

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 Гальченко Владислава Віталійовича

(ПІБ)

академічної групи 141М-21-1

(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____ за освітньо-
професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Розробка системи захисту ліній електропередач високої напруги від перенапруг

(назва за наказом ректора)

| Керівники | Прізвище, ініціали | Оцінка за шкалою | | Підпис |
|------------------------|--------------------|------------------|---------------|--------|
| | | рейтинговою | інституційною | |
| кваліфікаційної роботи | Півняк Г.Г. | | | |
| розділів: | | | | |
| Основний | Півняк Г.Г. | | | |
| Розрахунковий | Півняк Г.Г. | | | |
| Економічний | Тимошенко Л.В. | | | |
| | | | | |
| Рецензент | Худолій С.С. | | | |
| Нормоконтролер | Олішевський Г.С. | | | |

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО: завідувач
кафедри

електроенергетики

(повна назва)

_____ Папайка Ю.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

«_____» _____ 2022 року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

ступеню магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Гальченко Владиславу Віталійовичу академічної групи 141М-21-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(офіційна назва)

на тему Розробка системи захисту ліній електропередач високої напруги від перенапруг,
затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.09.2022р. №918-с

| Розділ | Зміст | Термін виконання |
|---------------|---|------------------|
| Основний | Розробка технічних та організаційних заходів захисту від перенапруг | |
| Розрахунковий | Розрахунок та вибір засобів захисту від перенапруг на ЛЕП та ПС | |
| Економічний | Розрахунок техніко-економічних показників проєкту | |

Завдання видано _____ Півняк Г.Г.
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі _____

Дата подання до екзаменаційної комісії 14.12.2022

Прийнято до виконання _____ Гальченко В.В.
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Робота магістра складається з розрахунково-пояснювальної записки, виконаної на 86 аркушах формату А4, яка вміщує вступ і 2 розділи, 25 найменувань використаних джерел, 10 таблиць, 2 додатки та 16 рисунків.

У вступі описуються найбільш проблемні режими роботи ліній електропередач та обґрунтовується необхідність протидії цим режимам.

В основному розділі проводиться аналіз причин виникнення та характеру перенапруг, а також вміщує в собі загальну інформацію про кожен з видів перенапруг, зовнішні та внутрішні. Також в данному розділі була проведена розробка технічних та організаційних заходів захисту від перенапруг.

Розрахунковий розділ вміщує в собі розрахунок засобів захисту від перенапруг, таких як, вибір обмежувачів перенапруг та вентильних розрядників, розробка системи грозозахисту для підстанції та лінії електропередач, а також проведений розрахунок основних електричних режимів на лініях електропередач та в силових трансформаторах.

Економічний розділ приводить техніко-економічне обґрунтування вибраних засобів захисту від перенапруг та приводяться данні з річної економії від попередженого збитку від перенапруг в електричній мережі.

РЕЖИМ РОБОТИ, ПОТУЖНІСТЬ, НАПРУГА, СТРУМ, ПЕРЕНАПРУГА,
ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, РОЗПОДІЛЬНА МЕРЕЖА, ОБМЕЖУВАЧ
ПЕРЕНАПРУГИ НЕЛІНІЙНИЙ, БЛИСКАВКОВІДВІД, РОЗРЯДНИК.

Терміни та скорочення

ЛЕП – лінія електропередачі

ОПН – обмежувач перенапруг

ПЛ – повітряна лінія

ГЗТ – грозозахисний трос

РВ – розрядник вентильний

РЛ – розрядник лінійний

РТ – розрядник трубчастий

РДІ – розрядник довгоіскровий

ТН - трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ПУЕ - правила улаштування електроустановок

ВРУ - відкрита розподільча установка

ПЗІП – пристрій захисту від імпульсних перенапруг

ПУБ – прямий удар блискавки

КСБЗ – класична система блискавкозахисту

БЗ – блискавкозахист

ВН – висока напруга

НН – низька напруга

ПЗВП – пристрій захисту від перенапруг

Зміст

| | |
|---|-----------|
| Вступ | 6 |
| ОСНОВНА ЧАСТИНА | 10 |
| 1. Аналіз причин виникнення та характеру перенапруг | 10 |
| 1.1 Атмосферні перенавантаження | 12 |
| 1.2 Внутрішні перенавантаження | 14 |
| 1.3 Ферорезонансні перенапруги | 17 |
| 2. Розробка технічних та організаційних заходів захисту від перенапруг | 21 |
| 2.2 Вибір розрядників та ОПН | 26 |
| 2.3 Оцінка регулюючої здатності трансформаторів з РПН та ПБЗ | 29 |
| 2.4 Вибір антирезонансних ТН | 34 |
| РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА | 40 |
| 3.1 Розрахунок електричних режимів ЛЕП та Силових трансформаторів з метою оптимізації напруги на споживачах | 40 |
| 3.2 Розрахунок ступені регулювання трансформатора | 45 |
| 3.3 Розрахунок засобів захисту від перенапруг на висовковольних ЛЕП та ПС | 53 |
| 3.4 Розрахунок системи грозозахисту | 59 |
| ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА | 72 |
| 4.1. Розрахунок капітальних витрат | 73 |
| 4.2. Визначення експлуатаційних витрат | 75 |

| | |
|---|----|
| 4.3. Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення | 77 |
| 4.4. Визначення та аналіз показників економічної ефективності | 78 |
| Висновок | 82 |
| Список використаних джерел | 83 |
| Додаток А | |
| Додаток Б | |

Вступ

Надійність роботи ліній електропередач (ЛЕП) безпосередньо залежить від їх технічного стану, який, в свою чергу, залежний від терміну експлуатації і тих зовнішніх факторів, які впливають на елементи ліній. ЛЕП України експлуатуються в районах з різними кліматичними зонами і підлягають впливу кліматичних факторів різного характеру та інтенсивності. Одним з найбільш небезпечних серед цих факторів, що є причиною масового пошкодження ЛЕП, є екстремальні ожеледно-вітрові навантаження, а також режими максимальних навантажень. Статистика аварій свідчить, що сумісна дія вітру та ожеледі призводить до значно більшого проценту аварійних відключень ліній, ніж дія інших кліматичних факторів. Особливо це відноситься до деяких специфічних кліматичних зон України, таких, як Одеська, Донецька та Луганська області, де ці фактори проявляються найбільш інтенсивно. Тому завданням проектувальників і експлуатаційників є ретельне вивчення усіх діючих кліматичних факторів, притаманних даному регіону з метою розробки заходів ефективної протидії наслідкам цих негативних дій, та забезпечення безперебійності роботи електричних мереж.

Важливою проблемою електроенергетики України є те, що значна кількість ЛЕП знаходиться в експлуатації понад 40 років і їх технічний стан не відповідає сучасним вимогам щодо надійності та безвідмовності в роботі. Це пояснюється тим, що основна частина ЛЕП була побудована на старій нормативній базі, яка не враховувала деяких факторів зовнішнього середовища і деградації параметрів елементів лінії в процесі експлуатації. Проведені дослідження свідчать, що понад 50% конструкцій ПЛЕ не відповідають вимогам УкрПУЕ, а реальні навантаження на конструкції в багатьох випадках перевищують розрахункові на 5-15%. Складність оцінки кліматичних навантажень при проектуванні реконструкції існуючих ПЛЕ полягає в необхідності визначення

реальних на даний час параметрів лінії, яка в процесі експлуатації втратила свої первинні якості. Але не зважаючи на це, задача по проектуванні реконструкції лінії є актуальною, оскільки витрати на реконструкцію можуть бути на порядок менші, ніж на спорудження нових ліній.

Нормативні документи Держбуду України, що регламентують порядок обстеження технічного стану конструкцій, внаслідок специфіки ЛЕП, непридатні для визначення параметрів кліматичних навантажень, тому не дають змогу зробити висновки про поточний рівень експлуатаційної надійності лінії. Окрім того, вони не враховують зміну властивостей матеріалів в процесі експлуатації, ступень впливу того чи іншого пошкодження на несучу здатність конструкцій, можливі відхилення кліматичних навантажень від розрахункових.

Більш детально про найбільш проблемні режими робіт ЛЕП

Режим максимальних навантажень

Режим максимальних електричних навантажень – аномальне підвищення напруги понад максимально допустиму величину. Що супроводжується підвищенням температури проводів внаслідок нагріву їх високим струмом, що приводить до їх отжигу і зниження механічної міцності. Крім того, при підвищенні температури проводу збільшуються стріли прогину. У результаті чого можуть бути порушені габарити й ізоляційні відстані, тобто знижена надійність роботи ПЛ. Що є днією з найчастіших причин виходу з ладу елементів та обладнання ліній електропередач високої напруги.

Режим ожеледно-вітрових навантажень

На проводах ПЛ може відкладатися маса суміші снігу і льоду – голольодно-ізморозієвих утворень. Інтенсивність голольодно-ізморозієвих утворень залежить від ряду умов і в першу чергу від насиченості повітря вологою і швидкості наноси вологого повітря або снігу на конструкції ПЛ. Товщина

стілки голольодно-ізморозієвих утворень досягає 10-20 м і більш. Через вплив вітру виникає вібрація проводів – коливання з високою частотою і незначною амплітудою, а також танець проводів – коливання з малою частотою і великою амплітудою. Вібрація проводів виникає при рівномірному русі повітря з невеликою швидкістю (0,6-0,8 м/с). У цьому випадку за проводом через визначені інтервали часу виникають віхроподібні рухи повітря по черзі нижче і вище горизонтальної осі проводу, що приводить до його вібрації. Наслідком вібрації можуть з'явитися злами окремих дротів через знакозмінні вигини й обриви проводу.

Для запобігання руйнування проводів застосовують спеціальні засоби, наприклад підвіску спеціальних віброгасників поблизу місць кріплення проводів і тросів до гірлянд ізоляторів. Танець проводів може з'являтися при значних швидкостях вітру (10-30 м/с). Відкладення ожеледі на проводі або тросі можуть приймати в перетині форму крила літака, унаслідок чого при поривах вітру виникає піднімальна сила, прикладена до проводів. Починається танець проводів. У результаті з'являються значні динамічні впливи на вузли кріплення проводів до ізоляторів і ізоляторів до опор. Останнє призводить до поломок і розривів деталей кріплення, а іноді й ушкодженню траверс опор. Але найбільш частим наслідком цього явища виступає відключення ліній через схлистування проводів і тросів або перекриття повітряних проміжків між ними.

Зміна температури повітря приводить до змін довжини проводів ПЛ. При дуже низьких, температурах провід скорочується і натягається в прольоті, збільшуючи механічну напругу в матеріалі проводу

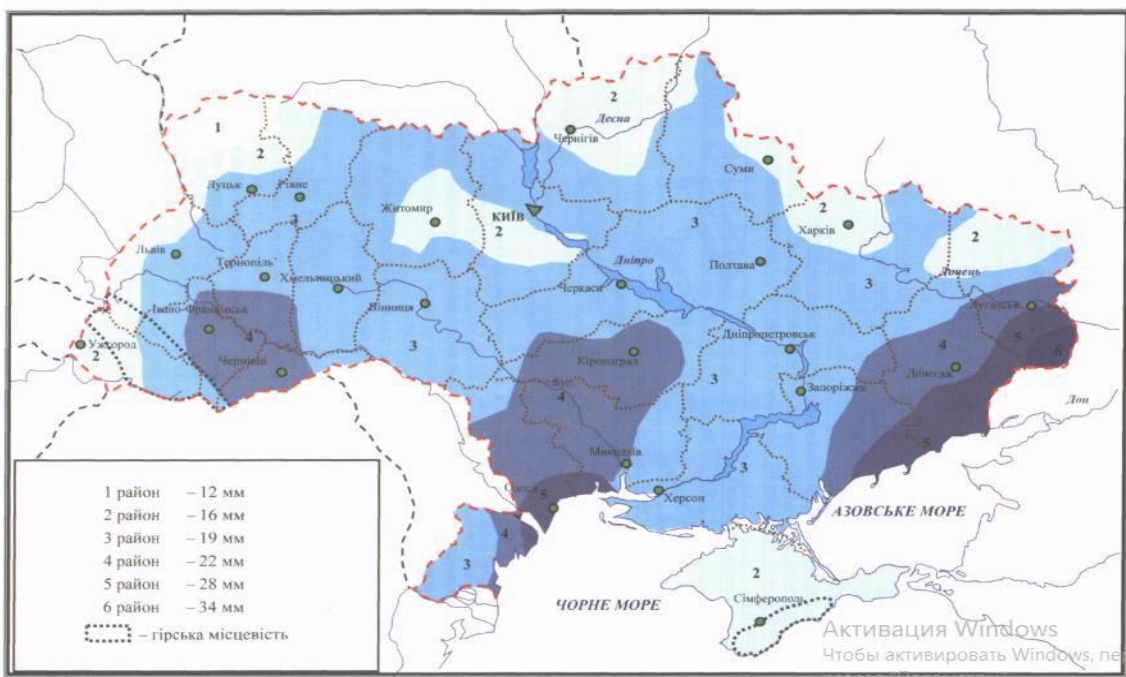


Рисунок 1 - Карта районування території України за характеристичними значеннями товщини стінки ожеледі

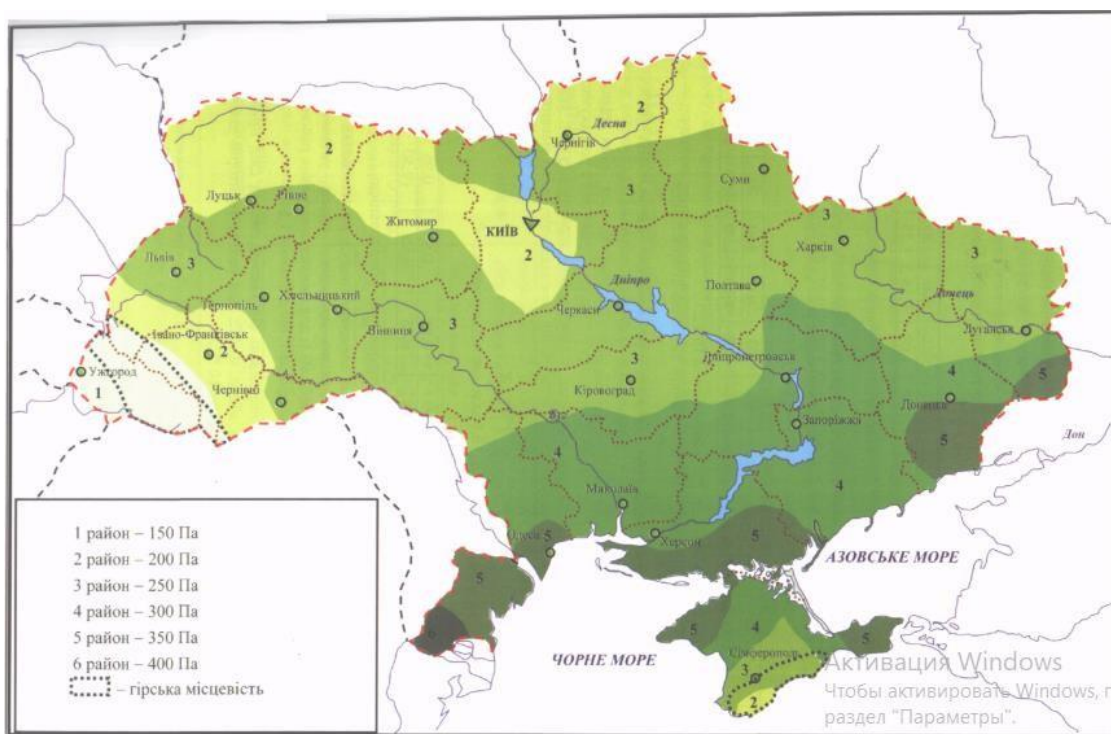


Рисунок 2 - Карта районування території України за характеристичними значеннями вітрового тиску при ожеледі

ОСНОВНА ЧАСТИНА

1. Аналіз причин виникнення та характеру перенапруги

Однією з основних причин виходу з ладу елементів та обладнання ліній електропередач високої напруги є перенапруги – це підвищення напруги понад максимально допустиму величину. Таке явище можна пояснити чинником наявності малого резерву ізоляції для елементів магістральних електричних мереж через їхню високу вартість.

Перенапруга - це імпульс напруги або хвиля, яка накладається на номінальну напругу мережі. Вона порушує обладнання та виробляє електромагнітне випромінювання. Більше того, тривалість перенапруги (Т) викликає пік енергії в електричних ланцюгах, який може зруйнувати обладнання.

Тривалість перенапруг обчислюється частками секунди. Через це їх також називають перехідними напругами або перехідними процесами. Час їх зростання дуже короткий і становить лише кілька мікросекунд, перш ніж вони знову відносно повільно затухають протягом не більш ніж 100 мікросекунд.

Причини виникнення перенапруг:

Розряди блискавки (LEMP)

Для позначення грозових розрядів використовується фаховий термін LEMP. Англійською це означає Lightning Electromagnetic Pulse (електромагнітний імпульс грозових розрядів).

Удари блискавки під час грози викликають надзвичайно високі перехідні перенапруги. Ці перенапруги набагато вище тих, які виникають унаслідок

комутаційних операцій або електростатичного розряду. Однак перенапруги такого типу виникають відносно рідко порівняно з іншими видами.

Комутаційні операції (SEMP)

Для позначення комутаційних операцій використовується аббревіатура SEMP. Англійською це означає Switching Electromagnetic Pulse (комутаційний електромагнітний імпульс).

У цьому випадку під комутаційними операціями розуміється перемикання потужних машин або короткі замикання в мережі електричного живлення. Під час цих процесів за частки секунди виникають дуже сильні зміни струму у відповідних проводах.

Електростатичні розряди (ESD)

Англійська аббревіатура ESD розшифровується як Electrostatic Discharge і означає електростатичний розряд.

У цьому випадку відбувається передача електричного заряду при наближенні або контакті тіл, які мають різні електростатичні потенціали. Можна навести загальновідомий приклад, коли відбувається електричний розряд людини, яка займалася бігом на килимовій доріжці, накопичуючи при цьому електричний заряд, — цей заряд потім розряджається, якщо людина торкається металевого заземленого предмета, наприклад поручня.

Більшість літературних джерел класифікують перенапруги на зовнішні та внутрішні. [1, 2, 3, 4, 7, 9, 14].

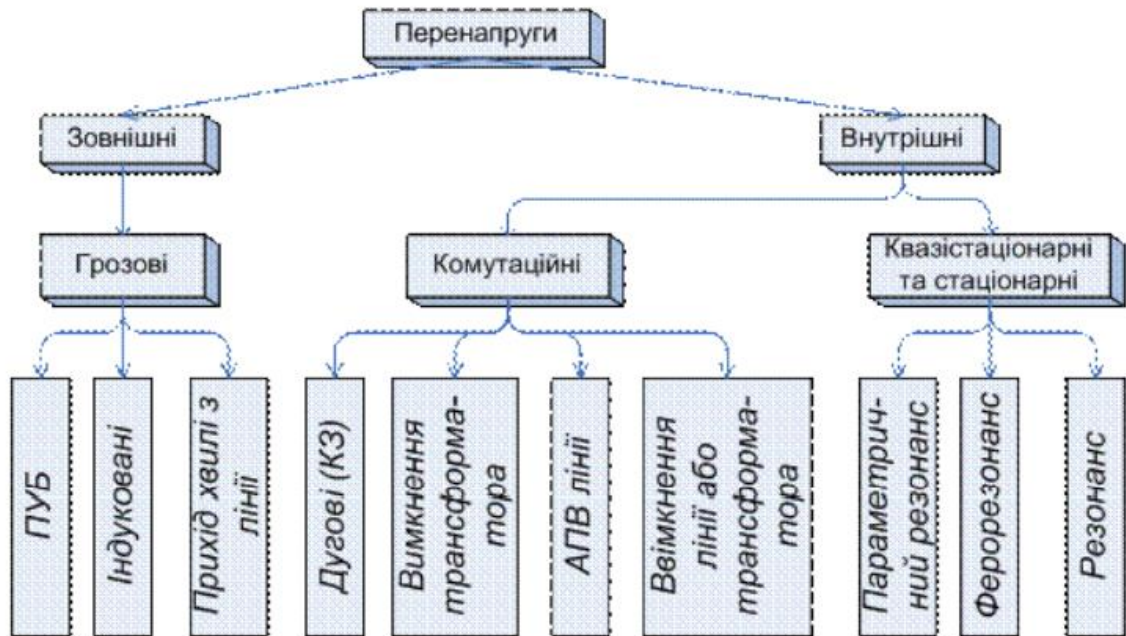


Рисунок 3 - Класифікація перенапруг в СЕП

1.2 Атмосферні перенапруги

До зовнішніх перенапруг є грозові (атмосферні) явища перенапруг. У випадку прямих ударів блискавки у лініях електропередач виникають електромагнітні хвилі. Від точки виникнення вони по лінії електропередавання надвисокої напруги розповсюджуються у протилежних напрямках. У місцях приєднання інших ЛЕП, збірних шин, електроустаткування підстанції хвилі, що набігають, заломлюються, відбиваються, змінюючи у цьому випадку форму та амплітуду. Часто такі хвилі називають блукаючими. Якщо під їх дією відбувається перекриття ізоляції ЛЕП або спрацювання розрядника чи обмежувача перенапруг (ОПН), то спостерігається зріз хвилі, і далі по ЛЕП розповсюджується коротка електромагнітна хвиля.

Навіть при порівняно незначній величині струму блискавки напруга на враженій фазі збільшиться понад максимально припустиму величину, на яку розрахована гірлянда ізоляторів, та виникне пряме перекриття цієї гірлянди з фази на опору. За наявності грозозахисних тросів вірогідність потрапляння блискавки на провід повинна бути мінімальною. У більшості випадків пряме влучання блискавки відбувається у трос. Якщо це відбувається поблизу вершини опори (металевої чи залізобетонної), то більша частина струму протікає через її заземлення, та виникає небезпека зворотного перекриття гірлянди з опори, враженої струмом, на провід.

Необхідно враховувати також, що трос звисає у прольоті, і внаслідок цього опора перевищує його. Тому доцільно розглядати удар блискавки безпосередньо у вершину опори з наступним зворотнім перекриттям на провід у якості другого розрахункового випадку. Якщо прямий удар блискавки влучає на середину прольоту тросу, то струм блискавки розподіляється приблизно навпіл між заземленими сусідніми опорами. І вірогідність зворотного перекриття на опорі виявляється на порядок меншим, ніж при ударі у вершину опори, проте у місці удару виникає висока напруга, та є деяка вірогідність зворотного перекриття з тросу на провід у середині прольоту.

Наступним є випадок, коли блискавка може влучити у верхівки дерев навколо ліній, у землю або будови, що переважають по висоті. На проводах лінії виникають індуктовані перенапруги. Вони значно менші, ніж при прямому влучанні блискавки, та зазвичай не виявляють небезпеки для повітряних ліній надвисокої напруги та ультрависокої напруги, проте можуть викликати перекриття ізоляції ліній більш низьких класів напруги.

Струм блискавки дуже короткочасний. І якщо в момент прямого удару блискавки миттєве значення робочої напруги на проводі близьке до нуля, то

електрична міцність гірлянд ізоляторів може відновитися швидше, ніж робоча напруга.

1.2 Внутрішні перенапруги.

Внутрішні перенапруги у свою чергу розподіляються також на два основних види: перенапруги перехідних режимів (комутаційні) та перенапруги сталого режиму (тривалі). Але слід пам'ятати, що усталений режим у реальній (не ідеальній) енергосистемі слід розуміти як квазісталий режим, оскільки стала напруга – це лише складова перехідного процесу.

У нормальному режимі роботи електроенергетичної мережі існує баланс між генерацією та споживанням електричної енергії. Рівні напруг у контрольованих точках енергосистеми знаходяться у заданому діапазоні. У випадку порушення балансу (різка зміна рівня генеруючої потужності або споживання електричної енергії унаслідок виникнення аварійної ситуації з боку виробника, споживача електричної енергії чи передавальної мережі) – енергосистема починає коливатися, що може призвести до виникнення перенапруг.

Перенапруги, що виникають унаслідок перехідних режимів (комутаційні), відбуваються у виді вільних коливань. Вони тривають соті долі секунди. Неабияку роль у цьому процесі відіграє довжина електропередавальної лінії. Оскільки лінії електропередавання з класом напруг до 110 кВ можна відобразити елементами з зосередженими параметрами, то у такому коливальному контурі перенапруги зазвичай швидко затухають та не перевищують подвійну робочу напругу електричної мережі. У довгих лініях електропередавання, до яких можна віднести магістральні електричні мережі, необхідно враховувати хвильові процеси, які виникають унаслідок того, що

довжина зазначених ліній співставна з довжиною електромагнітних хвиль, а це у свою чергу призводить до процесів заломлення та відбиття хвиль напруги та струму. Зазначене явище може призводити практично до безмежного зростання рівня напруги. Оскільки передавання електроенергії на великі відстані можна реалізувати винятково за допомогою техніки надвисоких напруг, то усі дальні лінії електропередавання будуть лініями надвисоких напруг.

Перенапруги усталеного режиму виникають унаслідок:

- несиметричності електричної мережі, яка у свою чергу виникає через несиметричні КЗ або через неповнофазні режими роботи (ремонтні роботи на фазі, обрив фази, невірна робота фази вимикача при відключенні чи ввімкненні). Підвищення напруги на непошкоджених фазах залежить від типу заземлення нейтралі. Це характеризується відношенням вхідних опорів нульової та прямої послідовностей (Z_0/Z_1) відносно місця КЗ. У електричних мережах з ефективно заземленою нейтраллю у нормальному режимі це співвідношення ≤ 3 , опір прямої та нульової послідовності мають індуктивний характер. В електричних мережах надвисокої напруги співвідношення $Z_0/Z_1 \leq 3$ також витримується у режимі двостороннього живлення лінії. При однобічному відключенні несиметричного КЗ у віддалених від живлення точці це співвідношення може змінюватися у доволі широкому діапазоні, а при ємнісному характері одного з опорів це співвідношення набуватиме значення зі знаком «-». Це призводитиме до значного зростання напруги на непошкоджених фазах. У випадку, коли вхідні опори прямої та нульової послідовності однакові за модулем, але відрізняються за знаком, у мережах з ефективно заземленою нейтраллю при неповнофазних режимах виникають перенапруги на непошкоджених фазах. Такі співвідношення, коли виявляється ємнісний ефект, частіше за все зустрічаються саме у лініях надвисокої напруги, де трансформатор відключається з боку середньої або низької напруги. При КЗ на

землю в одній точці циркуляція струмів нульової послідовності, в основному, визначається схемами з'єднання обмоток трансформаторів та заземленням їхніх нейтралей, тобто опори заміщення нульової послідовності визначаються через параметри трансформатора на підстанції. Опір нульової послідовності трансформатора з боку обмотки, що з'єднана у трикутник чи зірку з незаземленою нейтраллю, нескінченно великий, тому трансформатори зі вказаними схемами з'єднання та всі елементи, що знаходяться за ним, у схему заміщення нульової послідовності не входять. Через описане явище (перенапряга викликає вплив насичення трансформатора) такий вид перенапруг ще класифікують як ферорезонансні перенапруги. При однофазному КЗ напруга може зростати до 25 %;

- наявності у лінії нелінійних кіл зі сталевим осердям. Це призводить до виникнення ферорезонансних напруг на робочій частоті, які найчастіше спостерігаються у неповнофазних режимах, а також у ферорезонансних перенапругах на вищих та нижчих гармоніках. У ЛЕП НВН виникнення ферорезонансних напруг – окремий випадок ємнісного ефекту, що збільшується у порівнянні з устаткуванням 110-220 кВ за рахунок збільшення реактивних елементів схеми;

- ємнісного ефекту у симетричних лінійних схемах. У даному випадку перенапруги виникають, якщо власна частота лінії (за рахунок реактивних складових) співпадає з частотою джерела напруги. Перенапруги такого характеру можуть виникати саме у довгих лініях електропередач, наприклад, у випадках некомпенсації або неповної компенсації її зарядної ємності за рахунок відключених шунтуючих реакторних установок.

Внутрішні перенапруги характеризуються кратністю:

$$K = \frac{U_{\text{ВН.МАКС}}}{U_{\text{Ф.РАБ}}} = \frac{U_{\text{ВН.МАКС}}}{U_{\text{УСТ}}} \cdot \frac{U_{\text{УСТ}}}{U_{\text{Ф.РАБ}}} = K_{\text{УДАР}} \cdot K_{\text{УСТ}}$$

Амплітуда допустимих перенапруг на ізоляції високовольтних електричних машин визначається за наступною формулою:

$$U_{\text{доп}} = \sqrt{2} \cdot 1,7U_{\text{ном}}$$

Допустима кратність перенапруг на ізоляції машин згідно [5] становить не більше 2,6 - 2,9 по відношенню до номінального фазного напруги і 2,2 - 2,4 по відношенню до максимального фазному робочій напруги.

$$U_{\text{доп}} = \delta_{\text{ВП}} \cdot K_{\text{ВП}} U_{\text{ном}}$$

де $\delta_{\text{ВП}}$ - коефіцієнт імпульсу при внутрішніх перенапругах для класу напруг 35-110;

k - коеф. кумулятивності.

1.3 Ферорезонансні перенапруги

Ферорезонанс в електричних системах – це складні нелінійні коливання, які можуть виникати в будь-яких схемах електричної мережі з нелінійною індуктивністю (силові трансформатори, електромагнітні трансформатори напруги (ТН), реактори) та ємністю (кабелі, ємнісні ділянки напруги у вимикачах та ін.) [5, 7]. Як відомо, ферорезонансні процеси викликають тривалі перенапруги та надструми [1–8], які не обмежуються традиційними засобами подавлення та можуть призводити до складних системних аварій. Магістральні електричні мережі зв'язують окремі регіони, країни і їх найбільші джерела і центри споживання електричної енергії. Для таких мереж характерні надвисокі і високі рівні напруги і великі потоки потужності по лініях 330–750 кВ.

У мережах з глухозаземленою нейтраллю (330–750 кВ) можна виділити дві основні причини виникнення ферорезонансу:

1) відключення холостих ошиновок багаторозривними вимикачами, що оснащені ємнісними дільниками напруги, і

2) неповнофазні режими, які не супроводжуються короткими замиканнями, наприклад обрив шлейфу на опорі повітряної лінії електропередач або на підстанції, відмова полюса вимикача при комутації.

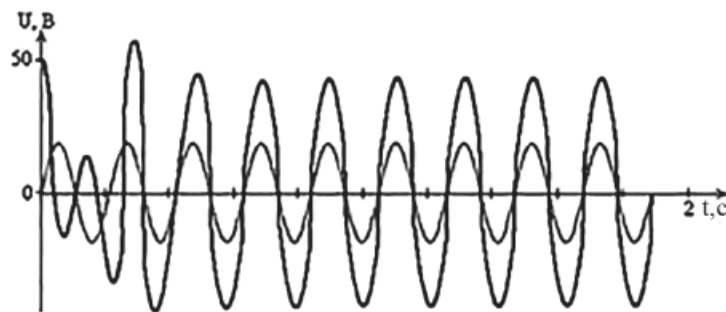
Пошкодження трансформатора напруги при неповнофазних режимах характерні насамперед для мереж 330–750 кВ і пов'язані з розземленою нейтраллю силових трансформаторів. У свою чергу розподільчий пристрій (РП) призначений для прийому і розподілу електричної енергії одного класу напруги. Розподільний пристрій містить набір комутаційних апаратів, збірні і з'єднувальні шини, допоміжні пристрої релейного захисту і автоматики та вимикачі.

Серед факторів, що обумовлюють небажаний розвиток подій, можна назвати: появу та розповсюдження кабельних мереж високої напруги; впровадження сучасних силових трансформаторів з малими втратами (що одночасно збільшує загрозу появи нетрадиційних ферорезонансів); зростання питомої ваги в РП підстанцій сучасної компактної комутуючої апаратури на елегазі. Тому як при проектуванні нових електричних мереж, так і при модернізації існуючих необхідно звертати особливу увагу на можливість появи ферорезонансу.

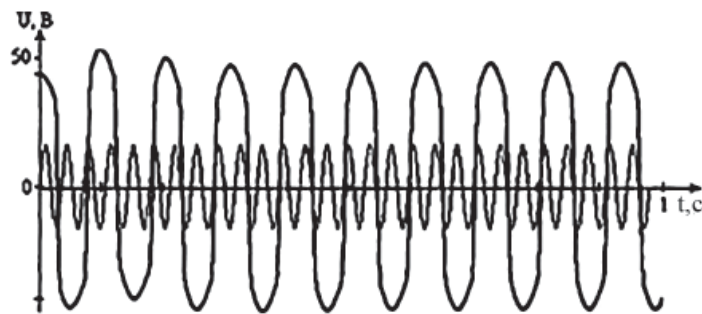
Повітряні і зрідка кабельні магістральні мережі працюють з ефективно заземленою нейтраллю, проте у значної частини силових трансформаторів вона разземлена для зменшення струмів короткого замикання і спрощення релейного захисту. У цих мережах були помічені три види стійких ферорезонансних явищ:

- гармонійний (50 Гц) ферорезонанс між нелінійною індуктивністю ТН і ємностями конденсаторів, які шунтують розриви високовольтних вимикачів (рис. 4 а);

- субгармонійний ферорезонанс при неповнофазних режимах ліній електропередачі, коли напруга з'являється на вимкнутій фазі (разом з встановленим ТН) через міжфазні ємності лінії (рис. 4 б);
- гармонійний ферорезонанс при неповнофазних режимах ліній електропередачі, коли ємність відключеної фази резонує з нелінійною індуктивністю цих відгалужень силового трансформатора з розземленою нейтраллю.



а) Гармонійний резонанс



б) Субгармонійний резонанс

Рисунок 4 - Найрозповсюджені види ферорезонансних процесів

Субгармонійний ферорезонанс на частотах 16,66 Гц на відключеній фазі лінії є рідкісним та цікавим електротехнічним явищем. Раніше таке явище

спостерігалось кілька разів на десятиріччя від 1960–1980 рр. і, як правило, відбувалося на дуже довгих магістральних лініях без проміжного відбору потужності на силові трансформатори. З тих пір конфігурація мережі 330–750 кВ змінилася; і такі ферорезонансні явища більше не спостерігалися.

Але останнім часом [1, 7, 9] ферорезонанс на субгармонійній частоті відбувається все частіше, через те що сучасні електричні мережі з відновлюваними джерелами енергії підключаються до розподільчих пристроїв магістральної електричної мережі кабельними лініями, що мають великі ємності. При такому підключенні виникають більші області існування з ферорезонансними процесами на частоті 16,66 Гц.

Неповнофазні режими в ЛЕП 330–750 кВ трапляються або через відмову вимикачів чи роз'єднувачів, або через обриви проводів. Відключена від джерела фаза лінії не може розглядатися як елемент мережі з заземленою нейтраллю. На цій фазі можливі тривалі ферорезонансні явища, що супроводжуються, як показує досвід, 2,5-кратними підвищеннями напруги основної частоти. Останні можуть виникнути, якщо приєднані до лінії силові трансформатори не навантажені і мають розземлену нейтраль. Трансформатор напруги 330–750 кВ пошкоджується при цьому за кілька хвилин. Таких випадків у мережах України відбувається по 10–15 випадків щорічно.

2. Розробка технічних та організаційних заходів захисту від перенапруг

Для захисту електроустановок від індукованої перенапруги використовують іскрові проміжки, розрядники та обмежувачі перенапруги. На повітряних лініях застосовують іскрові проміжки і трубчасті розрядники, а електричну апаратуру підстанцій та трансформатори зазвичай захищають вентильними розрядниками та обмежувачами перенапруг

Всі заходи по захисту від перенапруг діляться на дві групи:

- превентивні заходи зниження перенапруг;
- захист обладнання за допомогою комутаційних захисних засобів.

Превентивні заходи - це запобігання виникнення перенапруг або обмеження їх величини в місці їх виникнення. До таких заходів належать:

- застосування вимикачів з шунтуючими резисторами;
- застосування вимикачів без повторних запалень дуги між контактами при їх розведенні;
- застосування грозозахисних тросів і блискавковідводів;
- заземлення опор ліній електропередач;
- ємнісний захист ізоляції обмоток трансформаторів і реакторів;
- застосування ємнісних елементів для зниження перенапруг.

Для захисту ліній і обладнання підстанцій від перенапруг використовують такі пристрої:

- іскрові проміжки, розрядники і ОПН для захисту окремих точок на лінії;
- троси та заземлення опор на лініях;
- рогові розрядники, трубчасті розрядники на контактній мережі;
- громовідводи;
- розрядники і ОПН на підстанціях;
- в окремих випадках - конденсатори для зниження грозових перенапруг.

Захисна дія тросів і блискавковідводів заснована на відводі струму блискавки

Решта захисних пристроїв виконують дві функції:

- приєднання ланцюга, що захищається, до заземлювача при впливі перенапруги (безпосередня захисна функція);
- відключення ланцюга, що захищається, від заземлення при закінченні дії перенапруги, що часто пов'язано з відключенням виникаючого короткого замикання в ланцюзі, що захищається.

Комутаційні засоби захисту від перенапруг спрацьовують і з'єднують ланцюг, що захищається, із заземленням в разі, коли перенапруження в точці їх установки перевищує деяку критичну величину.

До цих засобів відносять розрядники, шунтуючі реактори з іскровим з'єднанням і нелінійні обмежувачі перенапруг. Надійність захисту в значній мірі визначається станом заземлення опор повітряних ліній і металевих корпусів обладнання підстанцій.

Розрізняють три основних типи заземлень:

- робоче заземлення, що використовується для створення необхідного розподілу напруг і струмів в нормальних і аварійних режимах роботи мережі;
- захисне заземлення, що слугує для захисту персоналу від напруги, що виникає на корпусах устаткування при пошкодженнях ізоляції;
- грозозахисні заземлення, призначені для захисту від зовнішніх перенапруг.

Заземлення розрядників, блискавковідводів і тросів сприяє зменшенню ймовірності перекриття ізоляції при грозових розрядах. Функції робочого, захисного і грозозахисного заземлень часто покладають на один пристрій. Основною характеристикою заземлюючого пристрою є його опір, який визначається як відношення потенціалу на затиску заземлювача до струму, який протікає через заземлювач. Потенціал визначається по відношенню до віддаленої точки землі. Опір заземлювача залежить від конструкції і розмірів, питомого опору землі, а також від величини і форми протікаючого струму. Розрізняють опір на частоті 50 Гц і на грозових імпульсах, ці опори можуть

значно відрізняться. Імпульсний опір заземлювача визначають при протіканні імпульсного струму, за формою збігається зі стандартним грозовим імпульсом

Опір заземлювача на частоті 50 Гц R і імпульсний $R_{и}$ опір пов'язують один з одним імпульсним коефіцієнтом заземлювача $\alpha_{и}$: $R_{и} = \alpha_{и} \cdot R$. При зтіканні з заземлювача великих струмів поблизу металевих частин заземлювача, щільність струму δ велика, також велика напруженість електричного поля, де - питомий опір землі. У цій області відбувається локальна іонізація ґрунту зі зниженням в місці іонізації, що призводить до зниження імпульсного опору і При великій протяжності заземлювача (десятки метрів) при імпульсних струмах позначається вплив його індуктивності і може бути. Цей ефект ілюструється схемою заміщення заземлювача, рис.5.

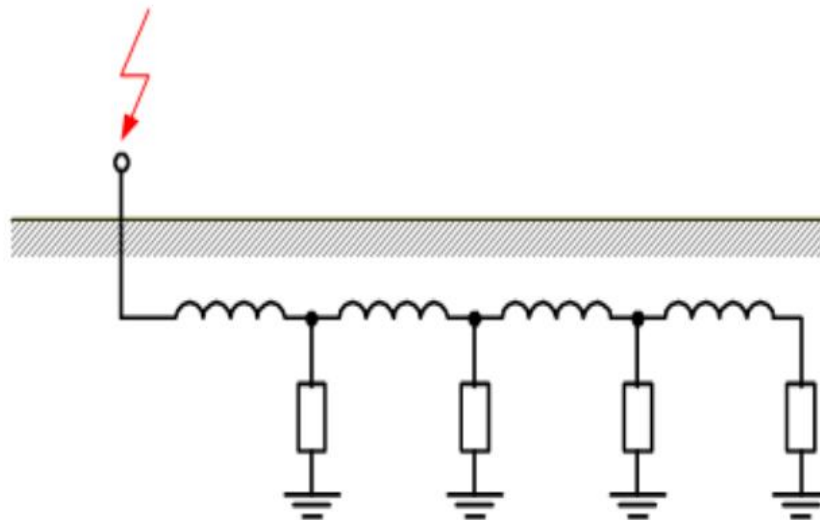


Рисунок 5 - Схема заміщення протяжного заземлювача

Ємнісні струми в ґрунті при імпульсі з фронтом у декілька мікросекунд при питомому опорі землі менше $1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ істотно менші струмів провідності, тому на схемі рис. 5 ємнісні елементи відсутні. Заземлювач стає протяжним, якщо при часі фронту імпульсу $3 \dots 5 \text{ мкс}$ довжина заземлювача перевищує 10 м . У цьому випадку на фронті імпульсу включається тільки ближня до введення частина заземлювача, і лише на спаді хвилі струму підключаються віддалені

ділянки заземлювача. Характерна для внутрішньої ізоляції залежність пробивної напруги $U_{пр}$ від часу t прикладеної пробивної напруги показана на рисунку 6.

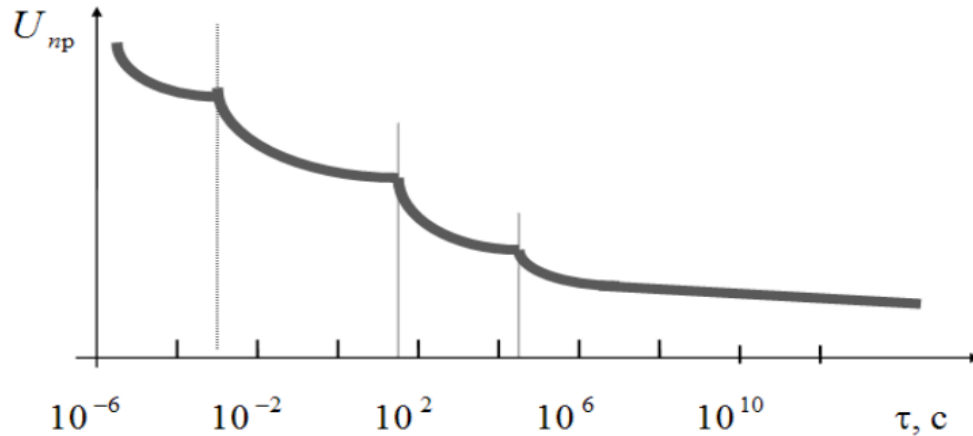


Рисунок 6 - Залежність пробивної напруги від часу впливу напруги

Складний вигляд цієї залежності пояснюється тим, що при різному часі t , процеси в ізоляції, що призводять до пробою, мають різну фізичну природу. Перш за все, слід звернути увагу на те, що при будь-якому значенні часу t пробивна напруга $U_{пр}$ - величина випадкова, розкид якої близько середнього значення характеризуються коефіцієнтом варіації, порядку 5 - 15 %.

Випадковий характер величини $U_{пр}$ пояснюється як природою процесів розвитку пробою, так і неконтрольованими випадковими відмінностями між зовні однаковими ізоляційними конструкціями.

Залежність $U_{пр} = f(t)$, показана на рис. 6, може бути розділена на кілька ділянок, межі яких вказані орієнтовно. При малих проміжках часу t , тобто в діапазоні від одиниць мікросекунд до декількох мілісекунд, в ізоляції можливий так званий чисто електричний пробій, сутність якого полягає в тому, що при певній напрузі в ізоляції створюються умови для формування і швидкого збільшення числа вільних електронів. Останні в сильному електричному полі

набувають енергії, достатньої для іонізації нейтральних молекул і утворення концентрованого потоку електронів.

За рахунок енергії, що виділяється при взаємодії потоку електронів з молекулами діелектрика, відбувається руйнування останнього з утворенням провідного каналу. При часі t більше декількох десятків мікросекунд значення напруги $U_{пр}$ залишається практично незмінним, так як час t набагато більше часу формування провідного каналу, а інші механізми пробую ще не встигають проявитися. При $t > 10^{-3}$ с для внутрішньої ізоляції, яка містить великі обсяги рідкого діелектрика, може спостерігатися деяке зниження $U_{пр}$.

Це відбувається внаслідок того, що зі збільшенням t сильніше проявляється вплив домішкових твердих частинок, неминуче присутніх в рідких діелектриках. Такі частинки мають, як правило, більш високу, ніж у рідині діелектричну проникність. Тому біля них відбувається деяке збільшення напруженості в рідині, що тягне за собою зниження пробивної напруги. Під дією електричного поля домішкові частки переміщуються в області підвищених напруженостей. Чим більший час t , тим далі встигають зміститися частинки, тим більша вірогідність появи їх у найбільш напруженій області ізоляції і, отже, нижче пробивна напруга $U_{пр}$. При $t < 10^{-3}$ с, частинки практично не встигають зміститися, і їх вплив мінімальний.

Наступна ділянка кривої - область теплового пробую. Залежно від розмірів і властивостей ізоляції і температури навколишнього середовища він може займати діапазон від десятків секунд до декількох годин. Сутність теплового пробую полягає в наступному. Під дією прикладеної напруги в ізоляції виникають діелектричні втрати, обумовлені наявністю у реальній ізоляції невеликої провідності і розсіюванням енергії при деяких видах поляризації. За рахунок діелектричних втрат відбувається додатковий розігрів ізоляції.

Потужність діелектричних втрат в ізоляції визначається виразом:

$$P_d = \omega \cdot C \cdot U^2 \cdot \operatorname{tg} \delta$$

де ω - кругова частота; C - ємність розглянутої ізоляції; U – напруга, що впливає; $\operatorname{tg}\delta$ - тангенс кута діелектричних втрат, рівний відношенню активного струму i_a через ізоляцію до ємкісного струму i_c .

Якщо потужність втрат в ізоляції перевищуватиме потужність відводу тепла, відбудеться порушення теплового балансу ізоляції, температура в ізоляції буде необмежено зростати до втрати ізоляцією діелектричних властивостей - відбудеться тепловий пробій. Викладена спрощена модель теплового пробію відноситься до випадку, коли час прикладення напруги значно перевищує постійну часу нагріву ізоляції. Остання ділянка залежності $U_{\text{пр}} = f(t)$ відповідає ділянці часу t від декількох хвилин або годин до 10- 15 і більше років. Це область, в якій пробій поступово підготовлюється повільно протікаючими процесами електричного старіння.

2.2 Вибір розрядників та ОПН

У процесі експлуатації ізоляція обладнання електричних мереж піддається впливу робочої напруги, а також різних видів перенапруг, таких як грозові, комутаційні, квазістаціонарні. Основними апаратами для захисту мереж від грозових і комутаційних перенапруг є вентильні розрядники (РВ) і нелінійні обмежувачі перенапруг (ОПН). При побудові або модернізації вже існуючих схем захисту від перенапруг за допомогою ОПН і РВ необхідно вирішувати два основні тісно пов'язані один з одним завдання:

- вибір числа, місць установки і характеристик апаратів, які забезпечать надійний захист ізоляції від грозових і комутаційних перенапруг;
- забезпечення надійної роботи самих апаратів при квазістаціонарних перенапруженнях, для обмеження яких вони не призначені.

В даний час вентиляльні розрядники практично зняті з виробництва і в більшості випадків відслужили свій нормативний термін служби. Побудова схем захисту ізоляції обладнання як нових, так і модернізованих підстанцій, від грозових і комутаційних перенапруг тепер виявляється можливим тільки з використанням ОПН. Ідентичність функціонального призначення РВ і ОПН і уявна простота конструкції останнього часто призводять до того, що заміну розрядників на обмежувачі перенапруг проводять без перевірки допустимості та ефективності використання встановлюваного ОПН в розглянутій точці мережі. Цим пояснюється підвищена аварійність ОПН. Крім невірної вибору місць установки і характеристик ОПН ще однією причиною пошкоджень ОПН є використовувані при їх складанні варистори низької якості, до яких, насамперед, відносяться китайські та індійські варистори.

Вибір розрядника

Вибирають розрядники за напругою лінії електропередачі,

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{л}},$$

За найбільшою робочою тривалою допустимою напругою

$$U_{\text{доп}} \geq U_{\text{мах}}$$

нижнім і верхнім граничними струмами к.з. при яких розрядник може працювати.

$$I_{\text{відкл.н}} > I_{\text{кз}} > I_{\text{доп}}$$

Якщо супровідний струм менший за нижній граничний струм розрядника, то інтенсивність газовиділення буде недостатньою, недостатнім буде і тиск у трубці, гасіння дуги затягуватиметься, що може призвести до перегорання розрядника. При надмірному супровідному струмі (більшому від верхнього

граничного струму) газовиділення може бути настільки інтенсивним, що тиск у трубці розрядника перевищить її механічну міцність і вона розірветься.

Вибір ОПН

ОПН вибираються за умовами :

1) по номінальній напрузі;

2) по найбільшій робочій напрузі:

$$U_{н.д.} \geq U_{н.р.},$$

де $U_{н.д.}$ – найбільша допустима напруга ОПН;

$U_{н.р.}$ – найбільша робоча напруга мережі.

3) по рівню тимчасових перенапружень:

$$T \cdot U_{н.о.} \geq U_{пер},$$

де $T \cdot U_{н.о.}$ – максимальне значення напруги промислової частоти, яке витримує ОПН;

$U_{пер}$ – рівень тимчасових перенапружень.

4) по координаційному інтервалу для грозових перенапружень:

$$K_{гр} \geq 0,29,$$

Де $K_{гр}$ – координаційний інтервал,

$$K_{ГР} = \frac{U_{вип} - U_{осн}}{U_{вип}}$$

$U_{вип}$ – рівень грозової випробувальної напруги,

$U_{осн}$ – напруга на ОПН при номінальному розрядному струмі.

5) по координаційному інтервалу для внутрішніх перенапружень:

$$K_{ВН} \geq 0,2$$

Де $K_{ВН}$ – координаційний інтервал,

$$K_{ВН} = \frac{U_{доп} - U_{осн}}{U_{доп}}$$

$U_{доп}$ – рівень грозової випробувальної напруги,

$U_{осн}$ – напруга на ОПН при номінальному розрядному струмі.

б) по струму КЗ:

$$I_{КЗ} \leq I_{кз.д.},$$

де $I_{кз.д.}$ – номінальний струм ОПН.

2.3 Оцінка регулюючої здатності трансформаторів з РПН та ПБВ

Головний параметр надійності електропостачання – його безперервність. У статистиці враховуються перерви тривалістю понад 300 мс, проте практично

багато разів більше перерв тривалістю менше 25 мс. Для їх усунення рекомендуються джерела безперервного живлення різних типів. Інший важливий параметр якості електропостачання – стабільність напруги. Проблема його підтримки на належному рівні у будь-якому вузлі електроенергетичної системи і зараз залишається актуальною.

Стабільність напруги живлення можна мати на увазі тільки в обмеженому значенні. Так, жодне з існуючих технічних рішень не здатне забезпечити нормальний рівень напруги на шинах гарантованого живлення. Загалом гарантованість живлення можна розуміти тільки як більшу чи меншу незалежність напруги на аналізованих шинах від процесів, що відбуваються в системі живлення. У ідеальному випадку шини гарантованого живлення повинні бути повністю захищені від зовнішніх збурень.

Відомо, що рівень напруги у будь-якому вузлі електроенергетичної системи безперервно змінюється в залежності від зміни навантаження та схеми мережі. Величина рівня є одним з показників якості електроенергії, що нормуються ГОСТ 13109-97, згідно якому напруга у мережах до 1 кВ у нормальному режимі не повинна виходити за межі допустимих значень:

$$\delta U\% = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \pm 5\%$$

(У мережах 6-10 кВ у нормальному режимі цей показник не нормується). У післяаварійному режимі в мережах до 1 кВ та 6-10 кВ допускається відхилення не більше $\delta U\% \pm 10\%$ (у мережах 35 кВ та вище цей показник не нормується).

Зазначені ГОСТ 13109-97 допустимі відхилення напруги нормуються саме для навантажень, тобто для електродвигунів (високо-і низьковольтних), освітлення, електротехнології, які завжди живляться на напрузі до 10 кВ. Крім

зазначених у ГОСТ 13109-97 обмежень існує обмеження щодо найбільшої робочої напруги обладнання. Це обмеження диктується надійністю роботи ізоляції електроустановок, оскільки підвищення напруги понад найбільше робочого значення викликає прискорене старіння ізоляції та вихід її з ладу. Величини найбільшої робочої напруги нормуються у ГОСТ 721-77, а саме: з підвищенням номінальної напруги до електроустановок знижуються допустимі значення напруги від +20% до +5%.

Ймовірно це пов'язано з тим, що в установках високої напруги вартість ізоляції становить значну частину вартості обладнання, та тому при розробці обладнання прагнуть мінімізувати витрати на ізоляцію та виконати її за умовами нормальної роботи практично на номінальну напругу. Слід зазначити, що за наявності мережі 6-10 кВ високовольтних двигунів найбільша робоча напруга мережі має бути трохи більше, ніж 10 % вище номінального.

Допустимі зниження напруги в енергосистемі визначаються умовами стійкості паралельної роботи генераторів та стійкістю вузлів навантаження та становлять близько 10-15% у післяаварійному режимі. Тому при зміні параметрів схеми та режиму електричної системи необхідно регулювати рівень напруги за допомогою технічних заходів.

Електричний режим ділянки мережі характеризується сукупністю параметрів, вихідними даними для розрахунку яких є: схема електричних з'єднань ділянки мережі; потоки потужності; значення напруг у вузлах. Коли напруга в одному з вузлів ділянки мережі та струми в елементах, що примикають до вузла, задані, розрахунок електричного режиму, зокрема напруга у споживача, що проводиться за формулою

$$U = U_{\text{ЦРП}} - \frac{P_{\text{н}}R_{\text{э}} + Q_{\text{н}}X_{\text{э}}}{U_{\text{ЦРП}}}$$

де $U_{\text{ЦРП}}$ – напруга на шинах центральної розподільчої підстанції (ЦРП); R_e , X_e - активні, реактивні опори; P_n , Q_n - активна і реактивна потужність навантаження споживача, відповідно.

З аналізу вищенаведеної формули видно, що теоретично впливати на напругу споживача можна шляхом зміни $U_{\text{ЦРП}}$, R_e , Q_n і X_e .

Однак практично R_e та X_e – величини задані і, отже, впливати на напругу у споживача можна, впливаючи лише на три параметри: $U_{\text{ЦРП}}$, Q_n і X_e . Окрім цих трьох параметрів для зміни напруги у споживача можливе так зване місцеве регулювання напруги безпосередньо на шинах споживача (регулювання шляхом зміни коефіцієнта трансформації трансформаторів на другий – 35/6; 10 кВ або третьої – 6; 10/0,4кВ ступені зниження напруги при живленні від ЦРП).

Регулювання напруги шляхом зміни $U_{\text{ЦРП}}$. Регулювання напруги називається централізованим, якщо воно здійснюється на шинах електричних станцій та в ЦРП.

Оцінимо ефективність зазначеного способу регулювання напруги.

Регулювання на шинах станції може здійснюватися двома способами: або за рахунок регулювання напруги U_G на шинах генераторів, або шляхом зміни коефіцієнтів трансформації підвищуючих трансформаторів. У першому випадку, не змінюючи активну потужність генераторів, можна регулювати напругу U_G не більше $0,95-1,05U_{G_{\text{ном}}}$, тобто. $\delta U = \pm 5\%$. У другому випадку зміна коефіцієнта трансформації КТ за наявності регулювальних відгалужень та ступенем регулювання $\Delta U\%$ визначається виразом

$$\Delta K_T = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \cdot \frac{n \cdot \Delta U}{100} = K_{T_{\text{ном}}} \cdot \frac{n \cdot \Delta U}{100}$$

Для трансформаторів, що підвищують, оснащених ПБВ (перемикання без збудження), стандартне виконання яких характеризується $n = 0, \pm 1, \pm 2$ $\Delta U = 2,5\%$,

максимальна зміна КТ становитиме $\Delta K_T \max = \pm 5\%$. Приблизно настільки ж змінюється напруга УВН на шинах вищого напруги електричної станції. Таким чином, централізоване локальне регулювання напруги електричних станцій у загальному випадку виявляється недостатньо ефективним. Зазвичай регулювання напруги на шинах генераторної напруги, як і на шинах вищої напруги станцій, практично не ведеться. Це викликано тим, що генеруючі потужності (великі ГРЕС на вугільних розрізах, великі гідроелектростанції) знаходяться на значному віддаленні від центрів споживання та пов'язані з ними по лініях високих та надвисоких напруг (500, 750, 1150 кВ) значної довжини, та підвищувати напругу на шинах високої напруги цих станцій. $1,05U_{ном}$ не можна за умовами роботи ізоляції. Довгі лінії, що зв'язують електростанції з навантаженням і передача значної потужності веде до того, що навіть при нарузі на шинах вищої напруги станції (на початку лінії), рівному $1,05U_{ном}$ в центрах споживання (наприкінці лінії), становить трохи більше $0,95U_{ном}$.

Регулювання напруги у ЦРП здійснюється за рахунок зміни коефіцієнтів трансформації КТ знижувальних трансформаторів, оснащених пристроями РПН (регулювання під навантаженням). Найглибша зміна КТ, а отже і напруги на шинах навантаження досягається за допомогою пристроїв РПН, що забезпечують $K_T = \pm 16,02\%$ або $\pm 9 \times 1,78\%$. Трансформатори з РПН використовують для добового регулювання напруги (на відміну від трансформаторів із ПБВ, що використовуються для сезонного регулювання).

За чинним стандартом у трансформаторах з ПБВ потужністю від 25 кВ·А і більше передбачено регулювання напруги в межах $\pm 2,5\%$ на п'яти ступенях, з влаштуванням РПН (залежно від потужності та напруги) - у межах 1,25-1,78 % при кількості ступенів від 13 до 33. Для цього від обмоток, як правило, ВН (у триобмотувальних трансформаторах і СН), роблять п'ять відгалужень (відпайок) провідниками і приєднують їх до пристрою, що перемикає.

Крім пристроїв ПБВ і РПН, як пристрої, що регулюють напруга на шинах нижчої напруги, можуть використовуватися трансформатори подвійного живлення. Вони мають чотири обмотки, дві з яких первинні, а дві – вторинні.

Процеси в чотириобмотувальному трансформаторі в різних робочих і аварійних стаціонарних режимах описуються системою нелінійних рівнянь із комплексними змінними та коефіцієнтами. Нелінійність цієї системи обумовлена залежністю магнітних опорів від зміни магнітної індукції у стрижнях магнітопроводу.

У чотириобмотувальному трансформаторі навантаження розподіляється за введеннями трансформатора відповідно до їх потужності: введення з меншим опором живильної системи приймає велике навантаження. Відключення одного з них веде до того, що все навантаження приймається введенням, що залишилося в роботі, що забезпечує прийнятну напругу на ній. КЗ одному з вводів трансформатора призводять до значного (до 70% при трифазному металевому КЗ) зниженню напруги на відповідному виводі трансформатора та невеликого (не більше 15 %) зниження напруги на сусідній вивід.

Залежно від класу напруги трансформатора, його виконання та числа ступенів регулювання застосовують різні по конструкції перемикачі відгалужень.

Трансформатори з РПН мають більше регулюючих ступенів і ширший діапазон регулювання ($\pm 23\% U_{ном}$), ніж трансформатори з ПБВ ($\pm 10\% U_{ном}$).

2.4 Вибір антирезонансних ТН

Електроустановки класів внапруг 6-35 кВ зазвичай працюють із ізольованою нейтраллю, при цьому нейтраль трансформатора напруги повинна бути

заземлена. Ферорезонансні явища в цих мережах можуть розвиватися тільки в нульовому каналі, при цьому одночасно резонує повністю вся мережа. У разі порушення ізоляції фаз мережі виникає абсолютне або неповне замикання фази на землю і на відповідних висновках трансформатора напруги з'являється напруга контрольний показник. Воно створюється нульовою напругою після довжливості U_0 , що виникають у фазах трансформатора напруги.

Ця напруга викликає струм нульової послідовності, і він замикається по заземлюючому дроту трансформатора напруги через ємності лінійних проводів щодо землі і далі за обмотками трансформатор напруги. При певних співвідношеннях параметрів нелінійної індуктивності трансформатора напруги і ємності лінійних проводів у цьому контурі виникає ферорезонанс, що призводить до багаторазового збільшення струму контуру і фазних напруг мережі, при цьому міжфазні напруги залишаються без змін. Розглянутий процес призводить до виходу з ладу трансформатора, пошкодження ізоляції мережі та виникнення аварій

Високий ступінь пошкодження заземлених трансформаторів напруги обумовлює перехід до антирезонансних трансформаторів напруги, які повинні не тільки зберегти функціональність попередніх трансформаторів, але й виконувати нові завдання та вимоги.

Антирезонансні трансформатори напруги, призначені

для роботи в мережах 6-35 кВ повинні відповідати наступним вимогам:

- не викликати ферорезонансу;
- не виходити з ладу при довгих замикання електромережі на землю через дугу, що перемежується;

– не виходити з ладу при стійкому ферорезонансі ємності мережі з нелінійною індуктивністю інших трансформаторів.

На даний момент виробляють антирезонансні трансформатори наступних типів:

- ЗНОЛ, ЗНОЛП
- НАМИ, НТМИ
- НАМИТ
- НАЛИ-СЄЩ

Розглянемо конструкцію антирезонансних трансформаторів типу НАМИ та НТМИ

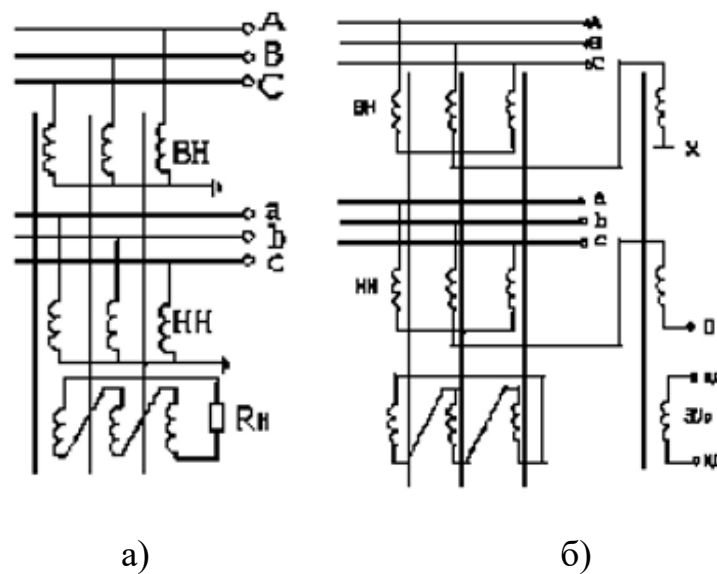


Рисунок 7 - принципова схема з'єднання обмоток ТН типів НТМИ(а) та НАМИ(б)

Обидва типи мають в одному корпусі два трансформатора - трифазний та однофазний. На рисунку представлена схема з'єднання обмоток. Відмінність від традиційних трансформаторів напруги в тому, що аналізовані трансформатори включають у свою конструкцію тристрижневий магнітопровід. Для вимірювання $3U_0$ задіяний ще один трансформатор в нейтралі обмоток високої

напруги, який перетворюється на різновид баластного опору. Крім того, в трансформаторі є замкнута коротко ще одна компенсаційна обмотка.

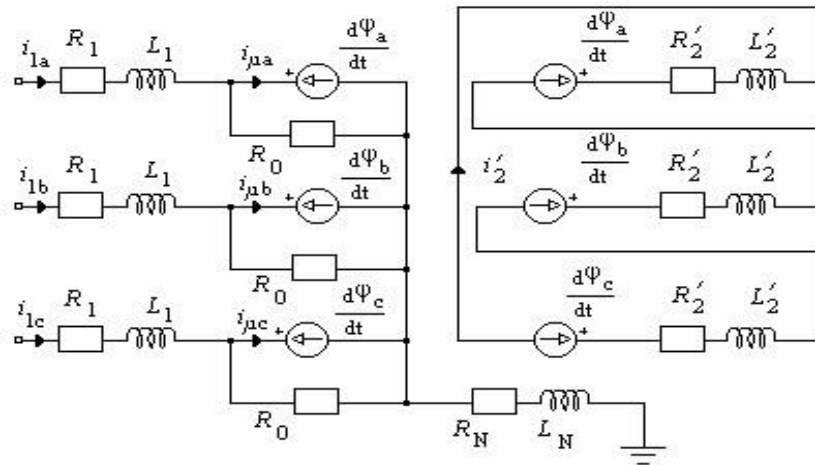


Рисунок 8 – схема заміщення ТН

Антирезонансні властивості трансформатора напруги обумовлені тристрижневою конструкцією магнітопроводу, тому що магнітний потік нульової послідовності повинен замикатися по повітрю і корпусу трансформатора напруги. При цьому індуктивність нульової послідовності трансформатора напруги дуже маленька і чи нейна. На рис. 8 наведено схему контуру нульової послідовності електромережі з трансформатором напруги типу НАМІ

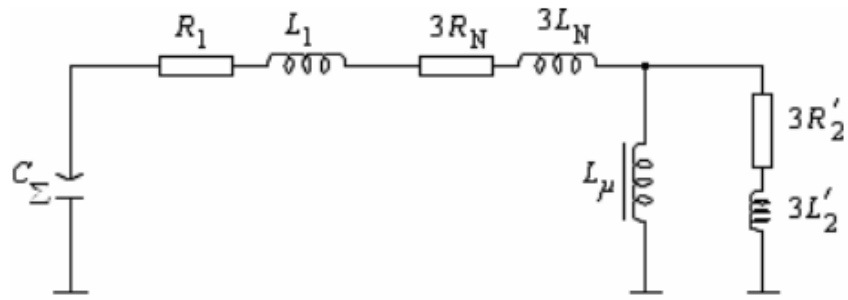


Рисунок 9 - еквівалентна схема мережі з ізольованою нейтраллю і ТН типу НАМІ

Так як нелінійні елементи в контурі нульової послідовності відсутні, то в цьому контурі неможливе виникнення стійкого коливального процесу - феррорезонансу

Антирезонансні трансформатори напруги вибираються за наступнимим умовами:

За напругою:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

За схемою з'єднання обмоток;

За класом точності;

За вторинним навантаженням:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} ,$$

Де $S_{ном}$ – номінальна потужність в обраному класі точності, $S_{2\Sigma}$ потужність всіх вимірюючих приборів і реле, приєднаних до трансформатора напруги.

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

Висновок:

Використання антирезонансних трансформаторів напруги електромережах із ізольованою нейтраллю дозволяє суттєво підвищити енергоефективність та

зменшити витрати, пов'язані з ушкодженнями вичайних трансформаторів напруги від ферорезонансних явищ. Трансформатор напруги типу НАМИ також дозволяє вимірювати напругу нульової послідовності, що є однією з основних функцій ТН.

РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

3.1 Розрахунок електричних режимів ЛЕП та Силових трансформаторів з метою оптимізації напруги на споживачах

Основною метою розрахунку режиму електричної мережі є визначення параметрів режиму: напруг у вузлах, струмів, потужностей на всіх ділянках мережі. Параметри режиму мережі в процесі її експлуатації постійно змінюються, тому що мають місце неперервні зміни навантаження. Може змінюватися і сама схема мережі внаслідок вимкнення окремих елементів.

При вирішенні ряду задач експлуатації, розвитку та проектування електричних мереж необхідно оцінити умови, в яких будуть працювати споживачі та обладнання електричної мережі. Також ці оцінки дають можливість встановити допустимість аналізованого режиму при передачі по мережі даних потужностей, при підключенні нових і відключення діючих елементів мережі (ЛЕП, трансформаторів, навантажень і т. Д). Крім того, розрахунки, виконувані при такого роду оцінках, дають можливість передбачити заходи для забезпечення необхідної якості електроенергії та визначити умови для оптимізації виробництва, передачі і розподілу електроенергії.

Планові і аварійні зміни навантажень, складу і конфігурації схеми електричної мережі призводять до зміни її електричного режиму. Визначення параметрів робочого усталеного режиму (стану електричного рівноваги) електричної мережі (струму і поточкораспределения, напруг і втрат потужності в мережі) становить задачу розрахунку режиму або, як іноді умовно говорять, завдання «електричного розрахунку» мережі.

Розрахунок і аналіз параметрів усталених режимів становлять основну задачу при проектуванні ЕЕС з урахуванням надійності експлуатації та економічних факторів.

Для розрахунків приймаємо наступну схему районної мережі:

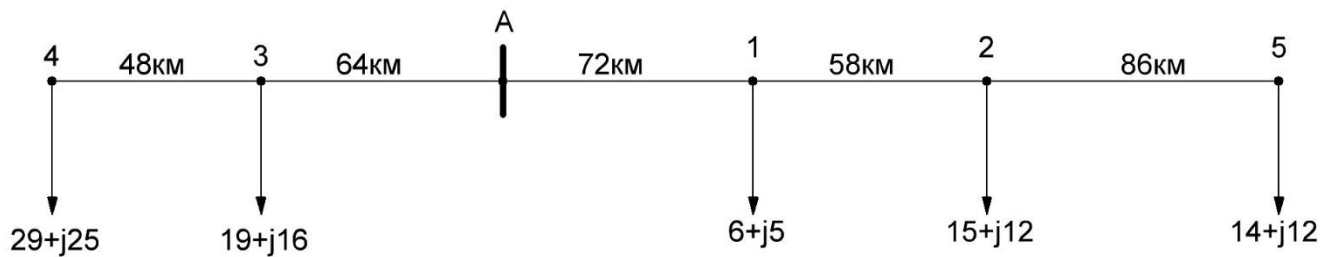


Рисунок 10 – схема районної мережі

Вихідні данні:

Номінальна напруга – 110кВ

Параметри ЛЕП:

$$R_{A-1} = 9 \text{ (Ом)}; X_{A-1} = 29 \text{ (Ом)};$$

$$R_{1-2} = 10 \text{ (Ом)}; X_{1-2} = 24 \text{ (Ом)};$$

$$R_{2-5} = 22 \text{ (Ом)}; X_{2-5} = 37 \text{ (Ом)};$$

$$R_{A-4} = 6 \text{ (Ом)}; X_{A-4} = 25 \text{ (Ом)};$$

$$R_{4-3} = 12 \text{ (Ом)}; X_{4-3} = 21 \text{ (Ом)};$$

Складаємо схему заміщення для данної мережі

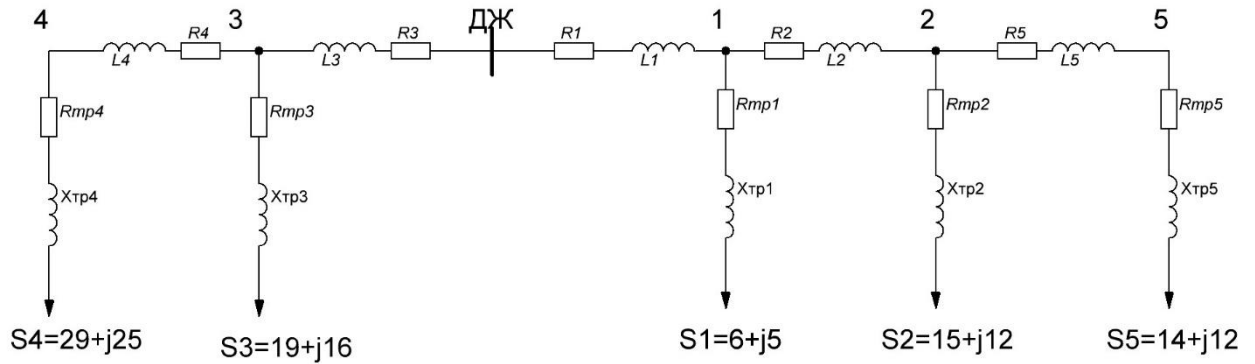


Рисунок 11 – схема заміщення

В аварійних ситуаціях трансформатори можуть бути перевантажені на 40%, тому за умовою взаєморезервування на підстанціях встановлюються по 2 трансформатори що приведені у Таблиці 1.

Таблиця 1 – Паспортні данні трансформаторів що встановлені на дільницях

| № дільниці | Тип обраного трансформатора | Дані з каталогу[6]: | | | | | | |
|------------|-----------------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|---------------------|---------------------|
| | | Uкз, % | $\Delta P_{кз}$, кВт | $\Delta P_{хх}$, кВт | I _{хх} , % | $\Delta Q_{хх}$, кВАр | R _т , Ом | X _т , Ом |
| 1 | ТМН-6300/110 | 10,5 | 44 | 11,5 | 0,8 | 50,4 | 14,7 | 220,4 |
| 2 | ТДН-16000/110 | 10,5 | 85 | 19 | 0,7 | 112 | 4,38 | 139 |
| 3 | ТРДН-25000/110 | 10,5 | 120 | 27 | 0,7 | 175 | 2,54 | 86,7 |
| 4 | ТРДН-40000/110 | 10,5 | 172 | 36 | 0,65 | 260 | 1,42 | 55,5 |
| 5 | ТДН-16000/110 | 10,5 | 85 | 19 | 0,7 | 112 | 4,38 | 139 |

Визначимо падіння напруги в ЛЕП у режимі максимальних навантажень:

$$\Delta U_{A-n(\max)} = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\max}} - j \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_{\max}}, [\text{кВ}]$$

$$\text{де, } \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\max}} = \Delta U \text{ і } j \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_{\max}} = \delta U$$

$$\Delta U_{E-1(\max)} = \frac{35 \cdot 9 + 34 \cdot 29}{115,5} - j \frac{35 \cdot 29 - 34 \cdot 9}{115,5} = 11,26 - j6,13(\text{кВ})$$

$$\Delta U_{1-2(\max)} = \frac{29 \cdot 10 + 28 \cdot 24}{115,5} - j \frac{29 \cdot 24 - 29 \cdot 10}{115,5} = 8,32 - j3,51(\text{кВ})$$

$$\Delta U_{2-5(\max)} = \frac{14 \cdot 22 + 13 \cdot 37}{115,5} - j \frac{14 \cdot 37 - 13 \cdot 22}{115,5} = 6,83 - j2,00(\text{кВ})$$

$$\Delta U_{0-4(\max)} = \frac{48 \cdot 6 + 47 \cdot 25}{115,5} - j \frac{48 \cdot 25 - 47 \cdot 6}{115,5} = 12,66 - j7,94(\text{кВ})$$

$$\Delta U_{4-3(\max)} = \frac{19 \cdot 12 + 19 \cdot 21}{115,5} - j \frac{19 \cdot 21 - 19 \cdot 12}{115,5} = 5,42 - j1,48(\text{кВ})$$

Відповідно вираз повздовжньої і поперечної складових комплексу падіння напруги, кВ

$$U_n = U_{\max} - \Delta U_{A-n} [\text{кВ}] \quad (78)$$

$$U_1 = 115,5 - 11,26 - j6,13 = 104,27 - j6,13(\text{кВ})$$

$$U_2 = 115,5 - 8,32 - j3,51 = 107,18 - j3,51(\text{кВ})$$

$$U_5 = 115,5 - 6,83 - j2,00 = 108,77 - j2,00(\text{кВ})$$

$$U_4 = 115,5 - 12,66 - j7,94 = 102,84 - j7,94(\text{кВ})$$

$$U_3 = 115,5 - 5,42 - j1,48 = 110,08 - j1,48(\text{кВ})$$

$$U_{\text{ПС1}} = \sqrt{104,27^2 - 6,13^2} = 104,28(\text{кВ})$$

$$U_{\text{ПС2}} = \sqrt{107,18^2 - 3,51^2} = 107,12(\text{кВ})$$

$$U_{\text{ПС5}} = \sqrt{108,77^2 - 2,00^2} = 108,7(\text{кВ})$$

$$U_{\text{ПС4}} = \sqrt{102,84^2 - 7,94^2} = 102,38(\text{кВ})$$

$$U_{\text{ПС3}} = \sqrt{110,08^2 - 1,48^2} = 110,16(\text{кВ})$$

Визначимо падіння напруги в ЛЕП у режимі мінімальних навантажень:

$$\Delta U_{A-n(\text{min})} = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} - j \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U}, [\text{кВ}]$$

$$\Delta U_{E-1(\text{min})} = \frac{35 \cdot 9 + 34 \cdot 29}{110} - j \frac{35 \cdot 29 - 34 \cdot 9}{110} = 11,82 - j6,44(\text{кВ})$$

$$\Delta U_{1-2(\text{min})} = \frac{29 \cdot 10 + 28 \cdot 24}{110} - j \frac{29 \cdot 24 - 28 \cdot 10}{110} = 8,70 - j3,78(\text{кВ})$$

$$\Delta U_{2-5(\text{min})} = \frac{14 \cdot 22 + 13 \cdot 37}{110} - j \frac{14 \cdot 37 - 13 \cdot 22}{110} = 7,17 - j2,10(\text{кВ})$$

$$\Delta U_{0-4(\text{min})} = \frac{48 \cdot 6 + 47 \cdot 25}{110} - j \frac{48 \cdot 25 - 47 \cdot 6}{110} = 13,3 - j8,34(\text{кВ})$$

$$\Delta U_{4-3(\text{min})} = \frac{19 \cdot 12 + 19 \cdot 21}{110} - j \frac{19 \cdot 21 - 19 \cdot 12}{110} = 5,7 - j1,55(\text{кВ})$$

Відповідно вираз повздовжньої і поперечної складових комплексу падіння напруги, кВ

$$U_n = U_{min} - \Delta U_{A-n} \text{ [кВ]}$$

$$U_1 = 110 - 11,82 - j6,44 = 98,18 - j6,44 \text{ (кВ)}$$

$$U_2 = 110 - 8,70 - j3,78 = 101,3 - j3,78 \text{ (кВ)}$$

$$U_5 = 110 - 7,17 - j2,10 = 102,83 - j2,10 \text{ (кВ)}$$

$$U_4 = 110 - 13,30 - j8,34 = 96,7 - j8,34 \text{ (кВ)}$$

$$U_3 = 110 - 5,7 - j1,55 = 104,3 - j1,55 \text{ (кВ)}$$

$$U_{ПС1} = \sqrt{98,18^2 - 6,44^2} = 98,19 \text{ (кВ)}$$

$$U_{ПС2} = \sqrt{101,3^2 - 3,78^2} = 101,40 \text{ (кВ)}$$

$$U_{ПС5} = \sqrt{102,83^2 - 2,10^2} = 102,83 \text{ (кВ)}$$

$$U_{ПС4} = \sqrt{96,7^2 - 8,34^2} = 95,89 \text{ (кВ)}$$

$$U_{ПС3} = \sqrt{104,3^2 - 1,55^2} = 104,39 \text{ (кВ)}$$

3.2 Розрахунок ступені регулювання трансформатора

Задля оптимізації напруги на споживачах використовуємо трансформатори з РПН, оскільки вони мають більший діапазон регулювання ніж трансформатори з ПБЗ(за пунктом 2.3), при цьому регулювання відбувається без зняття з трансформатора напруги. Тому розраховуємо на яких відгалудженнях будуть працювати силові трансформатори при даних значеннях падінь напруги

Визначимо можливість регулювання рівня напруги трансформатора на підстанціях:

$$U_{max}' = U_{max} - \Delta U_T - j\delta U_T \text{ [кВ]}$$

$$\Delta U_T = \frac{P \cdot \frac{R_T}{2} + Q \cdot \frac{X_T}{2}}{U} \text{ [кВ]}$$

$$\delta U_T = \frac{P \cdot \frac{X_T}{2} + Q \cdot \frac{R_T}{2}}{U} \text{ [кВ]}$$

$$\Delta U_{T1} = \frac{6 \cdot \frac{14,7}{2} + 5 \cdot \frac{220,4}{2}}{115,5} = 5,24 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T2} = \frac{15 \cdot \frac{4,38}{2} + 13 \cdot \frac{139}{2}}{115,5} = 7,95 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T3} = \frac{19 \cdot \frac{2,54}{2} + 16 \cdot \frac{86,7}{2}}{115,5} = 6,27 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T4} = \frac{29 \cdot \frac{1,42}{2} + 25 \cdot \frac{55,5}{2}}{115,5} = 6,1 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T5} = \frac{14 \cdot \frac{4,38}{2} + 12 \cdot \frac{139}{2}}{115,5} = 7,4 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T1} = \frac{6 \cdot \frac{220,4}{2} - 5 \cdot \frac{14,7}{2}}{115,5} = 5,4 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T2} = \frac{15 \cdot \frac{139}{2} - 13 \cdot \frac{4,38}{2}}{115,5} = 8,78 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T3} = \frac{19 \cdot \frac{86,7}{2} - 16 \cdot \frac{2,54}{2}}{115,5} = 6,95 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T4} = \frac{29 \cdot \frac{55,5}{2} - 25 \cdot \frac{1,42}{2}}{115,5} = 6,8 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T5} = \frac{14 \cdot \frac{139}{2} - 12 \cdot \frac{4,38}{2}}{115,5} = 8,19 \text{ (кВ)}$$

$$U_{max}'1 = 115,5 - 5,24 - j5,4 = 110,26 - j5,4 \text{ (кВ)}$$

$$U_{max}'2 = 115,5 - 7,95 - j8,78 = 107,55 - j8,78 \text{ (кВ)}$$

$$U_{max}'3 = 115,5 - 6,27 - j6,95 = 109,23 - j6,95 \text{ (кВ)}$$

$$U_{max}'4 = 115,5 - 6,1 - j6,8 = 109,4 - j6,8 \text{ (кВ)}$$

$$U_{max}'5 = 115,5 - 7,4 - j8,19 = 108,1 - j8,19 \text{ (кВ)}$$

Визначимо номінальний коефіцієнт трансформації:

$$K_T = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}$$

$$K_T = \frac{115}{6,3} = 18,3$$

Визначимо максимальний коефіцієнт:

$$K_{\text{баз нб}} = \frac{U_{max'}}{U_{НН}}$$

$$K_{\text{баз нб1}} = \frac{110,26 - 5,4}{6} = 17,47$$

$$K_{\text{баз нб2}} = \frac{107,55 - 8,78}{6} = 16,46$$

$$K_{\text{баз нб3}} = \frac{109,23 - 6,95}{6} = 17,04$$

$$K_{\text{баз нб4}} = \frac{109,4 - 6,8}{6} = 17,1$$

$$K_{\text{баз нб5}} = \frac{108,1 - 8,1}{6} = 16,66$$

Визначимо максимальне відхилення у відсотках:

$$E_{\text{вix.max}} = \left(\frac{K_{Tmax}}{K_{TH}} - 1 \right) \cdot 100 \%$$

$$E_{\text{вix.max1}} = \left(\frac{17,47}{18,3} - 1 \right) \cdot 100 = -4,53 \%$$

$$E_{\text{вix.max2}} = \left(\frac{16,46}{18,3} - 1 \right) \cdot 100 = -10,05 \%$$

$$E_{\text{вix.max3}} = \left(\frac{17,04}{18,3} - 1 \right) \cdot 100 = -6,8 \%$$

$$E_{\text{вix.max4}} = \left(\frac{17,1}{18,3} - 1 \right) \cdot 100 = -6,5 \%$$

$$E_{\text{вix.max4}} = \left(\frac{16,66}{18,3} - 1 \right) \cdot 100 = -9,2 \%$$

Знайдемо U_{\min} на кожній підстанції:

$$U_{\min}' = U_{\min} - \Delta U_T - j\delta U_T \text{ [кВ]}$$

$$\Delta U_T = \frac{P \cdot \frac{R_T}{2} + Q \cdot \frac{X_T}{2}}{U} \text{ [кВ]}$$

$$\delta U_T = \frac{P \cdot \frac{X_T}{2} + Q \cdot \frac{R_T}{2}}{U} \text{ [кВ]}$$

$$\Delta U_{T1} = \frac{6 \cdot \frac{14,7}{2} + 5 \cdot \frac{220,4}{2}}{110} = 5,51 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T2} = \frac{15 \cdot \frac{4,38}{2} + 13 \cdot \frac{139}{2}}{110} = 8,3 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T3} = \frac{19 \cdot \frac{2,54}{2} + 16 \cdot \frac{86,7}{2}}{110} = 6,5 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T4} = \frac{29 \cdot \frac{1,42}{2} + 25 \cdot \frac{55,5}{2}}{110} = 6,4 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{T5} = \frac{14 \cdot \frac{4,38}{2} + 12 \cdot \frac{139}{2}}{110} = 7,7 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T1} = \frac{6 \cdot \frac{220,4}{2} - 5 \cdot \frac{14,7}{2}}{110} = 5,6 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T2} = \frac{15 \cdot \frac{139}{2} - 13 \cdot \frac{4,38}{2}}{110} = 9,2 \text{ (кВ)}$$

$$\delta U_{T3} = \frac{19 \cdot \frac{86,7}{2} - 16 \cdot \frac{2,54}{2}}{110} = 7,3(\text{кВ})$$

$$\delta U_{T4} = \frac{29 \cdot \frac{55,5}{2} - 25 \cdot \frac{1,42}{2}}{110} = 7,1(\text{кВ})$$

$$\delta U_{T5} = \frac{14 \cdot \frac{139}{2} - 12 \cdot \frac{4,38}{2}}{110} = 8,6(\text{кВ})$$

$$U_{min}'1 = 110 - 5,51 - j5,6 = 104,49 - j5,6 \text{ (кВ)}$$

$$U_{min}'2 = 110 - 8,3 - j9,2 = 101,7 - j9,2 \text{ (кВ)}$$

$$U_{min}'3 = 110 - 6,5 - j7,3 = 103,5 - j7,3 \text{ (кВ)}$$

$$U_{min}'4 = 110 - 6,4 - j7,1 = 103,6 - j7,1 \text{ (кВ)}$$

$$U_{min}'5 = 1110 - 7,7 - j8,6 = 102,3 - j8,6 \text{ (кВ)}$$

Визначимо мінімальний коефіцієнт трансформатора:

$$K_{\text{баз}} \text{ нн} = \frac{U_{min'}}{U_{\text{нн}}}$$

$$K_{\text{баз}} \text{ нн1} = \frac{104,49 - j5,6}{6} = 16,48$$

$$K_{\text{баз}} \text{ нн2} = \frac{101,7 - j9,2}{6} = 15,45$$

$$K_{\text{баз}} \text{ нн3} = \frac{103,5 - j7,3}{6} = 16,03$$

$$K_{\text{баз}_{\text{нн4}}} = \frac{103,6 - j7,1}{6} = 16,08$$

$$K_{\text{баз}_{\text{нн5}}} = \frac{102,3 - j8,6}{6} = 15,61$$

Визначимо максимальне відхилення у відсотках:

$$E_{\text{вix.min}} = \left(\frac{K_{Tmin}}{K_{TH}} - 1 \right) * 100 \%$$

$$E_{\text{вix.min1}} = \left(\frac{16,48}{18,3} - 1 \right) \cdot 100 = -9,9 \%$$

$$E_{\text{вix.min2}} = \left(\frac{15,45}{18,3} - 1 \right) \cdot 100 = -15,5 \%$$

$$E_{\text{вix.min3}} = \left(\frac{16,03}{18,3} - 1 \right) \cdot 100 = -12,24 \%$$

$$E_{\text{вix.min4}} = \left(\frac{16,08}{18,3} - 1 \right) \cdot 100 = -12,13 \%$$

$$E_{\text{вix.min5}} = \left(\frac{15,61}{18,3} - 1 \right) \cdot 100 = -14,69 \%$$

Номери відгалужень, на яких працюватимуть трансформатори при найбільших та найменших навантаженнях:

$$n_{\text{нб}} = \frac{E_{\text{вix.max}}}{E_0}$$

$$n_{\text{нн}} = \frac{E_{\text{вix.min}}}{E_0}$$

$$n_{\text{нб1}} = \frac{-4,53}{1,78} = -2,54 \approx -3$$

$$n_{\text{H62}} = \frac{-10,05}{1,78} = -5,6 \approx -6$$

$$n_{\text{H63}} = \frac{-6,8}{1,78} = -3,8 \approx -4$$

$$n_{\text{H64}} = \frac{-6,5}{1,78} = -3,6 \approx -4$$

$$n_{\text{H65}} = \frac{-9,2}{1,78} = -5,1 \approx -5$$

$$n_{\text{HH1}} = \frac{-9,9}{1,78} = -5,5 \approx -6$$

$$n_{\text{HH2}} = \frac{-15,5}{1,78} = -8,7 \approx -9$$

$$n_{\text{HH3}} = \frac{-12,24}{1,78} = -6,8 \approx -7$$

$$n_{\text{HH4}} = \frac{-12,13}{1,78} = -6,8 \approx -7$$

$$n_{\text{HH5}} = \frac{-14,69}{1,78} = -8,2 \approx -8$$

3.3 Розрахунок засобів захисту від перенапруг на висовковольних ЛЕП та ПС

Вибір ОПН на стороні бкВ

1. Оскільки установлення ОПН зовнішнє, вибираємо обмежувач серії ОПН-КР/TEL.

2. Для цього обмежувача (табл. 2) для $U_{нр}=6,9$ кВ та $K_0=1,05$ при $t=0,5$ години знаходимо $U_d=5,19$ кВ.

3. Згідно табл.4 всі ОПН серії КР мають тривало допустиму робочу напругу $U_d=6,0$ кВ. Тому за цим параметром вибираємо ОПН-КР/TEL-6/6,0.

4. Оскільки потрібен ОПН для зовнішньої установки, вибираємо обмежувач типу ОПН-РТ/TEL-6/6,0-УХЛ1..

5. Для нього залишкова напруга при $I_n=10$ кА (8/20 мкс) складає $U_z=19,0$ кВ,

6. Відповідний вентиляний розрядник II групи забезпечує залишкову напругу $U_z=20$ кВ (табл. 3). Отже, вибраний ОПН за значенням U_z відповідає вихідним параметрам.

7. Розрахунок енергії, що виділяється в ОПН при внутрішніх перенапругах, визначаємо за повним струмом однофазного замикання на землю I_0 . Оскільки цей струм не зазначений, використаємо оцінку I_0/L : при $U_n = 6$ кВ для повітряних ліній питомий струм замикання на землю складає $0,015$ А/км. Для даної мережі протяжність ВЛ дорівнює 90 км, що відповідає струму $I_0 = 0,015$ А/км $\times 90$ км = $1,35$ А.

8. Визначаємо енергію W , що при $U_n=6$ кВ, $U_{нр}=6,9$ кВ і струмі $I_0=1,35$ А, виділяється при внутрішніх перенапругах, складає

$$W = \frac{I_0 K_{max}^2 U_{нр}^2}{3\sqrt{3}wU_n} = \frac{1,35 \cdot 5^2 \cdot 6,9^2}{3 \cdot 1,73 \cdot 314 \cdot 6} = 5,4 \text{кДж}$$

10. За даними [16], енергія, що поглинається вибраним обмежувачем, табл.4, досягає $21,6$ кДж. Отже, можна рекомендувати до застосування в розглянутому випадку обмежувач ОПН-КР/TEL-6/6,0-УХЛ1.

Таблиця 2 - Рекомендовані мінімальні значення тривало допустимих робочих напруг U_d (діючі значення) для обмежувачів типу ОПН-КР/TEL

| Мережа | | U_d , кВ | | | |
|---------|------|------------|--------------|-------------|---------------|
| Унр, кВ | Ко | t = 0.5 с | t = 2 години | t = 6 годин | t = 24 години |
| 6.9 | 1.00 | 4.95 | 5.82 | 5.95 | 6.11 |
| 6.9 | 1.05 | 5.19 | 6.12 | 6.24 | 6.41 |
| 6.9 | 1.10 | 5.44 | 6.41 | 6.54 | 6.72 |
| 7.2 | 1.00 | 5.16 | 6.08 | 6.20 | 6.37 |
| 7.2 | 1.05 | 5.42 | 6.38 | 6.51 | 6.69 |
| 7.2 | 1.10 | 5.68 | 6.69 | 6.83 | 7.01 |
| 11.5 | 1.00 | 8.24 | 9.71 | 9.91 | 10.18 |
| 11.5 | 1.05 | 8.65 | 10.19 | 10.41 | 10.69 |
| 11.5 | 1.10 | 9.07 | 10.68 | 10.90 | 11.20 |
| 12.0 | 1.00 | 8.60 | 10.13 | 10.34 | 10.62 |
| 12.0 | 1.05 | 9.03 | 10.64 | 10.86 | 11.15 |
| 12.0 | 1.10 | 9.46 | 11.14 | 11.38 | 11.68 |

Таблиця 3 Максимальні значення залишкової напруги U_z вентильних розрядників

| $U_{кн}$, кВ | I_n , А | Група I U_z , кВ | Група II U_z , кВ | Група III U_z , кВ | Група IV U_z , кВ |
|---------------|-----------|-----------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|
| 6 | 5000 | 16 | 18 | — | 27 |
| 6 | 10000 | 18 | 20 | — | — |
| 10 | 5000 | 26,5 | 30 | — | 45 |
| 10 | 10000 | 30,5 | 33 | — | — |
| 27 | 5000 | — | — | 110 | — |
| 27 | 10000 | — | — | 120 | — |
| 35 | 5000 | 87 | 105 | 130 | — |
| 35 | 10000 | 98 | 116 | 143 | — |

Таблиця 4 - Основні технічні параметри ОПН-КР/TEL-6,10 УХЛ1 (УХЛ2)

| Найменування параметру | ОПН-КР/TEL—Х/Х-УХЛ1(УХЛ2) | | | | | |
|--|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 6/6.0 | 6/6.6 | 6/6.9 | 10/10.5 | 10/11.5 | 10/12.0 |
| Клас напруги мережі, кВ | 6 | 6 | 6 | 10 | 10 | 10 |
| | 6.0 | 6.6 | 6.9 | 10.5 | 11.5 | 12.0 |
| струм (ампл.), 8/20 мкс, кА | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Залишкова напруга, кВ, ампл., не більше: —при комутаційному імпульсі струму | | | | | | |
| 125 А, 30/60 мкс | 14.3 | 15.4 | 16.2 | 24.8 | 26.9 | 29.7 |
| 500 А, 30/60 мкс | 15.0 | 16.2 | 17.0 | 26.1 | 28.3 | 31.3 |
| 1000 А, 8/20 мкс | 15.6 | 16.8 | 17.6 | 27.0 | 29.3 | 32.4 |
| 5000 А, 8/20 мкс | 17.7 | 19.1 | 20.0 | 30.7 | 33.3 | 36.9 |
| 10000 А, 8/20 мкс | 19.0 | 20.5 | 21.5 | 33.0 | 35.8 | 39.6 |
| 20000 А, 8/20 мкс | 21.2 | 22.8 | 24.0 | 36.7 | 39.9 | 44.1 |
| Клас пропускної здатності | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Струм імпульсу А, при прикладанні 18 прямокутних імпульсів, 2000 мкс | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| Енергія, що поглинається, кДж, не менше (за 1 імпульс струму 100 кА, 4/10 мкс) | 21.6 | 23.7 | 24.8 | 37.8 | 41.4 | 43.2 |
| Струм (ампл.) 1.4 мА на частоті 50Гц | 6.9 | 7.4 | 7.7 | 12.0 | 13.2 | 13.8 |
| Максимально допустима амплітуда струму провідності, мА | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| Маса, не більш, кг УХЛ1 (УХЛ2) | 0,9 (0.7) | 0,9 (0.7) | 0,9 (0.7) | 1,3 (0.9) | 1,3 (0.9) | 1,3 (0.9) |
| Приєднувальні розміри | М 10X10(2 отвори) | | | | | |

Вибір ОПН на напругу 110 кВ

1. Оскільки установлення ОПН зовнішнє, вибираємо обмежувач серії ОПН - П/ЗЭУ.
2. Для цього обмежувача для $U_{нр}=118,7$ кВ та $K_0=1,1$ при $t=24$ години знаходимо $U_d=95$ кВ.
3. Оскільки потрібен ОПН для зовнішньої установки, вибираємо обмежувач типу ОПН - П/ЗЭУ - 110/95/10/400 УХЛ1..
5. Для нього залишкова напруга при $I_n=10$ кА (8/20 мкс) складає $U_z=231$ кВ,
6. Відповідний вентиляний розрядник III групи забезпечує залишкову напругу $U_z=241$ кВ
7. Визначаємо енергію W , що при $U_n=110$ кВ, $U_{нр}=118,7$ кВ і струмі $I_0=500$ А, виділяється при внутрішніх перенапругах, складає

$$W = \frac{I_0 K_{max}^2 U_{нр}^2}{3\sqrt{3} W U_n} = \frac{500 \cdot 2^2 \cdot 118,7^2}{3 \cdot 1,73 \cdot 314 \cdot 110} = 157,19 \text{ кДж}$$

10. За даними [17], енергія, що поглинається вибраним обмежувачем, табл.4, досягає 223 кДж. Отже, можна рекомендувати до застосування в розглянутому випадку обмежувач ОПН - П/ЗЭУ - 110/95/10/400 УХЛ1.

Вибір розрядників

Для захисту СЕП від атмосферних та внутрішніх перенапруг ізоляції електрообладнання використовують розрядники. Вони вибираються за напругою.

Вибираємо розрядник зі сторони високої напруги. Приймаємо розрядники типу РВС -110У1.

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}};$$

$$110 = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{доп}} \geq U_{\text{мах}}$$

$$200 \geq 115,5 \text{ кВ}$$

Вибираємо розрядник зі сторони низької напруги. Приймаємо розрядники типу РВО-10

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}};$$

$$6 \leq 10 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{доп}} \geq U_{\text{мах}}$$

$$12,7 \geq 6,9 \text{ кВ}$$

Вибір вимірювальних антирезонансних трансформаторів напруги.

Вибираємо трансформатор напруги на стороні НН підстанції. Вибір ведемо за наступними параметрами:

а) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}};$$

$$6=6 \text{ кВ.}$$

б) за класом точності. До трансформаторів напруги приєднуються лічильники, за якими ведуться грошові розрахунки, тому вони повинні мати клас точності не нижче 0,5 .

в) за навантаженням на вторинну обмотку. Попередньо приймаємо трансформатор напруги типу НАМИ-6-У1[16], $U_{ном} = 6\text{кВ}$, $S_{2ном} = 105\text{ ВА}$ у класі точності 0,5. Підрахунок вторинного навантаження НН приведений у таблиці 5.

Таблиця 5 – Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів напруги

| Прилад | | Тип | Потужність Вт/В·А | Число приладів | Загальна споживана потужність | |
|--|------------------------------|-----------|-------------------|----------------|-------------------------------|--------|
| | | | | | Р, Вт | Q, вар |
| Збірні шини 6 кВ | Вольтметр | Э350 | 3/- | 4 | 12 | - |
| Понижуючий двухобмоточний трансформатор (ТРДН-32000/110) | Лічильник активної енергії | САЗУ-И680 | 2/8 | 2 | 4 | 16 |
| | Лічильник реактивної енергії | СР4-И676 | 2/8 | 2 | 4 | 16 |
| | Варметр | Д365 | - | 2 | - | - |
| Приєднання АД, СД, Т | Лічильник активної енергії | САЗУ-И680 | 2/8 | 32 | 64 | 256 |
| Приєднання інших споживачів | Лічильник активної енергії | САЗУ-И680 | 2/8 | 8 | 16 | 64 |
| | Лічильник реактивної енергії | СР4-И676 | 2/8 | 8 | 16 | 64 |
| Резерв | Лічильник активної енергії | САЗУ-И680 | 2/8 | 2 | 4 | 16 |
| Разом | | | | | 128 | 464 |

Вторинне навантаження трансформаторів напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{128^2 + 464^2} = 481 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$S_{2\text{НОМ}} > S_{2\Sigma}$$

Три трансформатора напруги, з'єднані в “зірку”, мають потужність у класі точності 1:

$$S_{2\text{НОМ}} = 3 * 210 = 630 \text{ В} \cdot \text{А};$$

$$630 > 481 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Умова за навантаженням на вторинну обмотку виконується тому для захисту від атнирезонансних перенапруг на стороні НН приймаємо ТН типу НАМИ-6-У1. Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил 2,5 мм² за умовою механічної міцності.

3.4 Розрахунок системи грозозахисту

Блискавковідвід – добре заземлена провідна металева конструкція, призначена для запобігання прямим ударам блискавки в електротехнічні пристрої та споруди. Блискавковідвід складається з блискавкоприймача, заземлювача і струмовідводу, що з'єднує блискавкоприймач і заземлювач. За типом блискавкоприймача блискавковідводи поділяються на стрижневі та тросові, також можуть виконуватися у вигляді сітки. Захисна дія блискавковідведення

проявляється під час лідерної стадії грозового розряду, коли напрямок розряду визначається максимальною напруженістю електричного поля. При високих лідерах напрямок розряду встановлюється довільно. Однак, з деякої висоти H (точка «а» на рис. 2.1), званої висотою орієнтації блискавки, електричне поле спотворюється різними спорудами, і розвиток розряду починається в напрямку об'єкта, що найбільш підноситься.

Імовірність ураження блискавковідведення висотою h залежить від висоти H , що лежить в одній площині з блискавковідведенням. Якщо відстань R від точки «а» до блискавковідводу невелика, всі удари будуть сприйматися блискавковідведенням. При висоті блискавковідводу $h \leq 30$ м приймають $H = (10 - 20)h$, а при великих висотах $H \approx 600$ м. Очевидно, що розташований біля блискавковідводу об'єкт, за умови, що висота блискавковідводу h більше висоти об'єкта, буде захищений від удару, т. до. поразки об'єкта найімовірніше нічого очікувати.

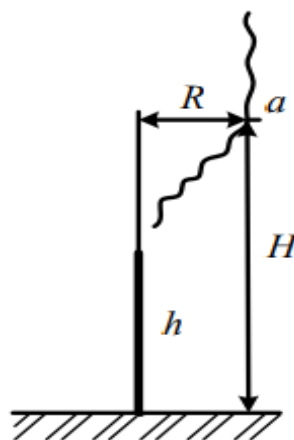


Рисунок 12 – Орієнтація заряду

Зона захисту стрижневого блискавковідведення. Зоною захисту називається простір навколо блискавковідведення, попадання ударів блискавки в яке малоймовірне. Об'єкт, що захищається, повинен вписуватися повністю в кордон

зону захисту. При цьому число попадань блискавки в об'єкт, що захищається, знижується не менше ніж у 20 разів, тобто ймовірність прориву блискавки РЗ в об'єкт, що захищається, не більше 0,05 щодо ймовірності попадання блискавки в об'єкт у разі відсутності блискавковідводу.

Зоною захисту одиночного стрижневого блискавковідводу висотою $h \leq 150$ м є конус з вершиною на висоті $h_0 < h$, перетин якого на висоті зарис. На рівні землі ($h_x=0$) зона захисту утворює коло радіусом $0r$, а $h_a=h-h_x$ – активна висота блискавковідводу.

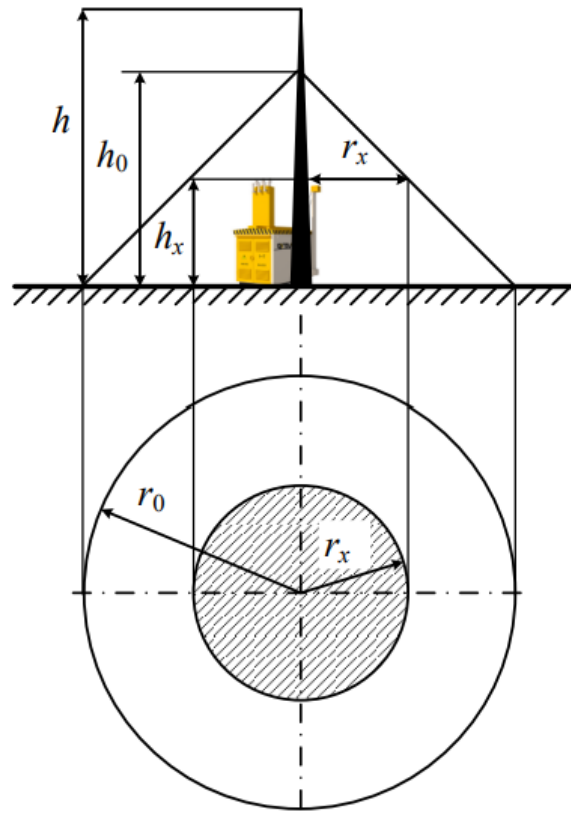


Рисунок 13 – Зона захисту одиночного стрижньового блискавковідводу

Одиночні блискавковідводи мають малу за розмірами зону захисту і застосовуються для захисту невеликих за розмірами об'єктів. Якщо два стрижневі блискавковідводи розташовані поблизу один одного на відстані $L < 5h$, то їх зона захисту збільшується (рис. 2.3)

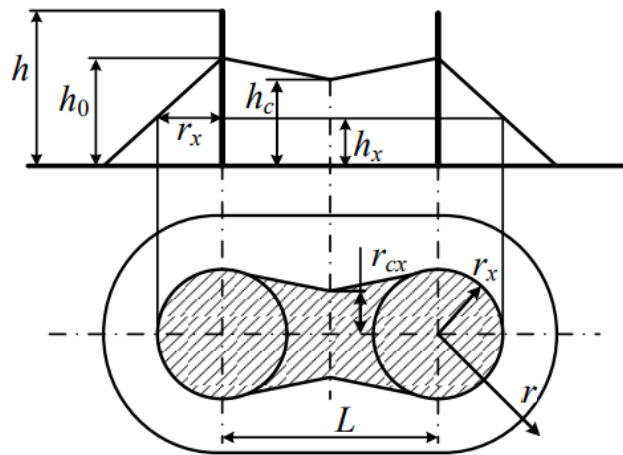


Рисунок 14 – Зона захисту двох стержневих блискавковідводів

Якщо відстань між найближчими блискавковідводами $L > 5h$, то кожен блискавковідведення розглядають як одиночний. При великих площах зони, що захищається (станції, підстанції) застосовують систему з n блискавковідводів. І тут розрахунок захисної зони ведуть кожної пари сусідніх блискавковідводів. Захист буде забезпечений, якщо зони захисту даних блискавковідводів перекривають одна одну.

Розрахунок блискавковідводів для ВРП 110кВ

Для ВРП розмірами 60х40 попередньо приймаємо 4 стержневих блискавковідводи та складаємо схему розміщення:

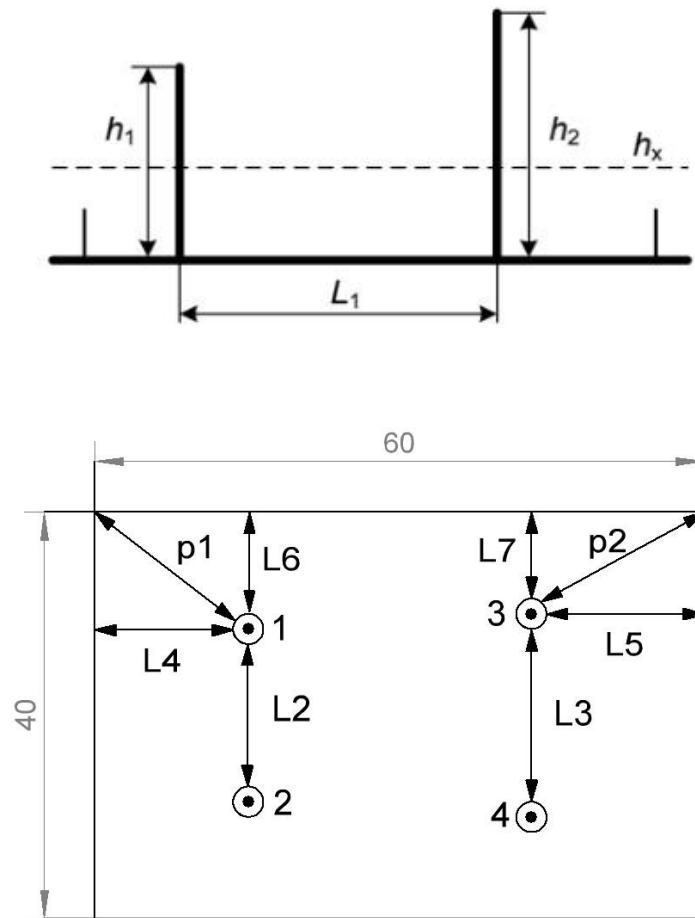


Рисунок 15 – Схема розміщення блискавковідводів

Надійність захисту підстанції P_3 складає 0.99, горизонтальний перетин $h_x = 6$ м.

Таблиця 5 – Розрахункові висоти блискавковідводів

| Блискавковідвід | Висота блискавковідводу, м |
|-----------------|----------------------------|
| h_1 | 16 |
| h_2 | 15 |
| h_3 | 9 |
| h_4 | 9 |

Таблиця 6 – Розрахункові параметри

| A, м | B, м | L ₁ , м | L ₂ , м | L ₃ , м | L ₄ , м | L ₅ , м | h _x , м |
|---------|---------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 60 | 40 | 30 | 15 | 25 | 15 | 15 | 5 |

Знаходимо відстані L₆ та L₇:

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{40 - 15}{2} = 12,5 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{40 - 25}{2} = 7,5 \text{ м}$$

Знаходимо відстані p₁ та p₂:

$$p_1 = \sqrt{(L_6^2 + L_4^2)} = \sqrt{(12,5^2 + 15^2)} = 19,5 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{(L_7^2 + L_5^2)} = \sqrt{(7,5^2 + 15^2)} = 16,8 \text{ м}$$

При $h \leq 30$ за $P_3 = 0.999$

$$\begin{cases} h_{on} = 0.7 h_n \\ r_{x1} = \frac{r_{01} \times (h_{01} - h_x)}{h_{01}} \\ r_{01} = 0.6 \times h_1 \end{cases}$$

за умови, що $r_{x1} = p_1$

$$p_1 = \frac{0,6 \cdot h_1 \cdot (0,7 \cdot h_1 - h_x)}{0,7 \cdot h_1} \geq h_1 = 17,38 \text{ м}$$

Приймаємо висоту блискавковідводів 1 та 2 рівними $h_1 = h_2 = 17,38 \text{ м}$, що задовольняє умові $h \leq 30$.

Розрахуємо висоти блискавковідводів 3 та 4:

$$\begin{cases} h_{on} = 0,7 h_3 \\ r_{x3} = \frac{r_{03} \times (h_{03} - h_x)}{h_{03}} \\ r_{03} = 0,6 \times h_3 \end{cases}$$

За умови, що $r_{x3} = p_2$

$$p_2 = \frac{0,6 \cdot h_3 \cdot (0,7 \cdot h_3 - h_x)}{0,7 \cdot h_3} \geq h_3 = 11,43 \text{ м}$$

Отримане значення висоти задовільняє умові $h \leq 30$, тому остаточно приймаємо висоту блискавковідводів $h_3 = h_4 = 11,43 \text{ м}$

Таблиця 7 – Порівняння висот прийнятих блискавковідводів, та розрахункових блискавковідводів

| Номер блискавковідводу | Розрахункова висота, м | Прийнята висота, м |
|------------------------|------------------------|--------------------|
| 1 | 16 | 17,38 |
| 2 | 15 | 17,38 |
| 3 | 9 | 11,43 |
| 4 | 9 | 11,43 |

Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 15 \text{ (м)}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 * h_1 = 0,6 * 17,38 = 10,42$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 * h_1 = 12,16$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01} * (h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{10,42 * (12,16 - 6)}{12,16} = 5,27$$

$$L_{c12} = 2,25 * h_1 = 2,25 * 17,38 = 39,1$$

$$L_{max12} = 4,25 * h_1 = 4,25 * 17,38 = 73,86$$

$$h_{c12} = h_{01} = 12,16, \text{ при } L_{12} \leq L_{c12}$$

$$r_{cx} = r_{x1} = 5,27$$

Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 25$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 * h_3 = 0,6 * 11,43 = 6,85$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 * h_3 = 0,7 * 11,43 = 8,00$$

$$h_{c34} = h_{03} = 8 \text{ м, при } L_{34} \leq L_{c34}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03} * (h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{6,85 * (8 - 6)}{8} = 1,7$$

Перевіримо зони захисту між блискавковідводами 1 та 3 за висоти $h_1 = 17,38 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25 * h_1 = 2,25 * 17,38 = 39,1$$

$$L_{max13} = 4,25 * h_1 = 4,25 * 17,38 = 73,86$$

$$hc_{13} = h_{01} = 12,16 \text{ м} \Rightarrow L_{13} \leq Lc_{13}$$

Перевіримо зони захисту між блискавковідводами 1 та 3 за умови, що висота $h_3 = 11,43 \text{ м}$

$$Lc_{31} = 2,25 * h_3 = 2,25 * 11,43 = 25,71$$

$$Lmax_{31} = 4,25 * h_3 = 4,25 * 11,43 = 48,57$$

$$hc_{13} = h_{03} = 8 \text{ м} \Rightarrow L_{31} \leq Lc_{31}$$

$$hcmin_{13} = \frac{hc_{13} + hc_{31}}{2} = 16,85$$

$$rc_{013} = \frac{r_{01} + r_{02}}{2} = 10,42$$

$$rcx_{13} = \frac{rc_{013} * (hcmin_{13} - h_x)}{hcmin_{13}} = 6,7$$

Визначимо параметри зони захисту між блискавковідводами 1 та 4 за умови, що висота $h_1 = 17,38$:

$$L_{14} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 36,05$$

Розраховуємо зони захисту між блискавковідводами 1 та 4 за висоти $h_1 = 16,869 \text{ м}$:

$$Lc_{14} = 2,25 * h_1 = 2,25 * 17,38 = 39,1$$

$$Lmax_{14} = 4,25 * h_1 = 4,25 * 17,38 = 73,86$$

$$hc_{14} = h_{01} = 12,16 \text{ м} \Rightarrow L_{14} \leq Lc_{14}$$

Розраховуємо зони захисту між блискавковідводами 1 та 4 за висоти $h_1 = 11,43 \text{ м}$:

$$Lc_{41} = 2,25 * h_4 = 2,25 * 11,43 = 25,71$$

$$L_{\max 41} = 4,25 * h_4 = 4,25 * 11,43 = 48,57$$

$$H_{c41} = h_{04} = 8 \text{ м} \Rightarrow L_{31} \leq L_{c31}$$

Перевіримо зони захисту блискавковідводів 1 та 4 при спільній їх дії:

$$h_{cmin13} = \frac{hc14 + hc41}{2} = 16,85$$

$$rc013 = \frac{r01 + r04}{2} = 10,42$$

$$rcx13 = \frac{rc014 * (hcmin14 - hx)}{hcmin14} = 6,7$$

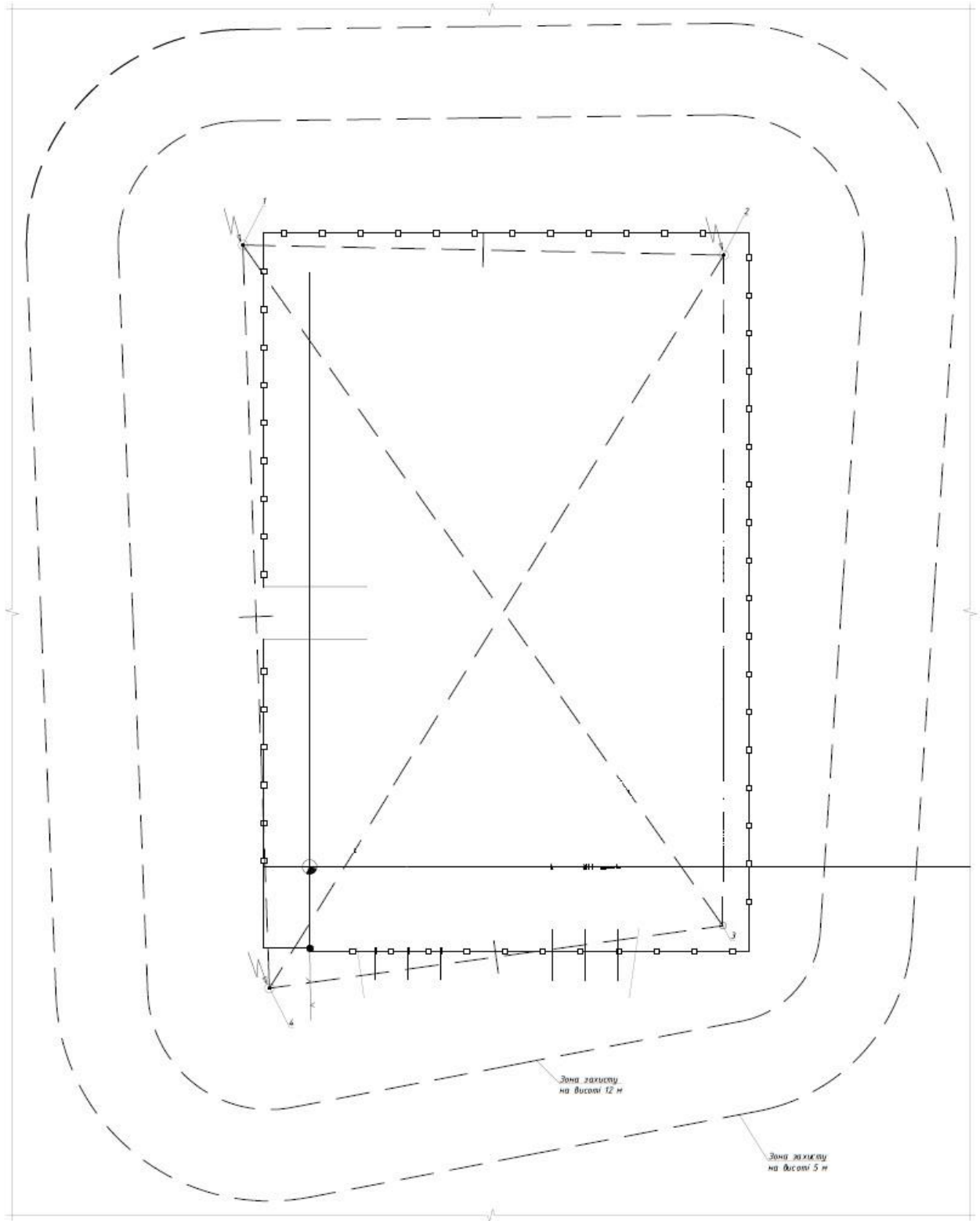


Рисунок 16 – Зони блискавкозахисту підстанції.

Вибір тросового блискавковідводу

Для захисту проводів ПЛ та інших протяжних об'єктів використовуються тросові блискавковідводи. Захисні троси натягуються над проводами ПЛ і заземлюються на опорах для стікання струму блискавки. Залежно від конструкції опор використовуються один або два троси. Зона захисту тросового блискавковідводу має довжину рівну довжині троса.

Для даної районної мережі на ПЛ довжиною 328 км, по всій довжині лінії приймаємо грозозахисний трос марки ТК-50 перерізом 50 мм^2 , що кріпиться сталевими пресованими з'єднаннями під кутом захисту 21° .

Відсутність таких тросів призводить до підвищення числа КЗ на лініях внаслідок грозових перекриттів. При цьому часто спрацьовують пристрої АПВ і збульшується дія струмів КЗ на електроустаткування мережі, а також зростає ймовірність протікання великих струмів через заземлювані пристрої підстанції.

Висновок

В Розрахунковому розділі було повністю розраховано необхідні засоби захисту від перенапруг районної мережі на всіх ділянках(ЛЕП та ПС), проведений вибір та перевірка основного захисного обладнання – ВР, ОПН, антирезонансні ТН на стороні НН. Проведений розрахунок електричних режимів роботи системи, з метою оптимізації напруги на кінцевих споживачах. Проведений розрахунок грозозахисних тросів для ЛЕП та необхідних висот блискавковідводів в результаті чого було створено план захисту підстанції від зовнішніх перенапруг, що дає змогу захистити працівників та обладнання підстанції від ударів блискавки та атмосферних перенапруг.

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Вступ

За розрахунками попереднього розділа дипломної роботи було вирішено, що основними засобами захисту від перенапруг є встановлення обмежувачів перенапруг та вентиляльних розрядників для захисту обладнання електричної мережі.

Основна мета розрахунків в економічному розділі кваліфікаційної роботи є визначення економічної доцільності запровадження запропонованих методів захисту мережі.

Для визначення економічної доцільності прийнятого рішення, було проведено розрахунок загальних капітальних інвестицій, експлуатаційних витрат, визначені та проаналізовані основні показники економічної ефективності.

Головним джерелом річної економії після впровадження прийнятих рішень, є річна економія внаслідок попередження збитків внаслідок перенапруг.

4.1 Розрахунок капітальних інвестицій

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

Капітальні інвестиції з реалізації науково-технічного рішення можуть включати витрати:

- на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;
- пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- на проведення монтажно-налагоджувальних робіт;
- фінансових коштів на виконання проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, необхідних для реалізації науково-технічного рішення.

Доцільно витрати на придбання технічних засобів або комплектуючих виробів представити у вигляді зведення капітальних витрат (табл. 8).

Значення проектних капіталовкладень визначаємо за формулою:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об}} \left(\sum \text{Ц}_i \right) + \text{З}_{\text{тзс}} + \text{З}_{\text{м}} + \text{З}_{\text{н}} + \text{З}_{\text{пр}}, \text{ грн}$$

де, $K_{\text{об}}$ - вартість придбання електрообладнання (засобів автоматизації, програмного забезпечення тощо) за проектом або сумарна вартість комплектуючих елементів i -го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення;

$\sum \text{Ц}_i$ - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$\text{З}_{\text{тзс}}$ - транспортно-заготівельні і складські витрати;

Z_M - витрати на монтажні роботи;

Z_H - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$ - інші одноразові вкладення грошових коштів.

Таблиця 8 -Зведення капітальних витрат

| № з/п | Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів) | Кількість | Ціна за одиницю, грн. | Сума, грн. |
|--------|--|-----------|-----------------------|------------|
| 1 | ОПН-КР/ТЕЛ-6/6,0-УХЛ1 | 10 | 900 [17] | 9 000 |
| 2 | ОПН-П /ЗЭУ - 110/95/10/400 УХЛ1 | 20 | 11824 [18] | 236 480 |
| 4 | Трансформатор напруги НАМИ-6-У1 | 10 | 14500 [19] | 145 000 |
| 5 | Розрядник РВС-110У1 | 20 | 11600 [20] | 232 000 |
| 6 | Розрядник РВО-10 | 10 | 828 [21] | 8 280 |
| 7 | Трос грозозахисний ТК-50 | 328 км | 7,62/км [22] | 2 500 |
| 8 | Блискавковідвід стержневий | 20 | 7689 [23] | 153 780 |
| ВСЬОГО | | | | 787 040 |

Витрати на монтажні роботи можна визначити наступними чином:

$$Z_M = \sum (C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{см} \cdot K_{пр}, \text{ грн}$$

де C_i – чисельність працівників i -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.

a_i – годинна тарифна ставка працівника i -го розряду, грн.

t_i – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.

K_d – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см}$ – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр}$ – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$Z_M = \sum (6 \cdot 85 \cdot 240) \cdot 1.1 \cdot 1.22 \cdot 1.2 = 197\,113 \text{ грн}$$

Транспортно-заготівельні і складські витрати розраховані за середніми ринковими цінами перевезень великогабаритних вантажів, для розрахунку узяті тарифи перевізника Della[24], загальна вага всього обраного обладнання ~ 20 тонн, з Києва до Дніпра.

$$Z_{тзс} = 21000 \text{ грн}$$

Витрати на налагодження розраховані згідно[7]:

$$Z_H = (6 \cdot 85 \cdot 140) \cdot 1.1 \cdot 1.22 \cdot 1.2 = 114\,983 \text{ грн}$$

Знайдемо проектні капіталовкладення:

$$K_{пр} = 787\,040 + 21\,000 + 197\,113 + 114\,983 = 1\,120\,136 \text{ грн}$$

4.2. Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати – це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за визначений період, що виражені у грошовій формі.

$$C = C_a + C_T + C_{ін},$$

4.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

- амортизаційні відрахування (C_a) розраховуються за формулою;

$$Ca = \frac{K_{об} \cdot H_a}{100}$$

H_a – норми амортизаційних відрахувань

$$H_a = \frac{\Phi_{п} - Л}{\Phi_{п} \cdot T_{н}}$$

$T_{н}$ – термін корисного використання (амортизаційний період) за [25]

$Л$ - розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів = 10% від $K_{об}$

$\Phi_{п}$ - первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів = $K_{об}$

$$Л = 787\,040 \cdot 10\% = 78\,704 \text{ грн}$$

Таблиця 9 - Мінімально допустимі терміни корисного використання за окремими групами основних засобів

| Групи | Мінімально допустимі терміни корисного використання, років |
|---|--|
| група 3 – будівлі; | 20 |
| – споруди; | 15 |
| – передавальні пристрої | 10 |
| група 4 – машини і обладнання; | 5 |
| – електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, пов'язані з ними засоби зчитування або друку інформації, комп'ютерні програми, інформаційні системи і т. д. | 2 |
| група 5 – транспортні засоби | 5 |
| група 6 – інструменти, прилади, інвентар (меблі) | 4 |

Обладнання в нашому проекті, зважаючи на табл. 4.1, відноситься до 4-ї групи основних фондів «обладнання» мінімальний термін служби обладнання становить 5 років.

$$H_a = \frac{787040 - 78704}{787040 * 5} = 0,18$$

$$C_a = \frac{787040 * 0,18}{100} = 1416,67 \text{ грн}$$

4.2.2 Визначення річних втрат на технічне обслуговування та поточний ремонт

Витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж (C_T) для обладнання підстанцій приймається в розмірі 1% від капітальних витрат

$$C_T = 0,01 \cdot K_{об} = 7870,4 \text{ грн}$$

Таким чином, річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складуть:

$$C = C_a + C_T$$

$$C = 1416,67 + 7870,4 = 9\ 287,07 \text{ грн}$$

4.3. Розрахунок річної економії

Повна річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення визначається з урахуванням експлуатаційних витрат по даному об'єкту, вона полягає у попередженню збитку від перенапруг:

$$E_{кп} = E_{кр} - C, \text{ грн.}$$

$$E_{кп} = 225\ 833 - 9287,07$$

4.4. 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:

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:

$$E_p = E_{кп} / K_{пр}, \text{ долі од.},$$

де $E_{кп}$ - загальна річна економія від впровадження об'єкта проектування 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:

$$T_p = K_{пр} / E_{кп},$$

$T_p < 5$ років, приймаємо $T_p = 4,9$, тоді загальна річна економія від попередженого збитку від перенапруг дорівнює:

$$E_{кп} = \frac{1\ 120\ 136}{4,9} = 225\ 833,87 \text{ грн.}$$

Таким чином повна річна економія складає

$$E_{кп} = E_{кп} + C = 225\ 833,87 + 9\ 287,07 = 235\ 120,94 \text{ грн}$$

Коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат

$$E_p = \frac{225\,833,87}{1\,120\,136} = 0,21 \text{ , долі од.,}$$

Проект капітальних вкладень визнається доцільним за умови

$$E_p > E_n$$

При $E_p < E_n$ варіант є збитковим і більш економічним визнається відмова від його реалізації.

Нормативне значення коефіцієнта ефективності визначається з таких міркувань.

Визначаємо нормативне значення коефіцієнта ефективності виходячи з прийнятної для підприємства індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = 1/T_{оч}$$

де $T_{оч}$ – очікуваний, прийнятний для термін окупності капітальних вкладень, років (5 років для машин і обладнання)

$$E_n = 1/5 = 0,2$$

$$E_p > E_n = 0,21 > 0,20$$

Таким чином, проект капітальних вкладень вважається доцільним так як умова $E_p > E_n$ виконується

Результати техніко-економічного обґрунтування ефективності впровадження результатів кваліфікаційної роботи оформлюємо у вигляді таблиці 4.3

Таблиця 10 - Порівняльна оцінка техніко-економічних показників

| № з/п | Найменування показників | Одиниці виміру | Базовий (альтернативний) варіант | Проектний варіант | Зміни у порівнянні з альтернативним варіантом | |
|-------|--|-----------------------|----------------------------------|-------------------|---|---|
| | | | | | ± (тис. грн) | % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | Капітальні витрати | тис. грн. | | 1120,136 | | |
| 2 | Експлуатаційні витрати всього | тис. грн. | | 9,287 | | |
| 3 | у тому числі: * амортизаційні відрахування | тис. грн. | | 1,416 | | |
| | * технічне обслуговування та поточний ремонт | тис. грн. | | 7,870 | | |
| 4 | Річна економія всього Розрахунковий коефіцієнт ефективності | тис. грн. долі од. | | 225,833 0,21 | | |
| 5 | Розрахунковий термін окупності капітальних вкладень | років | | 4,9 | | |

Висновок

За результатами розрахунків в економічному розділі було визначено, загальні капітальні інвестиції, визначена повна річна економія та визначені показники економічної ефективності. Аналіз показників економічної ефективності показав, що запропоновані у кваліфікаційній роботі рішення є економічно доцільним, так як при використанні запропонованих засобів данна система не перевищує корисний термін використання обладнання, значення економічної ефективності показало, що проект є прибутковим та є рекомендованим до реалізації.

Висновок

В данній кваліфікаційній роботі було розглянуто найбільш проблемні режими роботи ліній електропередач. Описані та охарактеризовані всі різновиди перенапруг на лініях та наслідки небезпек від них, а також проведений аналіз причин виникнення явищ перенапруги в мережах.

Була розроблена оптимальна схема районної мережі напругою 110/6 кВ і розраховані її режими роботи - максимальних та мінімальних навантажень, для забезпечення необхідного рівня напруги на споживачах, на кожній ПС районної мережі було розраховані відповідні розгалудження РПН та ПБВ силових трансформаторів для обох вищеописаних режимів. В результаті розрахунку можна дійти висновку, що при розрахованих режимах система має задовільні параметри для експлуатації відповідних елементів ЛЕП та силових трансформаторів на підстанціях.

В подальших розрахунках для данної мережі були розроблені заходи захисту від перенапруг, такі як ОПН, ВР, блискавковідводи та обрані блискавкозахисні троси для ЛЕП. Одразу після цього був проведений розрахунок необхідних висот блискавковідводів задля повного забезпечення надійного грозозахисту. Необхідні висоти стрижнів були розраховані. Після їх визначення було вираховано зони захисту від ударів блискавки, і, як результат, побудована схема грозозахисту високовольтної підстанції.

За результатами розрахунків в економічному розділі було визначено, загальні капітальні інвестиції, визначена повна річна економія та визначені показники економічної ефективності. Аналіз показників економічної ефективності показав, що запропоновані у кваліфікаційній роботі рішення є економічно доцільним, так як при використанні запропонованих засобів данна система не перевищує корисний термін використання обладнання, значення

економічної ефективності показало, що проект є прибутковим та є рекомендованим до реалізації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/09/Tehnichna_polityka-NEK_III-red
2. https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500/togf-330
3. https://voltage.ua/files/voltage/reg_files/abb_seti_final
4. Кузнецов В.Г., Нікішин Д.А., Тугай Р.Ю. Моделювання несиметричних режимів роботи лінії електропередачі. Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК. 2017. №1 (6). С. 13 – 16.
5. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Шполянський О.Г. Дослідження внутрішніх перенапруг в магістральних електричних мережах надвисокої напруги та розробка заходів по їх запобіганню і обмеженню. Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. 2013. Вип. 35. С. 117 – 123
6. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В. Перенапруги в аномальних режимах ліній електропередачі надвисокої напруги. Технічна електродинаміка. 2012. №2. С. 40 – 41.
7. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І. Підвищення надійності та ефективності магістральних електричних мереж. Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. 2009. Вип. 2(23). С. 18 – 25.
9. Кучанський В.В., Лиховид Ю.Г., Мельничук В.А. Попередження резонансних перенапруг при несиметричних режимах ліній електропередач з поперечною компенсацією. Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. 2015. №164. С. 42 – 43.
11. Корнієнко Л. Оплата праці електрика [Електронний ресурс] / Людмила Корнієнко // Праця і зарплата. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: http://cons.parus.ua/_d.asp?r=08ZNNabba2f89d0e39a4af94bef7040e55f90.

12. Економіка будівництва [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:
<http://manualsem.com/book/618-pvprav/11-8-oplata-praci-na-budivelnix-pidpriyemstvax.html>.

13. <https://asenergi.com/catalog/ustrojstva-zaschity/opnp-35/opnp-35-40-10-500.html>

14. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Шполянський О.Г.

Дослідження внутрішніх перенапруг у магістральних електричних мережах надвисокої напруги та розробка заходів по їх запобіганню й обмеженню. Пр. Інту електродинаміки НАН України. 2013. Вип. 35. С. 117–123.

15. Г.Г.Півняк, Ф.П.Шкрабець, В.П.Довгань. Електричні машини. Навчальний посібник / -Дніпропетровськ,Видавництво Національного гірничого університету, 2003, - 328с.

16. <http://energosfera.org.ua/transformatory/izmeritelnye-transformatory-napryazheniya/trekhfaznye-maslyanye-izmeritelnye-transformatory-napryazheniya-6kv/transformator-nami-6.html>

17. <https://ekg5a.com.ua/product/opn-kr-tel-6-6-6-uhl2-10ka-ogranichitel-perenapryazheniy/>

18. https://44261.allcorp.ru/selling_1705101.html

19. <https://prom.ua/p471421768-transformator-napryazheniya-nami.html>

20. <https://prom.ua/p148564473-razryadnik-rvs-110.html>

21. <https://atn.org.ua/elektroshchity-yashchiki-i-komplektuyushchie-elektroschyotchiki/razryadniki-opornye-izolyatory-opn/razryadnik-ventilnyy-rvo-10-u1#:~:text=%D0%A0%D0%92%D0%9E%2D10%20%D0%A31-%D0%A0%D0%B0%D0%B7%D1%80%D1%8F%D0%B4%D0%BD%D0%B8%D0%BA%20%D0%B2%D0%B5%D0%BD%D1%82%D0%B8%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D1%8B%D0%B9%20%D0%A0%D0%92%D0%9E%2D10%20%D0%A3>

[1,%D0%98%D0%BD%D1%82%D0%B5%D1%80%D0%BD%D0%B5%D1%82%20%D0%9C%D0%B0%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%B8%D0%BD%20ATN.ORG.UA&text=%D0%A6%D0%B5%D0%BD%D0%B0%3A%20828.50%20%D0%B3%D1%80%D0%BD.,%D1%87%D0%B0%D1%81%D1%82%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%B9%2050%20%D0%B8%2060%20%D0%93%D1%86.](#)

22. <https://1kanat.com.ua/ru/catalog/category/gost-3063-80/>

23. <https://klaster.ua/ua/shop/molniezaschita/izdeliya-dlya-molniezaschity/molniepriemniki/molniepriemnik-sbornyy-leo-lightman-111000-m05-11/>

24. <https://della.ua/search/a204bp2d204e19f10lh0ilk0m1.html>

25. https://www.golovbukh.ua/files/2020/092020/Shpargalka_grypu_oz.pdf

ДОДАТОК А
Відгук керівника

ДОДАТОК Б

| | | Позначення | Найменування | Кількіст ь | Примітка |
|----|----|-----------------|----------------------|---------------|----------|
| 1 | | | | | |
| 2 | | | Документація | | |
| 3 | | | | | |
| 4 | A4 | СЕР.ПД.22.04.ПЗ | Пояснювальна записка | 89 | |
| 5 | | | | | |
| 6 | | | | | |
| 7 | | | | | |
| 8 | | | | | |
| 9 | | | | | |
| 10 | | | | | |
| 11 | | | | | |
| 12 | | | | | |