т та УКРП(УКЛ56)-6.3-4050-450 УЗ1 для трансформатору 2Т

Обладнання на стороні напруги 6кВ рахував без сдвоєного реактора, через актуалізацію роботи підприємств на теперішній час, що в подальшій роботі ПС позначиться на зменшенні споживання електроенергії за рахунок зменшення втрат у системі, а також заощадження коштів на ТО і Р реакторів.

На стороні напруги 150/35 кВ приймаємо ВРП. Всі електричні апарати встановлені на залізобетонних опорах, гнучкі шини. З'єднання ЗРП з вводом силового трансформатора виконано поводом АС-120/19. Для захисту ізоляції електричного обладнання від атмосферних перенапруг встановлені ОПН типу ОПНп-150/106/10/2/УХЛ1 тип А на стороні 150 кВ, та ОПН типу ОПН-35/40,5/10/450 УХЛ1 на стороні 35 кВ.

Зберігання трансформаторного масла на ПС передбачено. Доставка масла повинна здійснюватися в пересувних ємностях. Під силовими трансформаторами прокладений шар гравію.

З'єднання силового трансформатора з закритим розподільчим пристроєм 6 кВ виконано шинним мостом. Жорсткі шини кріпляться на опорних ізоляторах, встановлених на залізобетонних конструкціях.

Розподільчий пристрій 6 кВ укомплектовано з шаф комплектного розподільчого пристрою ЗРП-6 в яких розташовані електричні апарати, вимірювальні ТН і ТС, ТВП, захисні і вимірювальні прилади, допоміжні пристрої. Для захисту від перенапруги на кожній секції застосовують обмежувачі перенапруги типу ОПНп-6/7,2/10/400 УХЛ1. На кожній секції шин передбачаємо по одній резервній комірці.

# **ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА**

## Вступ

У кваліфікаційній роботі передбачається створення безпечної, якісної, надійної та економічної схеми Підстанції «КПО» 150/35/6 кВ.

Запропоновано заходи, які суттєво дозволять:

- уникнути аварійних ситуацій у зв'язку з підвищеною вірогідністю відмови застарілого обладнання;
- підвищити надійність електропостачання споживачів;
- полегшити оперативні перемикання;
- зменшити втрати енергії та економити кошти підприємству

В схемі підстанції встановлено сучасні вакуумні вимикачі, комірки споживачів та трансформатори вітчизняного виробництва, та прибрано реактор.

Економічні показники, надійність та якість обладнання, що приймається до установки, в тому числі – іноземного виробництва, а також технічні рішення, що застосовані в проєкті, підтверджують їх відповідність останнім досягненням вітчизняної та іноземної техніки.

Проєктом передбачена заміна морально застарілого і фізично зношеного високовольтного устаткування 6-35-154 кВ. Прийняті заходи впроваджуються як безпосередньо в об'єкті проєктування, так і при будівництві, реконструкції та експлуатації – у складі комплексу заходів, які проводяться енергосистемою в даному регіоні.



### 3.1 Техніко-економічне обґрунтування заходів

#### 3.1.1 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Витрати на придбання технічного обладнання/комплектуючих виробів та транспортні витрати зведені до табл. 3.1.

Таблиця 3.1.1– Зведення капітальних витрат

№	Найменування електрообладнання	Кількість, одиниць	Ціна за одиницю, грн	Обґрунтування	Транспортні витрати*, грн	Загальні капітальні витрати, грн
1	Трансформатор ТДТН- 25000/150	2	13000000	[48]	216000	26 432 000
2	Вимикач 150-SFM-40В	2	1240000	[49]	64260	2 608 520
3	Вимикач ВР35НС-35- 20/1600 У1	6	390000	[50]	38850	2 573 100
4	Вимикач ВРС-6	37	70000	[51]	12349	3 046 913
5	Роз'єднувач РДЗ-150/1250	6	92000	[52]	16306	649 836

Продовження таблиці 3.1.1						
6	Роз'єднувач РДЗ-35/1000 УХЛ1	23	50000	[53]	38285	1 288 285
7	Обмежувач перенапруги ОПНп- 150/106/10/2/ УХЛ1 тип А	2	12187	[54]	408	25 190
8	ОПН- 35/40,5/10/450 УХЛ1	2	5942	[55]	190	12 264
9	ОПНп- 6/7,2/10/400 УХЛ1	2	1150	[56]	160	2 620
10	Трансформатор струму ТФЗМ 150Б-1У1	2	73150	[57]	3573	153 446
11	Транс. струму ТФЗМ 35 А –У1	4	38490	[58]	2980	165 880
12	Трансформатор напруги НКФ- 150-IV-У1	2	84000	[59]	8120	184 240
13	Трансформатор напруги НАМИ- 35	2	43500	[60]	420	87 840

Кінець таблиці 3.1.1						
14	Трансформатор напруги ЗНОЛ-6	4	5930	[61]	1984	31 656
15	Трансформатор власних потреб ТМ-63/6/0,4 Д/УН-11,У/УН-0	2	46000	[62]	2866	97 732
16	Опорні ізолятори ИОСК 12,5-150- 1600-1	6	9775	[64]	1364	66 834
17	Опорні ізолятори ОСК 10-35/190-3	6	4354	[63]	484	29 028
18	Опорні ізолятори ИОСК-5/6/215/3	6	630	[64]	75	4 230
19	Прохідні ізолятори ИППУ-6/4000-30 УХЛ1	6	41500	[65]	2356	263 136
20	УКРП(УКЛ56) 6,3-6300-900 УЗ	1	1530000	[44]	85000	1 615 000
21	УКРП(УКЛ56) 6,3-4050-450 УЗ	1	1240000	[45]	60000	1 300 000
		Всього				40 637 750

\*Ціна доставки вказана для одиниці обладнання.

Вартість транспортних витрат розраховані за даними служби перевезень «Делівері» за доставку вантажа зважаючи на вагу і габарити (табл. 3.1.2). Також було враховано відстані між Дніпром, в межах якого знаходиться розглянута нами підстанція, та міста, в якому знаходиться потрібне нам обладнання.

Таблиця 3.1.2 – Дані для розрахунку вартості транспортних витрат

Обладнання	Вага, кг	Габарити, мм	Доставка з міста
Трансформатор ТДТН-25000/150	67000	8000x4660x6420	Запоріжжя
Вимикач 150-SFM-40В	2200	2200x4288x2200	Харків
Вимикач ВР35НС-35- 20/1600 У1	525	1839x920x2270	Харків
Вимикач ВРС-6	225	580x435x674	Харків
Роз'єднувач РДЗ- 150/1250 У1	460	4510x2490x1825	Рівне
Роз'єднувач РДЗ- 35/1000 УХЛ1	150	1020x380x2835	Рівне
Обмежувач перенапруги ОПНп-150/106/10/2/УХЛ1 тип А	35	400x400x1450	Запоріжжя
Обмежувач перенапруги ОПН-35/40,5/10/450 УХЛ1	10	295x295x590	Запоріжжя

Кінець таблиці 3.1.2			
Обмежувач перенапруги ОПНп- 6/7,2/10/400 УХЛ1	1,2	103x103x156	Запоріжжя
Трансформатор струму ТФЗМ 150Б- 1У1	730	920x920x2350	Запоріжжя
Трансформатор струму ТФЗМ 35 А –У1	245	730x730x1100	Кропивницький
Трансформатор напруги НКФ-150-IV- У1	980	845x723x4070	Кропивницький
Трансформатор напруги НАМИ-35	180	1100x620x820	Дніпро
Трансформатор напруги ЗНОЛ-6	26,5	328x160x298	Запоріжжя
Трансформатор власних потреб ТМ- 63/6/0,4 Д/У <sub>Н</sub> - 11,У/У <sub>Н</sub> -0	310	1050x560x1195	Хмельницький
Опорні ізолятори ИОСК 12,5-150-1600- 1	43,5	180x180x1600	Київ
Опорні ізолятори ОСК 10-35/190-3	4,3	90x90x440	Київ

Кінець таблиці 3.1.2			
Опорні ізолятори ИОСК-5/6/215/3	1,9	90x90x215	Бахмут
Прохідні ізолятори ИППУ-6/4000-30 УХЛ1	53	390x390x550	Слав'янск
УКРП(УКЛ56) 6,3-6300- 900 УЗ	3115	6750x800x1950	Луцьк
УКРП(УКЛ56) 6,3-4050- 450 УЗ	2225	4950x800x1950	Луцьк

Розрахунок вартості доставки відбувався за тарифами «Делівері».

<https://www.delivery-auto.com/uk-UA/CalculateCost>

Витрати на монтажні роботи ( $Z_M$ ) можна визначити за формулою (3.1) [47]:

$$Z_M = \sum (Ч_i * a_i * t_i) * K_d * K_{см} * K_{пр} ,$$

де  $Ч_i = 6$  - чисельність працівників IV-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних робіт, чел.;

$a_i = 100$  — годинна тарифна ставка працівника IV розряду, грн.;

$t_i = 320$  — час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних робіт, год.;

$K_d = 1,2$  — коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см} = 1,22$  — коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр} = 1,08$  — коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних робіт.

$$З_H = (6 \cdot 100 \cdot 320) \cdot 1,2 \cdot 1,22 \cdot 1,08 = 303\,575 \text{ грн.}$$

Витрати на налагоджувальні роботи ( $З_H$ ) визначаються за формулою

$$З_H = \sum(C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_D \cdot K_{CM} \cdot K_{PP} ,$$

де  $C_i = 3$  — чисельність працівників V-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу налагоджувальних робіт, чол.;

$a_i = 150$  — годинна тарифна ставка працівника V розряду, грн.;

$t_i = 40$  — час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних робіт, год.;

$K_D = 1,2$  — коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{CM} = 1,22$  — коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{PP} = 1,1$  — коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних робіт.

$$З_H = (3 \cdot 150 \cdot 40) \cdot 1,2 \cdot 1,22 \cdot 1,1 = 28\,987 \text{ грн.}$$

Визначення проектних капіталовкладень знаходиться за формулою:

$$K_{PP} = K_{Ob}(\sum_{i=1}^n C_i) + З_{Tr} + З_M + З_H + З_{Pr} ,$$

$$K_{PP} = 40\,637\,750 + 303\,575 + 28\,987 + 409\,703 = 41\,380\,015 \text{ грн.}$$

де  $K_{Ob}(\sum_{i=1}^n C_i)$  - вартість придбання електрообладнання (засобів автоматизації, програмного забезпечення тощо) за проектом або сумарна вартість комплектуючих елементів  $i$  - го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення;

$n$  - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$З_{Tr}$  - транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_M$  - витрати на монтажні роботи;

$Z_H$  - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$  - інші одноразові вкладення грошових коштів (демонтаж старого обладнання та зберігання на складі нового устаткування), вартість якого приймаємо – 1% від загальної вартості обладнання.

### 3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування ( $C_A$ );
- заробітна плата обслуговуючого персоналу ( $C_З$ );
- єдиний соціальний внесок ( $C_C$ );
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж ( $C_T$ );
- інші експлуатаційні витрати ( $C_{пр}$ ).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_A + C_З + C_C + C_T + C_{пр} + C_E .$$

#### 3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання. Термін корисного використання об'єктів основних засобів



для нарахування амортизації, який приймається у даній роботі, відповідає мінімально допустимому терміну корисного використання для передавальних пристроїв (третя група основних засобів) і становить 10 років.

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$H_a = (\Phi_{\text{п}} - Л) * 100\% / (\Phi_{\text{п}} * T_{\text{п}}) ,$$

де  $\Phi_{\text{п}}$  – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

Л – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів;

$T_{\text{п}}$  – термін корисного використання (амортизаційний період).

У розрахунку приймаємо первісну вартість об'єктів основних засобів рівною витратам на придбання основних засобів. Ліквідаційну вартість приймаємо рівною 8% від початкової вартості основних засобів, що підлягають амортизації. Тоді норма амортизації становитиме:

$$H_a = \frac{(41\,380 - 0,08 * 41\,280) * 100\%}{(41\,380 * 5)} = 18,4\% .$$

Річні амортизаційні відрахування:

$$C_A = \frac{\Phi_{\text{п}} * H_a}{100\%} ,$$

$$C_A = \frac{41\,380 * 18,4\%}{100\%} = 7\,613,92 \text{ тис. грн.}$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для

проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість замінного устаткування для базового варіанту. Результати розрахунків заносяться в табл. 4.3.

Таблиця 3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

№ з/п	Найменування	Капітальні інвестиції, тис. грн	Норма амортизації, %	Сума амортизації, тис. грн
1.	Проектний варіант	41 380	18,4	7 613,92
2.	Базовий варіант	28 966	18,4	5 329,74

### 3.2.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюємо за категоріями персоналу (робітники, КСС), що обслуговує об'єкт проектування, відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві.

Основна заробітна плата працівників – це винагорода за виконану роботу відповідно до встановлених норм праці (норми часу, виробітку, обслуговування, посадові обов'язки). Вона визначається тарифними ставками і відрядними розцінками, посадовими окладами для спеціалістів, службовців і керівників. При визначенні основної заробітної плати робітників (за відрядною або погодинною формами оплати) враховуємо погодинну тарифну ставку робітника відповідного розряду та розраховуємо номінальний річний фонд робочого часу робітника.

Номінальний річний фонд робочого часу одного робітника  $F_H$  визначається відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни):

$$F_H = (D_K - D_{СВ} - D_{ВІХ}) * T_{ЗМ} ,$$

де  $D_K$ ,  $D_{СВ}$ ,  $D_{ВІХ}$  - кількість календарних, святкових і вихідних днів у році відповідно;

$T_{зм}$  – тривалість зміни, годин.

При розрахунку заробітної плати інженерно-технічного персоналу враховуємо, що вона визначається, виходячи з місячного посадового окладу. Результати розрахунку основної заробітної плати обслуговуючого персоналу представлені у табл. 3.3.

Додаткова заробітна плата – це винагорода за працю понад встановлених норм, за особливі умови праці. До додаткової заробітної плати належать премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій за діючими на підприємстві преміальними системами, доплати і надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством (за роботу в нічний і вечірній час, у важких і шкідливих умовах, за багатозмінний режим роботи, за керівництво бригадою незвільненим бригадирам, за навчання учнів тощо). Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 8-10% від основної заробітної плати. Таким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати складає:

$$C_3 = Z_{осн} + Z_{дод}, \text{ грн.},$$

де  $Z_{осн}$ ,  $Z_{дод}$  – основна і додаткова заробітна плата відповідно.

Розрахунок річного фонду заробітної платні обслуговуючого персоналу. Витрати на оплату праці персоналу, що задіяний в експлуатації обладнання містять в собі витрати на основну заробітну платню (за відпрацьований час), на додаткову зарплату (наприклад, оплата чергових відпусток) у розмірі 10% від основної заробітної платні.

Визначаємо ефективний фонд робочого часу для Начальника ПС та оперативно-виробничих працівників за формулою:

$$\text{ФРВ} = (D_k - D_{св} - D_{вих} - D_o) * T_{зм} .$$

Визначаємо ефективний фонд робочого часу для Чергового електромонтера за формулою:

$$\text{ФРВ} = \left( \frac{D_k - D_o}{4} \right) * T_{зм} ,$$

де  $D_k$  – кількість календарних днів у плановому періоді;

$D_{св}$  – кількість святкових днів;

$D_{вих}$  – кількість вихідних днів у відповідності до режиму роботи підприємства;

$D_o$  – кількість днів основної (27 днів), додаткової (4 днів, за шкідливі умови) відпустки;

4 – Чергові електромонтери ПС працюють 24 години зміну за графіком ( 1/3)

$T_{зм}$  – тривалість робочої зміни (встановлюється у відповідності з режимом роботи та не перевищує 40 годин на тиждень)

$$\text{ФРВ} = (365 - 10 - 104 - 31) * 8 = 1760 \text{ годин} ,$$

$$\text{ФРВ} = \left( \frac{365 - 31}{4} \right) * 24 = 2004 \text{ години} .$$

Для працівників, що обслуговують електроустановки на підстанції оплата праці здійснюється за погодинно-преміальною формою оплати. Окрім основної передбачається додаткова заробітна плата у розмірі 30% від основної.

Пряма заробітна плата за тарифом:

$$Z_{п} = K_{тар} * \tau_{год} * \text{ФРВ} * N_p ,$$

де  $K_{тар}$  – тарифний коефіцієнт, який враховує розряд робітника;

$\tau_{\text{год}}$  – годинна тарифна ставка робітника, грн/год.

Для розрахунків у кваліфікаційній роботі використовуємо середньогодинну тарифну ставку для чергового електрика та оперативно-виробничого працівника 4-розряду, яка, згідно колективного договору підприємства, становить 72 грн/год та середньогодинну тарифну ставку для начальника ПС - 80 грн/год;

ФРВ – фонд робочого часу робітника за рік, ч;

$N_p$  – кількість робітників, що зайняті обслуговуванням, осіб.

Таблиця 3.2.2 – Розрахунок річного фонду заробітної платні обслуговуючого персоналу ПС «КПО» 150

№	Найменування професій робітників	Кількість осіб на добу, осіб	Обліковий склад, осіб	Година тарифна ставка, грн	Номинальний річний фонд робочого часу	Всього, пряма заробітна плата за тарифом, грн	Додаткова заробітна плата, грн	Всього, основна зарплата, грн
1	Чергові електрики	1	4	72	2004	577152	57715,2	634867,2
2	Оперативно-виробничі працівники	2	2	72	1760	253440	25344	278784
3	Начальник ПС	1	1	80	1760	140800	14080	154880
	Всього					971392	97139,2	1068531

Загальна величина річного фонду заробітної платні ФЗП становить 1 068 531 грн.

### 3.2.3 Відрахування на єдиний соціальний внесок визначаємо за ставкою 22% від суми усіх виплат (основних та додаткових)

Відрахування на соціальні заходи (єдиний соціальний внесок) визначаються на

підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати . Ставка цього внеску складає 22% від фонду оплати праці.

$$C_c = 0,22 * C_3 = 0,22 * 1\,068\,531 = 235\,077 \text{ грн} ,$$

### 3.2.4 Річні витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні блоки, визначені у відсотках ( 1% ) від капітальних витрат (у даному випадку основних фондів):

$$C_T = 0,01 * K = 0,01 * 41\,380\,015 = 413\,800 \text{ грн} ,$$

### 3.2.5 Розрахунок вартості спожитої електроенергії

Вартість електроенергії, споживаної об'єктом проектування протягом року, визначається виходячи з його встановленої потужності, річного фонду робочого часу об'єкта проектування, втрат електроенергії та тарифу за формулою:

$$C_E = W_p * C_E ,$$

де  $W_p$  – кількість спожитої за рік електроенергії, кВт • год;

$C_E$  – тариф на електроенергію станом на конкретну дату, грн. / кВт • год;

Якщо на підприємстві використовується багатозонний облік електроенергії, то  $W_p$  розподіляється за зонами обліку і в кожній з них застосовується свій тариф на електроенергію.

Річний фонд робочого часу об'єкта проектування ( $F_n$ ) визначається режимом роботи технологічних процесів, які він обслуговує, і може не збігатися з річним фондом робочого часу працівників. Розрахунок  $F_n$  наводиться в пояснювальній

записці.

Станом на 27.05.2021 тариф на послуги з розподілу електричної енергії для II класу напруги (до 27,5 кВ) дорівнює 5 грн/кВт·год

$$W_p = 163\,155 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_E = 163\,155 \cdot 5 = 815\,775 \text{ грн} .$$

### 3.2.6 Визначення інших витрат.

Інші витрати з експлуатації об'єкта включають витрати на охорону праці, на спецодяг та інші. Згідно практичного досвіду, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{\text{пр}} = 0,04 \cdot C_z = 0,04 \cdot 1\,068\,531 = 42\,741 \text{ грн} ,$$

Таким чином, експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_A + C_z + C_C + C_T + C_{\text{пр}} + C_E ,$$

$$C = 7\,613\,920 + 1\,068\,531 + 235\,077 + 413\,800 + 42\,741 + 815\,775 ,$$

$$C = 10\,189\,844 \text{ грн} .$$

Таблиця 3.2.3 Розрахунок амортизаційних відрахувань

№ з/п	Найменування	Сума амортизації, тис. грн	Експлуатаційні витрати, тис. грн
1.	Проектний варіант	7 613,92	10 189
2.	Базовий варіант	5 329,74	13 699

### 3.3 Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення

Розраховуючи обладнання підстанції, дійшли висновку, що в наявності реактору для зменшення струмів КЗ не має потреби. При цьому схема упрощується та втрати зменшуються, що дає можливість споживати менше електроенергії:

Споживання електроенергії власних потреб:

$$E_{\text{сп1}} = \sum E_{\text{р.с}} = 163\,155 \text{ кВт*год.}$$

Споживання електроенергії власних потреб після впровадження науково-технічного рішення:

$$E_{\text{сп2}} = \sum E_{\text{р.с}} = 156\,995 \text{ кВт*год}$$

Загальні втрати електроенергії власних потреб:

$$E = E_{\text{сп1}} - E_{\text{сп2}} = 163\,155 - 156\,995 = 6\,160 \text{ кВт*год.}$$

Частка втрат від відпустки електроенергії власних потреб:

$$\varepsilon_{\text{в}} = \frac{E_{\text{сп2}}}{E_{\text{сп1}}} * 100\% = \frac{6\,160}{163\,155} * 100\% = 3,78\%.$$

Також при модернізації обладнання, упровадження Конденсаторних установок, прибирання зі схеми реактор, підстанція почне отримувати, перетворювати та передавати більш якісну енергію споживачам на всіх рівнях напруги з меншими



втратами. Ще запровадили заходи щодо попередження збитків від перерв в електропостачанні. Це призводить до значної економії коштів:

$$E_{Kp} = 4\,799,24 \text{ тис. грн}$$

Повна річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення визначається з урахуванням експлуатаційних витрат по даному об'єкту:

$$E_{Kp}^{\text{повна}} = E_{Kp} - C, \text{ грн.}$$

Розрахунки повної річної економії виконуються по кожному з проектних варіантів, що розглядаються в кваліфікаційній роботі.

Якщо річну економію передбачається отримувати тільки при впровадженні даного проектного варіанту, а саме внаслідок заміни застарілого обладнання, то розрахунок повної річної економії може здійснюватися за формулою:

$$E_{Kp}^{\text{повна}} = E_{Kp} \pm \Delta C, \text{ грн.}$$

де  $\Delta C$  – економія (перевитрата) на експлуатаційних витратах.

$$E_{Kp}^{\text{повна}} = 4\,799,24 + 3\,510 = 8\,309,24, \text{ тис. грн.}$$

### **3.4 Визначення та аналіз показників економічної ефективності**

Оцінка економічної ефективності розглянутих в дипломному проекті технічних і організаційних рішень здійснюється на основі визначення та аналізу наступних показників:

Оцінка економічної ефективності розглянутих в дипломному проекті технічних і організаційних рішень здійснюється на основі визначення та аналізу наступних показників:

а) розрахункового коефіцієнта ефективності (прибутковості) капітальних витрат  $E_p$ ;

б) терміну окупності капітальних витрат  $T_p$ .

Коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат  $E_p$  показує, скільки гривень додаткового прибутку (економії) приносить одна гривня капітальних витрат:

$$E_p = \frac{E_{Кп}}{K_{пр}}, \text{ долі од.},$$

де  $E_{Кп}$  - загальна річна економія від впровадження об'єкта проектування (формули 3.11 або 3.12), тис. грн.;

$K_{пр}$  - капітальні витрати за варіантом, що викликали економію, тис. грн.

Термін окупності капітальних витрат  $T_p$  показує, за скільки років вони окупляться за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення:

$$T_p = \frac{K_{пр}}{E_{Кп}} < 5, \text{ років}$$

$$T_p = \frac{41\,380\,015}{8\,309\,240} = 4,98 \text{ років}$$

### 3.5 Висновок

Економічна оцінка доцільності розробки проекту встановлення технічних засобів показала, що впровадження даних розроблених технічних рішень буде ефективною. Зменшення втрат вказує на правильність прийнятих рішень у процесі проектування електроенергетичної підстанції.

Даний проект має такі затрати : капітальні витрати – 41 380 015 грн.; експлуатаційні витрати складатимуть – 10 619 000 грн.

## ВИСНОВКИ

В даній дипломній роботі були розглянуті проблеми неефективної експлуатації обладнання підстанцій розподільчих електричних мереж та проаналізовано вплив методів розрахунку та вибору обладнання на ефективність використання його за номінальними характеристиками на прикладі підстанції «КПО» 150/35/6 кВ.

В ході аналізу дійшли висновку, що метод вибору за фактичним навантаженням дає можливість обрати основного обладнання на один клас менше, що в свою чергу зменшує витрати на модернізацію, покращення передаваної електроенергії за рахунок нормального режиму роботи трансформатора, а не при значному недовантаженню силового трансформатора. Також різниця струму при нормальному та форсованому режимах в півтора рази.

Розрахункове навантаження	Фактичне навантаження
ТНТД-40000/150	ТНТД-25000/150
ВРС-6-31,5/3150	ВРС-6-31,5/2000

Було прийнято рішення відмовитися від сдвоєних реакторів у схемі підстанції, так як електроспоживачі після побудови підстанції мали велике навантаження через синхронні двигуни на підприємствах, зараз навантаження споживачів зменшилось, тому реактори для зменшення струмів КЗ не доцільні. Тим самим зменшимо втрати потужності на реактори та зменшемо втрати на ТО та Ремонт.

По результатам розрахунку електричних навантажень був проведений вибір та перевірка вибраних силових трансформаторів та комутаційного обладнання. Також були обрані трансформатори струму та напруги.

В ході модернізації було прийнято рішення замінити силові трансформатори на нові потужність трансформаторів залишити незмінною. Також прийняли рішення встановити вакуумні вимикачі замість масляних, в результаті чого підвищилася надійність енергосистеми, збільшився термін служби трансформаторів і електричного обладнання та задовольняються сучасні вимоги до безпеки та надійності.

В економічній частині проекту був виконаний розрахунок економічного ефекту від впровадження заходу по заміні електрообладнання за проектним та базовим варіантами.

Амортизація:

- Проектний варіант – 7 613 920 грн.
- Базовий варіант – 5 329 740 грн.

Експлуатаційні витрати:

- Проектний варіант – 10 189 000 грн.
- Базовий варіант – 13 699 000 грн.

Річна економія – 4 799 240 грн.

Повна річна економія – 8 309 240 грн.

Термін окупності модернізації підстанції – 4,98 роки, що задовільняє допустимі терміни корисного використання обладнання.

Економічна оцінка доцільності розробки проекту встановлення технічних засобів показала, що впровадження даних розроблених технічних рішень буде ефективною.

## Перелік посилань

1. ПАПАЙКА Ю.А., ЛУЦЕНКО І.М., КОШЕЛЕНКО Є.В., ЦИГАН П.С., МЕТОДИКА ВИБОРУ НОМІНАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ В УМОВАХ РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТИВ. DOI 10.15588/1607-6761-2021-2-4
2. НАУКОВІ НАПРЯМИ ПІДВИЩЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ З УРАХУВАННЯМ ЙОГО ФАКТИЧНОГО ТЕХНІЧНОГО СТАНУ – МАТУСЕВИЧ В.В.
3. І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган.  
Підвищення точності вибору та ефективності використання силових трансформаторів розподільчих мереж // Вісник КрНУ. – Кременчук: 2017. – Вип. 5/2017 (106).
4. [https://www.nerc.gov.ua/data/filesearch/elektro/energo\\_pidprijemstva/plany\\_rozvytku/2020-2024/Plan\\_rozvytku\\_TSEK\\_2020-2024.pdf](https://www.nerc.gov.ua/data/filesearch/elektro/energo_pidprijemstva/plany_rozvytku/2020-2024/Plan_rozvytku_TSEK_2020-2024.pdf)
5. <https://forca.ru/vyklyuchateli/elegazovye/gl-313-f1-f3-4031-p.html>
6. <http://hvt.com.ua/rdz>
7. <http://energosfera.org.ua/transformatory/izmeritelnye-transformatory-napryazheniya/odnofaznye-maslyanye-izmeritelnye-transformatory-napryazheniya-35kv/transformator-znom-35.html>
8. <http://energosfera.org.ua/transformatory/izmeritelnye-transformatory-napryazheniya/odnofaznye-maslyanye-izmeritelnye-transformatory-napryazheniya-6kv/transformator-nomi-6.html>
9. <https://voltten.com/tfzm-35-transformator-toka-izmeritelnyj-maslyanyj/>
10. <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-tfzm.html>
11. <https://www.tdtransformator.ru/transformatory-izmeritelnye/transformatory-toka/tpol-10-transformatory-toka-prohodnye/>
12. Дані приєнань споживачів електричного навантаження ПС «КПО»
13. Дані таблиць про режимні заміри на 2020 рік.
14. Правила улаштування електроустановок: [арх. 15 березня 2020] / Міненерговугілля України. — Київ: [б. в.], 2017. — 617 с.

URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/%D0%9F%D0%A3%D0%95.pdf>

15. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму с вищою напругою 6-750 кВ. ГКД 341.004.001-94. / Міненерговугілля України — Х.: Видавництво «Індустрія», 2011. — 76 с. <http://informproject.od.ua/data/gkd341.004.001-94.pdf>
16. <https://docs.cntd.ru/document/1200012412>
17. Рожкова Л.Д. Электрообладнання електричних станцій і підстанцій / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. - 4-е изд. - М.: Видавничий центр «Академія», 2004. - 448 с.
18. [https://cable.ru/cable/marka-as\\_185\\_24.php?q=%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B4%20%D0%B0%D1%81%20185&c=element&name=%D0%90%D0%A1%20185/24#tab\\_parameters](https://cable.ru/cable/marka-as_185_24.php?q=%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B4%20%D0%B0%D1%81%20185&c=element&name=%D0%90%D0%A1%20185/24#tab_parameters)
19. <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-rtst.html>
20. ГОСТ 687 - 78 «Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови»
21. [https://www.cgglobal.com.ua/tms/files/Vysokovoltnye\\_elegazovye\\_vyklyuchateli.pdf](https://www.cgglobal.com.ua/tms/files/Vysokovoltnye_elegazovye_vyklyuchateli.pdf)
22. [https://www.vsoyuz.com/modules/pages/files/TI\\_BP35HC\\_edition11\\_c.pdf](https://www.vsoyuz.com/modules/pages/files/TI_BP35HC_edition11_c.pdf)
23. <https://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/vakuumnye-vyklyuchateli-10-kv/vrs-6.htm>
24. <http://zva.zp.ua/doc/archivedoc/catalogs/RAZ.pdf>
25. <https://voltten.com/tfzm-110-transformator-toka-izmeritelnyj-maslyanyj/>
26. <https://voltten.com/nkf-170-iv-nkf-150-iv-transformator-napryazheniya-izmeritelnyj-maslyanyj-kaskadnyj/>
27. <https://voltten.com/nami-35-transformator-napryazheniya-izmeritelnyj-maslyanyj-antirezonsnyj/>
28. <https://www.tdtransformator.ru/transformatory-izmeritelnye/transformatory-napryazheniya/znol-06-transformatory-napryazheniya-izmeritelnye-suhie-zazemlyaemye/>
29. <http://atrans.in.ua/harakteristeka-transformatora>
30. Методические указания по выбору ограничителей перенапряжения нелинейных для электрических сетей 6-35 кВ. Утверждено приказом Государственного департамента електроенергетики Мінтопэнерго України от 02.08.2001 № 4. <http://www.gostrf.com/normadata/1/4293850/4293850515.pdf>

31. <http://sev-torg.com/ogranichiteli-perenapryazheniy-opn-150.html>
32. <http://opn.ru/index.php/opn-s-farforovoj-izolyatsiej/opn-35>
33. <https://asenergi.com/catalog/ustrojstva-zaschity/opnp-6/opnp-6-7-2-10-400-uhl1.html>
34. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.а
35. <https://linijaopory.ru/provod-as-120-19-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki/>
36. <https://linijaopory.ru/provod-as-500-26-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki/>
37. <http://lifeelectro.ru/aluminiy>
38. <http://www.em.dn.ua/iz/polymer/ster/iosk-125-150-1600.html>
39. <http://uktk.com.ua/polimernyye-izolyatory-osk-35-kv>
40. <http://uktk.com.ua/polimernyye-izolyatory-iosk-6-10-kv>
41. <https://tfzm.com.ua/magazin/product/izolyator-ippu-6-4000-30-ukhl1>
42. <https://linijaopory.ru/provod-as-240-32-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki/>
43. ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ - М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, О. Д. Супрун, О. І. Семененко, Ю. О. Семененко
44. <https://www.mircond.com/kondensatornye-ustanovki-ukrm-6-3-10-5-kv/kondensatornaya-ustanovka-ukrm-6-3-63000-900-6750x800x1950/>
45. <https://www.mircond.com/kondensatornye-ustanovki-ukrm-6-3-10-5-kv/kondensatornaya-ustanovka-ukrm-6-3-4050-450-4950x800x1950/>
46. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.  
[https://portal.tpu.ru/SHARED/i/IOM/liter/Tab/M\\_Molniazazh\\_Kabishev.pdf](https://portal.tpu.ru/SHARED/i/IOM/liter/Tab/M_Molniazazh_Kabishev.pdf)
47. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломної роботи для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Укладачі: Л.В. Тимошенко, Н.В. Дементьєва - Дніпро: НГУ, 2018. - 15 с.”
48. <https://trans-mtk.com/catalog/vysokovoltnye-transformatory/tdtn-25000-kva-110-38-5-11-kv/>

49. <https://cgglobal.com.ua/elegazovyie-vyklyuchатели-dlya-naruzhnoj-ustanovki-ot-35-do-330-kv.html>
50. [http://www.rzva.ua/ru/produkcija/komutaciini-aparati\\_1472639412/vakuumni-vimikachi-35-kv\\_1472639116/vr35ns\\_1472639085.htm](http://www.rzva.ua/ru/produkcija/komutaciini-aparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-35-kv_1472639116/vr35ns_1472639085.htm)
51. <https://zapadpribor.com/vakuumnyy-vyklyuchatel-vrs-6/>
52. <https://zva.uaprom.net/ua/g13257181-razediniteli-naruzhnoj-ustanovki>
53. <https://ukrelektro.com.ua/ua/p4791348-razedinitel-rdz-351000.html>
54. <https://prom.ua/p4429965-ogranichitel-perenapryazhenij-opn.html?&primelead=M14wMQ>
55. <https://prom.ua/p1193588987-ogranichitel-perenapryazhenij-opn.html?&primelead=MC4yMg>
56. <https://prom.ua/p1391099354-ogranichitel-perenapryazhenij-opn.html?&primelead=M14wMQ>
57. <https://prom.ua/p557851-prodam-transformatory-tfzm.html?&primelead=My4zMg>
58. <https://prom.ua/p1412675855-transformator-toka-tfzm.html?&primelead=MS44>
59. <https://prom.ua/p1411971666-transformator-napryazheniya-nkf.html?&primelead=MQ>
60. <https://dneprobiotehservis.uaprom.net/p6077695-nami.html>
61. <https://prom.ua/p564119348-transformator-napryazheniya-znol.html?&primelead=MS4z>
62. <https://prom.ua/p1341681124-transformator-maslyanyj-kva.html?&primelead=M144>
63. <https://prom.ua/p641747302-izolyator-osk-35190.html?>
64. <https://ukrtekontakt.com.ua/p545492641-polimernyj-izolyator-iosk.html>
65. <https://tfzm.com.ua/magazin/product/izolyator-ip-10-4000-42-5-u2>



## Додаток А

		Позначення	Найменування	К-ть	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	А4	ЕЕ.ПД.22.__.ПЗ	Пояснювальна записка	140	
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					