

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЗАПОРІЗЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Електротехнічний факультет  
(повне найменування факультету)

Електричні та електронні апарати  
(повна назва кафедри)

**Пояснювальна записка**

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(ступінь вищої освіти)

на тему "Модернізація відкритого розподільного пристрою 330 кВ та дослідження її впливу на показники експлуатаційної надійності"  
(назва теми)

Виконав: студент 2 курсу, групи Е-412м

Спеціальності (напряму підготовки)

141- "Електроенергетика, електротехніка, та електромеханіка"

(код і найменування спеціальності)

Освітня програма (спеціалізація)

Електричні та електронні апарати

ВЛАХНО М.І.

(прізвище та ініціали)

Керівник Олексій АФАНАСЬЄВ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Рецензент Артем ДІДЕНКО

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

2023 рік

**Національний університет "Запорізька політехніка"**

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Електротехнічний факультетКафедра "Електричні та електронні апарати"Ступінь вищої освіти магістрСпеціальність 141 "Електроенергетика електротехніка та електромеханіка"

(код і найменування)

Освітня програма (спеціалізація) Електричні та електронні апарати

(назва освітньої програми (спеціалізації))

**ЗАТВЕРДЖУЮ****Завідувач кафедри** Петро АНДРІЄНКО

"\_\_\_\_" \_\_\_\_\_ 2023 року

**ЗАВДАННЯ  
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТА(КИ)**ВЛАХНО Марії Ігорівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Модернізація відкритого розподільного пристрою 330 кВ та дослідження її впливу на показники експлуатаційної надійностікерівник проекту (роботи) доц., к.т.н., Олексій Іванович Афанасьєв

(науковий ступінь, вчене звання, ПРІЗВИЩЕ, ім'я, по батькові)

затверджені наказом закладу вищої освіти від «\_01\_» листопада 2023 року № 407

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 11.12.2023 р.3. Вихідні дані до проекту (роботи): Номинальна напруга 330 кВ, рід встановлення відкритий розподільний пристрій, кількість фаз 3, температура довкілля від -25 0С до + 45 0С4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити: Вступ. 1. Огляд і аналіз схем та конструкцій розподільних пристроїв. 2. Визначення величини струму короткого замикання на характерних елементах збірних шин відкритого розподільного пристрою 330 кВ. 3. Розрахунок лінійних розмірів характерних елементів ізоляційної конструкції відкритого розподільного пристрою 330 кВ. 4. Оцінка параметрів та обрання електричних апаратів для ВРП - 330 кВ. 5. Дослідження впливу конструктивних параметрів та інтенсивності навантаження на головні чинники експлуатаційної надійності.6. Висновки.

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

1. ГКІЮ-674530.009 Е1 – План та розріз ВРП-330 кВ. – 1 арк. (А1),2. ГКІЮ-103050.009 Е1 - Схема електрична ВРП-330 кВ – 1 арк. (А1).3. Графік розподілу напруженості поля - 1 арк. (А1),4. Графіки показників надійності – 1 арк. (А1),

## 6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	прийняв виконане завдання
Усі	АФАНАСЬЄВ О.І.	4.09.23	01.12.23

7. Дата видачі завдання 04.09.2023**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Техніко-економічне обґрунтування магістерської роботи	02.10.2023	
2	Попередній розрахунок головних елементів апарата	16.10.2023	
3	Повірний розрахунок з висновками про роботоспроможність елементів апарата	23.10.2023	
4	Виконання загального виду виробу, робочих креслень головних вузлів та деталей апарата	31.10.2023	
5	Оформлення розрахунково-пояснювальної записки магістерської роботи	07.11.2023	
6	Узгодження проекту з керівником	13.11.2023	
7	Перевірка керівником пояснювальної записки магістерської роботи на антиплагіат	27.11.2023	
8	Нормоконтроль та затвердження завідувачем кафедри	30.11.2023	
9	Рецензування магістерської роботи	04.12.2023	
10	<b>ЗАХИСТ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ</b>	11.12.2023	
11	Здача магістерської роботи до репозитарію	15.12.2023	

Студент

\_\_\_\_\_ Марія ВЛАХНО  
 (підпис) (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник проекту (роботи)

\_\_\_\_\_ Олексій АФАНАСЬЄВ  
 (підпис) (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

## РЕФЕРАТ

ПЗ: 100 арк., 19 рис., 18 табл., 24 джерела.

### **ВІДКРИТИЙ РОЗПОДІЛЬНИЙ ПРИСТРІЙ, СТРУМОПРОВІДНИЙ КОНТУР, СТРУМ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, ІЗОЛЯЦІЙНІ ПРОМІЖКИ, ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГИ, ТОРОІДАЛЬНИЙ ЕКРАН, ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ**

Об'єкт дослідження - відкритий розподільний пристрій з номінальною напругою 330 кВ та система захисту від перенапруг.

Мета роботи - вдосконалення електричної схеми та дослідження впливу напруженості поля на головні показники експлуатаційної надійності пристрою обмеження перенапруг, а також розподільного пристрою 330 кВ взагалі.

Метод дослідження – розрахунково-аналітичний з урахуванням статистичних даних та існуючих умов експлуатації апаратної частини розподільного пристрою.

Проведено структурний аналіз та визначення схеми відкритого розподільного пристрою (ВРП) напругою 330 кВ, визначені можливі напрямки вдосконалення ВРП, виконано розрахунок окремих частин струмопровідного контуру, а також фрагментів ізоляційної конструкції з урахуванням специфічних умов експлуатації. За визначеними параметрами проведено вибір нового обладнання для подальшої модернізації розподільного пристрою. Визначено методику та проведено визначення розподілу напруженості поля уздовж опорної ізоляційної конструкції обмежувача перенапруг (ОПН). Проведено комплекс досліджень щодо впливу напруженості та параметрів навантаження на показники надійності варисторів, ізоляційної покривки та системи обмеження перенапруг в цілому.

## ЗМІСТ

Вступ.....	7
1. Огляд і аналіз схем та конструкцій розподільних пристроїв.....	9
1.1 Огляд та аналіз головних споживачів підстанції .....	10
1.2 Огляд та аналіз головних електричних схем виконання відкритих розподільних пристроїв .....	11
1.3. Техніко-економічне обґрунтування системи та засобів модернізації відкритого розподільного пристрою.....	15
2.Визначення величини струму короткого замикання на характерних елементах збірних шинах відкритого розподільного пристрою 330 кВ .....	19
3 Розрахунок лінійних розмірів характерних елементів ізоляційної конструкції відкритого розподільного пристрою 330 кВ.....	27
3.1 Розрахунок і вибір лінійних розмірів ізоляційних проміжків у повітрі .....	28
3.2 Визначення довжини ізоляційного проміжку по зовній поверхні опорної ізоляційної покривки на прикладі обмежувача перенапруг.....	31
3.3 Дослідження структури та впливу параметрів системи екранування на розподіл напруженості уздовж опорної ізоляційної покривки.....	37
4 Оцінка параметрів та обрання електричних апаратів для ВРП - 330 кВ .....	62
4.1 Визначення параметрів та обрання обмежувачів перенапруг.....	63
4.2Визначення параметрів та обрання вимірювального трансформатора струму .....	67
5 Дослідження впливу конструктивних параметрів та інтенсивності навантаження на головні чинники експлуатаційної надійності .....	75
5.1 Дослідження впливу напруженості поля на головні чинники надійності апаратів щодо обмеження перенапруг .....	76

5.2	Визначення та дослідження головних чинників та показників надійності елементів системи обмеження перенапруг.....	84
5.3	Визначення та дослідження структурної надійності характерного фрагменту електричної схеми ВРП - 330 кВ .....	87
	Висновки .....	97
	Перелік джерел посилання.....	98

## ВСТУП

В сучасних умовах мають місце значні структурні перетворення в економіці України, а особливо в галузі її електроенергетики. Такі умови передбачають не тільки її стабілізацію, а й стимулюють подальший розвиток та удосконалення, в першу чергу за рахунок використання нових електротехнічних та конструктивних матеріалів, подальшого удосконалення конструкцій електричних апаратів та їх складових, використання більш високопродуктивних електросистем, що буде сприяти отримання більш конкурентно спроможної продукції споживачами електричної енергії.

Головні тези щодо планів енергетичної програми України в галузі електроенергетики мають за мету подальший розвиток Єдиної енергетичної системи України. Цього можливо досягнути шляхом зростання маневреності і надійності системи на базі модернізації діючих електростанцій, ліній електропередачі надвисокої напруги змінного і постійного струмів, покращення якості електричної енергії, що відпускається споживачам [1, 7, 11]. Дуже важливу роль в цьому складному процесі віддається потужним вузловим підстанціям. Стабільність їх експлуатації визначається як надійністю електротехнічного обладнання, так і надійністю схемних рішень самої системи електропостачання споживачів. З урахуванням цього, всі електричні схеми, а також конструкції електричних апаратів розподільних пристроїв повинні відповідати сучасним вимогам відносно надійності та безперебійності електропостачання.

Зростання експорту електричної енергії та посилення режимів її використання ведуть до того, що змінюються існуючі навантаження в окремих елементах та ділянках розподільних пристроїв та пов'язаних з ними електричних мережах та трансформаторних підстанціях. Негативним наслідком такого процесу можуть бути перевантаження, тому виникає суттєва необхідність проведення модернізації таких електричних мереж. В цьому випадку для українських енергетиків і виробників апаратів виникають

додаткові завдання щодо покращення ефективності праці і технічного переозброєння розподільчих мереж [1, 10, 17]. З урахуванням вище зазначеного підвищення експлуатаційної надійності розподільчого пристрою ВРП - 330 кВ підстанції Запорізької є вельми актуальним завданням.

Виходячи з вище зазначеного, основним завданням даної магістерської роботи є модернізація схеми та електроапаратної бази відкритого розподільчого пристрою з номінальною напругою 330 кВ (ВРП - 330) підстанції Запорізька з метою підвищення якості електроенергії, що відпускається споживачам, а також підвищення експлуатаційної надійності електрообладнання підстанції. Для реалізації завдання, що поставлене в магістерській роботі, процес модернізації реалізується за двома напрямками. Перший напрямок, це заміна маслонаповнених вимірювальних трансформаторів струму, що виробили свій ресурс на більш ефективні елегазові та заміна вентильних розрядників на збірних шинах напругою 330 кВ на обмежувачі перенапруги. Вище перераховані заходи по модернізації системи захисту від перенапруг доповнені системою діагностики обмежувачів перенапруг під напругою, дозволить підвищити ефективність всієї системи захисту і, як наслідок цього, експлуатаційну надійність розподільчого пристрою та підстанції в цілому.

Другий напрямок процесу модернізації, це дослідження впливу напруженості поля на основні показники експлуатаційної надійності, що сприяє вибору найбільш раціональної системи екранування як обмежувачів перенапруги, так і аналогічного обладнання, що комплектує розподільний пристрій. Результати, що отримані на основі проведених досліджень можна буде використовувати для оптимізації системи вирівнювання напруги вздовж опорних ізоляційних конструкцій інших апаратів ВРП - 330 кВ.

## 1 ОГЛЯД І АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ КОНСТРУКЦІЙ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИБОРІВ

Характерною особливістю електричної частини підстанції, що розглядається є така побудова головної схеми електричних з'єднань і системи електропостачання об'єктів власних потреб (ВП), яка забезпечує максимально високу надійність зв'язку з енергосистемою та електропостачання найбільш відповідальних споживачів електроенергії. Все електрообладнання підстанції може бути розбите на три основні групи [1, 10, 17]:

а) силове електрообладнання, яке забезпечує основне завдання підстанції, тобто видачу завданої потужності в енергосистему або споживачам;

б) системи електропостачання механізмів власного технологічного циклу, які включають до себе електроприводи апаратів, основні, аварійні та резервні джерела живлення, розподільчі мережі і системи автоматики;

в) спеціальне електрообладнання систем управління і захисту, аварійного живлення і локалізації можливих аварій.

Відмова або невиконання завданих функцій окремих видів електрообладнання, як правило, призводить до спрацьовування систем аварійного захисту і відключення окремої лінії живлення підстанції. Такий стан крім економічних збитків через недоотпуск електроенергії споживачам, може мати і інші негативні наслідки. Зокрема, у випадку перерозподілу навантаження виникають термічні перевантаження в обладнанні, особливо в тепловиділяючих елементах, що підвищує ймовірність виділення газоподібних і рідинних речовин через мікротріщини оболонок. Крім того, це знижує їх експлуатаційну надійність, а також може привести до забруднення навколишнього середовища.

Відключення окремих секцій головної схеми підстанції створює передумови для розвитку системної аварії, що може привести до знеструмлення системи власних потреб і окремих її споживачів.

## 1.1 Огляд та аналіз головних споживачів підстанції

За вимогами, що пред'являються до надійності та безперервності електропостачання, всі головні споживачі підстанції поділяються на три групи [7, 13, 14]. Перша група, це споживачі, що пред'являють підвищені вимоги до надійності електропостачання, що за умовами безпеки не допускають перерв живлення більш ніж на частки секунди у всіх режимах, включаючи режим повного зникнення напруги змінного струму від робочих та резервних трансформаторів власних потреб (ВП). Споживачі цієї групи вимагають обов'язкового живлення після спрацьовування аварійного захисту. До них відносяться споживачі з безперервної технологією виробництва, системи контрольно-вимірювальних приладів та автоматики, прилади технологічного контролю, окремі пристрої системного контролю, електроприводи захисної апаратури, оперативні кола, освітлення та деякі інші системи.

До другої групи мають відношення споживачі, що пред'являють підвищені вимоги до надійності електропостачання, які допускають перерви живлення на час, обумовлений умовами аварійного перемикання (до декількох десятків хвилин) і вимагають обов'язкового живлення після спрацьовування системи захисту. До споживачів цієї групи відносяться місцеві і муніципальні об'єкти, більшість промислових підприємств, аварійна вентиляція та освітлення, системи біологічної і технологічної дозиметрії, електродвигуни головних циркуляційних насосів в системі водопостачання різних об'єктів та ін. обладнання.

До третьої групи відносяться споживачі, які не пред'являють підвищені вимоги до надійності електропостачання, що допускають перерви живлення на час автоматичного введення резерву і які не потребують обов'язкової наявності живлення після спрацьовування системи захисту. До споживачів третьої групи належить більшість споживачів електричної енергії.

Для споживачів першої, другої і третьої груп передбачається нормальне робоче і резервне живлення від двох незалежних джерел живлення, пов'язаних

з мережею енергосистеми, як правило від робочих і резервних трансформаторів ВП. Для споживачів першої і другої груп, крім перерахованих вище джерел живлення, в аварійному режимі передбачається додаткове електропостачання від спеціально встановлених автономних джерел, не пов'язаних гальванічно з мережею енергосистеми.

## **1.2 Огляд та аналіз головних електричних схем розподільних пристроїв**

Таки показники, як надійність, економічність, маневрені властивості підстанції багато в чому визначаються її головною схемою (ГС) та її можливим станом в процесі експлуатації [1, 7, 17]. У нормальному режимі ГС повинна забезпечувати видачу повної розрахункової потужності і збереження стійкості її роботи в енергосистемі без впливу протиаварійного системної автоматики при відключенні лінії електропередачі, що відходить, або трансформатора зв'язку між окремими секціями підстанції. У ремонтних режимах, а також при відмовах вимикачів і пристроїв релейного захисту, ГС повинна забезпечувати стійкість роботи за допомогою аварійної системної автоматики.

Згадана вище підстанція характеризується як вузлова, тому використовується для передачі потужності лініями електропередачі класів напруг 330 кВ та 150 кВ. Розподільчі пристрої цих класів напруги, через які в енергосистему, або у зворотньому напрямку передається велика потужність, виконуються з високим ступенем надійності. При великому числі приєднань для споживання та живлення широке застосування отримали схеми з двома системами збірних шин і збільшеним числом вимикачів. При цьому, використовуються блокові схеми трансформатор - лінія з урівнююче - обхідним багатокутником. При відносно невеликому числі електричних приєднань використовуються блокові схеми трансформатор - лінія з приєднанням до розподільчого пристрою найближчої районної підстанції та схеми простих і

пов'язаних багатокутників з числом приєднань до кожного багатокутника до шести включно [1, 7, 17].

Для забезпечення максимальної надійності та ефективності розподільчого пристрою в процесі експлуатації необхідно забезпечити виконання наступних умов. По-перше, відключення лінії повинно здійснюватися не більше, ніж двома вимикачами, а підвищувальних трансформаторів блоку, трансформаторів зв'язку і трансформаторів ВП - не більше, ніж трьома вимикачами розподільчого пристрою кожної напруги.

По-друге, пошкодження або відмова будь-якого вимикача, за винятком секційного або шиноз'єднувального, не повинні призводити до відключення більше ніж одного генераторного блоку і такого числа ліній, відключення яких викликає порушення стійкості енергосистеми. По-третє, пошкодження або відмова секційного або шиноз'єднуючого вимикача не повинні призводити до відключення більше ніж двох генераторних блоків і такого числа ліній живлення, відключення яких викликає порушення стійкості енергосистеми. По-четверте, пошкодження або відмова будь-якого вимикача не повинні призводити до відключення більше ніж одного кола (двох ліній живлення) дволанцюгового транзиту.

У схемах з двома системами збірних шин при напрузі (110 – 220) кВ обидві системи шин використовуються в якості робочих з метою підвищення експлуатаційної надійності розподільного пристрою за рахунок рівномірного розподілу між ними приєднань з джерелами енергії і споживачів. Шиноз'єднуючий і секційні вимикачі в цьому випадку замкнуті. Недоліками таких схем є наступні:

а) має місце велика кількість операцій з роз'єднувачами, що збільшує ймовірність виникнення відмов в зоні збірних шин. Блокування від неправильних дій оперативного персоналу з роз'єднувачами відрізняються великою складністю;

б) у випадку ремонту однієї з систем шин надійність розподільного пристрою знижується. При відсутності секціонування системи шин, коротке

замикання в зоні, що залишилася в роботі, або відмова вимикача будь-якого приєднання призводить до втрати всіх приєднань і, як наслідок, повного згасання розподільного пристрою. У секціонованому розподільному пристрої до згасання буде схильна лише одна секція;

в) в несекціонованому розподільному пристрої навіть при знаходженні в роботі обох систем шин відбувається втрата всіх приєднань при пошкодженні шиноз'єднувального вимикача;

г) в несекціонованому розподільному пристрої може виникнути втрата однієї системи шин у випадку відмові лінійного вимикача або пошкодження на збірних шинах;

д) при секціюванні однієї системи на дві частини відмова або пошкодження секційного вимикача призводять до втрати двох секцій, а відмова або пошкодження обхідного шиноз'єднувального вимикача призводить до втрати однієї секції та несекціонованої системи шин.

Схема з двома робочими і третьою обхідною системою шин має наступні переваги. По-перше, комутація будь-якого приєднання здійснюється одним вимикачем, причому процес відключення не відбувається на положенні інших кіл. По-друге, збірні шини можна по черзі ремонтувати без перерви в електропостачанні окремих приєднань. По-третє, ремонт будь-якого з вимикачів можна здійснювати без перерви електроживлення споживачів. По-четверте, можливо здійснити довільне групування електричних кіл розподільного пристрою між системами шин відповідно до режиму їх встановлення. І на останнє, можливо здійснити поділ розподільного пристрою на дві частини з метою обмеження струмів короткого замикання.

Схеми з двома системами збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання (схема 3/2) або чотирма вимикачами на три приєднання (схема 4/3) по своєму виконанню і властивостями близькі одна до одної. Комутація будь-якого приєднання виконується двома вимикачами. На кожному приєднанні встановлюється лінійний роз'єднувач, що дає можливість тримати вимикачі приєднань у включеному стані при відключенні одного або навіть всіх

приєднань. Тим самим, за рахунок збільшення числа комутацій без струму, вдається відновити зв'язок приєднань, що залишилися в роботі, з обома системами збірних шин. Схеми такого виду мають наступні переваги:

а) будь-який вимикач схеми може бути виведений в ремонт без перерви живлення і без проведення роз'єднувачами операцій під струмом, тобто роз'єднувачі не виконують функції оперативних апаратів. Крім того, блокування від неправильних дій з ними є достатньо простим;

б) будь-яка з двох систем збірних шин може бути відключена і виведена в ремонт без порушення роботи інших приєднань. Більш того, при відключенні обох систем збірних шин всі приєднання залишаються в роботі, але з роз'єднанням їх на окремі електричні кола і можливим небалансом між виробництвом і споживанням електроенергії;

в) короткі замикання на збірних шинах не порушують роботу окремих приєднань за умови, що всі вимикачі є включені;

г) короткі замикання системи збірних шин, що залишилася в роботі, не призводять до втрати живлення окремих приєднань;

д) пошкодження та відмова будь-якого з вимикачів призводить до відключення тільки одного електричного приєднання і не втрачається більше одного генераторного блоку.

Недоліки цих схем пов'язані, головним чином, з необхідністю ремонту вимикачів і їх можливими відмовами, а саме:

а) при ремонті будь-якого з вимикачів, що примикає до збірних шин, відбувається помилкове відключення одного електричного приєднання;

б) при ремонті будь-якого з вимикачів, що не примикає (відключається) до збірних шин, відбувається помилкове вимкнення приєднання в колі з ремонтуємим вимикачем;

в) можливі пошкодження на лініях живлення відключаються двома вимикачами, що збільшує частоту виведення в ремонт комутаційної апаратури;

г) коли один з вимикачів, що примикає до збірних шин, знаходиться в ремонті, по іншому вимикачу може протікати сумарний струм двох приєднань цього електричного кола.

Експлуатаційна надійність розглянутих вище та інших типів розподільних пристроїв кільцевого типу може бути підвищена за рахунок використання вихідних роз'єднувачів електричних приєднань, що дозволяють замкнути знову відключені вимикачі, а особливо за рахунок застосування генераторних вимикачів, які дозволяють не змінювати схему розподільного пристрою при пусках і зупинках, не пов'язаних з ушкодженнями в електричній частині блоків [1, 7, 17].

### **1.3 Техніко-економічне обґрунтування необхідності модернізації схеми розподільного пристрою**

Підвищення вимог до надійності та безперебійності роботи підстанції в повній мірі стосується і її електричної частини. В умовах подальшого розвитку кризи і зростання цін на енергоносії виникає гостра необхідність забезпечення потреб споживачів шляхом створення компенсуючих потужностей. Їх розвиток можливо здійснити за двома основними напрямками. По-перше, це за рахунок підвищення потужності теплових електростанцій (ТЕС) шляхом пуску в експлуатацію генераторних блоків, які на даний час простоюють. Однак таке технічне рішення потребує додаткових капіталовкладень для придбання палива, що ще більше загострює фінансово - економічні проблеми країни. По-друге, це підвищення потужності діючих атомних електростанцій (АЕС) за рахунок оптимізації режиму експлуатації та підвищення надійності роботи обладнання станції та особливо її електричної частини розподільних пристроїв.

Аналіз обладнання підстанції показав, що одним із способів покращення експлуатаційних характеристик електричного обладнання розподільного пристрою високої напруги, а конкретно елементів його ізоляційної конструкції,

є удосконалення системи захисту від перенапруг. Одним з напрямків реалізації цього способу є заміна існуючих вентиляльних розрядників типу РВМК - 330МУ1 на обмежувачі перенапруг (ОПН). Висока нелінійність вольт - амперної характеристики (коефіцієнт нелінійності  $\alpha$  складає 0,02) і велика питома енергоємність оксидно - цинкових варисторів, що застосовано в них, дозволяють істотно поліпшити як захисні, так і масогабаритні характеристики ОПН в порівнянні з аналогічними розрядниками. Крім того, використання обмежувачів перенапруг дозволяє усунути істотні недоліки, що належать розрядникам, а саме [6, 17]:

а) нестабільність захисних характеристик, що обумовлена значним розкидом напруги спрацьовування іскрових повітряних проміжків та її поступовим зниженням після багаторазових впливів імпульсів розрядного струму;

б) зниження пробивної напруги при зволоженні забрудненої поверхні покриття;

в) складність профілактики і контролю пробивної напруги та інших параметрів розряднику;

г) нестабільність захисних характеристик розрядника внаслідок істотного впливу температури на вольтамперні характеристики карбідокремнієвих резисторів та їх поступова деградація під впливом імпульсів струму при обмеженні перенапруг;

д) поглинання з мережі надлишкової енергії при протіканні супроводжуючого струму;

е) складність конструкції, підбору параметрів елементів і налаштування пробивної напруги іскрових проміжків.

Таким чином, застосування обмежувачів перенапруги в ВРП - 330 кВ, що модернізується, дозволить отримати достатній економічний ефект за наступними складовими:

- застосування обмежувачів перенапруг дозволить знизити величину експлуатаційних витрат на обслуговування і налагодження обладнання

(зарплата висококваліфікованого технічного персоналу, зниження кількості контрольних перевірок, економія ресурсу комутаційного обладнання, підвищення стабільності характеристик та ін.);

- крім вище сказаного, слід очікувати певної економії електроенергії внаслідок зниження її втрат при спрацьовуванні обмежувача через значно менше (приблизно в 10 разів) значення коефіцієнта нелінійності. Причому, ефект буде зростати по мірі зростання частоти виникнення перенапруг, як комутаційного, так і атмосферного походження;

- і нарешті, застосування обмежувачів перенапруг замість розрядників дозволить підвищити експлуатаційну надійність електротехнічного обладнання, встановленого в розподільних пристроях, внаслідок зниження імпульсних перевантажень елементів ізоляційної конструкції по напрузі. Підвищення власної надійності ОПН можна домогтися шляхом вирівнювання електричного навантаження на його ізоляційну конструкцію. Зниження електричного навантаження можливо досягнути за рахунок зниження напруженості поля уздовж колонки варисторів за рахунок конструктивних факторів, наприклад екранування. Вирішенню цього питання на прикладі опорної ізоляційної покришки ОПН і присвячена дана магістерська робота.

Другим напрямком підвищення експлуатаційної надійності розподільного пристрою ВРП – 330 кВ є заміна апаратного обладнання, частково або повністю, яке відпрацювало свій ресурс, або наближається до цього стану. Одним з таких елементів розподільного пристрою 330 кВ є вимірювальні трансформатори струму. Заміна маслонаповнених трансформаторів струму на газонаповнені (елегазові) дозволить суттєво знизити величину експлуатаційних витрат на їх обслуговування і налагодження. Найбільш вагомою складовою цих витрат є витрати на зарплату висококваліфікованого персоналу та обладнання високовольної лабораторії з періодичної перевірки ізоляційних характеристик трансформаторного масла, що використовується в якості внутрішньої ізоляції маслонаповнених вимірювальних трансформаторів. Крім того, наявність трансформаторного

масла створює додаткові витрати на досягнення необхідного рівню екологічної чистоти території підстанції та створення та проведення протипожежних заходів.

З урахуванням вище сказаного, застосування елегазових трансформаторів струму в схемі ВРП – 330 кВ дозволить значно підвищити експлуатаційну надійність електричних мереж, а також підвищити ефективність та точність обліку електроенергії та контролю параметрів електричної мережі.

## **2 РОЗРАХУНОК СТРУМУ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ НА ЗБІРНИХ ШИНАХ РОЗПОДІЛЬНОГО ПРИСТРОЮ**

Струмоведачий контур розподільного пристрою являє собою складну і досить розгалужену конструкцію. Його частини включають в себе елементи, різні за конфігурацією, розмірами і конструктивними особливостями. Характерними і найбільш масовими його представниками є затискачі контактних виводів, дроти, гнучкі та жорсткі шини різного призначення, контактні елементи, роз'єми та ін. Одним з напрямків магістерської роботи є підготовка початкових даних для оцінки надійності розподільного пристрою. Тому необхідно провести оцінку параметрів навантаження елементів струмопровідного контуру в залежності від конструктивних форм і розмірів перетину з урахуванням особливостей функціонування розподільного пристрою.

З точки зору конструктивних та функційних особливостей, розподільні пристрої підстанції, що розглядається включають в себе два основних види. По-перше, це відкритий розподільний пристрій (ВРП) з номінальною напругою 330 кВ, який виконано з застосуванням сталє-алюмінієвих гнучких шин, що розміщено на різних рівнях. По – друге, це закритий розподільний пристрій (ЗРП), виконаний із застосуванням набіру комірок комплектних розподільних пристроїв (КРП) з різними схемами виконання.

Одним з найважливіших елементів розрахунку і проектування як елементів струмопровідного контуру, так і ізоляційної конструкції є оцінка їх електродинамічної та термічної стійкості. Для її здійснення необхідно визначити величину струму короткого замикання на ділянках збірних шинах розподільчих пристроїв, де вона має максимальне значення. Це завдання здійснюється шляхом аналітичного розрахунку з урахуванням встановленого обладнання та реальних умов експлуатації з наступним уточненням отриманих результатів на підставі експериментальних даних.

В електричних мережах високої напруги в залежності від режиму праці нейтралі, можливі наступні види коротких замикань [1, 6, 17]:

- трифазне коротке замикання;
- чисте двофазне коротке замикання, або двофазне коротке замикання на землю;
- чисте однофазне коротке замикання або однофазне замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю.

Найбільш потужні і тому особливо небезпечні короткі замикання на збірних шинах розподільних пристроїв, які часто відбуваються внаслідок забруднення ізоляції, та її пробій, порушення роботи пристроїв релейного захисту та автоматики, а також різноманітної комутаційної апаратури. В результаті цього на підстанціях можливі потужні вибухи і пожежі, які, в свою чергу, призводять до тяжких наслідків та тривалих перерв в електропостачанні споживачів електроенергії. Аналіз статистичних даних [1, 7, 8] показав, що короткі замикання можуть виникати з таких причин:

- порушення ізоляції через дію на ізоляцію атмосферних та комутаційних перенапруг;
- старіння ізоляції в процесі її експлуатації;
- механічні дії того чи іншого походження;
- пошкодження, що викликані тваринами і птахами, накиданням на дроти ліній електропередачі та збірних шин сторонніх струмопровідних предметів;
- проїзд під лініями електропередачі негабаритних механізмів, машин та інших транспортних засобів;
- падінням опор на лініях електропередачі та у розподільних пристроях;
- стиканням проводів при вітрі, ожеледиці, розкачуванням проводів (пляска проводів) та ін.;
- неправильні дії обслуговуючого персоналу, наприклад, помилкові відключення роз'єднувачами кола зі струмом, включення роз'єднувача на встановлені раніше ремонтні закоротки, помилкові перемикання в головній схемі підстанції та схемах релейного захисту та автоматики, включення ліній

електропередачі на короткі замикання внаслідок не зняття заземлювачів при ремонтних роботах та ін.

При виникненні коротких замикань може виникати неприпустиме перевищення температури нагріву, що може призвести до пошкодження провідників та ізоляції. Крім того, виникають великі електродінамічні зусилля, які можуть суттєво пошкодити або зруйнувати елементи електрообладнання. Як наслідок короткого замикання виникає різке падіння або зниження напруги в мережі, що викликає зменшення обертового моменту електродвигунів споживачів, їх гальмування і навіть повну зупинку. Крім того, може виникати різноманітні порушення роботи окремих ділянок електричної мережі, що може привести до відключення електроживлення споживачів. При короткому замиканні виникає сильний електромагнітний імпульс, що оказує негативний вплив на лінії зв'язку і системи залізничних блокувань.

З урахуванням вище зазначеного, результати розрахунку струмів короткого замикання при проведенні модернізації схеми розподільного присрою необхідні як вихідні дані для прийняття наступних технічних рішень:

- для розробки, оцінки та кінцевому вибору головних схем електричних з'єднань підстанцій;
- для вибору електричних апаратів, що комплектують розподільні пристрої;
- для оцінки поведінки споживачів при виникненні аварійних умов;
- для проектування і налаштування пристроїв релейного захисту та автоматики;
- для проектування заземлюючих пристроїв;
- для визначення негативного впливу струмів короткого замикання на функціонування ліній зв'язку;
- вибір елементів системи захисту від перенапруг (розрядників і обмежувачів перенапруг) та ін.

Оскільки розрахунок струмів короткого замикання з урахуванням дійсних характеристик і реального режиму роботи всіх елементів

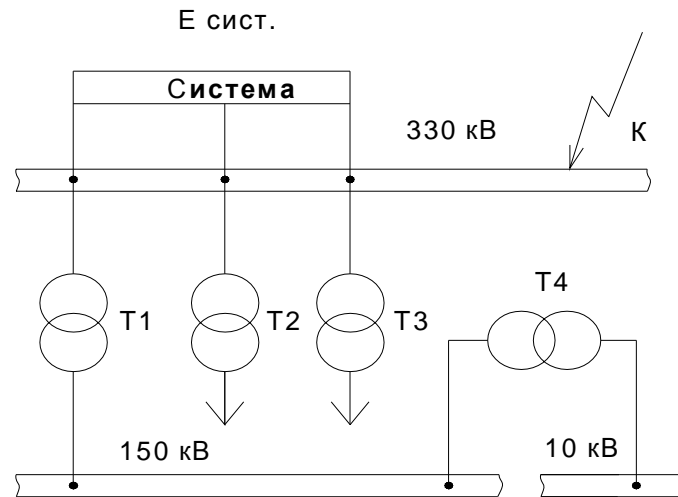
енергосистеми вельми складний, то для його спрощення вводиться ряд припущень, що не вносять серйозних похибок, а саме [17]:

- приймається умова, що фази напруг всіх генераторів не змінюються на протязі всього процесу короткого замикання;
- внаслідок нетривалості процесу короткого замикання вважаються постійними і не залежать від струму індуктивні опори всіх елементів короткозамкненої мережі;
- не враховуються ємнісні провідності елементів короткозамкненої мережі на землю;
- нехтують струмами намагнічування силових трансформаторів і реакторів, встановлених на підстанції;
- вважається, що трифазна система є симетричною;
- вплив навантаження на струм короткого замикання враховується приблизно.

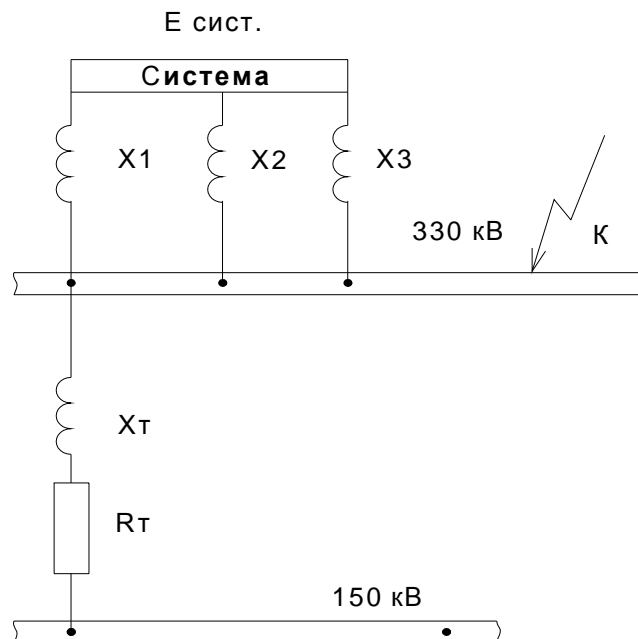
У зв'язку з тим, що розрахунок ведеться для реально існуючій підстанції, розглядається реально встановлене обладнання і його параметри та особливості. Розрахунок струму короткого замикання проводиться для точки К, розташованої на збірних шинах напругою 330 кВ в зоні установки трансформаторів струму, які планується модернізувати. Для проведення розрахунку складається принципова та схема заміщення, які наведено на рисунку 2.1. Основні розрахункові параметри трансформатора живлення наведені в таблиці 2.1. Всі необхідні вихідні дані для проведення розрахунку наводяться в таблиці 2.2.

Таблиця 2.1 – Параметри трансформатора Т1

Тип	$U_k$ %	$DP_k$ кВт	$S_{ном}$ МВА	$U_{кв-н}$ %	$U_{кн-н}$ %
ОРЦ – 417000 / 750	12	800	417	14	45



а)



б)

а) принципова електрична схема; б) – електрична схема заміщення.

Рисунок 2.1 – Розрахункові схеми для визначення струму короткого замикання на збірних шинах ВРП

Розрахунок схеми заміщення (див. рисунок 2.1.б) здійснюється на підставі методики [17]. Розрахунок струмів короткого замикання виконується в відносних одиницях. В цьому випадку всі величини, що використовують в

розрахунку, приводяться до базисної потужності і базисної напруги. В якості базисної напруги вибирається середня номінальна напруга ступеня трансформації, на якому сталося коротке замикання, яка складає:

$$U_6 = U_n \cdot 1,05 = 330 \cdot 1,05 = 347 \text{ кВ}$$

Таблиця 2.2 – Вихідні дані для розрахунку струму короткого замикання на збірних шинах ВРП - 330 кВ

Елемент схеми	Тип проводу	Довжина, км.	Опір, Ом/км
1. Повітряна лінія ПЛ1	АС 500	14	0,06
2. Повітряна лінія ПЛ2	2 · АС 400	7	0,038
3. Повітряна лінія ПЛ3	АС 400	15	0,075
4. Контакти ошикування	-	-	0,015

В якості базисної потужності  $S_6$  рекомендується обрати потужність трансформатора головної знижувальної підстанції або умовну одиницю потужності, що дорівнює 100 МВА. Оскільки на підстанції встановлено три трансформатора, то за базисну потужність обирається результуюча, яка складає:

$$S_B = 3 \cdot S_T = 3 \cdot 417 = 1251 \text{ МВА}$$

При проведенні розрахунку з урахуванням вище прийнятих умов приймається припущення, що джерелом струму короткого замикання є енергосистема нескінченної потужності з параметрами:

$$S_{\text{сист}} = \infty, \quad X_{\text{сист}} = 0.$$

Для обраної розрахункової схеми заміщення (див. рисунок 2.1.б) визначається величина базисного струму з наступної умови:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B},$$

$$I_0 = \frac{1251}{347 \cdot \sqrt{3}} = 2 \text{ кА}$$

Визначається індуктивний опір ліній електропередачі ПЛ1, ПЛ2, ПЛ3 за умовою:

$$x_i = x_{\text{пит}} \cdot l \cdot \frac{S_0}{U_0^2},$$

де  $x_{\text{пит}}$  – питомий опір дроту лінії, Ом/км [5];

$l$  – довжина лінії електропередачі, км.

$$x_1 = 0,06 \cdot 14 \cdot \frac{1251 \cdot 10^3}{347^2} = 8,$$

$$x_2 = 0,038 \cdot 7 \cdot \frac{1251 \cdot 10^3}{347^2} = 2,$$

$$x_3 = 0,075 \cdot 15 \cdot \frac{1251 \cdot 10^3}{347^2} = 11$$

Визначається еквівалентний опір трьох паралельно увімкнених ділянок ліній електропередачі (найбільш важкий режим протікання короткого замикання):

$$x_{1,2} = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{8 \cdot 2}{8 + 2} = 1,6,$$

$$x_{1,3} = \frac{x_{1,2} \cdot x_3}{x_{1,2} + x_3} = \frac{1,6 \cdot 11}{1,6 + 11} = 1,4$$

Визначається величина струму короткого замикання від системи:

$$I_k = \frac{I_{\sigma}}{x_{1,3}} = \frac{2}{1,4} = 1,5 \text{ кА}$$

Вище отримане розрахункове значення струму короткого замикання визначено за умови підживлення місця короткого замикання тільки від мереж класу напруги 330 кВ. Реальна схема підстанції більш складніша і має електричні з'єднання не тільки з боку збірних шин напругою 330 кВ, а й з боку класу напруги 150 кВ. Тому реальне значення струму короткого замикання матиме декілька більшу величину. Це виникає за рахунок підживлення місця короткого замикання на збірних шинах 330 кВ з боку розподільчого пристрою нижчого класу напруги, тобто 150 кВ. Коло струму короткого замикання від збірних шин 150 кВ має більшу кількість струмообмежуючих елементів, тому величина струму короткого замикання не буде перевищувати 1,5 кА. З урахуванням вище зазначеного для подальших розрахунків приймається величина струму короткого замикання, що дорівнює 4 кА.

### **3 ВИЗНАЧЕННЯ ЛІНІЙНИХ РОЗМІРІВ ХАРАКТЕРНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ІЗОЛЯЦІЙНОЇ КОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНОГО ПРИСТРОЮ 330 кВ**

Електрична ізоляція є обов'язковою складовою частиною будь-якого розподільного пристрою і в значній мірі визначає його розміри, працездатність, термін служби і, як наслідок цього його вартість. В електричних мережах та колах розподільних пристроїв повинен забезпечуватися відповідний рівень ізоляції між частинами, що перебувають під напругою і заземленими частинами, а також між струмопровідними частинами, що перебувають під напругою і струмопровідними частинами з іншими класами напруги, наприклад, 150 кВ та 330 кВ. З урахуванням вище сказанного, у структурі ВРП - 330 кВ, що розглядається, можна виділити три групи характерних ізоляційних проміжків, які показано на рисунку 3.1:

- повітряні проміжки в оточуючому середовищі;
- проміжки в повітрі по поверхні твердого діелектрика;
- проміжки крізь товщу твердих діелектриків.

Для означених вище ізоляційних проміжків необхідний рівень ізоляції забезпечується шляхом вибору довжини відповідного проміжку. Ізоляційні відстані вибираються такими, щоб ізоляційна конструкція витримувала випробувальну напругу промислової частоти, і при цьому залишався відповідний запас з точки зору електричної міцності. Електрична міцність ізоляції визначається пробивним напругою в повітрі, в ізоляційному середовищі (тверда та рідка ізоляція) та по поверхні твердого діелектрика. Електрична ізоляція високовольтних апаратів проектується на заданий клас номінальної напруги з урахуванням конструктивних особливостей та конкретних умов її експлуатації.

З урахуванням вище сказаного, на рисунку 3.1 можна виділити наступні основні ізоляційні проміжки:

- S1, S2 - повітряні проміжки між частинами відповідно сусідніх фаз, які перебувають під напругою (лінійна напруга) та частинами, що перебувають під напругою і заземленими частинами (фазна напруга);
- S3, S4 - ізоляційні проміжки по поверхні відповідно опорної ізоляційної конструкції та підвісного ізолятора в оточуючому повітрі;
- S5 - ізоляційний проміжок крізь товщу твердої ізоляції.

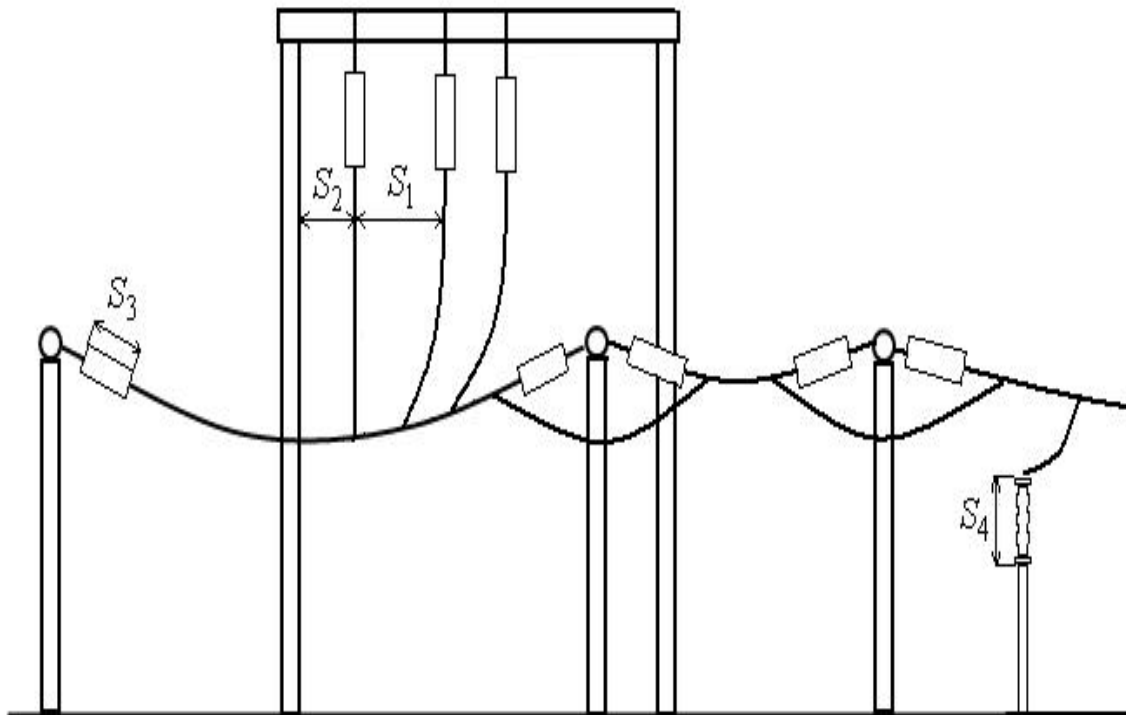


Рисунок 3.1 – Характерні розрахункові ізоляційні проміжки, що мають місце в структурі ВРП - 330 кВ

### 3.1 Розрахунок і вибір лінійних розмірів повітряних ізоляційних проміжків

Довжину будь-якого ізоляційного проміжку, що забезпечує надійну роботу елементів розподільчого пристрою в заданих умовах, визначають

розрахункові розрядні напруги. При розміщенні електротехнічного обладнання на висоті над рівнем моря до 1000 метрів в умовах відкритого розподільного пристрою, величина розрахункової напруги можливо визначити за умовою [6, 17]:

$$U_{\text{розр}} = 1,1 \cdot U_{\text{вип}}, \quad (3.1)$$

де  $U_{\text{вип.дощ}}$  – нормована випробувальна напруга зовнішньої ізоляції під дощем.

Величина  $U_{\text{розр}}$  визначається для трьох видів стандартизованих випробувальних напруг - напругою промислової частоти 50 Гц ( $U_{\text{розр}}$ ), напругою повного грозового імпульсу ( $U_{\text{розр.гр}}$ ) і напругою комутаційних імпульсів ( $U_{\text{розр.ком}}$ ). В якості розрахункової величини ізоляційного проміжку у повітрі вибирається найбільше із значень, отриманих при використанні перерахованих вище випробувальних напруг. Визначається величина випробувальної напруги з урахуванням особливостей ізоляційних проміжків (форма електродів та номінальна напруга) згідно [17]:

$$S1, S2 ; U_{\text{вип}} = 550 \text{ кВ}, U_{\text{вип.гр}} = 1150 \text{ кВ}, U_{\text{вип.ком}} = 1250 \text{ кВ}$$

Визначається значення розрахункової напруги на підставі (3.1):

$$\begin{aligned} U_{\text{розр}} &= 1,1 \cdot 550 = 611 \text{ кВ}, \\ U_{\text{розр.гр}} &= 1,1 \cdot 1150 = 1265 \text{ кВ}, \\ U_{\text{розр.ком}} &= 1,1 \cdot 1250 = 1350 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Розраховується довжина ізоляційного проміжку у повітрі при напрузі  $U_{\text{розр}}$  з урахуванням величини діючої напруги і форми електродів, що цій проміжок утворюють. З урахуванням вище зазначеного, для проміжку S1 і форми електродів - два екрануючі кільця на підставі [17] виходить:

$$S = \left( 7,87 - \sqrt{60,215 - 32,8 \cdot 10^{-3} \cdot U_{\text{розр}}} \right) 10^2$$

Тоді для повітряного проміжку S1 отримаємо наступне:

$$S1_{\text{розр}} = \left( 7,87 - \sqrt{60,215 - 32,8 \cdot 10^{-3} \cdot 611} \right) 10^2 = 153 \text{ см}$$

Для повітряного проміжку S2, який апроксимується стандартною формою електродів стрижень (кільце) - заземлений стрижень отримаємо:

$$S = \left( 10,56 - \sqrt{109,1 - 46,567 \cdot 10^{-3} \cdot U_{\text{розр}}} \right) 10^2$$

$$S2_{\text{розр}} = \left( 10,56 - \sqrt{109,1 - 46,567 \cdot 10^{-3} \cdot 611} \right) 10^2 = 158 \text{ см}$$

Довжина повітряних проміжків S1, S2 при дії повних грозових імпульсів визначається для найбільш важкого режиму роботи ізоляції, коли імпульс перенапруги має позитивну полярність на підставі вимог [17]. Для проміжків кільце - кільце (S1) і стрижень - стрижень (S2) отримаємо наступне:

$$S = 0,18(U_{\text{розр.гр}} - 290) + 40,$$

$$S1_{\text{гр}} = S2_{\text{гр}} = 0,18(1265 - 290) + 40 = 216 \text{ см}$$

Довжина повітряних проміжків S1, S2 при комутаційних імпульсах визначається на підставі графічних залежностей, що приведено в [17].

$$S1_{\text{ком}} = 240 \text{ см}, \quad S2_{\text{ком}} = 320 \text{ см.}$$

Для подальших розрахунків за розрахункову довжину ізоляційного проміжку слід обрати більше із значень, отриманих при визначенні їх за

напругою промислової частоти, за грозовим та комутаційним імпульсами. Результати розрахунку зводяться в таблицю 3.1.

Конкретні повітряні ізоляційні проміжки вибираються не менш, ніж розрахункові, при цьому необхідно додатково враховувати вплив конструктивних особливостей лінійної арматури (екрани, елементи кріплення та ін.) та електричних апаратів, що встановлюються на підстанції. Крім того, необхідно враховувати вплив негативних чинників навколишнього середовища, наприклад, особливостей промислових підприємств, розташованих поруч, наявність шкідливих промислових викидів в атмосферу і деякі інші чинники. З урахуванням вище зазначеного, розрахунковою довжиною повітряного ізоляційного проміжку обирається найбільше зі значень, отриманих вище при визначенні їх за дією напруги промислової частоти, а також за грозовим і комутаційним імпульсами.

$$S1 = 240 \text{ см}, \quad S2 = 320 \text{ см}$$

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку повітряних ізоляційних проміжків

Номер повітряного проміжку	Розрахункова величина ізоляційного проміжку, см		
	Промислова частота	Грозовий імпульс	Комутаційний імпульс
S1	153	216	240
S2	158	216	320

### **3.2 Визначення довжини ізоляційного проміжку по поверхні опорної ізоляційної покривки обмежувача перенапруг**

В окремих установках та мережах високої напруги електричні ізолятори призначені для механічного кріплення та електричного ізолювання

провідників, що знаходяться під різними потенціалами. Ізолятори за їх призначенням розподіляються на лінійні і апаратні [6, 17]. Лінійними називають ізолятори, які призначені переважно для роботи на лініях електропередачі, наприклад для кріплення до опор підвісного електрообладнання та проводів ВРП - 330 кВ. Апаратними називають такі ізолятори, які призначені для роботи в електричних пристроях та апаратах, які, в свою чергу, поділяються на опорні і прохідні. Наприклад, функції опорного ізолятора виконує опорно-ізоляційна порцелянова або скло-епоксидна покривка обмежувача перенапруг, встановленого на збірних шинах ВРП - 330 кВ або опорно-ізоляційна покривка трансформатора струму.

Електричний розрахунок опорного та інших типів ізоляторів при пробі (перекритті) по поверхні (проміжок S4, див. рисунок 3.1) проводиться для визначення його активної висоти, числа і розмірів ребер, а в порожніх ізоляторах, наприклад опорно-ізоляційних покривках, прохідних ізоляторах - товщини ізоляційної стінки. На основі цих параметрів визначається довжина шляху витoku уздовж поверхні ізолятора, згідно величини якої вибирається необхідний тип ізолятора та розміри всієї ізоляційної конструкції [16, 17]. Вихідні дані для проведення розрахунку наводяться в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Вихідні дані та параметри для розрахунку та обрання опорного ізолятора (ізоляційної покривки)

Найменування параметра	Розмірність параметра	Величина параметра
1. Номінальна напруга електричної мережі	кВ	330
2. Род встановлення обладнання	-	зовнішня
3. Кліматичне виконання	-	УХЛ
4. Спосіб кріплення арматури	-	зовнішня цементне закладення

5. Конфігурація ізолятора	-	циліндричний порожній
6. Максимальний згинальний момент, що діє на ізолятор	Нм	320
7. Категорія ізоляції згідно довжини шляху витoku по зовнішній поверхні	-	Б

Активна висота (геометрична відстань між фланцями) опорного ізолятора визначається нормованою випробувальною напругою зовнішньої ізоляції в сухому стані  $U_{\text{сух}}$  та випробувальною напругою під дощем  $U_{\text{дощ}}$  промислової частоти, а також випробувальною напругою грозових імпульсів  $U_{\text{гр}}$ . На підставі умови (3.1) для промислової частоти 50 Гц активна висота визначається за такою умовою:

$$U_{\text{розр}} = 1,1 \cdot 550 = 611 \text{ кВ},$$

$$h_{\text{акт}} = 1716,4 - \sqrt{312 \cdot 10^4 - 1226 \cdot U_{\text{розр}}}, \quad (3.2)$$

$$h_{\text{акт}} = 1716,4 - \sqrt{312 \cdot 10^4 - 1226 \cdot 611} = 177 \text{ см}$$

Для випробувальної напруги повного грозового імпульсу позитивної полярності, яка утворює найбільш важкий режим роботи ізоляції, отримаємо:

$$h_{\text{акт.гр}} = 0,167 \cdot U_{\text{розр.гр}}, \quad (3.3)$$

$$U_{\text{розр.гр}} = 1,1 \cdot 1150 = 1265 \text{ кВ},$$

$$h_{\text{акт.гр}} = 0,167 \cdot 1265 = 211 \text{ см}$$

За активну висоту ізолятора в сухому стані приймається більше зі значень, отриманих з виразів (3.2) та (3.3), тобто:

$$h_{\text{акт}} = 177 \text{ см}, \quad h_{\text{акт.гр}} = 211 \text{ см}$$

Для подальших розрахунків та проведення досліджень з урахуванням конструктивних особливостей ізоляційного проміжку обирається:

$$h_{\text{акт}} = 220 \text{ см}$$

Уточнюється активна висота опорного ізолятора (покришки) у вологому стані, тобто під дією дощу згідно умови [17]:

$$h_{\text{акт.дощ}} \geq 0,44 \cdot U_{\text{розр.дощ}},$$

де  $U_{\text{розр.дощ}}$  – розрахункова розрядна напруга під дощем.

$$U_{\text{розр.дощ}} = 1,1 \cdot U_{\text{вип.дощ}},$$

де  $U_{\text{вип.дощ}}$  – нормована випробувальна напруга зовнішньої ізоляції під дощем. Її числове значення вибирається на підставі даних [17] та дорівнює 550 кВ.

$$U_{\text{розр.дощ}} = 1,1 \cdot 550 = 605 \text{ кВ},$$

$$h_{\text{акт.дощ}} = 0,444 \cdot 605 = 269 \text{ см}$$

Для подальших розрахунків та досліджень вибирається активна висота ізолятора, що складає:

$$h_{\text{акт}} = 270 \text{ см}$$

Після знаходження величини активної висоти ізолятора вибирається та чи інша конфігурація ізолятора. Ізолятори для зовнішнього встановлення в умовах ВРП, що розглядається, на зовнішній поверхні мають ребра зонтикоподібної форми з крапельницями або без крапельниць і заглибленнями

на внутрішній поверхні ребер. Таки заглиблення повинні перешкоджати затіканню дощової води на їх нижню поверхню, що підвищує електричну міцність ізолятора. Кількість та стандартизовані розміри ребер визначаються на підставі методики, що приведено в [6, 17].

Геометричні розміри та інші параметри ребер для зовнішньої поверхні ізолятора стандартизовані. В подальшому вибір конкретних параметрів розглянемо на прикладі опорно-ізоляційної покришки ОПН. Їх можливо визначити за умовами забезпечення надійної роботи конструкції покришки в найбільш важких умовах експлуатації, тобто при забрудненій та зволоженій поверхні ізоляції ОПН при дії робочій напруги. У практиці проектування для ОПН довжина шляху витoku по зовній поверхні ізоляції традиційно нормується та обирається на більш високому рівні [17]. Її мінімальне значення  $I_{\text{вит.о}}$  визначається для категорії ізоляції Б (див. тех. завдання) згідно [17] і вибирається таким, що дорівнює 800 см. Тоді повна довжина шляху витoku  $I_{\text{вит}}$ , може бути визначена за умовою:

$$I_{\text{вит}} = k_0 \cdot k_c \cdot I_{\text{вит.о}}$$

де  $k_0$  – коефіцієнт, що враховує тип обладнання і для обмежувача перенапруг обирається рівним 1,2;

$k_c$  – коефіцієнт, що враховує стан нейтралі електричної мережі, в якій експлуатується обмежувач перенапруг. Для мереж із заземленою нейтраллю, що використовується при класах напруг 110 кВ та вище, значення цього коефіцієнту приймається рівним 1.

$$I_{\text{вит}} = 1,2 \cdot 1,0 \cdot 800 = 960 \text{ см}$$

Основними розрахунковими параметрами на даному етапі розрахунку та проектування є висота ребра -  $h_p$ , відстань між ребрами -  $t_p$  та їх кількість -  $n$ . Кількість ребер на поверхні ізолятора, що забезпечує потрібну напругу, яку

необхідно витримати під дощем, визначається за умовами (3.4) та (3.5) наступним чином:

$$n_{p1} = \frac{l_{вит} - h_{акт}}{l_{вит.p} - l_2}, \quad (3.4)$$

де  $l_{вит.p}$  – довжина повного (сухий стан поверхні) шляху витoku одного ребра в залежності від обраної конфігурації; обирається за [17] та дорівнює 18 см;

$l_2$  – висота ребра ізолятора, в залежності від обраної конфігурації обирається за [17] та дорівнює 5 см.

$$n_{p2} = \frac{(U_{розр} - 3,56 * h_{акт}^{0,77}) * h_p}{2,65 * a_p * t_p^{0,6}}, \quad (3.5)$$

де  $h_p$  – виліт ребра ізолятора; його величина обирається з набору стандартних значень [17] таким, що дорівнює 8 см з урахуванням зовнішнього діаметра ізолятора, що дорівнює 450 мм;

$a_p$  – найкоротша відстань між ребрами ізолятора, дорівнює 10 см;

$t_p$  – відстань між ребрами; для поверхонь, що знаходяться під дощем, обирається з умови (3.6) та величини зовнішнього діаметра ізолятора наступним чином:

$$h_p \geq 0,5 \cdot t_p, \quad (3.6)$$

$$t_p \geq 2h \geq 2 \cdot 8 = 16 \text{ см}$$

Для подальших розрахунків та досліджень за розрахункове значення кількості ребер приймається найбільше зі значень, отриманих за використанням формул (3.4) та (3.5):

$$n_{p1} = \frac{960 - 220}{18 - 5} = 55,$$

$$n_{p2} = \frac{(611 - 3,56 * 220^{0,77}) * 8}{2,56 * 6 * 16^{0,6}} = 22$$

Вибирається розрахункове число ребер на поверхні ізолятора за умови, що їх число при наявності підвищеного забруднення поверхні ізолятора (див. тех.завдання) повинно перевищувати розрахункове на (1 – 2) [17].

$$n_p = 56$$

Експериментальними даними, що приведено в [17] встановлено, що якщо виконується умова (3.6), то розряд перестає протікати вздовж поверхні ребер і починає поширюватися крізь повітря від ребра до ребра (пробій повітряного проміжку). В цьому випадку напруга, що витримується під дощем, перестає збільшуватися. Для усунення цього явища перевіряється виконання умови (3.6):

$$8 \geq 0,5 \cdot 16 = 8$$

Як видно з розрахунку, умова (3.6) виконується при критичному значенні параметрів. Однак з огляду на умову, що були вибрані необхідні коефіцієнти запасу, на попередньому етапі досліджень можливо вважати, що розповсюдження розряду крізь повітря (пробій) здійснюватися не буде. Але це ствердження треба уточнювати шляхом подальших досліджень щодо напруженості поля та рівню надійності.

### **3.3 Дослідження впливу параметрів системи екранування на розподіл напруженості уздовж опорної ізоляційної конструкції**

В умовах різко неоднорідних електричних полів, що має місце у даному випадку, електричну міцність ізоляційних проміжків в повітрі та по поверхні

для апаратів зверхвисоких класів напруг та ОПН в частості можна підвищити шляхом вирівнювання електричного поля уздовж опорної ізоляційної конструкції. В сучасно апаратобудуванні одним з найбільш ефективних способів вирівнювання розподілу напруженості поля уздовж будь-якої ізоляційної конструкції є підвищення напруженості в області, що примикає до заземленого електроду (мінімальна напруженість) при відповідному зниженні її в області електрода з високим потенціалом (максимальна напруженість). Це забезпечується шляхом встановлення екранів різної конфігурації поблизу високовольтного електрода того чи іншого електричного апарату [17]. Крім вище зазначеного використання, захисні тороїдальні екрани часто використовують для підвищення величини напруги, при якій з'являється коронний або стріммерний розряд на тих частинах електричного апарату, що знаходяться під високим потенціалом, наприклад фланці ізоляторів, контакти роз'єднувачів та ін. Крім того, такі системи екранування є ефективним засобом щодо зменшення радіоперешкод, а також для вирівнювання розподілу напруги по висоті опорної аб підвісної ізоляційної конструкції. В апаратах високої напруги на клас 330 кВ та вище захисні екрани виготовляються зі сталевих або алюмінієвих тонкостінних труб.

За способом встановлення на апараті екрани поділяються на два види: по-перше, це зовнішні екрани, які встановлюють поза зовнішніми габаритними розмірами ізоляційної конструкції, наприклад в конструкціях вимірювальних трансформатора струму або трансформатора наруги. По-друге, це внутрішні екрани, які встановлюються всередині ізоляційної конструкції в межах її габаритних розмірів, наприклад всередині покритишки трансформатора струму, і можуть виконувати функції окремих елементів апарату.

За своїм конструктивним виконанням тороїдальні екрани можуть бути поодинокими, подвійними або просторовими, а також мати сферичну конструкцію. При необхідності, наприклад при використанні в апаратах понаднадвисокі напруги, на ізоляційній конструкції можуть встановлюватися два або декілька екранів, наприклад одиночний і подвійний в різних місцях. В

цьому випадку одиночний екран вирівнює розподіл напруги по висоті опорної ізоляції, а подвійний екранує приводний механізм або окремі струмопровідні частини електричного апарату. Крім того, такий екран може забезпечити більш однорідне електричне поле, наприклад між рухомими контактами [6, 17], що має місце при екрануванні роз'єднувачів. У окремих випадках, коли вище означені конструктивні рішення не дозволяють досягнути необхідного результату, можуть бути використані більш складні конструктивні рішення екранів.

При нормальній роботі будь-якого електричного апарату високої напруги, наприклад трансформатора струму, обмежувача перенапруг та ін. на їх частинах, які перебувають під високим потенціалом, в тому числі і на екрані, не повинна з'являтися корона (коронний розряд). Її наявність в експлуатації є джерелом радіо і телевізійних перешкод, а також негативним руйнівним чинником для зовнішньої ізоляції електричного апарату особливо у випадках, коли ізоляція має органічний характер. Напруга, при якій виникає корона, має назву критична напруга корони  $U_k$ , а напруженість електричного поля на поверхнях коронуючих частин електричного апарату, що відповідає значенню  $U_k$  – має назву критична напруженість корони  $E_k$ . Ці параметри є важливими для проектування будь-якої електричної ізоляції.

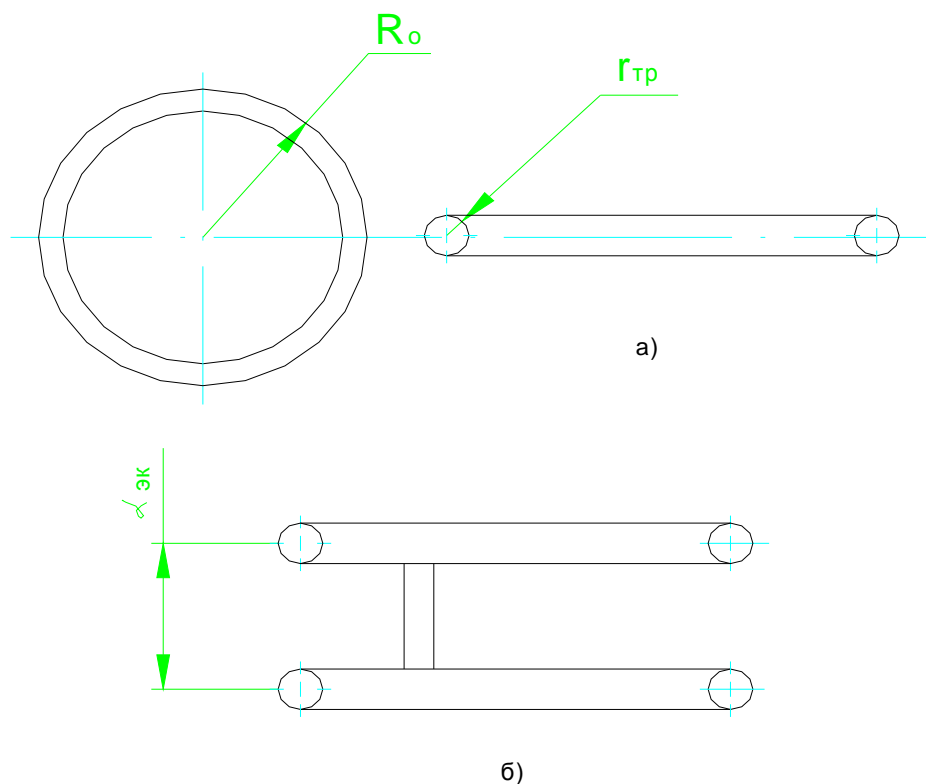
З урахування того факту, що в процесі експлуатації розподільного пристрою, що досліджується можливі зміни метеорологічних умов, наприклад атмосферного тиску, вологості, забруднення поверхні ізолятора та ін, які призводять до зниження критичної напруженості корони приблизно на 10%, у загальному випадку умову відсутності корони можна сформулювати в наступному вигляді [11]:

$$U_k \geq 1,1 \cdot \frac{U_{м.р}}{\sqrt{3}}, \quad (3.7)$$

де  $U_{м.р}$  - максимальна робоча напруга, що у загальному випадку дорівнює  $1,1U_n$ , або визначається за [17].

Величина критичної напруги корони на поверхні тороїдального екрану в експлуатації залежить від цілої низки різноманітних чинників, таких як геометрична форма та геометричні розміри самого екрану, висота або відстань встановлення екрану відносно електроду або елементу конструкції з високим потенціалом, а також відстані до екранів сусідніх полюсів, конфігурації і розмірів ошиновки розподільного пристрою.

Зовнішня ізоляція таких електричних апаратів, як вимірювальний трансформатор струму, обмежувач перенапруг, а також більшості опорних ізоляційних конструкцій розподільного пристрою має осьову симетрію, тому доцільно застосовувати екрани кільцевої форми або тороїдальні екрани. Приклади найбільш характерних конструкцій екранів кільцевої форми та їх головних параметрів наведено на рисунку 3.2.



а) - одиночний кільцевий екран; б) – подвійний кільцевий екран.

Рисунок 3.2 – Конструкції, структура та головні параметри одиночного та подвійного трубчастих тороїдальних екранів

Для обрання конструкції та проведення розрахунку головних параметрів екрану використовується методика, що приведена у [6, 17]. Для цього будується геометрична розрахункова модель ізоляційної конструкції, в якій верхній електрод (фланець або елемент конструкції) з високим потенціалом апроксимується у вигляді кулі з радіусом  $R_1$ . Для ізоляційної конструкції ОПН, що планується застосовувати в модернізованій системі захисту від перенапруг ВРП - 330 кВ, таку модель наведено на рисунку 3.3.

Розподіл напруженості електричного поля уздовж висоти ізоляційної конструкції (опорна ізоляційна покришка) без екрану визначається наступним чином [17]:

$$E_{zi} = R_1 \cdot U_{\text{мр}} / Z_i^2 \cdot \sqrt{3} , \quad (3.8)$$

де  $R_1$  - радіус еквівалентного кулі, за допомогою якої апроксимується верхній електрод ізоляційної конструкції, см; з урахуванням конструктивних розмірів високовольтного вводу і фланцевого з'єднання обирається величина  $R_1$ , яка дорівнює 20 см;

$U_{\text{мр}}$  – максимальна робоча напруга;

$Z_i$  – висота розташування розрахункового елемента ізоляційної конструкції, см.

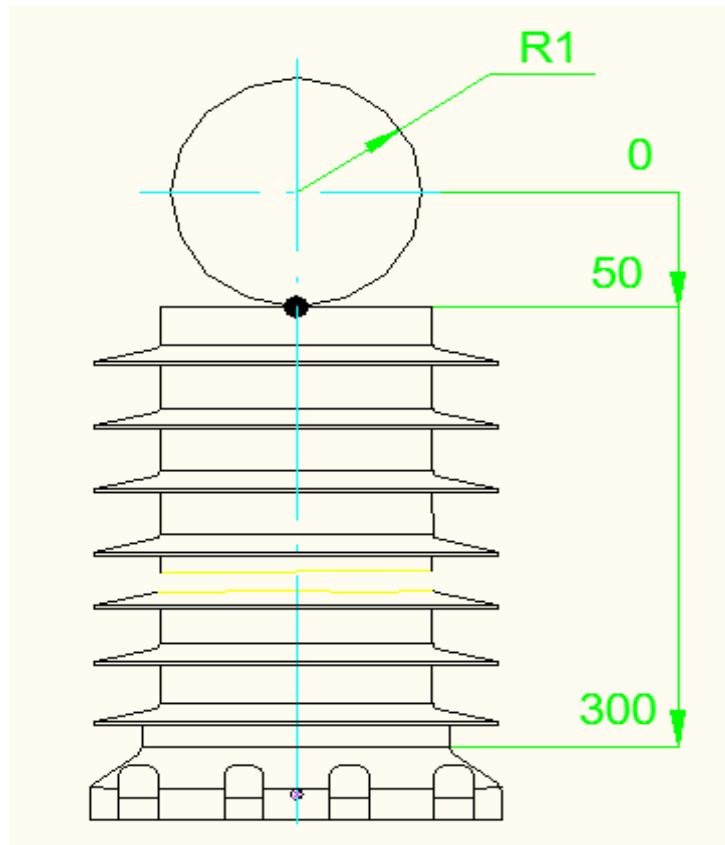


Рисунок 3.3 – Геометрична розрахункова модель із зазначенням контрольних параметрів для розрахунку розподілу напруженості електричного поля уздовж поверхні опорної ізоляційної покривки при відсутності екрану

Обирая значення висоти  $Z_i$  в діапазоні від  $R_1$  (точка на поверхні апроксимуючого шару) до 300 см, згідно умови (3.8) визначається величина напруженості та будується розподіл напруженості електричного поля уздовж поверхні опорного ізолятора. Розрахункова модель і вихідні дані для даної конструкції ОПН приведено на рисунку 3.3.

Визначається величина напруженості поля на поверхні верхнього електрода (апроксимуючого шару) за умовою:

$$E_{20} = 20 \cdot 363/20^2 \cdot \sqrt{3} = 10,54 \text{ кВ/см}$$

Для інших значень  $Z_i$  розрахунок проводиться аналогічно і результати розрахунку приводяться в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку розподілу напруженості електричного поля уздовж зовнішній ізоляції за відсутністю екрану

Z <sub>i</sub> , см	20	30	40	50	60	100	200	300
E <sub>zi</sub>	10,54	4,64	2,54	1,68	1,16	0,45	0,16	0,05

Як показав проведений в роботі огляд та аналіз конструкцій ОПН, різні виробники такої продукції використовують свої унікальні конструкції верхнього фланця сумісно з високовольтним вводом. Внаслідок цього випадку виникає необхідність проведення оцінки впливу розмірів електроду з високим потенціалом на розподіл напруженості поля в зоні верхньої частини ізоляційної покривки ОПН. Для проведення таких досліджень габаритні розміри верхнього фланця зручно моделювати шляхом змінення розмірів еквівалентної кулі в межах можливих розмірів від 20 см до 50 см. (параметр R<sub>0,i</sub>). Розрахунок проводиться на підставі умови (3.8), його кінцеві результати заносяться до таблиці 3.4.

На підставі даних, що приведено в таблиці 3.4 будуються графіки розподілу напруженості поля для параметрів, що досліджуються, частину з яких показано на рисунку 3.4.

Таблиця 3.4 – Вплив коливання розмірів еквівалентної кулі на розподіл напруженості поля уздовж опорної ізоляційної покривки ОПН за відсутності тороїдального екрану

Z <sub>i</sub> , см	20	30	40	50	60	100	200	300
R <sub>0.20</sub>	10,54	4,64	2,54	1,68	1,16	0,45	0,16	0,05
R <sub>0.30</sub>		6,99	3,93	2,52	1,75	0,63	0,16	0,07
R <sub>0.40</sub>			5,25	3,35	2,33	0,84	0,21	0,09
R <sub>0.50</sub>				4,2	2,91	1,18	0,26	0,12

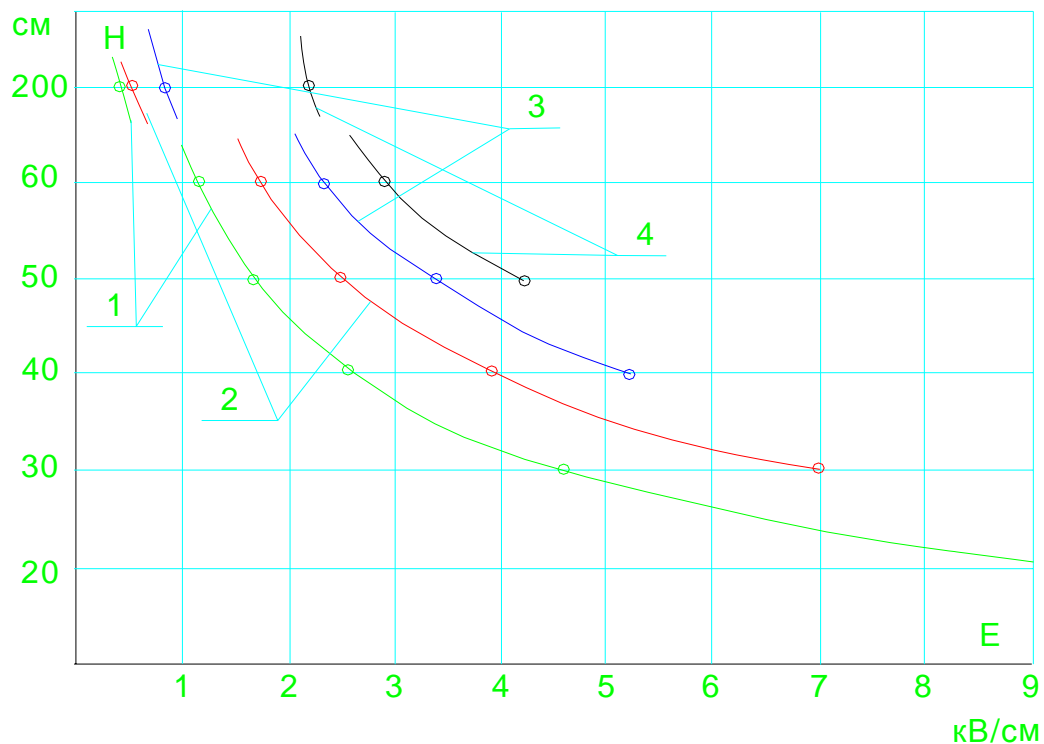


Рисунок 3.4 – Результати оцінки впливу радіуса еквівалентного кулі (розмірів верхнього фланця) на розподіл напруженості поля уздовж опорної ізоляційної покривки ОПН без екранування

На підставі отриманих даних дослідження (див. рисунок 3.4) можливо попередньо визначитися з конструкцією високовольтного вводу згідно форми та розмірів смого ОПН, наприклад при проектуванні цього вузла. Як видно з графіків, що показані на рисунку 3.4, збільшення розмірів верхнього фланця дозволяє суттєво знизити величину напруженості поля у зоні верхньої частини опорної ізоляційної покривки ОПН навіть без застосування системи екранування. Уточнені параметри та структуру електричного поля можна отримати на підставі побудови і аналізу розподілу напруженості з урахуванням конкретних умов та технічних заходів по вирівнюванню поля. Отримані результати в подальших дослідженнях будуть використані як початкові дані для визначення коефіцієнтів електричного навантаження опорної ізоляції. Ці параметри необхідні у процесі розрахунку та дослідження головних показників надійності як опорно-ізоляційної конструкції ОПН, так і активної частини ОПН

(варисторів) в процесі експлуатації цього апарату у вигляді складового елемента всієї системи обмеження перенапруг в структурі ВРП – 150 кВ.

Проведений в магістерській роботі аналіз засобів щодо вирівнювання електричних полів в апаратах високої та зверх високої напруги показав, що подальшого зниження напруженості поля та електричного навантаження на ізоляцію можна досягти шляхом застосування системи екранування електрода з високим потенціалом. Для подальшого дослідження розподілу напруженості електричного поля уздовж опорно-ізоляційної покривки ОПН з тороїдальним екраном розроблено графо-аналітичну модель, яку для обраного в якості аналога ОПН, що досліджується, показано на рисунку 3.5. Методику розрахунку з урахуванням особливостей конструкції ОПН побудовано на основі загальної методики, що викладено в [17]. Згідно цієї методики значення напруженості на будь-якій висоті ізоляційної покривки  $z_i$  можна визначити за умовою:

$$E_{z_i} = \frac{q_1}{4\pi\epsilon_0 Z^2} + \frac{q_2}{4\pi\epsilon_0} * \frac{Z - (H_2 - H_1)}{[(Z - H_2 + H_1)^2 + R_0^2]^{3/2}} + \frac{q_2}{4\pi\epsilon_0} \cdot \frac{R_1}{\sqrt{(H_2 - H_1)^2 + R_0^2}} * \left\{ \frac{1}{Z^2} \cdot \frac{Z - A}{[(Z - A)^2 + B^2]^{3/2}} \right\} \quad (3.9)$$

Величина електричних зарядів, які формуються на апроксимуючій кулі  $q_1$  та на поверхні тороїдального екрану  $q_2$  можна знайти на підставі рішення системи потенційних рівнянь, яка враховує їх взаємний вплив і має наступний вигляд:

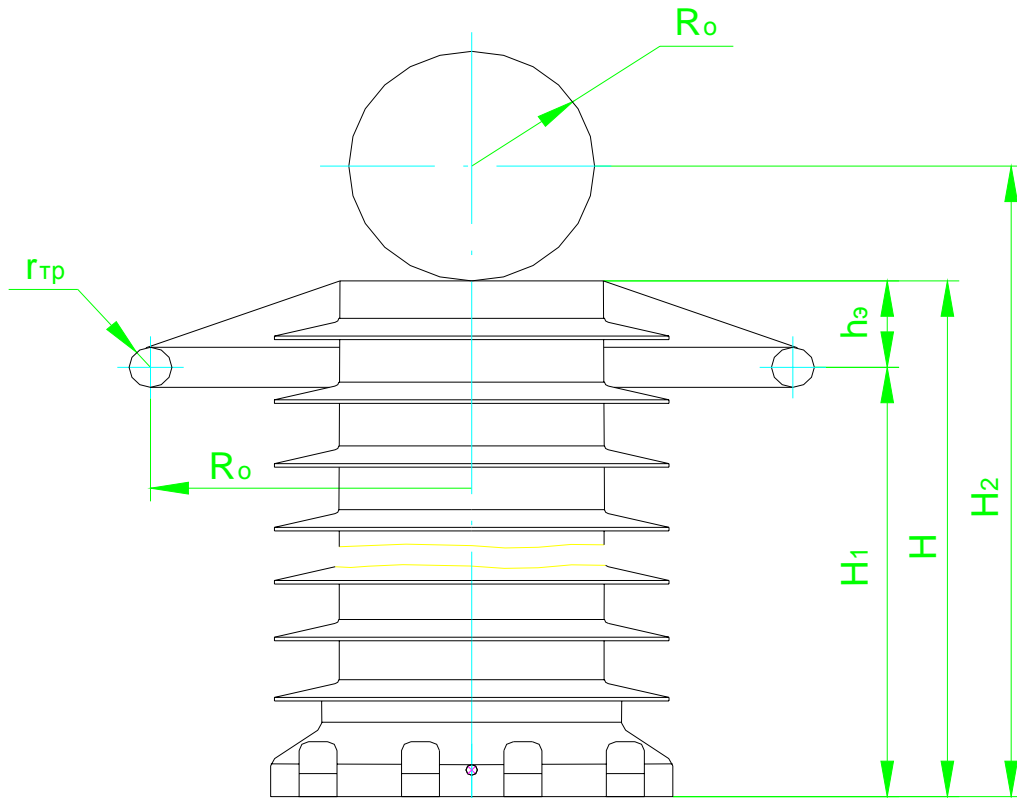


Рисунок 3.5 – Розрахункова геометрична модель для визначення розподілу напруженості електричного поля, що діє на зовнішню ізоляцію покришки в умовах використання тороїдального екрану

$$U = \alpha_{11} \cdot q_1 + \alpha_{12} \cdot q_2$$

$$U = \alpha_{12} \cdot q_1 + \alpha_{22} \cdot q_2 ,$$

$$q_1 = \frac{U_{нр}}{a_{11}\sqrt{3}} * \frac{1 - \frac{a_{12}}{a_{22}}}{1 - \frac{a_{12}^2}{a_{12} * a_{11}}} ,$$

$$q_2 = \frac{U_{нр}}{a_{22}\sqrt{3}} * \frac{1 - \frac{a_{12}}{a_{11}}}{1 - \frac{a_{12}^2}{a_{11}a_{22}}}$$

Для рішення системи потенціальних рівнянь власні і взаємні коефіцієнти  $a_i$  можуть бути визначені наступним чином. Для апроксимуючої верхній

електрод сфери радіусом  $R_1$  при висоті центру сфери над землею  $H_2$  отримаємо наступне:

$$a_{11} = \frac{1}{4\rho\epsilon_0 R_0} \left(1 - \frac{R_1}{2H_2}\right) \quad (3.10)$$

Для захисного екрану, що виконано у формі тороїда, який має радіус труби  $r_{\text{тр}}$  і радіус осьової лінії  $R_o$ , як це показано на рисунку 3.5, при висоті центра симетрії апроксимуючої кулі та покрити над поверхнею землі  $H_1$  на підставі (3.10) отримаємо наступний вираз для визначення величини власного коефіцієнту:

$$a_{22} = \frac{1}{4\rho^2 \epsilon_0 R_o \left(1 + \frac{r_{\text{мп}}}{2R_o}\right)} * \left[ \ln \frac{8R_o}{r_{\text{мп}}} \left(1 + \frac{r_{\text{мп}}}{2R_o}\right) - \frac{\rho R_o}{2H_1} \right] \quad (3.11)$$

Для сфери і тороїда (див. рисунок 3.5) величина взаємного коефіцієнту може бути розрахована за наступною умовою:

$$a_{12} = \frac{1}{4\rho\epsilon_0} * \left( \frac{1}{\sqrt{(H_2 - H_1)^2 + R_o^2}} - \frac{1}{\sqrt{(H_2 + H_1)^2 + R_o^2}} \right) \quad (3.12)$$

Наступним етапом досліджень є виначення емпіричних коефіцієнтів А і В, що необхідні для реалізації умови (3.9). За допомогою цих параметрів враховують вплив низки конструктивних чинників, таких як наявність другого екрану полюса (у випадку, що він встановлюється або його функції виконують конструктивні елементи ОПН), екранів крайніх фаз (в залежності від місця встановлення), особливостей ошиновки та відображення всієї системи електродів відносно землі. Величини вище означених параметрів визначаються згідно [17] таким чином:

$$A = \frac{R_1^2 (H_2 - H_1)}{(H_2 - H_1)^2 + R_o^2},$$

$$B = \frac{R_0 * R_1^2}{(H_2 - H_1)^2 + R_0^2}.$$

Величина відстані від землі до екрану  $H_1$  та відстань від землі до центру апроксимуючої кулі  $H_2$  (див. рисунок 3.5) можуть бути розраховані із конструктивних міркувань та початкових даних за наступними умовами:

$$H_1 = H - h_{\text{ек}}, \quad (3.13)$$

$$H_2 = H + R_1, \quad (3.14)$$

де  $H$  – висота ізоляційної конструкції, см;

$h_{\text{ек}}$  – висота встановлення екрану, см.

Згідно даних досліджень [17] для більш кращого використання всієї можливої зони вирівнювання електричного поля, що формується тороїдальним екраном, його слід розташувати на відстані  $h_{\text{ек}}$  від поверхні сфери, якою апроксимується верхній електрод. Величина цієї відстані в загальному випадку може бути визначена за наступною умовою:

$$h_{\text{ек}} = R_0 / \sqrt{2}, \quad (3.15)$$

де  $R_0$  – радіус тороїдального екрану, см.

Однак в кожному конкретному випадку внаслідок позначених вище чинників оптимальне значення висоти установки екрану буде декілько відрізнятись від тої величини, що яка отримається на підставі умови (3.15). Для визначення оптимальної величини вище означеного параметру  $h_{\text{ек}}$  необхідно здійснити додатковий комплекс досліджень. Для цього в якості першого наближення обираємо базовий варіант, при якому розглянемо тороїдальний екран радіусом  $R_0$ , що дорівнює 50 см і радіусом труби  $r_{\text{тр}}$ , який дорівнює 4 см. Після підстановки вище означених параметрів в рівняння (3.10) - (3.13), а потім в (3.9), отримаємо наступне:

$$h_{\text{ек}} = 50 / \sqrt{2} = 35 \text{ см},$$

$$H_1 = 324 - 35 = 289 \text{ см},$$

$$H_2 = 324 + 50 = 374 \text{ см},$$

$$a_{11} = \frac{1}{4 * 3,14 * 8,85 * 50} 10^{14} \left( 1 - \frac{50}{2 * 374} \right) = 1,68 \cdot 10^{10},$$

$$a_{12} = \frac{1}{4 * 3,14 * 8,85} 10^{14} \left( \frac{1}{\sqrt{(374 - 289)^2 + 50^2}} - \frac{1}{\sqrt{(374 + 289)^2 + 50^2}} \right) =$$

$$= 7,84 \cdot 10^9,$$

$$a_{22} = \frac{1}{4 * (3,14)^2 * 8,85 * 50 \left( 1 + \frac{4}{2 * 50} \right) - \frac{3,14 * 50}{2 * 289}} 10^{14} * \left[ \ln \frac{8 * 50}{4} \left( 1 + \frac{4}{2 * 50} \right) - \right]$$

$$= 2,42 \cdot 10^{10},$$

$$q_1 = \frac{363}{1,68 * \sqrt{3}} 10^{-10} \cdot \frac{1 - (7,84 * 10^9 / 2,42 * 10^{10})}{1 - \frac{(7,84 * 10^9)^2}{7,84 * 10^9 * 1,68 * 10^{10}}} = 1,58 \cdot 10^{-10},$$

$$q_2 = \frac{363}{2,42 * 10^{-10} * \sqrt{3}} * \frac{1 - (7,84 * 10^9 / 1,68 * 10^{10})}{1 - \frac{(7,84 * 10^9)^2}{1,68 * 10^{10} * 2,42 * 10^{10}}} = 5,4 \cdot 10^{-9}$$

Для подальшого розрахунку обираємо значення параметру  $Z_i$  від 20 до 300 см, і підставляємо їх в рівняння (3.9). Так, для поверхні апроксимуючої кулі величина напруженості складає:

$$E_{z20} = \frac{1,58 * 10^{-8}}{4 * 3,14 * 8,85 * 10^{-14} (50)^2} + \frac{5,4 * 10^{-9}}{4 * 3,14 * 8,85 * 10^{-14}} \cdot$$

$$* \frac{50 - (374 - 289)}{[(50 - 374 + 289)^2 + 50^2]^{3/2}} + \frac{5,7 * 10^{-9}}{4 * 3,14 * 8,85 * 10^{-14}} *$$

$$\left\{ \frac{1}{50^2} - \frac{50 - 22}{[(50 - 22)^2 + 13^2]^{3/2}} \right\} = 6,3 \text{ кВ/см}$$

Для визначення оптимального для обраної конструкції значення величини  $h_{ек}$  на основі вище приведеної методики розроблено програмне забезпечення DIS.E.h3. За результатами проведених розрахунків побудовано графіки розподілу напруженості поля в залежності від висоти встановлення екрану. Результати розрахунків показано на рисунку 3.6.

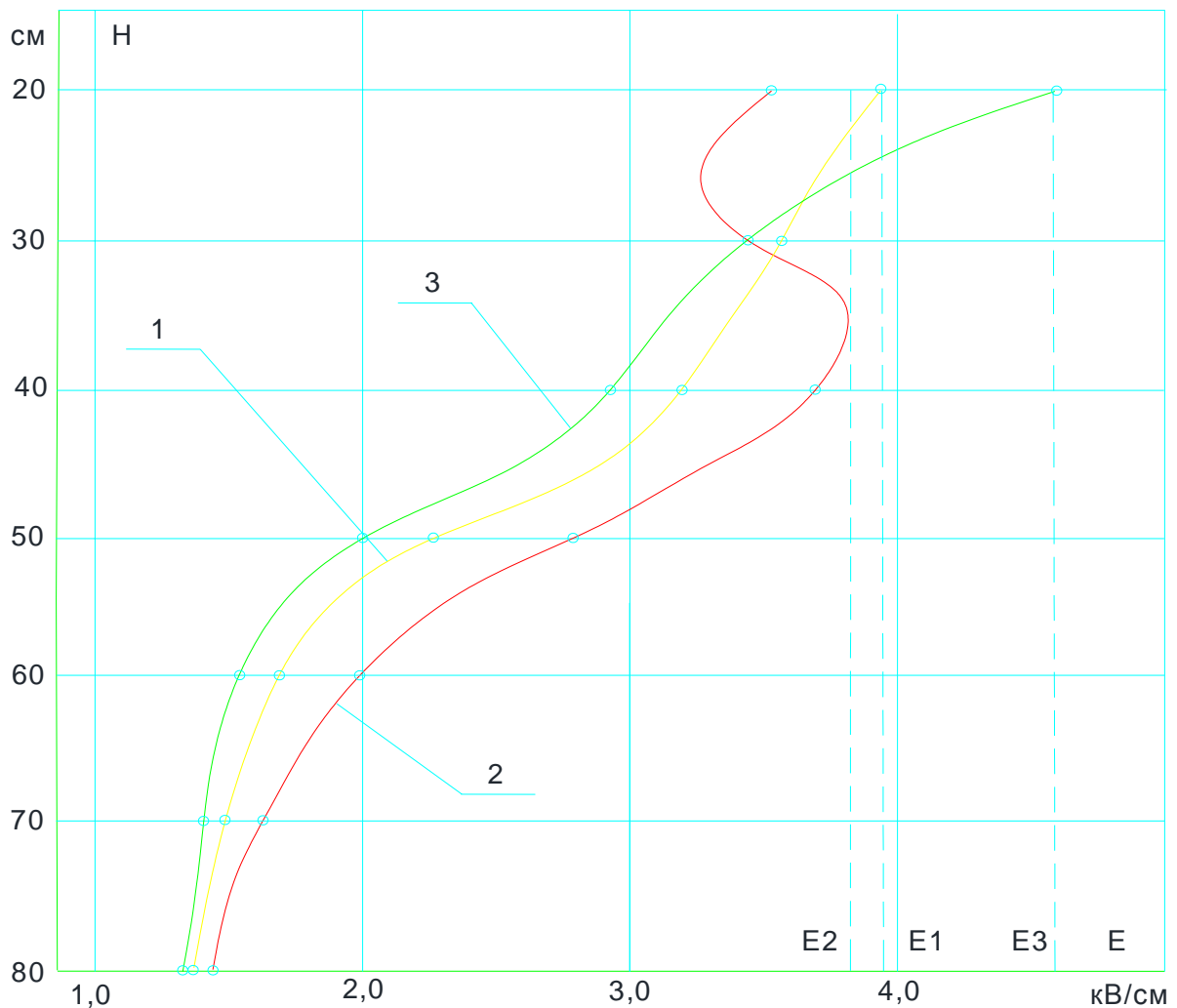


Рисунок 3.6 – Графічні залежності розподілу напруженості поля в залежності від висоти встановлення тороїдального екрану відносно електроду з високим потенціалом

На рисунку 3.6 використовуються такі позначення: 1 – висота встановлення 10 см; 2 – висота встановлення 30 см; 3 – висота встановлення 70 см;  $E_1$ ,  $E_2$ ,  $E_3$  – значення максимальної напруженості електричного поля відповідно висоті встановлення екрану.

Після визначення оптимального значення висоти встановлення екрану доцільно розглянути, яким чином впливає зміна головних геометричних розмірів тороїдального екрану на розподіл напруженості електричного поля уздовж опорно-ізоляційної покривки досліджуваного ОПН. Аналітична оцінка здійснюється на основі розробленої в магістерській роботі методики, що приведена вище з використанням програмного забезпечення «Розрахунок і оптимізація екрану» [17]. Для цього для низки значень параметру  $z_i$  проводиться оцінка величин напруженості поля по висоті опорно-ізоляційної конструкції і результати розрахунку зводяться до таблиці 3.5. На основі аналогічної методики проводяться розрахунки розподілу напруженості поля для інших найбільш характерних варіантів розмірів тороїдального екрану і результати розрахунків зводяться у таблицю 3.5. За використанням отриманих результатів виникає можливість обрати оптимальні розміри екрану з урахуванням конкретних особливостей, зміни масогабаритних розмірів ізоляційної покривки та конструкції ОПН взагалі. Приклади таких технічних рішень проілюстровано на рисунку 3.7.

Аналіз алгоритму та окремих результатів розрахунків напруженості поля дає можливість зробити висновок, що крім підвищення розмірів діаметра екрану, значного зменшення нерівномірності розподілу напруженості поля в осьовому напрямку можливо досягнути за рахунок збільшення діаметра труби, з якої виготовляється тороїдальний екран. Реальний ефект від такого конструктивного рішення можна оцінити шляхом порівняння позитивних наслідків від зниження напруженості поля з негативними наслідками, пов'язаними з явищем зростання маси і як наслідок коштовності всієї системи екранування. Що до першої частини порівняння, то оцінку зниження напруженості поля можливо здійснити за вище наведеною методикою, при

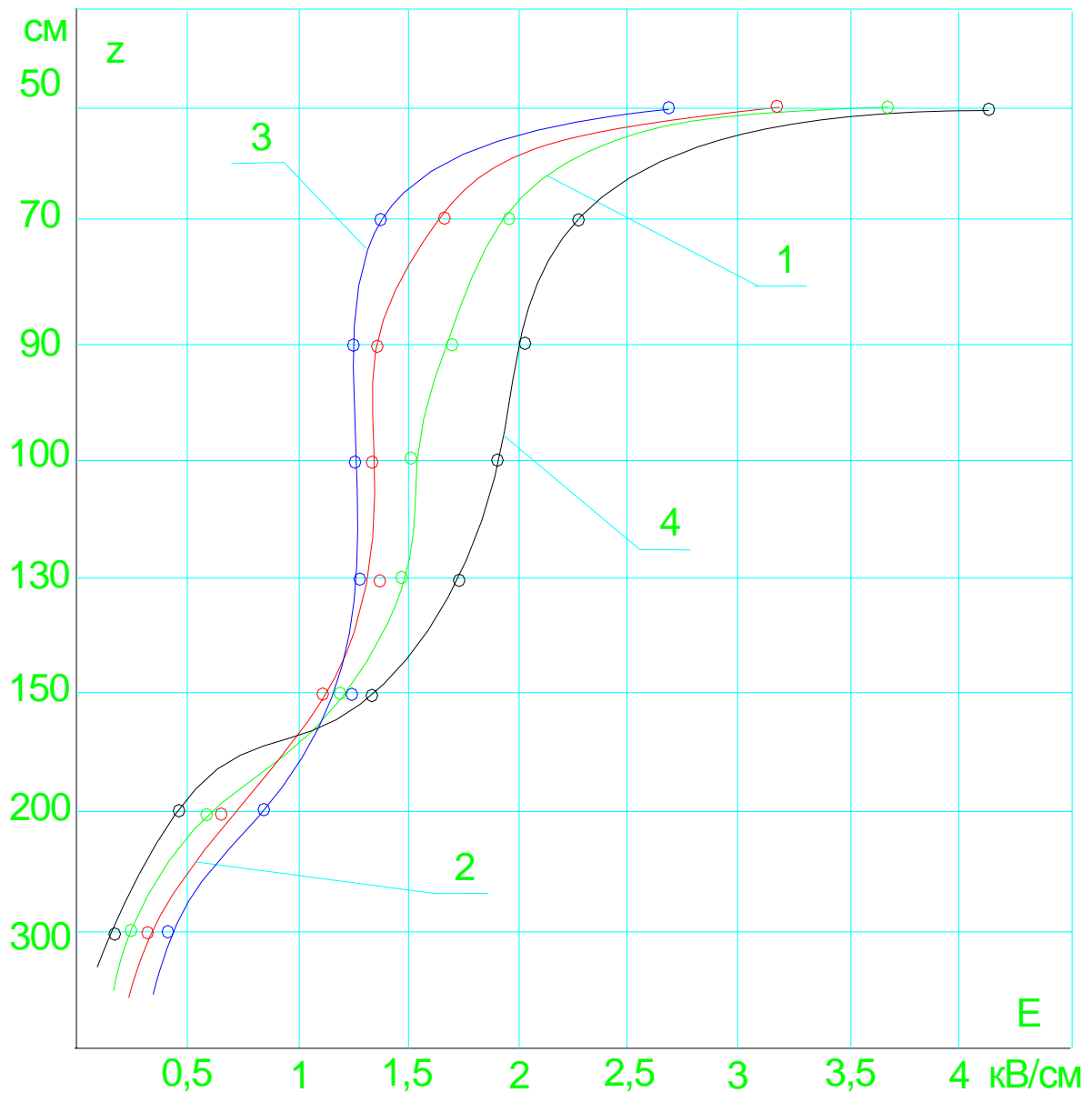
умові коливання такого параметру, як діаметру труби екрану. Згідно аналізу різних конструктивних рішень щодо виконання ОПН, коливання діаметру труби екрану при проведенні досліджень здійснюється в межах від 3 см до 6 см. Окремі результати проведених в роботі розрахунків наведено у таблиці 3.5. Вибіркові результати, що отримано внаслідок порівняння показано на рисунку 3.8 та рисунку 3.9.

Таблиця 3.5 – Результати оцінки розподілу напруженості поля уздовж поверхні опорно-ізоляційної покривки ОПН, а також величин критичної напруги корони при використанні тороїдальних екранів з різними параметрами

R <sub>o</sub> , см	r <sub>тр</sub> , см	Z, см									U <sub>к</sub> , кВ
		30	60	90	100	110	130	150	200	300	
		E <sub>z</sub> , кВ/см									
50	5	3,4	1,5	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	0,5	0,25	297
	4	3,6	1,6	1,4	1,5	1,4	1,2	1,1	0,6	0,3	
	3	3,9	1,9	1,6	1,6	1,5	1,3	1,1	0,7	0,4	
60	5	3,0	1,3	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,5	0,4	316
	4	3,1	1,4	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	0,6	0,5	
	3	3,3	1,6	1,2	1,3	1,3	1,2	1,1	0,7	0,4	
70	5	2,5	1,2	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,4	0,3	325
	4	2,7	1,4	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,4	0,3	
	3	2,9	1,4	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,6	0,5	

Як показують дані розрахунків, що наведено на рисунку 3.7, діаметр труби для виготовлення екрану дозволяє найбільш істотно знизити електричне навантаження на ізолятор безпосередньо біля фланця з високою напруженістю поля. Зниження напруженості на верхній ділянці ізоляційної покривки обмежувача перенапруг більш ефективно досягається збільшенням діаметра екрану. Максимального ефекту по зниженню електричного навантаження на ізоляційну конструкцію можна домогтися за рахунок застосування комплексу

заходів, пов'язаних з одночасним збільшенням як діаметра труби екрану, так і діаметра самого екрану. Результати комплексної оцінки ефективності таких рішень приведено на рисунку 3.9.



1 – радіус екрану 50 см; 2 – радіус екрану 60 см; 3 – радіус екрану 70 см;  
4 - радіус екрану 40 см.

Рисунок 3.7 – Вплив радіусу екрану на розподіл напруженості поля по висоті опорно-ізоляційної покривки ОПН з одиночним тороїдальним екраном з діаметром труби екрану 4 см

Як було сказано вище, головним критерієм при виборі розмірів та параметрів встановлення екранів є умова відсутності корони на поверхні екранів. Для цього використовують два головних параметра, це критична напруга корони  $U_k$  та критична напруженість корони  $E_k$ , яка відповідає  $U_k$  [17]. Критична напруга корони на одиночному кільцевому екрані (див. рисунок 3.2.а), встановленому на опорній ізоляційній конструкції обмежувача перенапруги, визначається за наступною умовою [17]:

$$U_k = \frac{E_k * r_{mp}}{\frac{A_2(1 - \frac{A}{N})}{\ln \frac{8 * R_0}{r_{mp}} - 1} + \frac{r_{mp}}{NR_0}}, \quad (3.16)$$

де  $A$ ,  $A_2$ ,  $N$  – емпіричні коефіцієнти, що враховують вплив таких чинників, як другого екрану, сусідніх полюсів тощо;

$E_k$  – критична напруженість корони, кВ, яка визначається за умовою:

$$E_k = 16,5 * k_{ш} * g \left(1 + \frac{0,62}{g^{0,3} * r_{mp}}\right), \quad (3.17)$$

де  $k_{ш}$  – коефіцієнт негладкості поверхні екрану, з урахуванням кліматичних умов експлуатації обирається у межах (0,75 - 0,8) для поверхонь з природним забрудненням;

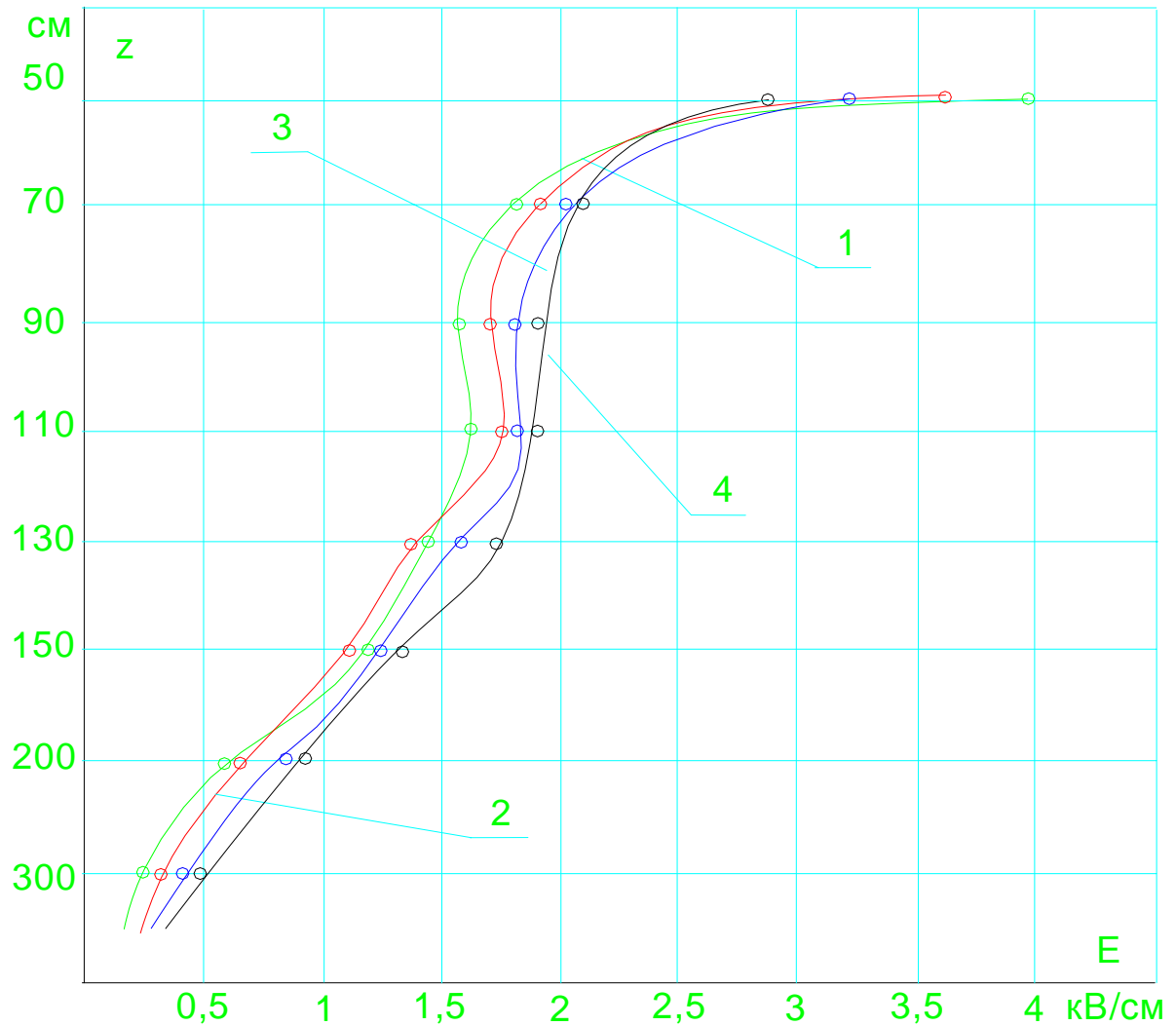
$g$  - відносна густина оточуючого повітря;

$r_{тр}$  – радіус труби екрану, см.

$$E_k = 16,5 * 0,73 * 1 \left(1 + \frac{0,62}{1^{0,3} * 4^{0,38}}\right) = 16,5 \text{ кВ/см},$$

$$A = \ln \frac{2H}{R_0} - \ln \left[0,5 + 0,5 \sqrt{1 + (2H / H_n)^2}\right], \quad (3.18)$$

$$A_2 = 1 + \frac{r_{mp}}{R_o} \ln \frac{8R_o}{r_{mp}}, \quad (3.19)$$



1 – радіус труби екрану 3 см; 2 – радіус труби екрану 4 см; 3 – радіус труби екрану 5 см; 4 - радіус труби екрану 6 см.

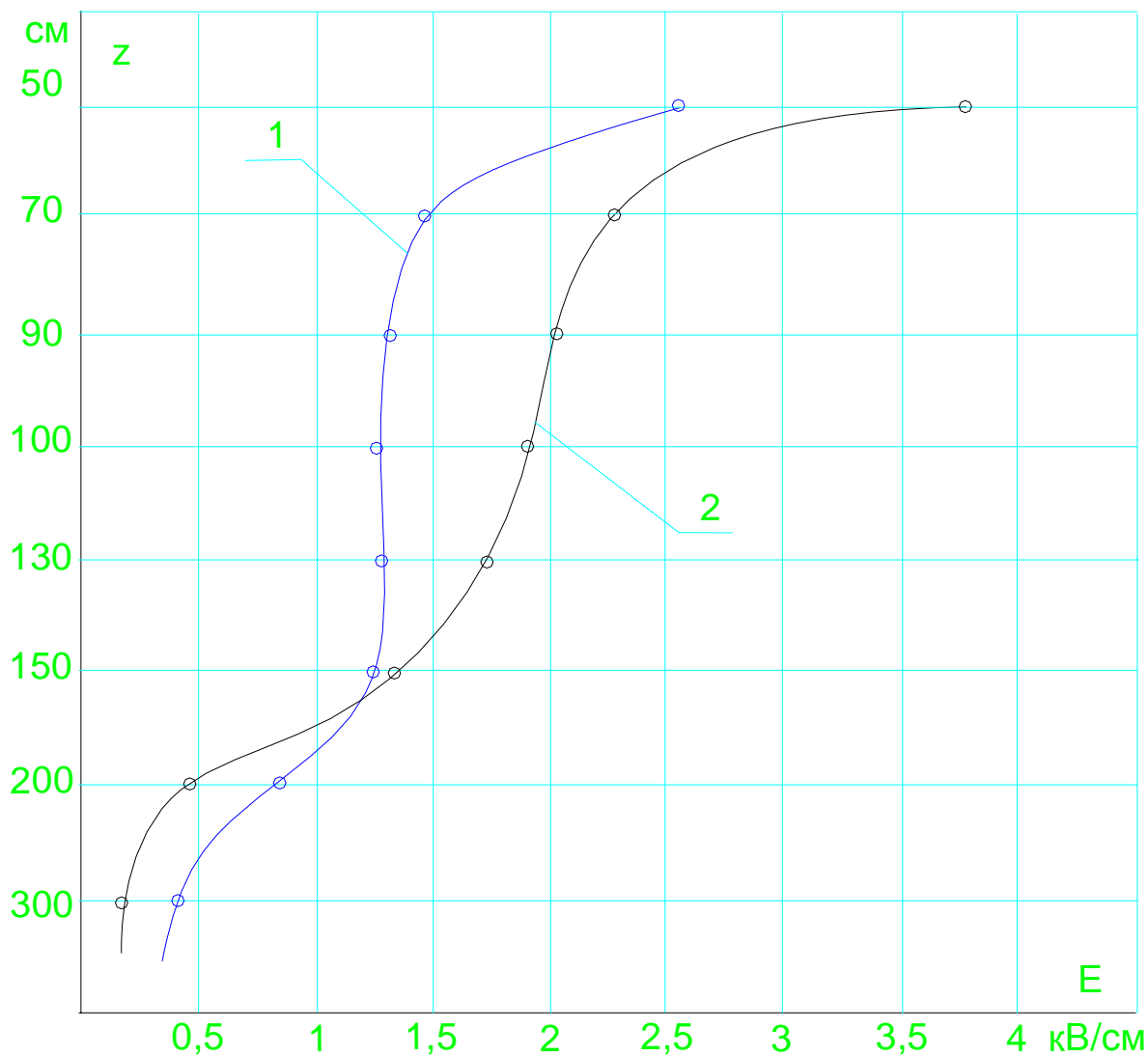
Рисунок 3.8 – Вплив радіусу труби екрану на розподіл напруженості поля по висоті ізоляційної покривки обмежувача перенапруг з одиночним тороїдальним екраном з діаметром 50 см

$$N = \ln \frac{2H}{Re}, \quad (3.20)$$

$$Re = \sqrt[m]{m * q * v^{m-1}},$$

де  $H$  – висота ізоляційної конструкції, см;

$H_{\Pi}$  – відстань між сусідніми полюсами, см;



1(3) – радіус екрану 70 см та радіус труби 6 см; 2(4) – радіус екрану 40 см и радіус труби 3 см.

Рисунок 3.9 – Комплексний вплив радіуса екрану і радіуса труби екрану на розподіл напруженості поля по висоті ізоляційної покривки обмежувача перенапруг з одиночним тороїдальним екраном

$R_0$  – радіус екрану, см;

$m$  – кількість проводів в фазі ошиновування;

$q$  – радіус одного проводу фази, см;

$v$  – радіус кола розміщення проводів у комплекті фазного проводу (при наявності багато провідної гнучкої шини).

$$A = \ln \frac{2H}{Re} - \ln[0,5 + 0,5\sqrt{1 + (2 * 324 / 450)^2}] = 2,27,$$

$$A_2 = 1 + \frac{4}{2 * 50} \ln \frac{8 * 50}{4} = 1,184,$$

$$Re = \sqrt[4]{1 * 2 * 2^{1-1}} = 2 \text{ см},$$

$$N = \ln \frac{2 * 234}{2} = 5,83$$

Після постанови отриманих коефіцієнтів у (3.14), отримаємо наступне:

$$U_k = \frac{16,5 * 4}{1,184(1 - \frac{2,27}{5,83}) + \frac{4}{\ln \frac{8 * 50}{4} - 1} + \frac{4}{5,83 * 50}} = 297 \text{ кВ}$$

Вище наведено розрахунок критичної напруги корони, що виконано за умовою, що радіус труби екрану складає 4 см і радіус екрана дорівнює 50 см. Як показує розрахунок, є можливість підвищити значення  $U_k$  в довільно значному діапазоні шляхом змінення геометричних розмірів екрану. Для встановлення цього виконано відповідні розрахунки на підставі та з використанням програмного забезпечення «Розрахунок і оптимізація екрану» [17]. Окремі дані розрахунків зводяться в таблицю 3.6. Як показують дані, що приведено в таблиці 3.6, критична напруа корони перевищує максимальну робочу напругу на верхньому фланці та тороїдальному екрані опорно-ізоляційної покривки ОПН з деяким запасом. Величина коефіцієнта запасу

може бути визначена з урахуванням впливу експлуатаційних чинників. Так, для нашого регіону такими чинниками можуть бути атмосферні опади, наприклад сніг, дощ, гололід, які можуть знижувати величину  $U_k$  на екранах з природньо забрудненою поверхнею на (10 - 15) %., а також забруднення природного повітряного середовище шкідливими викидами промисловості.

При використанні подвійного екрану критична напруженість корони буде відрізнятися від вище розрахованих значень на величину емпіричного коефіцієнта  $c_{\text{подв.ек}}$ . Для загального випадку його величина може бути визначена на підставі графічних залежностей, що наведено в [17]. Так, величина емпіричного коефіцієнту становить 0,91 - для радіусу труби екрану, що дорівнює 3 см; 0,93 - для радіусу труби екрану, що дорівнює 4 см; 0,95 - для радіусу труби 5 см і 0,97 - для радіусу труби 6 см.

З урахуванням вище сказаного критична напруга корони за умови застосування подвійного екрану  $U_{k,\text{подв}}$  з однаковим потенціалом обох тороїдів визначається за наступною умовою:

$$U_{k,\text{подв}} = \frac{E_k * r_{mp}}{c_{\text{подв.ек}} * A_2 \left(1 - \frac{A}{N}\right) \frac{r_{mp}}{(\ln 8R_0 / r_{mp}) - 1} + \frac{r_{mp}}{N * R_0}} \quad (3.21)$$

Дослідження впливу геометричних розмірів подвійного екрану на величину  $U_{k,\text{подв}}$  зручно здійснювати за умовою (3.21). В цьому випадку обираючи різні значення геометричних розмірів і підставляючи їх у (3.16), визначаються значення критичної напруги корони, величини яких зведено до таблиці 3.6. За даними досліджень, результати яких приведено у таблиці 3.6, можливо виконати контроль умови відсутності корони (3.7) в умовах використання розглянутих вище розмірів конструкцій екранів. Результати, що отримані на основі розрахунків показано на рисунку 3.10 за умови застосування як простішого одиночного екрану, так і подвійного екрану, що виконано за варіантом одно потенціального тороїдального екрану.

$$U_{k,i} \geq 1,1 \cdot 363/\sqrt{3} = 263 \text{ кВ}$$

Таблиця 3.6 – Результати дослідження критичної напруги корони для різних виконань тороїдальних екранів

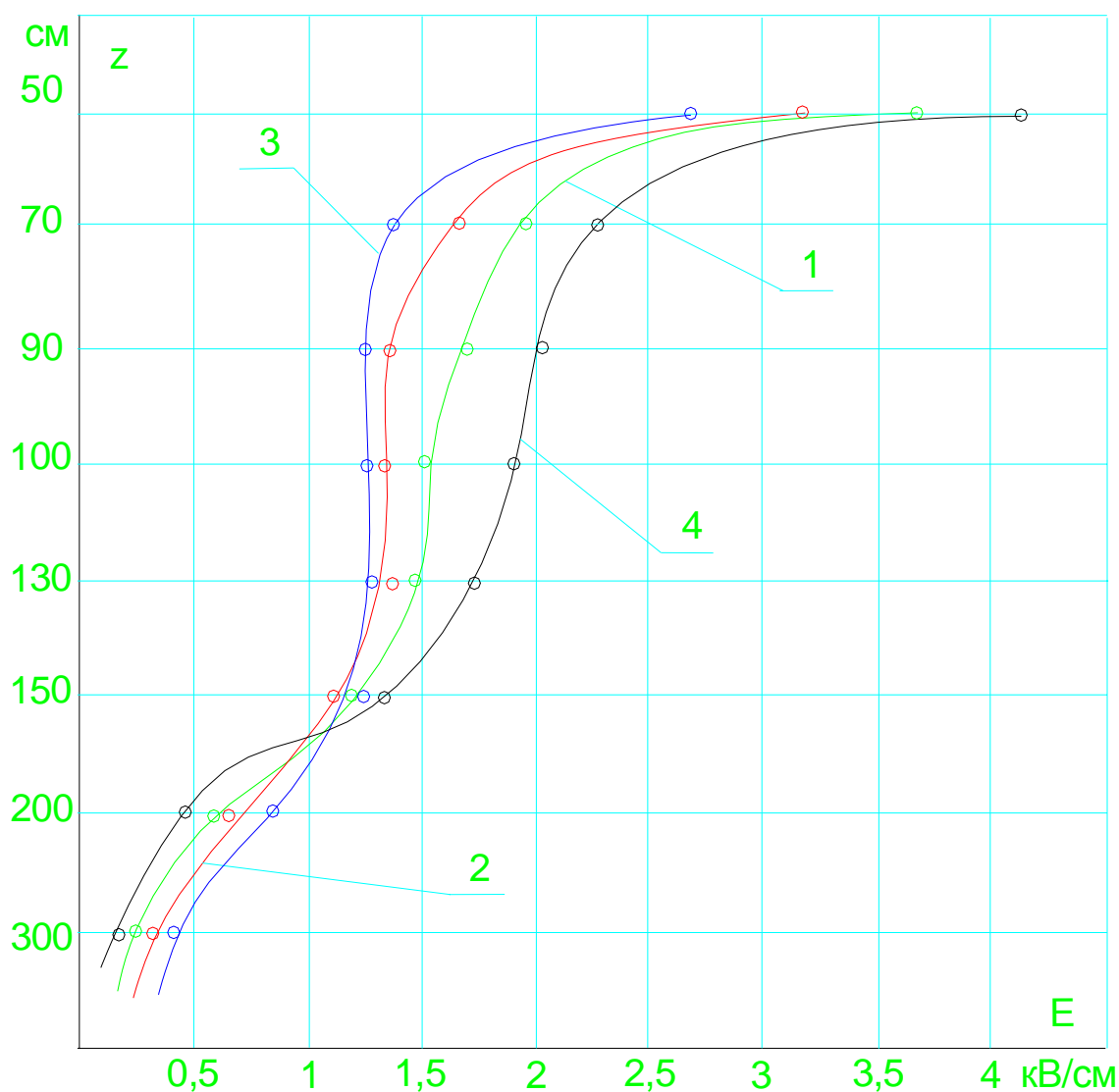
Екран	Радіус труби	Радіус екрану	Напруга корони
	$r_{тр}, \text{ см}$	$R_0, \text{ см}$	$U_k, \text{ кВ}$
Одиночний екран	3	50	269
	4		297
	3	60	276
	4		318
Подвійний екран	3	50	294
	4		324
	3	60	302
	4		350

Аналіз матеріалів, що отримані на основі проведених вище досліджень та приведених в таблицях 3.4 - 3.6 дає підстави стверджувати, що зміна радіуса труби екрану  $r_{тр}$ , в умовах постійного значення радіусу екрану  $R_0$ , дає можливість отримати більш суттєве зростання значення критичної напруги корони, ніж при зміні радіуса екрану  $R_0$  при постійному значенні радіуса труби екрану. Крім того, можливо отримати економію матеріалів для виготовлення екранів, але це потребує проведення додаткових досліджень.

Застосування подвійного екрану значно збільшує напругу корони і сприяє більш рівномірному розподілу напруженості електричного поля по всій довжині поверхні опорно-ізоляційної покривки ОПН. Однак в цьому випадку виникає і негативний ефект, що пов'язаний з відносно невеликим зростанням масо-габаритних параметрів ОПН. Для уточнення цього необхідне проведення додаткових досліджень.

Як показують попередній аналіз, враховую економічні чинники в конструкції ОПН на номінальну напругу 330 кВ, який розглядається в магістерській роботі, подвійний екран застосовувати недоцільно, тому що він має масу більше, ніж одиночний екран, і внаслідок цього і підвищену вартість. Однак цей недолік можливо зменшити за рахунок подальшої оптимізації параметрів тороїдів подвійного екрану.

При оптимальному виборі геометричних розмірів система екранування забезпечує більш рівномірний розподіл напруженості поля і виконання умови відсутності корони (3.7) в порівнянні з екранами з іншими геометричними розмірами.



1 – радіус екрану 50 см; 2 – радіус екрану 60 см; 3 – радіус екрану 70 см;  
4 - радіус екрану 40 см.

Рисунок 3.10 – Вплив радіусу екрану та радіусу труби екрану на розподіл критичної напруги корони у обмежувачі перенапруг з одиночним тороїдальним екраном

Однак в кожному конкретному випадку, наприклад при складних атмосферних умовах, а також при підвищених вимогах експлуатаційної надійності можна змінювати геометричні розміри системи екранування з урахуванням результатів вище проведених досліджень.

#### **4 РОЗРАХУНОК ТА ОБРАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ДЛЯ ВРП - 330 кВ**

Як зумовлено у завданні на магістерську роботу, головною метою реконструкції ВРП - 330 кВ встановлено підвищення пропускної здатності та підвищення надійності електропостачання споживачів. На основі попереднього аналізу встановлено, що електрична схема ВРП - 330 кВ вміщує в собі велику кількість різноманітних електричних апаратів та окремих систем, таких як лінійні та секційні вимикачі, роз'єднувачі, збірні шини, вимірювальні трансформатори струму і напруги, ОПН та інше апаратне обладнання. Як показує аналіз технічної та експлуатаційної документації підстанції, значна частина апаратного обладнання вже істотно вичерпала свій технічний ресурс і у найближчому майбутньому потребує заміни. Крім фізичного старіння обладнання, для окремих типів електричних апаратів підстанції має місце великий рівень морального старіння, що доповнюється таким негативним явищем, що аналогічна апаратура вже знята з виробництва, наприклад повітряні та масляні вимикачі, розрядники, системи релейного захисту та автоматики.

Так наприклад, до теперішнього часу як вітчизняна, так і зарубіжна електротехнічна промисловість припинила випуск вентильних розрядників і реєстраторів спрацьовувань до них, як морально застарілих і таких, що не відповідають сучасним вимогам. Серед вітчизняних підприємств налагоджено виробництво найбільш перспективних захисних апаратів - обмежувачів перенапруг нелінійних (ОПН) [18 - 22]. В сучасних умовах ОПН все більш інтенсивно впроваджуються в сучасних електричних мережах. Конструктивно ОПН є достатньо простим пристроєм, який складається з активної частини у вигляді комплексу послідовно або послідовно-паралельно (для великих потужностей) з'єднаних резисторів з нелінійною вольт-амперною характеристикою (варисторів). Для захисту від негативних чинників оточуючого повітря вони встановлені в герметичну покривку з ізоляційного

матеріалу. Однак, незважаючи на простоту конструкції пристрою і як наслідок цього його високу надійність, за рахунок впливу різних негативних експлуатаційних чинників можливе погіршення або втрата його захисних властивостей [6, 17] в процесі експлуатації. Відмова ОПН при експлуатації за тій чи іншою причиною може привести до важкої аварії в системі електропостачання. Тому нормативні документи підприємств - виробників ОПН вимагають періодичних профілактичних випробувань ОПН, що тривалий час знаходяться в експлуатації [17]. У зв'язку з цими вимогами виникає необхідність підвищення експлуатаційної надійності модернізованого ВРП – 330 кВ. Як показує проведений в магістерській роботі аналіз, На першому етапі модернізації необхідних позитивних результатів можна досягти шляхом вибору та введення в експлуатацію нових конструкцій ОПН, а також таких елементів лінійного обладнання, як сучасних вимірювальних трансформаторів струму [1, 8, 17].

#### **4.1 Оцінка параметрів та вибір обмежувачів перенапруг**

У загальному випадку ОПН являє собою потужний нелінійний резистор (варистор) з метало-оксидної кераміки, встановлений всередині фарфорового або склопластикового корпусу (покришки) з силіконовим ребристим покриттям. Варистор ОПН з одного кінця (верхнього) підключений безпосередньо до проводів електричної мережі, а з іншого (нижнього) він заземлений через реєстратор спрацьовування [6, 8, 17]. У нормальному режимі експлуатації ОПН через його варистори (активна частина) протікає струм провідності, обумовлений робочою напругою мережі, де він встановлений. Тривалий струм провідності відносно малий (міліампери) і несуттєво підігріває варистори, і він є однією з причин поступового старіння оксидно-цинкової кераміки, наслідком чого є поступове збільшення струму провідності. При його надмірному зростанні може виникнути перегрів та тепловий пробій

варисторів, що приводить до відмови ОПН та виникненню короткого замикання. Тому крім вибору захисних характеристик, важливим завданням при виборі ОПН в процесі модернізації розподільного пристрою є визначення терміну його експлуатації.

З урахуванням вище згаданого, особливу увагу при експлуатації ОПН в структурі розподільного пристрою слід звернути на можливі зміни за часом струмів електричної провідності, що може запобігти виникненню аварійних ситуацій у розподільному пристрої, які можуть бути викликані ОПН.

Захисна дія ОПН реалізується таким чином: при появі за тій чи іншої причини небезпечного для електричної ізоляції імпульсу перенапруги внаслідок високої нелінійності варисторів через варистори проходить великий імпульсний струм і це не створює небезпечного для електричної ізоляції підвищення напруги. Фізичний сенс такого явища наступний. При виникненні імпульсу напруги варистор в силу нелінійності своєї характеристики різко зменшує свій опір (порядку  $10^{-2}$  Ом) і шунтує ізоляційну конструкцію, перетворюючи енергію перенапруги в енергію імпульсного струму, яка поглинається варистором та розсіювається у вигляді тепла крізь покришку ОПН в оточуюче повітря. У цьому випадку через варистор короткочасно може протікати струм, що досягає декількох тисяч ампер. Внаслідок того, що варистор практично безінерційний апарат, після гасіння імпульсу перенапруги та відновлення номінальної напруги, варистор знову отримує дуже великий внутрішній опір. Таким чином, гальванічне підключення варистора паралельно електрообладнанню, що захищається не впливає на його роботу в нормальних (номінальних) умовах, але забезпечує так званий "зріз" імпульсу небезпечної перенапруги.

Використання ОПН в структурі ВРП – 330 кВ дозволяє усунути істотні недоліки, властиві конструкціям разрядників [6, 8, 17]:

- по-перше, це таке явище, як нестабільність захисних характеристик апарату, обумовлену суттєвим розкидом величини такого параметру, як

напруги спрацьовування іскрових повітряних проміжків, а також поступовим її зниженням після багаторазових дій імпульсного струму;

- по-друге, це зниження пробивної напруги розрядників, якщо має місце явище зволоження (особливо забрудненої, або пошкодженою дугою) внутрішньої поверхні ізоляційної покриття (корпусу), що підвищує ймовірність можливої відмови апарату в умовах нормального експлуатаційного режиму роботи;

- по-третє, це складність обслуговування та профілактики (контролю пробивної напруги) у процесі експлуатації ОПН;

- по-четверте, це зростання нестабільності захисних характеристик апарату внаслідок істотного впливу температури (того чи іншого походження) на вольт-амперні характеристики карбідо-кремнієвих варисторів і її поступової деградації при спрацьовуванні від впливом імпульсів струму при обмеженні перенапруг;

- поглинання з мережі надлишкової енергії (при великій кількості апаратів) при протіканні супроводжуючого струму в процесі спрацьовування;

- складність конструкції, а також підбору робочих параметрів і налаштування пробивної напруги іскрових повітряних проміжків.

Вибір обмежувача перенапруг для модернізованої системи обмеження перенапруг у ВРП-330 кВ проводиться з урахуванням наступних чинників [17]:

- по-перше, це конструктивного виконання ОПН; відповідно до рекомендацій [17] для ОПН в умовах зовнішнього встановлення в структурі ВРП встановлено, що оптимальним рішенням в цьому випадку є використання одноелементних ізоляційних корпусів. Таке технічне рішення дозволяє збільшити (або зберегти на мінімальному рівні) довжину шляху витoku по зовній поверхні і знизити масу апарату за рахунок усунення фланцевих металевих з'єднань;

- по-друге, це такого параметра, як електрична міцність повітряної ізоляції. Так, у випадку обрання величини ізоляційних проміжків в умовах дії грозових перенапруг має бути прийнято до уваги можливе послаблення вимог

щодо міцності електричної ізоляції ОПН в порівнянні з іншими видами електричних апаратів розподільного пристрою. Крім того, щодо всього іншого електрообладнання розподільного пристрою надмірна віддаленість від захисного апарату може призвести до збільшення амплитуди грозових перенапруг в межах (15 – 25) %;

- третім головним чинником можливо вважати електричну міцність опорно-ізоляційної покривки, що особливо важливо в умовах її підвищеного забруднення та зволоження в процесі експлуатації. При проведенні розрахунків зовнішньої ізоляції, що здійснено у магістерській роботі, на кожному етапі закладено відповідний коефіцієнт запасу за електричною міцністю, що дає можливість обирати параметри реальної ізоляційної конструкції в сторону зниження її електричної міцності від 15 % до 20%. Для визначення конкретної величини коефіцієнту запасу необхідно провести комплекс досліджень щодо впливу коефіцієнту навантаження на показники експлуатаційної надійності і у подальшому потрібно уточнювати отримані результати на основі експериментальних даних.

З урахуванням вище зазначеного для встановлення у ВРП-330 кВ вибирається обмежувач перенапруги типу ОПН - 330У1, основні параметри якого наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Основні характеристики ОПН - 330У1

Параметри	Одиниці вимірювання	Величина
1. Номінальна напруга	кВ	330
2. Найбільша робоча напруга, $U_{м.р.}$	кВ	210
3. Залишкова напруга, $U_{зал}$	кВ	400
4. Кратність обмеження перенапруги, $n_k$		
- комутаційних	-	2,0
- грозових	-	2,15

5. Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції	см	800
6. Маса	кг	1300

#### 4.2 Оцінка параметрів та вибір трансформатора струму

Для розробки та впровадження в експлуатацію високо надійних схем автоматики та релейного захисту електрообладнання потрібні високоточні високовольтні вимірювальні системи, основу яких складають вимірювальні трансформатори струму та напруги. Вони забезпечують отримання достовірної та високоточної інформації про виробництво, передачу, розподіл та споживання електричної енергії, що край необхідно для здійснення фінансових розрахунків в умовах сучасного оптового ринку електричної енергії. Крім того, вони несуть функції апаратури, що забезпечує необхідний високий рівень електробезпеки в процесі експлуатації. В галузі вимірювальних трансформаторів струму досить широко представлені маслонаповнені конструкції типів ТФЗМ і ТФРМ, які побудовано на основі використання класичної паперово-масляної ізоляції. Таке технічне рішення показало високу надійність та стабільність характеристик в процесі їх тривалої експлуатації, але все ж має і ряд істотних недоліків, до яких можливо віднести наступні [6, 8, 17]:

- по-перше, конструкції маслонаповнених трансформаторів мають підвищену матеріалоемність за рахунок як конструкційних матеріалів, так і трансформаторного масла, що має значний об'єм;

- по-друге, технологічний процес виготовлення окремих конструктивних елементів для таких трансформаторів (порцелянова ізоляційна покривка) потребує підвищеної кількості енергоресурсів, наприклад отжиг парцеляні при виготовленні фарфорової покривки, сушка активної частини (парерова

ізоляція), що у кінцевому вигляді підвищує собівартість трансформатора струму;

- по-третє, при порушенні в процесі експлуатації герметизації маслонаповненого трансформатора, має місце швидке втрачання ізоляційних властивостей, оскільки зволожується трансформаторне масло та паперова ізоляція. Як наслідок цього підвищуються експлуатаційні витрати на на оплату високо кваліфікованого персоналу та обладнання високовольтної лабораторії для періодичної перевірки ізоляційних характеристик трансформатора струму в умовах встановлення у розподільному пристрої;

- крім того, у разі виникнення пошкодження або відмови трансформатора з аслянню ізоляцією, внаслідок чого може виникати електрична дуга, має місце вибух, наслідком чого є потужна пожежа. Така ситуація у більшості випадків створює вторинне пошкодження серед електричних апаратів, що встановлено у непосредній близькості. Внаслідок великої щільності встановленого обладнання уникнути цього явища практично неможливо. Тому при виникненні внутрішніх пошкоджень, що супроводжуються коротким замиканням, відбувається миттєве розкладання масла. Великий об'єм газів сприяє різкому зростанню тиску всередині бака трансформатора. Таки умови призводять до вибухоподібного гідроудару, наслідком якого є руйнування фарфорової покритишки і спалах трансформаторного масла.

Підвищення експлуатаційної надійності та вибухопожежобезпеки вимірювальних трансформаторів струму у процесі їх експлуатації можливо забезпечити шляхом використання елегазових трансформаторів вітчизняного виробництва серії ТОГ [18 - 22]. В таких трансформаторах замість паперово - масляної ізоляції використовується елегаз (шестифториста сірка  $SF_6$ ) та поліетіленова плівка, а замість фарфорових ізоляторів використовуються полімерні матеріали в якості склооксидних циліндрів із зовнішнім оребрінням, що виконано на основі кремнійполімерних матеріалів (резин). В якості головних переваг такої конструкції можливо рахувати наступні:

- такий трансформатор абсолютно герметичний, він не вимагає обслуговування протягом усього терміну експлуатації. Виключенням є періодичне спостереження за величиною тиску елегазу в трансформаторі, що забезпечується шляхом моніторингу;

- елегаз, що грає функцію головної ізоляції, є інертним та негорючим газом, який починає розкладається при температурі вище, ніж  $800^{\circ}\text{C}$ , тому у процесі нормальної експлуатації його можливо вважати абсолютно пожежобезпечним;

- у випадку виникнення внутрішніх пошкоджень (наприклад коротке замикання), внаслідок ефекту стискання елегазу суттєвого підвищення внутрішнього тиску не виникає внаслідок наявності запобіжної мембрани, яку встановлено у верхній частині трансформатора. У критичному випадку в процесі необхідного скидання внутрішнього тиску викид надлишкових газів здійснюється вгору, без пошкодження інших елементів розподільного пристрою. Крім того, такий стан усуває негативний вплив аварійної ситуації на оперативний персонал;

Як в масло- так і в газонаповнених трансформаторах струму класів номінальної напруги 330 кВ та вище для рівномірного розподілу напруженості поля уздовж поверхні опорної ізоляційної покривки в умовах дії грозових та комутаційних імпульсів встановлюється система тороїдальних екранів, які покращують експлуатаційну надійність як ізоляції, так і апарату в цілому.

Крім вітчизняного виробника, яким є ВАТ ЕЛІЗ, Науковий інноваційно-технологічний трансформаційний завод (НІТТЗ), а також КО ЗЗВА, яким поступово відновлює власні виробничі потужності, елегазові трансформатори струму випускаються провідними європейськими виробниками Німеччини та інших країн такими фірмами, як «АВВ», «Сіменс», «Шнейдер» та ін. Порівняльні характеристики головних технічних параметрів елегазових трансформаторів струму показанов таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Головні параметри вимірювальних трансформаторів струму зовнішньої установки з газовим заповненням

Параметр	SAS 362 Германія	ТОГ 330 Україна
1. Номінальна напруга, кВ	330	330
2. Номінальний струм, А: первинний вторинний	до 3200 1 або 5	до 4000 1 або 5
3. Номінальний клас точності вторинної обмотки:  для вимірювань для релейного захисту	  0,2; 0,5 5P; 10P	  0,2; 0,5 5P; 10P
4. Коефіцієнт безпеки трансформатора	5 або 10	5 або 10
5. Кількість вторинних обмоток для вимірювання і захисту, шт.	1...6	5
6. Робочий надлишковий тиск елегазу при температурі 20 °С, МПа	0,4	0,4
7. Маса трансформатора струму, кг	1400 - 1700	1500
8. Струм термічної стійкості, кА	20	20
9. Струм динамічної стійкості, кА	51	51

Тип трансформатора струму, що обирається визначається такими параметрами, як номінальною напругою мережі, де він встановлюється, розрахунковим робочим струмом мережі, де він працює, вимогами щодо

термічної та динамічної стійкості, точності вимірювання і родом встановлення (умови ВРП). Головні параметри та критерії, що використовуються для вибору трансформатора струму в умовах ВРП – 330 кВ показано в таблиці 4.3.

На підставі аналізу умов експлуатації та вимог технічного завдання на проведення модернізації для встановлення в розподільному пристрої, що модернізується, обирається газонаповнений трансформатор струму типу ТОГ 363 - 2000/1 виробництва КО ЗЗВА (Україна). Зовнішній вигляд та структура трансформатора струму типу ТОГ - 363 приведено на рисунку 4.1 [18 - 22].

Таблиця 4.3 – Головні параметри та умови щодо вибору трансформатора струму для ВРП – 330 кВ

Розрахункові параметри трансформатора струму	Позначення	Умови вибору
Номинальна напруга, кВ	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{у}}$
Робочий струм приєднання, кА	$I_{\text{1ном}}$	$I_{\text{1ном}} \geq I_{\text{роб}}$
Струм електродинамічної стійкості, кА	$I_{\text{дин}}$	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
Струм термічної стійкості, кА	$I_{\text{Т ном}}$	$I_{\text{Т ном}} \geq I_{\text{Т}}$ для того ж t
Час протікання струму короткого замикання, с	$t_{\text{ном}}$	$t_{\text{ном}} \geq t_{\text{у}}$

Конструктивно обраний трансформатор струму складається з корпусу (сталевий бак) 1, що встановлено на верхній несучий фланець полімерної покритишки 2, яка в конструкції виконує роль опорного ізолятора. Всередині корпусу в середовищі елегазу з надлишковим тиском розташовані первинна 3 та вторинна 4 обмотки, остання встановлена в електростатичний екран 5.

Всередині опорно-ізоляційної покритишки на загальній осі з нею розміщена прохідна труба 15, в якій розміщуються виводи вторинних обмоток 8. Виводи

підключаються до затискачів, що розміщено в коробці виводів 11, закріпленої в основі 10.

Система вторинних обмоток трансформатора струму монтується в підставці 5 і закріплюється за допомогою опорних ізоляторів 6.

На основі трансформатора струму розміщено вентиль 12, манометр для контролю тиску елегазу 13 та вивод заземлення 14. За допомогою вентилю 12 внутрішній об'єм трансформатора струму заповнюється елегазом.

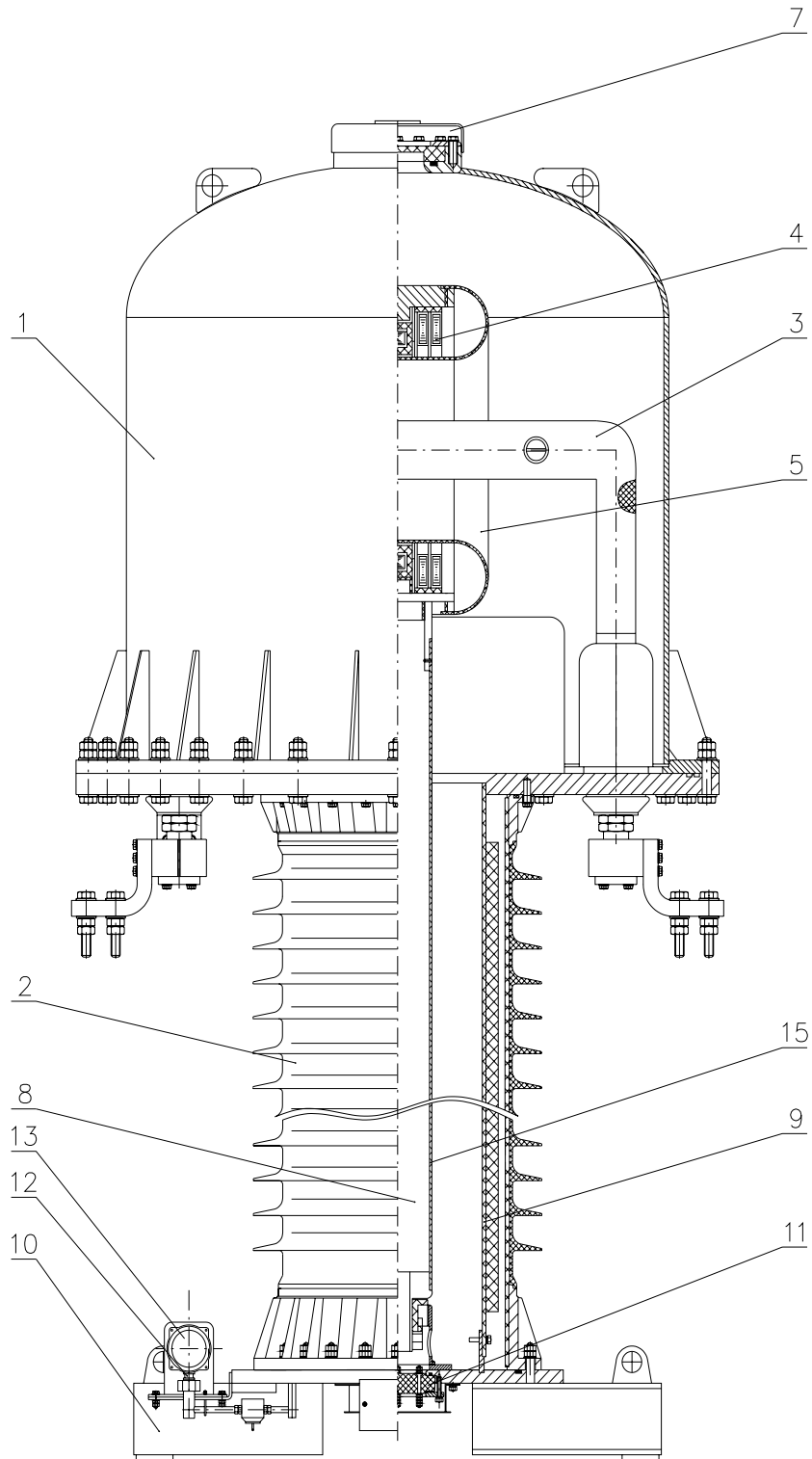


Рисунок 4.1 – Вид загальний газонаповненого трансформатора струму типу

ТОГ – 363

Для захисту трансформатора струму від надлишкового підвищення внутрішнього тиску внаслідок нештатного випадку у верхній частині корпусу 1 розміщено запобіжну мембрану 7.

Первинна обмотка має вигляд мідної або алюмінієвої (частіше) труби. У якості головної ізоляції, що розміщено між первинною і вторинною обмотками використовується елегаз.

В нижній частині трансформатор має сталеву звану основу і корпус, виконаний з гарячекатаної сталі.

Густина та тиск елегазу у всередині корпусу трансформатора струму контролюється за допомогою манометра, який розміщено на основі у зручному для цього місці.

## **5 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ КОНСТРУКТИВНИХ ЧИННИКІВ ТА ПАРАМЕТРІВ НАВАНТАЖЕННЯ НА ПОКАЗНИКИ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ**

Під терміном надійність розуміють властивість об'єкту виконувати завдані функції із завданими параметрами. Тому надійність є одним з головних показників будь-якого об'єкта в галузі електроенергетики. Тому з урахуванням призначення електричного апарату, його конструкційних особливостей та умов експлуатації визначається цілою низкою показників, з яких найбільш широке використання отримали довговічність, безвідмовність, збереженість та ремонтпридатність. Перші три з вище перелічених параметрів пов'язані із здатністю електричного апарату протистояти негативним фізико-хімічним та механічним явищам, що мають місце в процесі експлуатації. Четвертий показник визначається можливістю забезпечення сприятливих умов для зменшення ймовірності виникнення відмов, визначенню природи причин, що їх визивають та своєчасному усуненню можливостей їх виникнення [6, 17, 23].

Ненадійна робота розподільного пристрою та комплектуючих його електричних апаратів є наслідком виникнення великих економічних витрат для придбання запасних частин та матеріалів при проведенні ремонтів, оплати послуг ремонтного персоналу. Крім того, виникають втрати від катастрофічних наслідків, що виникають внаслідок перерв в електропостачанні складних технологічних процесів, особливо в металургії. Таким чином, отримання максимально високого рівня надійності є важливою проблемою, особливо на етапі модернізації розподільного пристрою 330 кВ, який здійснюється в магістерській роботі.

Завдання, що пов'язано з дослідженням надійності електроенергетичних систем, яке поставлено в магістерській роботі, потребує вирішення низки задач щодо розрахунку і аналізу головних показників надійності. За результатами досліджень на основі отриманих даних щодо показників надійності окремих елементів підстанції та системи обмеження перенапруг необхідно визначити

надійність всієї системи з урахуванням відомих зв'язків між її елементами та умов їх експлуатації.

### **5.1 Дослідження впливу напруженості поля на показники надійності елементів системи обмеження перенапруг**

Як було встановлено раніше, ВРП – 330 кВ комплектується з великої низки електричних апаратів, головними з яких є вмикачі, роз'єднувачі, обмежувачі перенапруг (ОПН) та ін. обладнання. Для таких апаратів надійне та безперервне функціонування потрібно забезпечити в межах фіксованого напруження, яке визначається кількістю спрацьовувань (вимикачі, роз'єднувачі) або тривалістю експлуатації (ОПН, вимірювальні трансформатори). Термін функціонування таких апаратів, як ОПН, визначається двома основними чинниками. По-перше, це терміном служби варисторів, який більшою мірою залежить від ресурсу їх пропускну здатності та можливості появи їх теплового пробою, який є наслідком розвитку процесів старіння. По-друге, це строком експлуатації опорно-ізоляційної конструкції (покришки).

Впродовж процесу експлуатації активна частина варисторів ОПН (далі варистори) гальванічно підключена до мережі високої напруги впродовж всього терміну роботи. При цьому скрізь варистори, які мають нелінійну вольт-амперну характеристику та опір, безперервно протікає струм витоку. Густина активного струму (струму витоку) крізь варистор при номінальній напрузі дуже мала і досягає порядку  $(1,0 - 5,0)10^{-6}$  А/см<sup>2</sup> при густині повного струму порядку  $(10 - 30)10^{-6}$  А/см<sup>2</sup>. ОПН рахується працездатним до тих пір, доки внаслідок дії робочої напруги та імпульсів перенапруг активна складова струму варисторів не перевищить свого критичного значення. При перевищенні струмом свого критичного значення кількість теплової енергії, що виділяється в варисторі, може перевищити здатність конструкції ОПН розсіяти тепло в

навколишнє середовище (оточуюче повітря). В цьому випадку порушується тепловий баланс апарату і виникає його відмова, як правило у вигляді пробою.

Як вітчизняні, так і закордонні сучасні виробники ОПН для виготовлення ізоляційних корпусів (покришок) достатньо широко застосовують різні полімерні матеріали. В якості конструктивної основи полімерних покришок використовують склопластикову трубу, що забезпечує необхідний рівень механічної міцності і жорсткості конструкції ОПН. Трекінгоерозійну і дугову стійкість, а також потрібні вологорозрядні характеристики для зовнішньої ізоляції створює спеціальне ребристе покриття зовнішньої поверхні. Таке покриття частіше виконується з силіконової або етиленпропіленової електротехнічної гумми [19, 26]. ОПН з полімерними корпусами є практично вибухобезпечні, що дає можливість зменшити як габаритні розміри і як наслідок цього масу апарату. У підсумку, застосування полімерних покришок дозволяє суттєво знизити масу апарату, а також спростити його конструкцію. Таки умови відкривають додаткові можливості щодо розробки ОПН не тільки опорного, а й підвісного виконання. В останньому випадку підвісні ОПН можна розмістити безпосередньо на вхідних опорах вводу повітряної лінії електропередачі (ЛЕП) або на анкерних опорах в структурі ВРП - 330 кВ.

Головні показники надійності ОПН більшою мірою визначаються характеристиками самого варистора та умовами експлуатації ОПН в структурі розподільного пристрою. До головних умов можливо віднести такі, як задані рівні обмеження перенапруг, конфігурацією та схемою мережі та підстанції, умовами комутації та структурою системи обмеження перенапруг і способу її використання.

До головних характеристик варисторів можливо віднести такі: сумарна площа поперечного зрізу однієї або декількох паралельних колонок варисторів (у випадку групового їх з'єднання), а також висота колонок варисторів. Висота колонки варисторів залежить від таких чинників, як величина найбільшої тривало припустимої робочої напруги, рівню обмеження перенапруг при протіканні розрахункових струмів, а також вольт-амперних

характеристик варисторів, щр утворюють активну частину ОПН. Виходячи з умови забезпечення високої надійності функціювання в умовах найбільшої тривало допустимої напруги  $U_{т.р}$  необхідна висота колонки варисторів  $H_v$  може бути визначена за таким чином [17]:

$$H_v = 1,41 \cdot U_{т.р} \cdot k_n / E_p, \quad (5.1)$$

де  $U_{т.р}$  – тривало прикладена робоча напруга ОПН (номінальна напруга мережі) в процесі функціювання;

$E_p$  – середня робоча напруженість поля по висоті ізоляційної покришки в умовах прикладення найбільшої робочої напруги  $U_{н.р}$ ;

$k_n$  – коефіцієнт нерівномірності розподілу напруги (напруженості поля) по висоті колонки.

Коефіцієнт  $k_n$  дає можливість врахувати те, що має місце наявність часткових ємностей варисторів, що складають колонку, до близько розташованих до ОПН елементів (на землю, на ошиновку що здійснює підключення ОПН до мережі та ін.). Таке становище призводить до появи нерівномірності розподілу напруженості електричного поля уздовж колони варисторів в процесі тривалої експлуатації в умовах дії робочої напруги. Позначени вище умови можуть сприяти зменшенню терміну експлуатації ОПН.

Числене значення коефіцієнту  $k_n$  можна розрахувати за наступною умовою:

$$k_n = E_m / E_{cp} = 1 + 0,005 \cdot H_i,$$

де  $H_i$  – ізоляційна відстань між фланцями (активна висота ізоляційної покришки) ОПН;

$E_m$  – максимальне значення напруженості електричного поля уздовж колонки ОПН;

$E_{cp}$  – середнє значення напруженості поля уздовж колонки ОПН, яка розраховується за наступною умовою:

$$E_{\text{cp}} = U_{\text{д.р}} / H_i$$

Як показують результати досліджень [17], загально статистична величина середньої напруженості поля при праці ОПН під дією фазної напруги буде складати приблизно (1 - 1,5) кВ/см. Однак, в кожному конкретному випадку робоча напруженість поля буде визначатися нерівномірністю розподілу напруженості за осьовою довжиною ізоляційної покришки впродовж всього терміну функціонування ОПН. Для подальшого дослідження показників експлуатаційної надійності системи обмеження перенапруг в якості початкових використовуються реальні значення напруженості поля. Такі дані формуються на підставі результатів попередніх досліджень розподілу напруженості уздовж опорної ізоляційної покришки, що виконано на попередніх етапах магістерської роботи.

Єдина методика оцінки терміну служби варисторів, що виготовляються за різними рецептурою і технологією окремими виробниками, в даний час відсутня. В цих умовах для проведення подальших досліджень показників надійності зручно розглянути напівемпіричну методику, яка дозволяє врахувати дію фізичних процесів, а також дані експериментальних досліджень щодо оксидно-цинкових варисторів, яку приведено в [17]. З урахуванням цього термін служби ОПН  $T_c$  визначається за наступним чином:

$$T_c = (P_{\text{кр}} - P_0) / V_{\text{п}}, \quad (5.2)$$

де  $P_{\text{кр}}$  – критичне значення втрат потужності в варисторах, яке має місце на одиниці висоти колонки;

$P_0$  – розрахункова потужність варисторів на початку їх експлуатації;

$V_{\text{п}}$  – швидкість зростання втрат потужності в варисторах (швидкість електричного старіння варисторів), Вт / год.

Значення розрахункової потужності  $P_0$  розраховується за наступною умовою:

$$P_0 = 0,179 \cdot S_B \{ \exp[c \cdot \exp(A \cdot E - B_{TB})] - 1 \}, \quad (5.3)$$

$$E = (E_p / E_{16}) + 0,76(E_{0,00016} / E_{16}), \quad (5.4)$$

де  $E_{0,00016}$ ,  $E_{16}$  – напруженості поля в варисторах при проходженні крізь них струмів зі значенням густини  $1,6 \cdot 10^{-4}$  А/см<sup>2</sup> та 16 А/см<sup>2</sup>; числові значення обираються на підставі вольт-амперних характеристик матеріалу, з якого вироблено варистори [17];

$B_{TB}$  – температура нагріву варисторів, приймається для найгірших умов рівною 333 К (60 °С);

$S_B$  – площа поперечного перерізу варистора, см<sup>2</sup>;

$A$ ,  $B$ ,  $E$  – емпіричні коефіцієнти, значення яких обираються на підставі конструктивних параметрів та структури розподілу напруженості поля  $E$  уздовж колонки варисторів на основі даних [17].

Величина критичної потужності  $P_{кр}$  для ОПН в полімерних корпусах на напругу 35 кВ та вище може бути розрахована за умовою:

$$P_{кр} = (\Theta_{кр} - \Theta_0) / R_T, \quad (5.5)$$

де  $R_T$  – тепловий опір покриття ОПН, що припадає на одиницю його висоти, К/(Вт · м);

$\Theta_{кр}$ ,  $\Theta_0$  – відповідно критична температура варистора та температура навколишнього середовища, °С.

Тоді значення теплового опору  $R_T$  розраховується за умовою:

$$R_T = \frac{1}{2\pi} \left( \frac{1}{\lambda_1} \ln \frac{D_1}{D_B} + \frac{1}{\lambda_2} \ln \frac{D_2}{D_1} + \frac{2}{K_T \cdot D_2} \right), \quad (5.6)$$

де  $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$  – коефіцієнти теплопровідності відповідно проміжку між колонкою варисторів і покриттям та товщі матеріалу покриття ОПН;

$k_T$  – коефіцієнт тепловіддачі з зовнішньої поверхні покриття;

$D_B$  – діаметр колонки варисторів;

$D_1$  – внутрішній діаметр покриття;

$D_2$  – еквівалентний зовнішній діаметр покриття (з урахуванням обробки).

Величина критичної температури  $\Theta_{кр}$  визначається за таким рівнянням:

$$\begin{aligned}\Theta_{кр} &= T_{кр} - 273 = 0,58 - \sqrt{B(0,25B - T_0)} - 273 = \\ &= \sqrt{B(0,25B - 0 - 273)} - 273,\end{aligned}$$

де  $T_{кр}$ ,  $T_0$  – відповідно критична температура нагріву та температура нагріву навколишнього середовища, К.

Визначається швидкість зростання втрат потужності в варисторах в процесі їх експлуатації в умовах прийнятих вище параметрів за наступним рівнянням:

$$V_{п} = 2,8 \cdot 10^{-2} \cdot P_{06}^{2,25} \exp\left[D \left(0,76 - \frac{E_{0,00016}}{E_{16}}\right)\right],$$

де  $P_{06}$  – потужність втрат в базовому варисторі, визначається за допомогою (5.3) та (5.4) за такою умовою співвідношення напруженостей електричного поля:

$$E_{0,00016} / E_{16} = 0,76,$$

$D$  – емпіричний коефіцієнт, величину якого вибрано згідно з рекомендаціями, що приведено в [19].

Як показує аналіз вище означених рівнянь (5.2) - (5.4), на тривалість експлуатації ОПН за інших однакових умов, найбільш суттєвий вплив має розподіл робочої напруженості поля уздовж висоти колонки варисторів [17]. Дослідження, що проведено вище показують, що напруженість поля біля верхнього електроду з високим потенціалом (верхній фланець вводу) значно перевищує середнє значення напруженості поля. Результати досліджень, що

Проведено вище показують, що використання традиційних методів боротьби з негативним явищем нерівномірності розподілу напруги, наприклад розміщення тороїдальних екранів суттєво нижче рівню верхнього фланця ОПН (заглиблені екрани), дозволяє знизити декілько напруженість поля. Використання такого технічного рішення призводить до деякого ускладнення конструкції ОПН та підвищення його маси. В цих умовах має місце зниження ефекту від вирівнювання електричного навантаження. З урахуванням цього виникає необхідність провести дослідження щодо впливу напруженості поля на термін служби ОПН, а також на його параметри надійності. Для вирішення цього питання на підставі вище розробленої методики створено програмне забезпечення «AVER MT1. Розрахунок напрацювання ОПН до відмови в залежності від напруженості поля». Отримані результати у вигляді залежності головних показників надійності від величини електричного навантаження (напруженості поля) для різних умов експлуатації приведено у графічній частині магістерської роботи.

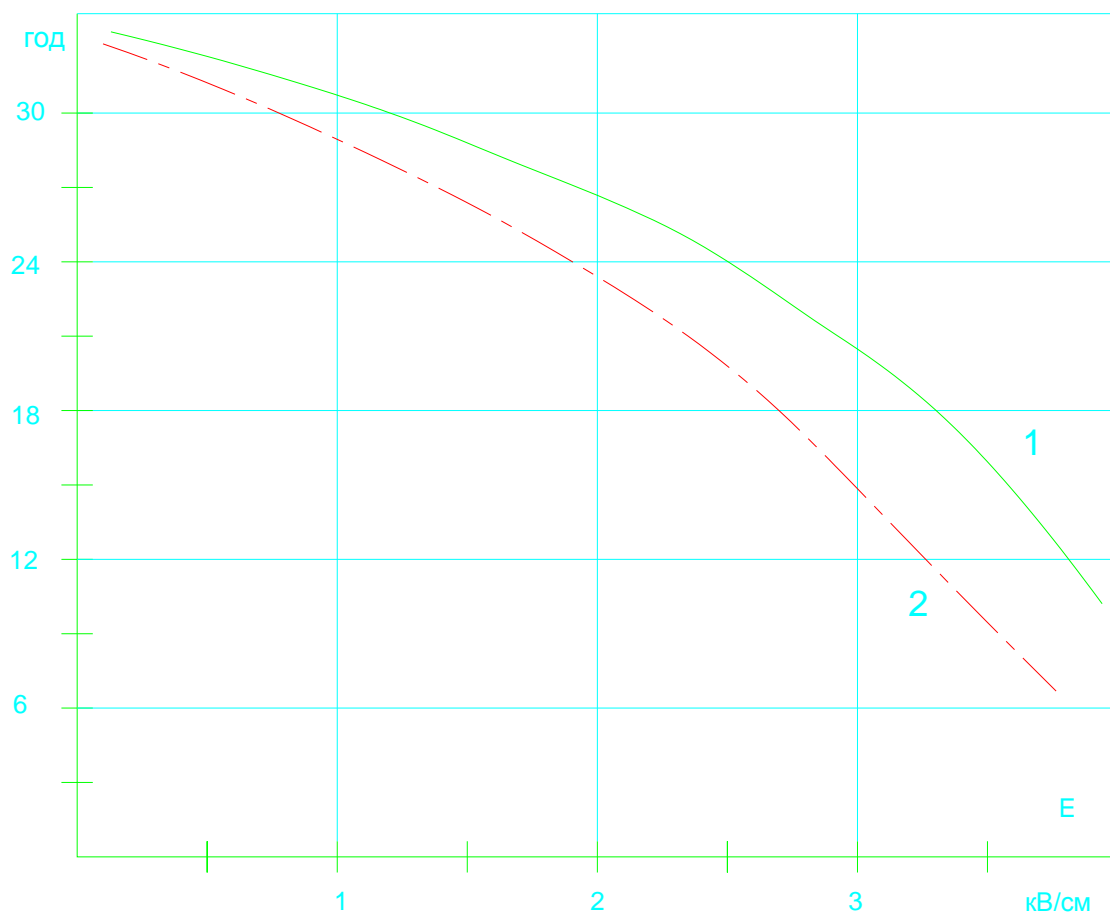
В результаті проведення попереднього етапу досліджень було встановлено, що тривалість експлуатації ОПН суттєво залежить від значення температури нагріву варісторів. В цьому сенсі необхідно розглянути вплив температури на протяжність експлуатації, яка визначається таким показником, як математичне очікування напрацювання до відмови. Проведення розрахунків здійснюється за використанням розробленого в магістерській роботі програмного забезпечення AVER MT1. Отримані дані досліджень для конструкції ОПН, що розглядається показано в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Залежність терміну служби ОПН від напруженості та температури нагріву оточуючого середовища

	$t_0, ^\circ\text{C}$	Напруженість $E$ , кВ/см		
		1	2	3
Термін служби ОПН	10	245420	236655	157770
$T_c$ , години	20	240793	229407	148246

	30	234950	220642	136558
	40	227890	210361	122715
	50	221735	201317	110285

За використанням результатів (див. таблиця 5.1) розроблено графічні залежності, які показано на рисунку 5.1 та більш ретельно в графічній частині магістерської роботи. Подальший аналіз визначених даних дозволяє проведення подальшого покращення всієї системи екранування розподільного пристрою з урахуванням різновидів як безпосереднє ОПН, так і аналогічного апаратного парку, за допомогою якого будується як сама структура обмеження перенапруг, такі всього розподільного пристрою ВРП-330 кВ.



1 – температура повітря 10 °C; 2 – температура повітря 40 °C.

Рисунок 5.1 – Залежності терміну служби від напруженості поля та температури оточуючого середовища

Згідно отриманих даних рисунку 5.1 можливо зробити висновок, що зменшення напруженості поля є достатньо ефективним напрямком щодо підвищення строку використання та експлуатаційної надійності як для окремої конструкції ОПН, так і для всієї системи обмеження перенапруг. А такі умови сприяють зростанню показників надійності всього розподільного пристрою.

## **5.2 Розрахунок і аналіз основних показників надійності ОПН**

Для визначення ефективності зростання експлуатаційної надійності ОПН в магістерській роботі в якості початкових даних планується застосувати результати попередніх досліджень, що показано у таблиці 5.1. Крім того, для якісного аналізу слід додати специфічні особливості роботи комплектуючого апаратного обладнання в пристрої ВРП - 330 кВ. Вивчення діючих технічних умов експлуатації, а також технічного обслуговування окремих електричних апаратів розподільного пристрою включно з ОПН показує, що такі технічні засоби здійснюються періодично, не менш, ніж один раз на рік. За такий періоду часу перевіряється технічний стан ОПН, що дозволяє зафіксувати наближення його до предвидимого стану. З вище означеними умовами ОПН можливо уявити як неремонтуючий апарат, який експлуатується до появи першої відмови [17].

Аналіз статистичних даних, що викладено в [17] показує, що в умовах нормальної експлуатації ОПН, коли процеси старіння ще не суттєві, мають місце в основному випадкові типи відмов. Для такого стану імовірність безвідмовної роботи може бути описано за допомогою експоненційного закону розподілу напрацювання до відмови. Тоді на першому етапі досліджень в якості першого наближення можна використовувати відповідний математичний

апарат, як показано в [17]. Таки умови дозволяють суттєво спростити процедуру визначення основних показників надійності. З урахуванням сказанного процес розрахунку головних показників надійності зручно проводити із застосуванням в якості головного показника надійності параметру експоненційного закону розподілу - інтенсивності відмов  $\lambda$  [16, 23] за умовою його постійності, тобто  $\lambda - \text{const}$ .

На основі вище встановленого, для подальшого аналізу та проведення досліджень в якості основних показників надійності для конструкції ОПН можна вибрати такі:

- ймовірність безвідмовної роботи  $P_i(t)$  та функція надійності  $P(t)$ ;
- інтенсивність відмов  $\lambda$ ;
- середнє напрацювання до відмови  $T_{\text{ср}}$ , або математичне очікування напрацювання до відмови  $m_t$ ;
- теоретичний закон розподілу напрацювання до відмови.

Для обраного в якості теоретичного експоненційного закону розподілу визначені вище показники надійності слід розраховувати на підставі таких умов. Інтенсивність відмов  $\lambda$  є величиною постійною для всього проміжку часу експлуатації. Така умова характеризує те, що період зносу та початку активного старіння варисторів та ізоляції ще не почався і має місце співвідношення:

$$\lambda = 1 / T_c \quad (5.7)$$

Тоді значення ймовірності безвідмовної роботи в умовах використання експоненційного закону розподілу визначиться:

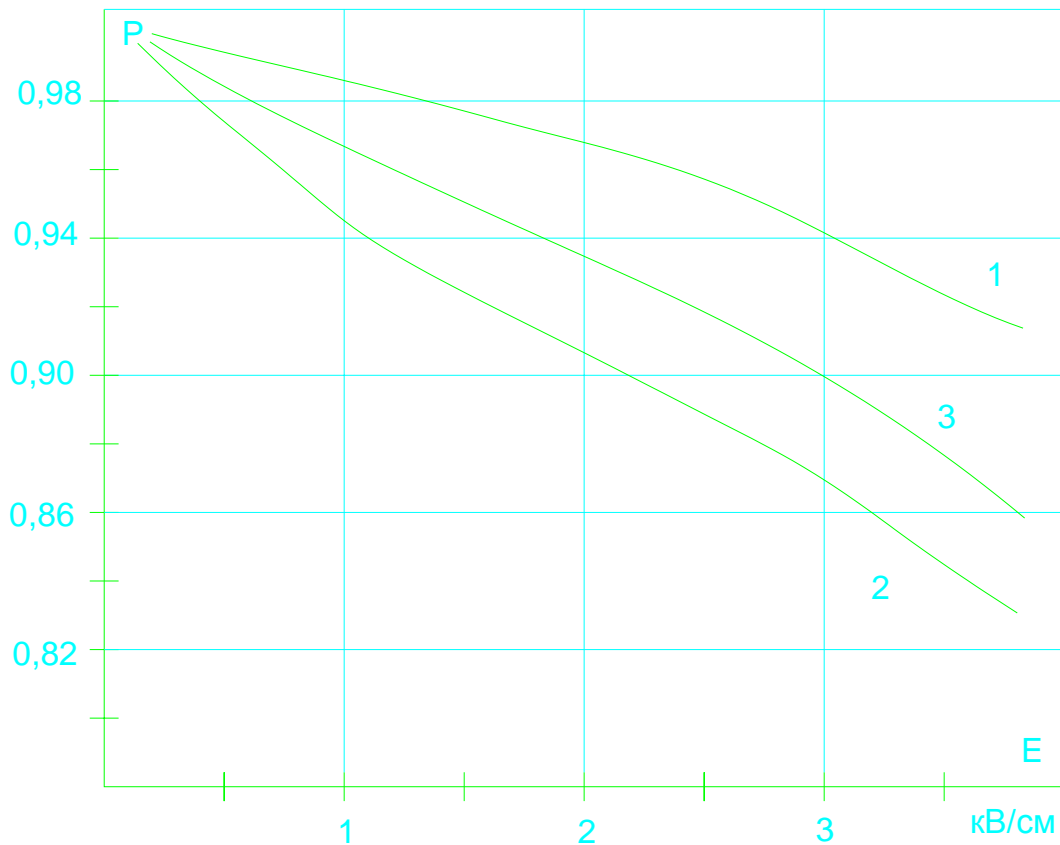
$$P(t) = \exp(-\lambda \cdot t), \quad (5.8)$$

де  $t$  – поточна часова координата в межах якої визначається значення параметру.

На основі величин таблиці 5.1 та рівнянь (5.7) та (5.8) можливо оцінити головні показники надійності для попередньо визначених величин напруженості та температури нагріву елементів структури варистора. Розрахунок проводиться із застосуванням програмного забезпечення NAD.NREZ [16]. Отримані дані для граничних значень температур нагріву варисторів показано в таблиці 5.2. За використанням даних розрахунків, що показано у таблиці 5.2, побудовані графічні залежності щодо головних показників надійності, які приведено на рисунку 5.2 і в більш повній мірі в графічній частині магістерської роботи.

Таблиця 5.2 – Дані розрахунку головних показників надійності ОПН в залежності відрізних значень теплового та електричного навантаження

Показник надійності	$\theta, ^\circ\text{C}$	Напруженість $E$ , кВ/см		
		1	2	3
$P(t)$	10	0,98	0,96	0,94
	40	0,95	0,93	0,89
$\lambda$ , 1/рік	10	0,0333	0,0357	0,0588
	40	0,0357	0,0403	0,0714



1 – температура повітря 10 °C; 2 - температура повітря 40 °C; 3 – еквивалентна (середсезонна) температура повітря

Рисунок 5.2 – Функції надійності ОПН в залежності від температури оточуючого середовища та напруженості електричного поля

### 5.3 Оцінка та дослідження структурної надійності елементу схеми ВРП – 330 кВ

Розподільний пристрій ВРП - 330 кВ, що модернізується створює складну електротехнічну систему. Для проведення оцінки головних показників надійності схему підстанції зручно уявити у вигляді двох однакових модулів за кількістю знижувальних трансформаторів, які працюють в умовах взаємного

резервування. Кожен модуль складається з великої кількості комплектуючих його електричних апаратів, таких як силовий трансформатор, вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму та ін., які працюють в різних режимах і внаслідок цього мають показники надійності, які можуть суттєво відрізнятися. В цьому випадку підтримати безаварійну роботу розподільного пристрою впродовж тривалого терміну експлуатації (десятки років) практично неможливо. Тому наслідки можливих відмов комплектуючих електричних апаратів здійснюються шляхом заміни апаратів, що відмовили, на нові пристрої. В позначених умовах оцінку показників надійності зручно здійснювати із застосуванням в якості головного показника надійності параметру потоку відмов -  $\omega(t)$  [16, 17, 23].

На основі попереднього аналізу встановлено, що відповідно до технічних умов експлуатації обладнання підстанції процеси технічного обслуговування окремих елементів розподільного пристрою здійснюються періодично, на основі існуючого графіку приблизно один раз на рік. Впродовж всього періоду часу схему розподільного пристрою, що розглядається можливо уявити у вигляді неремонтуємої структури, що дає можливість застосувати відповідний математичний апарат, який забезпечує найбільш простий апарат для оцінки показників надійності.

Для проведення досліджень показників надійності розподільного пристрою створюється логічна розрахункова модель [16, 17, 23]. Така модель вміщує логічну розрахункову схему, що доповнюється математичним апаратом розрахунку з використанням визначеного теоретичного закону розподілу. Вигляд схеми обирається за допомогою аналізу відмов, які можуть виникати в процесі експлуатації підстанції. Для цього формулюється поняття критерію визначення відмови. Для апаратної частини розподільного пристрою, що модернізується, в якості критерія, за допомогою якого фіксується поява відмови, слід обрати необхідність вимушеного виведення в ремонт або заміни апарату. Нанаслідком такого є невиконання їм функцій електропостачання споживачів

електричної енергії. Можливі відмови обладнання ВРП – 330 кВ можливо класифікувати наступним чином [16, 17]:

- першим напрямком класифікації є конструктивні відмови; вони виникають як наслідок порушення встановлених правил і норм конструювання апаратів і виникають, як правило, на початковому етапі експлуатації;

- другий напрямок, це виробничі відмови; вони виникають як наслідок порушення встановленого технологічного процесу виготовлення (технології) або налагодження та монтажу обладнання на місці експлуатації;

- і останній напрямок класифікації є експлуатаційні відмови; поява таких відмов є наслідком порушення встановлених правил та умов експлуатації, або виникнення екстремальних ситуацій природного або техногенного характеру.

На основі попередніх досліджень та аналізу статистичних даних [17] для характерних елементів ВРП – 330 кВ, що встановлені на підстанції виявляються характерні для них види відмов, що можуть мати місце в експлуатації:

а) для збірних шин оізного прзначення такими відмовами є знеструмлення шин за рахунок електричних пошкоджень ізоляції ошиновки, яки створюють коротки замикання різного вигляду, механічні руйнації внаслідок зовнішніх дій або порушення контактних з'єднань;

б) для контактних з'єднань такими відмовами є зварювання комутаційних контактів у вимикачах або роз'єднувачах, електрична або механічна ерозія контактів різного роду, ослаблення затяжки розємних болтових контактів, неприпустимо велики величини перехідного опору контактів;

в) для роз'єднувачів такими відмовами можуть бути пошкодження електричної ізоляції або різного виду механічні пошкодження, що ведуть до появи коротких замикань, короткі замикання або помилкові розмикання без зняття навантаження за рахунок помилки оперативного персоналу;

г) для мережевих вимикачів такими відмовами можуть бути невиконання захисних функцій (наприклад не відключення ними короткого замикання в комірці КРП або на лінії живлення споживачів, відмова в автоматичному

режимі включення та відключення струму навантаження (АПВ), дефекти приводу механізму вимикача та ін, що потребують виведення вимикача в ремонт;

д) для пристроїв вимірювання, сигналізації та моніторингу такими відмовами можуть бути відмови комплектуючих елементів, наслідком яких може бути невиконання пристроєм завданих функцій або приведення до помилкових спрацьовувань;

е) для пристроїв автоматики та релейного захисту (РЗА) такими відмовами можуть бути невиконання власних функцій або порушення ними фіксованих оперативних параметрів;

ж) для вимірювальних трансформаторів струму та напруги такими відмовами можуть бути пробій головної електричної ізоляції, перекриття вводів високої напруги, погіршення класу точності завнаслідок низки причин;

з) для силових трансформаторів та реакторів різного призначення такими відмовами можуть бути обрив або перегорання струмопровідних елементів вводів, втрачання електричної міцності окремими елементами внутрішньої або зовнішньої ізоляції, погіршення механічного кріплення окремих елементів конструкції (корпус, фрагменти кріплення та ін), недостатній захист від попадання вологи (разгерметизація), ускладнений тепловий режим праці за рахунок перевантаження, зовні механічні дії та ін.

За результатами аналізу встановлено, що надійність праці електроапаратного обладнання, що використовується у ВРП – 330 кВ, ізначною мірою залежить від кліматичних умов, що мають місце в експлуатації. Негативні дії кліматичних чинників можливо характеризувати наступними умовами.

По-перше, це наявність пилу. Присутність піску та пилу тої або іншої природи ускладнює роботу електромеханічних пристроїв та систем. На додаток, частки пилу додаються абразивними властивостями, які негативно діють на працездатність більшості рухомих деталей комутаційних апаратів.

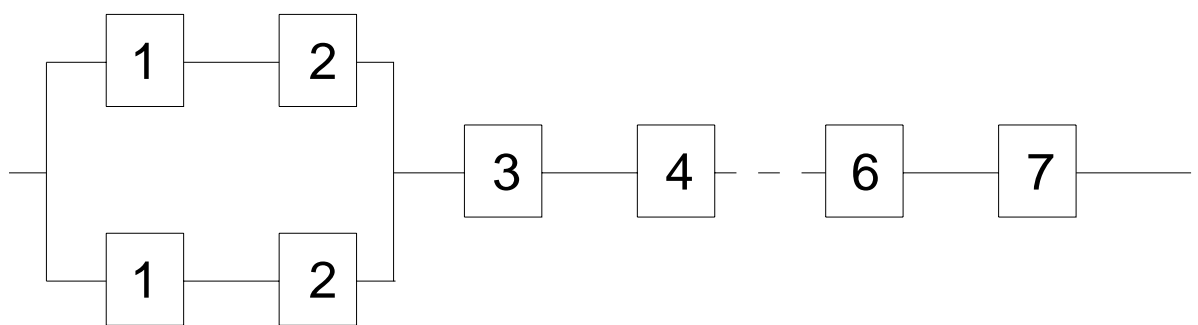
Другим негативним чинником є температура. Зростання температури нагріву веде до погіршення ізоляційних властивостей окремих апаратів ВРП – 330 кВ та їх частин. Це сприяє таким негативним процесам, як збільшення струмів витоку, а також прискоренню процесу теплового старіння, що сприяє появі пробою електричної ізоляції. Зниження температури, наприклад у зимовий період експлуатації, ускладнює працю електромеханічних систем (вимикачі, РЗА та ін.). Це виникає внаслідок, наприклад, загущення мастила, що приводить до зростання сил тертя при спрацьовуванні. Різка зміна температури може привести до виникнення додаткових термомеханічних навантажень або появи підвищених зазорів в механізмах внаслідок великої різниці між коефіцієнтами лінійного розширення матеріалів, що контактують між собою, наприклад фарфору та металевих фланців або елементів струмопровідного контуру.

Наступним негативним чинником може бути волога. Зволене та запилене повітря може створювати напівпровідні плівки на зовнішній поверхні ізоляційних конструкцій. В таких умовах зростають струми витоку, як уздовж поверхні ізоляторів, так і всередині таких електричних апаратів та систем, як трансформатори, обмотки, кабелі, високовольтні вводи, підвищується температура нагріву і як наслідок - інтенсивність корозійних явищ в контактних з'єднаннях. Сукупність таких негативних процесів сприяє підвищенню втрат та підвищенню температури нагріву як конструктивних частин, так і апаратів ВРП – 330 кВ в цілому.

Немаловажним негативним чинником є вібраційні навантаження. Вони можуть погіршувати параметри контактних болтових з'єднань струмопровідного контуру, сприяти погіршенню кріплення і руйнації паяних з'єднань, а також приводять до прискорення механічного старіння ізоляційних елементів.

Електрична схема розподільчого пристрою ВРП - 330 кВ складається як з резервованих (збірні шини, роз'єднувачі, вимикачі), так і нерезервованих елементів, відмова яких є наслідком відмови всієї схеми. Попереднім аналізом

встановлено, що ВРП – 330 кВ складається з двох однакових модулів. Тому у подальшому оцінку та дослідження показників надійності буде проводитися частини одного зі складових модулів. В якості такої частини обирається схема блоку силового трансформатора - лінії вводу живлення, де при модернізації встановлюються нові вимірювальні трансформатори струму та ОПН. Логічна розрахункова модель цієї частини схеми складається з комбінації послідовних та паралельних з'єднань окремих електричних апаратів, що приведено на рисунку 5.3.



1 – елемент збірних шин; 2 - роз'єднувач; 3 – вимірювальний трансформатор струму; 4 - вимикач; 5 - вимірювальний трансформатор напруги; 6 - силовий трансформатор; 7 - обмежувачі перенапруг.

Рисунок 5.3 – Логічна розрахункова схема блоку трансформатор – лінія

В структурі модулю використовуються елементи, що істотно відрізняються друг від другу за своїми параметрами, конструктивними особливостями та призначенням та параметрами надійності. В таких умовах для аналізу показників надійності можливо застосувати в якості теоретичного експоненційний закон розподілу часу напрацювання до відмови. Цей закон описується характеристикою параметр потоку відмов  $\omega$ , який характеризується умовою  $\omega - \text{const}$  [16, 17, 23]. Попереднім аналізом принципової електричної схеми модулю трансформатор – лінія встановлено, що в схемі модулю можливо виділити окремі групи апаратів, що працюють в однакових (близьких) умовах.

Такий стан дозволяє стверджувати, що вони мають однакові (близькі) значення потоків відмов (інтенсивності відмов) і дані зводяться до таблиці 5.3.

Для кожної групи елементів на підставі даних експлуатації та рекомендацій [16, 17, 23] визначаються величини параметрів потка відмов для нормальних умов експлуатації. Такі умови, які характеризуються параметрами, як температура оточуючого середовища, що складає 20 °С та коефіцієнт електричного навантаження, який складає 1,0. Розрахунок та подальше дослідження проводиться для двох величин температури: 10 °С та 40 °С. Таки значення характеризують сезонні величини температур в умовах кліматичного поясу розтміщення ВРП – 330 кВ, що досліджується. Розрахунок здійснюється згідно методики [16, 17, 23]. По-перше оцінюється значення потоку відмов для кожного елементу схеми в умовах дії реальних експлуатаційних чинників за наступною умовою:

$$\omega_{\Sigma i} = \omega_{0i} \cdot a_i \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3,$$

де  $\omega_{0i}$  - інтенсивність потоку відмов у випадку нормальної експлуатації, числові значення обираються на основі [17, 23];

$a_i$  – поправочний коефіцієнт, що характеризує сумарний вплив електричного навантаження визначальним фактором (коефіцієнт навантаження  $k_n$ ), а також температури навколишнього середовища  $\Theta$ . Значення цього коефіцієнту обирається згідно рекомендацій [17, 23] за наступною умовою:

$$a_i = f(k_n, q);$$

$K_1, K_2, K_3$  – додаткові коефіцієнти, що дають можливість оцінити вплив інших чинників: вологості повітря, висоти розміщення апаратів над рівнем моря, а також можливої дії низки таких механічних чинників, як ударні навантаження, вібрації, тощо. Конкретні величини цих коефіцієнтів можливо визначити на підставі врахування дійсних умов експлуатації із застосуванням рекомендацій та даних [17, 23].

Розраховується інтенсивність потоку відмов для всього модулю згідно рівняння:

$$w_s = S_1^m (w_{s_i} * n_i),$$

де  $n_i$  – кількість елементів у групі однотипних апаратів;

$m$  – кількість груп однотипних елементів.

Значення математичного очікування середнього напрацювання до відмови розраховується за рівнянням:

$$m_t = T_{cp} = \frac{1}{w_s}$$

Розраховується ймовірність безвідмовної роботи в умовах застосування експоненційного закону розподілу наступним чином:

$$P(t) = \exp(- w_s * t_i)$$

Числові величини коефіцієнтів електричного навантаження окремих апаратів можливо визначити за такими умовами. Для фрагментів ізоляційної конструкції, як окремих, так і вбудованих, а також вимірювальних трансформаторів напруги:

$$K_{ни} = \frac{U_p}{U_{pm}}$$

де  $U_p$ ,  $U_{pm}$  – відповідно значення робочої (номінальної) та максимальної робочої напруги, що діє в мережі розподільного пристрою.

Для окремих частин струмопровідного контуру (шини, контактні з'єднання, тощо):

$$K_{н.ш} = \frac{I_{ном}}{I_{дон}} \cdot K_{н.к} = \frac{Q_{ном}}{Q_{дон}},$$

де  $K_{н.ш}$ ;  $K_{н.к}$  – коефіцієнти навантаження відповідно для елементів шин та окремих контактних з'єднань.

Для силових трансформаторів, а також вимірювальних трансформаторів струму:

$$K_{н.т} = \frac{S_{роб}}{S_{ном}},$$

де  $S_{роб}$ ,  $S_{ном}$  – відповідно повна робоча (реальна) та номінальна потужності трансформатора.

Початкові дані, а також дані попередніх проміжних розрахунків зведено в таблицю 5.3. Розрахунок виконується із застосуванням програмного забезпечення NAD.NREZ [17].

Таблиця 5.3 – Початкові дані для здійснення розрахунку головних показників надійності блоку трансформатор - лінія

№ поз.	Найменування параметру	N, шт	$w_{oi} \times 10^4$	$K_n$	$q^\circ C$	$a_1$	$K_1$	$K_1$	$K_1$
1	Збірні шини	* 18	0,03	0,8	10	0,71	1,2	1,0	1,0
					40	0,84			
2	Роз'єднувачі	3	0,006	0,4	10	0,62	1,1	1,0	1,0
					40	0,47			
3	Трансформатори струму	12	0,001	0,8	10	0,21	1,0	1,0	1,2
					40	0,92			
4	Вимикачі	3	0,001	0,6	10	0,56	1,1	1,0	1,2
					4	0,82			
5	Трансформатори напруги	3	0,001	0,8	10	0,2	1,0	1,0	1,0
					40	0,6			
6	Силовий трансформатор	1	0,003	0,75	40	0,85	1,2	1,0	1,2
					10	0,65			
7	Обмежувачі перенапруг	6	0,0004	0,42	40	0,8	1,2	1,0	1,2
					10	0,45			

Результати оцінки головних показників надійності блоку трансформатор - лінія у вигляді низки функцій них залежностей приведено в графічній частині магістерський роботи. Отримані значення головних показників надійності

елементу ВРП – 330 кВ, а також побудовані на їх основі графічні залежності у подальшому можливо застосовувати для наступного аналізу показників надійності підстанції взагалі. Отримані результати досліджень можливо використовувати як початкові дані для подальшого дослідження ефективності можливих засобів резервування та продовження модернізації апаратної частини ВРП – 330 кВ.

Як напрямок удосконалення схеми отримані результати досліджень можливо використовувати для сформування оптимальних умов та періодичності здійснення поточного технічного обслуговування апаратної частини розподільних пристроїв різних класів напруги та підстанції в цілому.

## ВИСНОВКИ

В магістерській роботі здійснюється проведення часткової модернізації схеми елементу відкритого розподільного пристрою ВРП - 330 кВ в умовах функціонування в структурі системної підстанції Запорізька. В якості засобу підвищення експлуатаційної надійності розглянуто низка технічних засобів, щодо часткового замінення окремих видів апаратної частини ВРП - 330 кВ, яка пов'язана з системою захисту від надструмів та перенапруг. Проведений комплекс досліджень дозволяє оцінити ефективність використання такого сучасного обладнання, як обмежувачі перенапруг та газонаповнені трансформатор струму в системі захисту апаратної частини підстанції.

За результатами досліджень розроблено математичний апарат для оцінки головних показників надійності та проведено його апробацію на прикладі елементу ВРП-330 кВ з урахуванням реальних умов експлуатації. В якості початкових даних для проведення досліджень головних показників надійності використані такі параметри, як значення струмів короткого замикання в характерних точках розподільної мережі з урахуванням її особливостей; величини головних ізоляційних проміжків з урахуванням впливу характерних природних факторів; характеристики розподілу напруженості поля на прикладі опорної ізоляційної покривки обмежувача перенапруг.

Побудовано методику і на її підставі проведено комплекс досліджень щодо впливу електричного навантаження та дії експлуатаційних чинників на термін експлуатації і головні показники надійності елементів системи обмеження перенапруг, встановлено у ВРП, а також іншого апаратного обладнання розподільного пристрою.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Коваленко В.П. Електрична частина станцій та підстанцій [Електронний ресурс]: Навч.-метод. посібник для студ. Усіх форм навчання напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». – Запоріжжя: ЗДІА, 2014.-150 с.
2. Куценко Ю.М. Монтаж електрообладнання та систем керування [Електронний ресурс] / Ю.М. Куценко, В.Ф. Яковлев. – К.: Аграрна освіта, 2009.-348 с. [www.twipax.com/files/science/tec/installation/](http://www.twipax.com/files/science/tec/installation/)
3. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Навчальний посібник. Виправлене видання [Електронний ресурс] / В.П. Кідиба. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. – 500 с.
4. Жорняк Л.Б. Ефективність засобів примусового вирівнювання напруженості електричного поля зовнішньої ізоляції газонаповнених трансформаторів струму [текст] / Л.Б. Жорняк, О.І. Афанасьєв, В.М. Снігірьов и др. Вісник Національного технічного університету «ХПІ», № 32, 2018. – с. 22 – 26.
5. Близняков О.В. Дослідження та випробування електричних апаратів: Навчальний посібник. – Запоріжжя:ЗНТУ, 2005. – 94 с.
6. Афанасьєв О.І. Електричні апарати високої напруги / О.І. Афанасьєв, Л.Б. Жорняк, В.М. Щусь. – Запоріжжя:НУ «Запорізька політехніка», 2021. – 356 с.
7. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник / В.Є. Шестеренко. – Вінниця: Нова книга, 2011. – 656 с.
8. Орлович А.Ю. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / А.Ю. Орлович, П.Г. Плешков, О.А. Козловський, О.В. Співак, А.І. Котиш, Т.В. Величко. – Кропивницький: Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.

9. Жорняк Л.Б. Електричні апарати автоматики та керування / Л.Б. Жорняк, М.В. Антонова, В.В. Василевський. – Запоріжжя: МУ «Запорізька політехніка», 2022. – 414 с.

10 Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. Спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, - Електронні текстові дані (1 файл: 4,62Мбайт).-Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.-183 с.

11. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник / М.Й. Бурбело, О.О. Бірюков, Л.М. Мельничук – Вінниця: ВНТУ, 2011. – 204 с.

12. Проектування електричної частини електричних станцій : навчальний посібник / П.Д. Лежнюк, В.М. Лагутін, В.В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

13. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. – Київ: 2017. – 617 с.

14. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. – Київ: Основа, 1998. – 381 с.

15. ГОСТ 1516.2-97 Електроустаткування і електроустановки змінного струму на напругу 3 кВ і вище. Загальні методи випробувань електричної міцності ізоляції. З поправкою [Електронний ресурс] - Режим доступу : <http://online.budstandart.com>

16. ДСТУ 3008-95. Надійність у техніці. Терміни та визначення.

17. Репозитарій НУ «Запорізька політехніка».

18. ЧП «ЕЛТИЗ» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.eltiz.ua>

19. Trenchcompany [Електронний ресурс] – Режим доступу: [http://youcjntrol.com.ua/ru/catalog/company\\_details/](http://youcjntrol.com.ua/ru/catalog/company_details/)

20. ТОВ «Науковий інноваційно-технологічний трансформаційний завод НІТТЗ» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.zva.zp.ua>.

21. ТОВ «ЕЛІЗ» Запорізький трансформаторний завод - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://ua.eliz.zp.ua>

22. ТОВ “Високовольтний Союз - РЗВА» (Рівненський завод високовольтної апаратури) [Електронний ресурс] – Режим доступу: : <http://www.rzva.ua>

23 Трифонюк В.В. Надійність пристроїв промислової електроніки. - К.: Либідь, 1993. - 64 с.

24 Можливості компенсації напруженості електричного поля зовнішньої ізоляції високовольтних газонаповнених трансформаторів струму [Текст] / Л.Б. Жорняк, А.І. Афанасьєв, Р.С. Леонов, А.В. Карпук // Вісник національного технічного університету "ХПІ". Серія: Проблеми удосконалення електричних машин и апаратів. - Х .: НТУ "ХПІ", 2017. - №34 (+1256). - С. 14-18. Бібліогр.: 25 назв. - ISSN 2079-39