

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет автоматики та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“__” _____2021р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Аналіз надійності роботи обладнання в
електричних мережах з різними типами заземлення
нейтралі”

Виконала здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-20М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»

_____Ковальчук А.В.
«__» _____2021р.

Керівник роботи

к.т.н., доцент

_____Андрій КОТИШ

«__» _____2021р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет Автоматики та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«_____» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Ковальчук Анни Володимирівни

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Аналіз надійності роботи обладнання в електричних мережах з різними типами заземлення нейтралі

Analysis of the reliability of equipment in electrical networks with different types of neutral grounding

2. Керівник роботи (проекту)

Котиш Андрій Іванович, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 29.11.2021 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1.Надійність роботи обладнання та розподільчих електричних мереж; 2.Режими заземлення нейтралі в електричних мережах; 3.Ефективність застосування резистивного та комбінованого заземлення; 4.Охорона праці; 5.Економічний розділ; Загальні висновки; Перелік посилань

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н., доц. Ірина ЖУРИЛО</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Іван САВЕЛЕНКО</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>05.10.21</i>	
2	<i>Надійність роботи обладнання та розподільчих електричних мереж</i>	<i>10.10.21.</i>	
3	<i>Режими заземлення нейтралі в електричних мережах</i>	<i>20.11.21.</i>	
4	<i>Ефективність застосування резистивного та комбінованого заземлення нейтралі</i>	<i>01.11.21.</i>	
5	<i>Охорона праці</i>	<i>10.11.21.</i>	
6	<i>Економічне обґрунтування застосування резистивного заземлення нейтралі</i>	<i>20.11.21</i>	
7	<i>Загальні висновки</i>	<i>28.11.21.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2021 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2021 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Ковальчук А.В. Аналіз надійності роботи обладнання в електричних мережах з різними типами заземлення нейтралі. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». Центральнотернопільський національний технічний університет. Кропивницький, 2021 р.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення надійності роботи розподільчих мереж напругою 10 – 35 кВ шляхом правильного вибору режиму нейтралі.

При виконанні магістерської роботи було досліджено та проаналізовано режими роботи розподільчих мереж із різними типами заземлення нейтралі. Проведенні дослідження дозволили виявити переваги та недоліки кожного окремого типу.

На основі детального дослідження перехідних процесів, що відбуваються в електричних мережах при замиканнях на землю було запропоновано застосування в розподільчих мережах напругою 10 – 35 кВ резистивного або комбінованого заземлення. Цей захід дасть можливість не тільки до підвищення надійності роботи обладнання в розподільчих мережах, а також дає змогу реалізувати ефективний релейний захист від замикань на землю.

Результати кваліфікаційної роботи планується використати на ПрАТ Кіровоградобленерго при заходах по підвищенню надійності роботи розподільчих мереж.

Ключові слова: розподільча мережа, надійність електропостачання, однофазне замикання на землю, режим заземлення нейтралі, релейний захист, електрична дуга, компенсація ємнісних струмів.

SUMMARY

Kovalchuk A.V. Analysis of the reliability of equipment in electrical networks with different types of neutral grounding. 141 "Electric power, electrical

engineering and electromechanics" EPP, "Electrical power consumption systems". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2021.

The purpose of the qualification work is to increase the reliability of distribution networks with a voltage of 10 - 35 kV by choosing the right mode of neutral.

During the master's thesis, the modes of operation of distribution networks with different types of neutral grounding were investigated and analyzed. The study revealed the advantages and disadvantages of each type.

Based on a detailed study of transients occurring in electrical networks during earth faults, the use of resistive or combined grounding in 10 - 35 kV distribution networks was proposed. This measure will not only increase the reliability of the equipment in the distribution networks, but also allows for the implementation of effective relay protection against earth faults.

The results of the qualification work will be used at PJSC Kirovogradoblenergo in measures to increase the reliability of distribution networks.

Keywords: distribution network, reliability of power supply, single-phase earth fault, neutral grounding mode, relay protection, electric arc, capacitive current compensation.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. НАДІЙНІСТЬ РОБОТИ ОБЛАДНАННЯ ТА	
РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	8
1.1 Поняття про надійність розподільчих мереж.....	8
1.2. Загальний огляд надійності елементів систем	
електропостачання.....	10
1.3. Причини і наслідки ушкоджень в електричних	
розподільчих мережах.....	13
1.4. Захист від однофазних замикань на землю.....	18
2. РЕЖИМИ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ...	25
2.1. Мережі з ізолюваною нейтраллю.....	26
2.2. Мережі з компенсованою нейтраллю.....	34
2.3. Мережі з резистивним заземленням нейтралі.....	40
3. ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ РЕЗИСТИВНОГО ТА КОМБІНОВАНОГО	
ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ В МЕРЕЖАХ 10-35 КВ...	46
3.1. Мережі з резистивним заземленням нейтралі в нормальному	
режимі роботи та при стійкому замиканні на землю.....	46
3.2. Вплив резистивного заземлення нейтралі на величину	
перенапруг в мережі.....	51
3.3. Мережі з комбінованим заземленням нейтралі.....	60

3.4.	Практичні питання по застосуванню резистивного та комбінованого заземлення в електричних мережах 10 – 35 кВ.....	64
3.4.1.	закордонний досвід.....	65
3.4.2.	вітчизняний досвід.....	69
3.4.3.	схеми включення резисторів в нейтраль мережі.....	72
3.4.4.	комбіноване заземлення нейтралі.....	74
4.	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	78
4.1.	<i>Технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках. Оперативне обслуговування.....</i>	<i>78</i>
4.2.	<i>Розрахунок заземлення.....</i>	<i>88</i>
5.	ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАСТОСУВАННЯ РЕЗИСТИВНОГО ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ.....	91
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	100
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	101

ВСТУП

Проблема надійності електричних станцій, підстанцій, ліній електропередачі, електричних мереж і систем - одна з першочергових проблем енергетики. В окремих енергетичних системах число аварій протягом року досягає декількох десятків, а річний обсяг електричної енергії, яку не отримав споживач в результаті аварій - декількох мільйонів кіловат-годин. Сумарна потужність генераторів, що одночасно простоюють в аварійному ремонті, становить мільйони кіловат. При такій високій аварійності в енергосистемах оцінка надійності окремих видів устаткування і установок, пошук шляхів підвищення надійності як в ході експлуатації, так і при проектуванні стають першочерговими завданнями.

З іншого боку, оцінивши збиток, нанесений споживачам перервою електропостачання, збитки, пов'язані з аварійним ремонтом, а також витрати на підвищення надійності, можна порушувати питання про оптимальний рівень надійності електроенергетичного встаткування, установок і систем.

З освоєнням нової енергетичної техніки проблема надійності стає однією з самих головних. Відомо, що під час пусконаладжувальних робіт при введенні нових енергетичних об'єктів, таких як атомна електростанція або лінія передачі надвисокої напруги, виявляються і усуваються причини ненадійної роботи встаткування і установок. Більшість цих причин пояснюються недоліками конструкторських розробок, в яких не приділялося достатньої уваги аналізу і оцінці надійності.

Тому в роботі присвячено увагу саме цій проблемі, тобто сформулювати мету роботи можливо наступним чином – «підвищення надійності роботи розподільчих мереж напругою 6-35 кВ». Для вирішення поставленої задачі вирішувалися такі питання:

- аналіз надійності роботи обладнання в розподільчих мережах, причини і наслідки пошкоджень;

- детальний огляд режимів заземлення нейтралі в розподільчих мережах, з виявленням переваг і недоліків кожного з них;

- дослідження процесів, що відбуваються при замиканнях на землю в розподільчих мережах при різних типах заземлення;

- детальне дослідження ефективності застосування резистивного та комбінованого заземлення, з оглядом закордонного та вітчизняного досвіду та розрахунок строку окупності запропонованих заходів.

1. НАДІЙНІСТЬ РОБОТИ ОБЛАДНАННЯ ТА РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.2 Поняття про надійність розподільчих мереж

Під надійністю електропостачання розуміють властивість системи електропостачання забезпечувати споживачів електричною енергією в потрібному об'ємі і певної якості. Чотири взаємозв'язаних фактори визначають існуючий рівень надійності електропостачання споживачів:

- схема електричної мережі (ступінь резервування);
- надійність елементів електричної мережі;
- оснащеність мережі засобами управління;
- організація експлуатації.

Теорія надійності є науковою основою діяльності відділів, лабораторій, бюро та груп надійності на підприємствах, в проектних, науково-дослідних і експлуатуючих організаціях.

З проблемою надійності в електроенергетиці пов'язані наступні практичні завдання: статистична оцінка і аналіз надійності діючого обладнання і установок, прогнозування надійності устаткування і установок, нормування рівня надійності, випробування на надійність, розрахунок й аналіз надійності, забезпечення необхідного рівня надійності, оптимізація технічних рішень щодо забезпечення надійності при проектуванні, створенні та експлуатації електроенергетичного обладнання, установок і систем.

Сучасна нормативна база України щодо питань надійності ґрунтується на ДСТУ 2860.94 "Надійність техніки. Терміни та визначення." Основні положення цього документа відповідають ГОСТ прийнятим в СРСР.

В ГОСТ 27.002-83 надійність визначається, як «властивість об'єкта зберігати в часі у встановлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах

застосування, технічного обслуговування, ремонтів, зберігання і транспортування».

В існуючих моделях надійності широко використовують поняття «елемент» і «система». Об'єкт, надійність котрого розглядається незалежно від надійності його частин, а тільки в залежності від його функціональної ролі й місця в системі або установці, називають елементом. Сукупність взаємозалежних елементів або об'єктів, призначених для виконання певного кола завдань, які мають єдине керування функціонуванням та розвитком, називають системою.

Устаткування електроенергетичних систем є, з одного боку, елементом відповідної системи або підсистеми, а з іншого боку, - виробом, тобто об'єктом, надійність якого розглядається незалежно від його ролі в системі, але у відповідності до технічних умов і ГОСТ на продукцію даного типу. Виробами є всі машини, апарати і інше обладнання, що поставляють заводи-виготовлювачі.

Глибина аварій залежить від тривалості і способу відновлення функціонування установок. В деяких установках, таких як установки власних потреб АЕС, навіть короткочасне зниження напруги при коротких замиканнях призводить до порушення роботи механізмів. Відключення ушкодженої ділянки мережі релейним захистом не відновлює працездатності механізмів навіть при наявності джерел живлення, що працюють в режимі постійно включеного резерву. Для більшості ж установок таке зниження напруги не є відмовою і шкода аварій при цьому оцінюється тільки для споживачів, яких відключають.

Функціонування установок відновлюється шляхом відключення ушкоджених елементів релейним захистом, засобами протиаварійної автоматики (АПВ, АВР), шляхом оперативних перемикачів, що виконує черговий персонал, диспетчер електричної мережі або енергосистеми, а також проведенням аварійно-відбудовних ремонтів.

Частота, тривалість і глибина аварій в енергосистемах визначаються в великому ступені наявністю планових і позапланових відключень та зупинок устаткування, які послабляють ступінь резервування установок.

Планові відключення здійснюють відповідно до графіка поточних і капітальних ремонтів, що коректується в залежності від виникнення або відсутності аварій напередодні наміченого відключення.

Позапланові відключення виконують при необхідності плавки ожеледі, усунення дефектів, що виявлені, небезпечних режимів роботи або при настанні граничних станів.

Виникнення подібних аварій в енергосистемах більшості розвинених країн свідчить про велику значимість проблеми надійності в електроенергетиці на сучасному етапі її розвитку. Особливо гостро стає завдання забезпечення живучості енергосистем, керованості установок, безпеки устаткування і безперебійності електропостачання споживачів.

1.2. Загальний огляд надійності елементів систем електропостачання

Самим ненадійним елементом систем електропостачання (СЕР) є лінії електропередачі (ЛЕП) через розсередженість по території та вплив на них різних зовнішніх факторів. Так, в міських електромережах близько 85% відключень доводяться на ЛЕП. В сільських мережах ця цифра досягає 90...95% [1].

Основними причинами ушкоджень повітряних ліній (ПЛ) є:

- грозові перекриття ізоляції;
- гололідно - ізморозеві відкладення;

- навантаження від вітру;
- вібрація і танок проводів;
- загоряння дерев'яних опор;
- ослаблення механічної міцності деталей опор;
- ушкодження опор і проводів автотранспортом і механізмами та ін.

Зовнішні впливи приводять до перекриття ізоляції, розриву ізоляторів, оплавленню металевих деталей, обриву проводів, ослабленню їхньої механічної міцності при вібрації і танці в результаті розламу окремих дротів, поломці деталей, падінню стійок разом з проводами. Найбільш важкі наслідки викликають гололідно - вітрові навантаження.

Порушення в нормальній роботі ПЛ викликано рядом факторів:

- перевищенням фактичних зовнішніх навантажень розрахункових значень;
- дефектами, що допускають при виготовленні опор, проводів ізоляції ПЛ (застосування низьких марок цементу і металу, порушення центрування арматури в залізобетонних виробках, неякісне просочення деревини антисептиками, неякісне з'єднання дротів при виготовленні проведення та ін.);
- неправильним застосуванням типів проводів, опор, ізоляторів по природно - кліматичним зонам країни;
- використання глухих затискачів замість затискачів обмеженої міцності закладення та ін.;
- порушенням правил монтажу і спорудження ПЛ (неправильне виведення стійок залізобетонних опор, недостатнє поглиблення опор при установці, розкачування проводів по траверсах опор; неправильна установка стріл прогину та ін.);

- порушеннями при прийманні лінії в експлуатацію (невиконання перевірки дефектних ізоляторів і термозварних з'єднань, невідповідність застосованих типів виробів закладеним в проектах);
- недоліками експлуатації (недотримання строків, обсягів і складу перевірок, вимірів, заміни дефектного встаткування, капітальних ремонтів, фарбування, підтяжки і інших робіт на ПЛ);
- порушеннями сторонніми організаціями і особами (наїзди на опори, проїзди під ПЛ високогабаритних механізмів, накиди).

Основною причиною ушкоджень кабельних ліній (КЛ) є порушення їхньої механічної міцності будівельними машинами і механізмами при ґрунтових роботах. З цієї причини в міських електромережах відбувається близько 60...70 % усіх ушкоджень КЛ. Іншими причинами є старіння міжфазної і поясної ізоляції, інтенсивна корозія (електрична і хімічна) покриття, перевантаження кабелю, проникнення вологи в кабель, порушення ізоляції гризунами.

Пошкоджуваність КЛ залежить від способу прокладки КЛ (в землі, блоках, трубах, тунелях), різниці горизонтальних рівнів ділянки КЛ (при великих перепадах відбувається набрякання масла і осушення ізоляції), агресивності навколишнього середовища, величини блукаючих струмів і наявності захисту від них, інтенсивності ведення будівельних робіт в зоні прокладки КЛ, строку експлуатації, режиму роботи.

Електричні пробої звичайно відбуваються не в цілому кабелі, а в місцях установки сполучних муфт, на кінцевих вирвах, вертикальних ділянках кабелю.

Силові трансформатори ушкоджується значно рідше, ніж лінії електропередачі, однак відмова трансформатора веде до важких наслідків і відновлення його працездатності вимагає тривалого часу.

Основні причини ушкодження трансформаторів:

- ушкодження ізоляції обмоток трансформатора через дефекти конструкції і виготовлення, при впливі зовнішніх перенапруг в мережі, струмів коротких замикань;
- ушкодження перемикачів (в основному регульованих під навантаженням), також викликаних конструктивними і технологічними дефектами;
- ушкодження введів, в основному при впливі зовнішніх перенапруг в мережі (перекриття зовнішньої або внутрішньої ізоляції, механічні ушкодження, неякісні контактні з'єднання).

Ремонт трансформаторів великих габаритів виконують на місці. Такий ремонт пов'язаний з необхідністю виїмки керна трансформатора, вимагає застосування піднімальних механізмів і триває іноді кілька діб.

Ремонт трансформаторів малих габаритів на напругу 6...20 кВ виконують централізовано в майстернях підприємств електричних мереж. Ушкоджений трансформатор замінюють іншим, працездатним.

Основні способи підвищення надійності експлуатації трансформаторів:

- ретельне приймання в експлуатацію з виконанням контрольних випробувань;
- періодичні огляди і перевірки в процесі експлуатації з виконанням необхідних строків і обсягу випробувань;
- дотримання режимів роботи трансформатора, які не допускають значного перевантаження на тривалий час;
- установка в мережі засобів зниження потужності коротких замикань і величини перенапруг.

Відмови комутаційних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів, відмикачів і віддільників) відбуваються при відключенні коротких замикань, виконанні ними різних операцій, а також в стаціонарному стані.

Основна причина ушкоджень комутаційних апаратів – механічні ушкодження, пов'язані з недосконалістю конструкції, порушенням технології виготовлення або правил експлуатації. Електричні ушкодження комутаційних апаратів обумовлені перекриттям ізоляції при зовнішніх і внутрішніх перенапругах, пробоем внутрібакової ізоляції вимикачів та ін.

Значна частина лінійних роз'єднувачів 6...10 кВ ушкоджуються через недоліки їхнього конструктивного виконання [2].

1.3. Причини і наслідки ушкоджень в електричних розподільчих мережах

Відмова є одним з основних понять теорії надійності. Поняття про повну і часткову відмову відбиває ту обставину, що система електропостачання (СЕР) та її частини є об'єктом з рівнем ефективності функціонування, що змінюється. Наприклад, при ушкодженні секціонованої ЛЕП відключається тільки частина лінії, що означає часткову відмову ЛЕП. Обмежене і неякісне електропостачання є частковими відмовами функціонування СЕР, на відміну від повної перерви електропостачання, коли споживач повністю втрачає електроенергію.

Проведемо класифікацію відмов.

За тривалістю розрізняють наступні відмови в електропостачанні:

- тривалі перерви в електропостачанні споживача, що обумовлені ліквідацією масових ушкоджень в СЕР, викликаних, як правило, гололідно-вітровими руйнуваннями опор і проводів ЛЕП (на період до декількох діб);

- припинення живлення споживачів на час необхідний для відновлення працездатності елемента, що відмовив, СЕП (4...24 год.);
- припинення живлення споживачів на час, необхідний для включення резервного живлення вручну, діями оперативно – виїзних бригад підприємств електричних мереж (1,5...6 год.);
- припинення живлення на час оперативних перемикань, що виконується черговим персоналом на підстанціях (кілька хвилин);
- короткочасна відмова в електропостачанні споживача на час автоматичного введення резервного живлення або автоматичного відключення ушкодженої ділянки мережі (кілька секунд).

З погляду на інформування відмови бувають:

- раптові, коли споживач не одержує ніякої інформації про відмову;
- позапланові відключення, відомості про які надходять споживачеві незадовго до моменту відключення;
- планові відключення, про які споживача попереджують завчасно.

До наслідків відмови відносяться явища, процеси і події, що виникли після відмови і безпосередньо пов'язані з ним (зупинка двигуна, відтавання холодильника та ін.). Іноді наслідки відмови є його ознаками.

Для об'єктів енергетики основною нормативно-технічною документацією, що встановлює критерії відмов, є «Інструкція з розслідування і обліку аварій та інших порушень в роботі електростанцій, електричних і теплових мереж, енергосистем і енергооб'єднань». Відповідно до цього документа порушення роботи об'єктів енергетики залежно від характеристики порушення ступеня ушкодження і їхніх наслідків вважають аварії, відмови в роботі I ступеня, відмови в роботі II ступеня, споживчі відключення.

Відмовою в роботі I ступеня є:

- порушення нормальної роботи електричної мережі, що викликало перерву електропостачання одного і більше споживачів I категорії, при невідповідності схеми їхнього живлення ПУЕ, або одного і більше споживачів II категорії на строк 0,5...2,5 год, а для сільськогосподарських споживачів - 2...10 год; одного і більше споживачів III категорії на строк 8...24 год;
- недовідпущення електроенергії споживачам 5...20 тис. кВт.год;
- ушкодження основного електроустаткування мереж, що вимагає відбудовного ремонту в встановлений термін;
- ушкодження повітряної або кабельної лінії 35, 110 кВ, що вимагає відбудовного ремонту в строк до 24 (36 год).

До відмов в роботі II ступеня належать порушення нормальної роботи електричних мереж, в тому числі:

- перерви в електропостачанні споживачів, що не є аварією I ступеня; ушкодження деяких видів устаткування;
- недовиконання диспетчерського графіка електронавантаження або оперативного завдання диспетчера;
- автоматичне відключення або помилкове відключення встаткування персоналом;
- знеструмлення ділянок електромережі напругою нижче 6 кВ.

Як зазначалося вище традиційно більш низькою надійністю відрізняються розподільчі мережі напругою 10-35 кВ. Основною і принциповою технічною причиною високої аварійності розподільчих мереж є те, що вони в основному є повітряними. Тому ці мережі страждають від ураганних вітрів, ожеледиці,

прямих ударів блискавки. Пошкодження ліній 10 кВ є найбільш частою причиною відключення споживачів.

Однією з особливостей повітряних розподільчих мереж являється недостатня автоматизація після аварійних переключень: останні виконуються вручну, в основному силами оперативно-виїздної бригади (ОВБ), яка долає значні відстані для здійснення операцій територіально розрізненими комутаційними апаратами (КА). Тому тривалість аварійного відключення розподільчої лінії визначається як конфігурацією її схеми і місцями встановлення в ній КА (з урахуванням можливості операцій з ними під навантаженням і при не відключеному к.з.), так і місцевими умовами оперативного обслуговування (наявністю і станом доріг, природних перешкод і т.п.), а також логікою управління процесом, визначаючим вибір послідовності виконуваних ОВБ операцій.

Основними видами пошкодження розподільчих мереж є короткі замикання; неповнофазні режими, викликані обривами проводів, недовмиканням контактних систем комутаційної апаратури, перегоранням запобіжників; замикання на землю через перекриття ізоляції, перекривання, обриву проводу. Всі ці аварії приводять до досить тяжких наслідків. При коротких замиканнях лінія відключається і електропостачання переривається. Неповнофазні режими призводять до виходу з ладу електродвигунів і порушенню технологічного процесу у споживачів. При замиканнях на землю з'являється небезпека враження струмам людей і тварин, перенапруг, що призводять до пожеж.

Замикання на землю в розподільчих мережах 10 – 35 кВ є достатньо частим явищем і складає не менше 75% загального числа пошкоджень. В мережі з ізолюваною нейтраллю замикання однієї фази на землю саме по собі не є аварією. Однак із збільшенням протяжності електромереж збільшується їх ємність і збільшуються струми замикання на землю. Проходячи через місце пошкодження, струм виділяє багато тепла, пошкоджуючи при цьому

струмоведучі частини і ізоляцію. Однофазне замикання переходить в аварійне трьохфазне порушуючи електропостачання споживачів. Крім того, струм однофазного замикання являється причиною збільшення напруги непошкоджених фаз відносно землі в $\sqrt{3}$ раз. Довготривалий режим сприяє виникненню подвійних замикань на землю, котрі навіть при хорошому стані заземлюючих пристроїв призводять до появи небезпечних потенціалів на металічних корпусах устаткування, створюють підвищену небезпеку для персоналу.

Причини виникнення однофазних замикань на землю в розподільчих мережах різноманітні. Вони з'являються по причині механічних пошкоджень ізоляції, обривів проводів і тросів, а також в результаті пошкодження ізоляції через грозові і внутрішні перенапруження. До внутрішніх перенапружень відносяться комутаційні і резонансні. Комутаційні перенапруження не можуть мати великих кратностей, так як виникають внаслідок перехідних процесів. В теоретичній електротехніці показано, що комутаційні збільшення напруг і струмів в лінійних колах, як правило, не можуть перевищувати подвійну амплітуду усталеного значення. Щодо резонансних перенапруг, то вони змінюються в широких діапазонах і в межі (теоретично) можуть досягати безкінечно великих значень. Перенапряга залежить від того, наскільки співвідношення активних, індуктивних і ємнісних елементів близьке до умови резонансу в даній мережі. Якщо в мережі відсутні індуктивності відносно землі, то, очевидно, резонансні перенапруження не виникнуть.

Резонансні перенапруження відносно землі в повітряних розподільчих мережах 10 – 35 кВ з ізольованою нейтраллю викликаються створенням резонансного контуру із індуктивностей і ємностей між фазами мережі і землею. В мережах звичайно присутні індуктивності вимірювальних трансформаторів напруги. Ємності в мережі завжди маються як між фазами, так і між фазами і землею. Як показують дослідження [3,4], проведені в розподільчих мережах 10 кВ, саме резонансні перенапруги приводять до виходу з ладу трансформаторів контролю ізоляції (трансформатори напруги).

Пошкодження трансформаторів напруги (ТН) відбувається або при тривалому однофазному дуговому замиканні на землю в результаті появи струмів в обмотці високої напруги (ВН), значно перевищуючих допустимий рівень теплової стійкості обмотки, або при збудженні в мережі з ізольованою нейтраллю субгармонійних ферорезонансних коливань (ФК), які також супроводжуються появою небезпечних струмів в обмотках ВН.

1.4. Захист від однофазних замикань на землю

Ефективним засобом, що усуває аварійний режим замикання на землю, є швидке автоматичне відключення пошкодженої ділянки мережі.

Захист від однофазних замикань на землю в розподільчих мережах 10 – 35 кВ має велике значення для надійності енергопостачання і безпеки персоналу, обслуговуючого мережі і електроустановки споживачів.

Розглядаючи захист від замикань на землю з точки зору електробезпеки, ми маємо на увазі перед усім зменшення небезпеки однополюсних доторкань. Відомо, що доторкання до фази мережі 10 або 35 кВ представляє собою виняткову небезпеку для життя людини. Однак можна з упевненістю сказати, що шляхом швидкого відключення напруги можна в багатьох випадках уникнути смертельного результату, особливо якщо потерпілому буде негайно зроблена ефективна долікарська допомога. Вказане відключення можна виконати пристроєм захисту від однофазних замикань на землю. При попаданні людини під високу напругу його опір різко знижується і струм, проходячи через тіло людини, зможе визвати спрацювання захисту. Таким чином, захист від замикань на землю повинен виконувати і функції захисного відключення. І з цієї точки зору він має виключно важливе значення.

В теперішній час використовують наступні види захисту: реагуючі на напругу нульової послідовності; на струми нульової послідовності; реагуючий на напругу і струми нульової послідовності.

В захистах реагуючих, на напругу нульової послідовності, сигнал знімається з вторинних обмоток трансформатора напруги, з'єднаних у

відкритий трикутник. На рис.1.1 показана принципова схема захисту, реагуючого на напругу нульової послідовності.

При відсутності замикання на землю напруги U_a, U_b, U_c рівні між собою і здвинуті по фазі на кут 120° (рис.1.2).

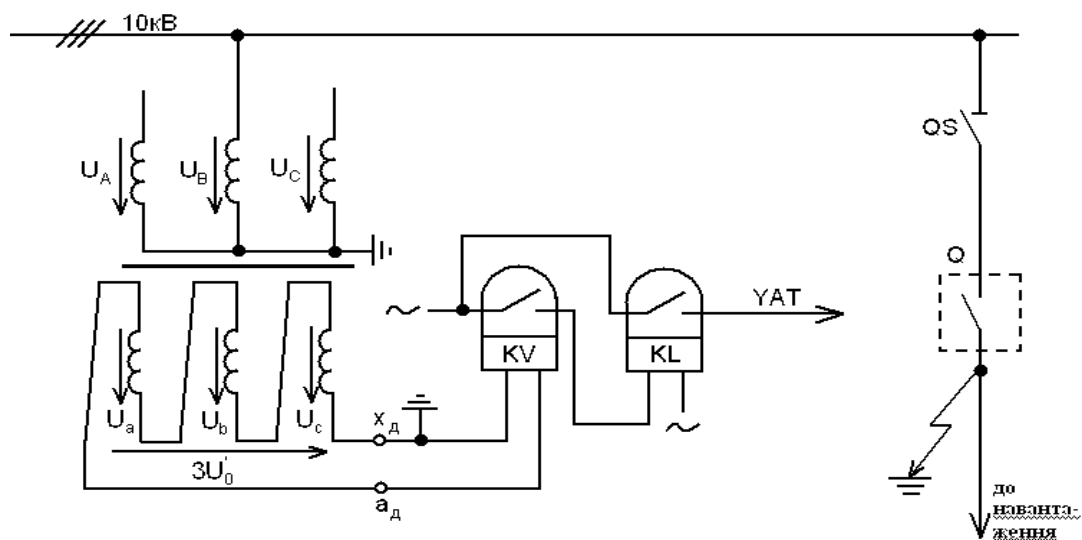


Рис.1.1. Принципова схема захисту, що реагує на напругу нульової послідовності.

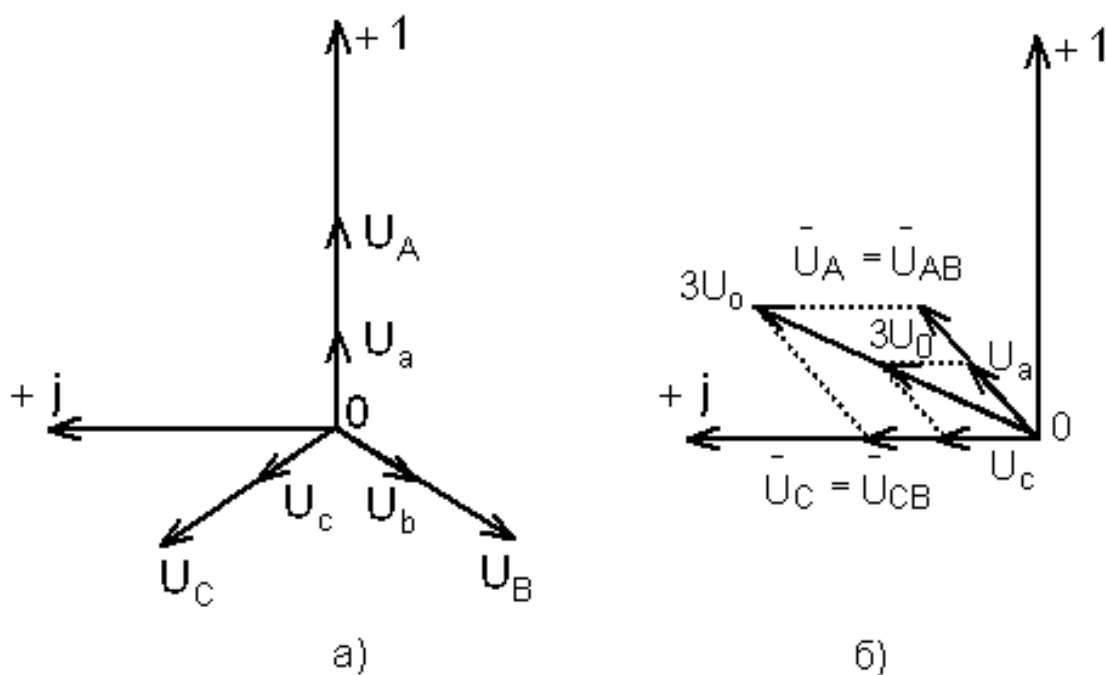


Рис.1.2. Векторна діаграма напруг.

Тому вторинна напруга нульової послідовності на вторинній обмотці рівна нулю.

$$\bar{U}_0' = \frac{1}{3}(\bar{U}_a + \bar{U}_b + \bar{U}_c) = 0 \quad (1.1)$$

При замиканні на землю однієї фази, наприклад фази В:

$$\bar{U}_b = 0,$$
$$\bar{U}_a = \frac{1}{K} \bar{U}_{AB} = \frac{1}{K} \bar{U}_L e^{j30^\circ}, \quad (1.2)$$

$$\bar{U}_c = \frac{1}{K} \bar{U}_{CB} = \frac{1}{K} \bar{U}_L e^{j90^\circ},$$

тому

$$\bar{U}_0' = (\bar{U}_a + 0 + \bar{U}_c) = \frac{U_L}{\sqrt{3}K} e^{j60^\circ} \quad (1.3)$$

де U_L - лінійна напруга мережі;

K - коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

На рис.1.2,б показана векторна діаграма первинних і вторинних напруг при однофазному замиканні на землю фази В.

Таким чином, напруга нульової послідовності на вторинній обмотці трансформатора зростає від нуля до:

$$U_0' = \frac{U_L}{\sqrt{3}K}. \quad (1.4)$$

В умовах глухого замикання на землю напруга $3U_0'$ у трансформаторів типу НАМИ – 10, НТМИ, ЗНОЛ, ЗНОМ складає 100 В.

Основний недолік струмових захистів – можливість неселективних відключень непошкоджених ділянок мережі особливо при невеликій кількості приєднань на шини підстанції. Так, при двох відходячих приєднаннях, на яких встановлений захист, при замиканнях на одному з них відключаються обидва приєднання. В цьому випадку за рахунок впливу ємнісних складових струм нульової послідовності в непошкодженій лінії, від якої налаштовується захист, стає порівнянним з струмом замикання на землю в пошкодженій лінії. Недоліком цієї системи захисту є важкість вибору уставки струму спрацювання, так як кількість одночасно працюючих приєднань в процесі експлуатації мережі змінюється, а отже, змінюється і повний струм замикання на землю.

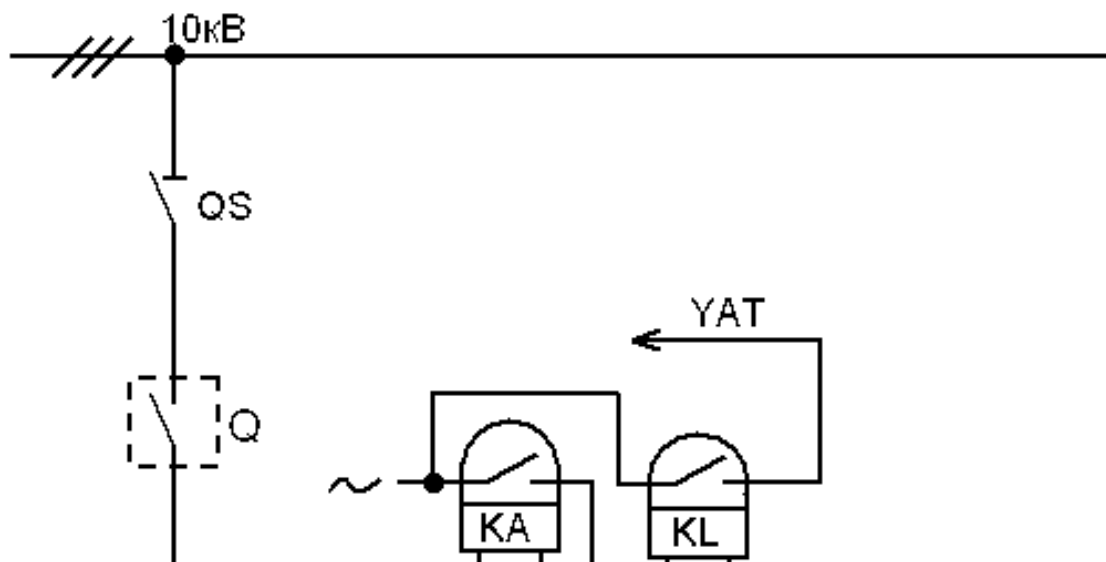
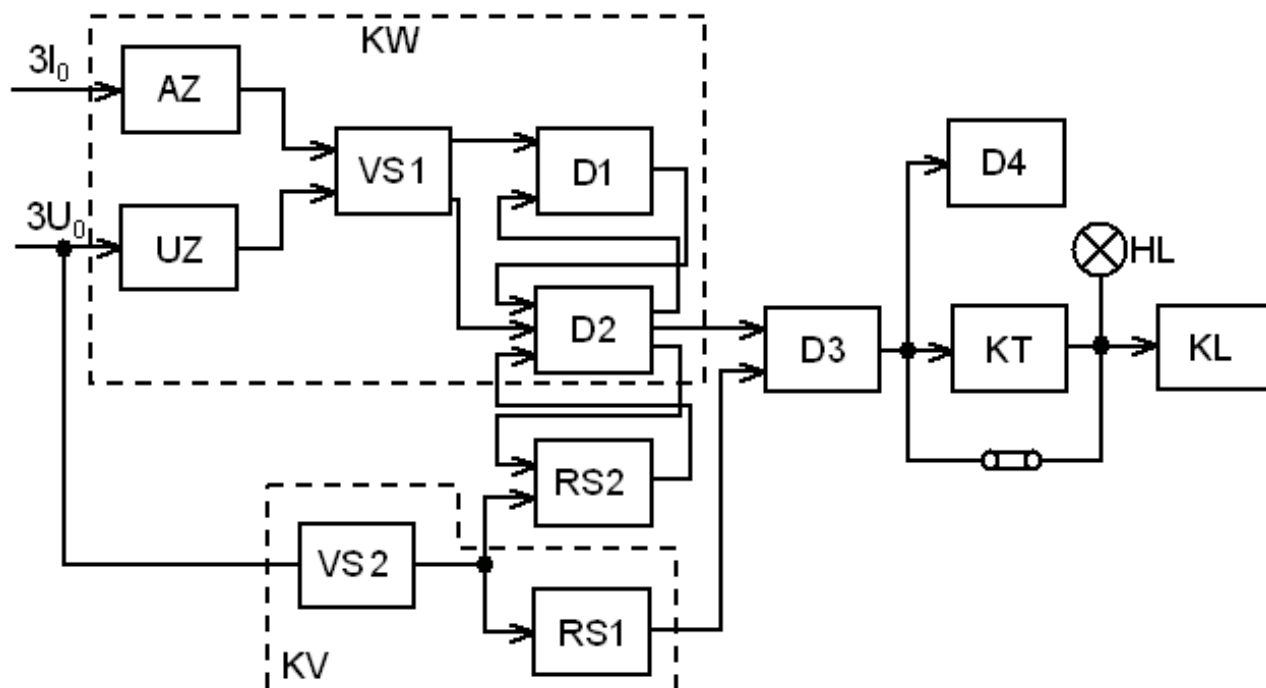


Рис.1.3. Принципова схема струмового захисту від однофазних замикань

Вказаних недоліків не має захист, реагуючий на початковий знак потужності нульової послідовності перехідного процесу. В перехідному процесі виниклий перерозподіл фазних напруг в точці замикання поширюється по лініям до шин у вигляді електромагнітних хвиль. Напрямок поширення хвилі визначається законом її миттєвої швидкості $p = u \cdot i$, де u, i - напруга і струм хвилі. Таким чином, на початку пошкодженої лінії миттєва потужність має від'ємний знак, а на початку непошкодженої – додатковий. Це справедливо для мереж будь-якої складності.

Дослідження показують, що в початковій стадії перехідного процесу результуюча потужність нульової послідовності і потужність електромагнітної хвилі мають однакові знаки. Це дозволяє виконати імпульсний направлений захист нульової послідовності, який підключається до стандартних вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги. Структурна схема показана на рис.1.4. Пристрій виконаний на напівпровідниковій базі. Основним органом захисту являється імпульсне реле напрямку потужності KW , фіксує початковий знак миттєвої потужності перехідного процесу при замиканні на землю.



Однак, зазначені засоби, навіть сучасні, не в змозі на 100% захистити обладнання від пошкоджень, що виникають в розподільчих мережах. Тому необхідно більш детально розглянути

процеси, що протікають в мережах 10-35 кВ при замиканнях на землю і прийняти радикальні рішення щодо захисту обладнання.

2. РЕЖИМИ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Практично питання про режим нейтралі не вирішується індивідуально при спорудженні певної електроустановки. Великий досвід проектування, спорудження та експлуатації електричних систем призвів до того, що це питання на протязі тривалого часу вирішувалося однозначно – в залежності від номінальної напруги електроустановки. На напрузі 0,4 кВ застосовується глухе заземлення нейтралі, на напрузі 6 – 35 кВ ізольована нейтраль та заземлення через дугогасячий реактор (компенсація ємнісного струму). В мережах 110 кВ і вище застосовується так зване ефективне заземлення нейтралі.

В останні роки на основі результатів численних наукових досліджень, вітчизняного та зарубіжного досвіду у вітчизняній енергетиці є стійка тенденція до часткового перегляду режимів заземлення нейтралі в електроустановках 6-35 кВ, які прийнято називати електроустановками середньої напруги. Так наприклад, пропонуються та впроваджуються в практику наступні способи заземлення нейтралі:

- заземлення через активний опір (резистивне заземлення) в мережах з порівняно невеликою сумарною протяжністю ліній і особливо в повітряних мережах;**
- комбіноване заземлення нейтралі в електричних мережах з великою сумарною протяжністю ліній, яке полягає в тому, що додатково паралельно дугогасильних реакторів підключається резистор з опором, яке підбирається певним чином;**
- заземлення нейтралі через елементи, що забезпечують компенсацію, як ємнісної, так і активної складових струму в місці замикання.**

Спосіб заземлення нейтралі вирішальним чином впливає на перенапруги, що виникають при дугових замиканнях на землю. Тому питання, пов'язані з

вибором способу заземлення нейтралі, тісно переплітаються з іншими вживаними в даний час засобами обмеження перенапруг за допомогою різних технічних засобів, наприклад, розрядників, нелінійних обмежувачів перенапруг і ін. Важливо також те, що способи заземлення нейтралі визначають також і спосіб виконання селективного захисту від замикань на землю. За інших рівних умов перевага повинна бути віддана такому способу заземлення нейтралі, при якому захист від замикання на землю виходить досить простим і надійним.

В даній роботі буде виконано дослідження роботи електроустановок розподільчих мереж напругою 10-35 кВ в залежності від типу заземлення нейтралі.

2.1. Мережі з ізолюваною нейтраллю

У мережах з ізолюваною нейтраллю проводи трифазної системи зв'язані із землею через ємності та активні опори ізоляції, розподілені по довжині лінії. На рис. 2.1 наведена схема заміщення незаземленій мережі без навантаження.

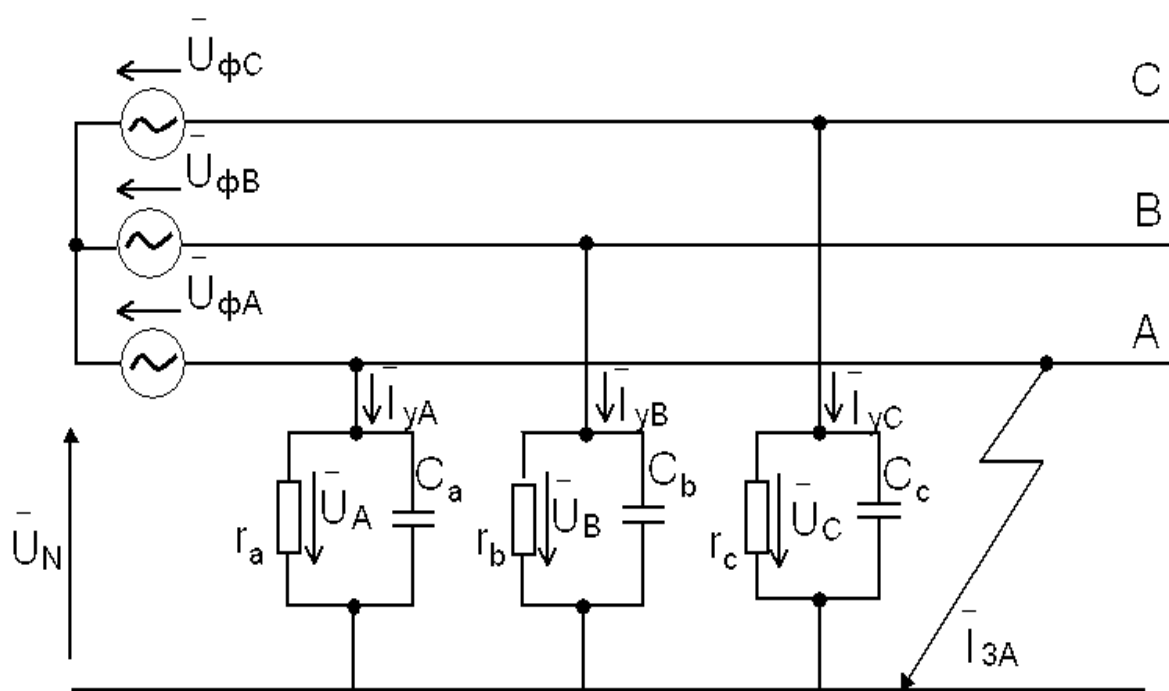


Рис.2.1. Схема заміщення трьохфазної ідеалізованої мережі з ізольованою нейтраллю

Для показаної мережі справедливі наступні відношення. Повні комплексні провідності фаз відносно землі:

$$\begin{aligned}\bar{Y}_A &= \frac{1}{r_A} + j\omega C_A \\ \bar{Y}_B &= \frac{1}{r_B} + j\omega C_B\end{aligned}\tag{2.1}$$

$$\bar{Y}_C = \frac{1}{r_C} + j\omega C_C$$

Напруга зміщення нейтралі:

$$\bar{U}_N = U_\phi \frac{\bar{Y}_S}{\bar{Y}_\Sigma}\tag{2.2}$$

де $\bar{Y}_\Sigma = \bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C$ - сумарна комплексна провідність мережі відносно землі;

U_ϕ - модуль фазної напруги мережі;

$\bar{Y}_S = \bar{Y}_A + a^2 \bar{Y}_B + a \bar{Y}_C$ - фазна комплексна провідність мережі відносно землі, котра дорівнює нулю при рівності провідностей фаз $\bar{Y}_A = \bar{Y}_B = \bar{Y}_C$;

$$a = \frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j\frac{2\pi}{3}} - \text{фазний множник.}$$

Беручи до уваги, що струм витоку в фазі А дорівнює $\bar{I}_{yA} = (\bar{U}_{\phi A} - \bar{U}_N) \bar{Y}_A$, то враховуючи (2.2) отримуємо:

$$\bar{I}_{yA} = U_{\phi} \frac{\bar{Y}_{\Sigma} - \bar{Y}_S}{\bar{Y}_{\Sigma}} \bar{Y}_A \quad (2.3)$$

аналогічно для інших фаз:

$$\bar{I}_{yB} = U_{\phi} \frac{a^2 \bar{Y}_{\Sigma} - \bar{Y}_S}{\bar{Y}_{\Sigma}} \bar{Y}_B \quad (2.4)$$

$$\bar{I}_{yC} = U_{\phi} \frac{a \bar{Y}_{\Sigma} - \bar{Y}_S}{\bar{Y}_{\Sigma}} \bar{Y}_C \quad (2.5)$$

Відношення (2.3)-(2.5) дозволяють визначити струми витоку в будь-якій фазі мережі при відомих активних опорах r_a, r_b, r_c та ємностях C_a, C_b, C_c відносно землі.

З цих співвідношень отримуємо вираження для струмів глухого замикання на землю для різних фаз мережі. Так для струму замикання в фазі А ($\bar{Y}_A = \infty$):

$$\bar{I}_{3A} = U_{\phi} [\bar{Y}_B (1 - a^2) + \bar{Y}_C (1 - a)] \quad (2.6)$$

аналогічно для інших фаз:

$$\bar{I}_{3B} = U_{\phi} [\bar{Y}_A (a^2 - 1) + \bar{Y}_C (a^2 - a)] \quad (2.7)$$

$$\bar{I}_{3C} = U_{\phi} [\bar{Y}_A (a - 1) + \bar{Y}_B (a - a^2)] \quad (2.8)$$

Таким чином для аналітичного визначення струмів замикання на землю необхідно знати параметри ізоляції мережі відносно землі.

В мережах з ізольованою нейтраллю замикання на землю можуть бути стійкі (металеві або через перехідний опір) або дугові [5]. На рис. 2.2. показані векторні діаграми напруг для нормального режиму мережі та при стійкому замиканні на землю.

Але в даній роботі звернемо увагу на більш цікаві процеси, які виникають в результаті замикань на землю, що супроводжуються електричною дугою.

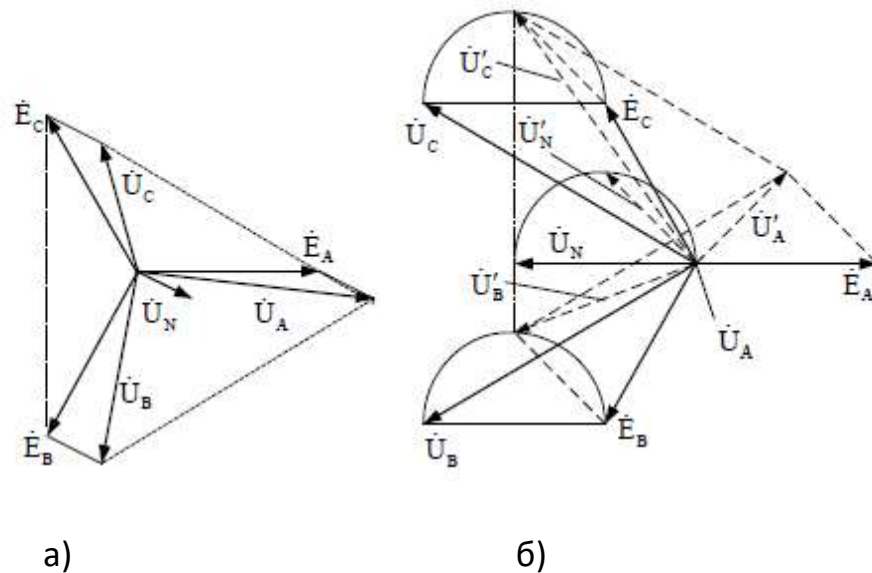


Рис.2.2. Векторні діаграми напруг

а – для нормального режиму при $U_N \neq 0$

б – при замиканні фази А на землю

При однофазних замиканнях в мережах 10-35 кВ в зоні контакту провідника із землею часто виникає електрична дуга. Аварійний процес характеризується рядом слідуєчих один за одним повторних запалювань та

згасань електричної дуги. Дуга, відіграючи роль своєрідного комутатора, періодично закорочує ємність пошкодженої фази відносно землі, потім знову вмикає її в мережу. Згасання та запалювання перемежаючої дуги викликає складні перехідні процеси, інтенсивність котрих залежить від таких факторів, як, наприклад характеристика дуги, ємність, індуктивність, опір ланцюга і т.ін.

Слід зазначити, що врахування всіх факторів, які впливають на перехідні процеси при перемежаючих замиканнях на землю становить собою дуже складну задачу. Із-за складності фізичних явищ пов'язаних із дуговими замиканнями, не існує їх точного аналітичного описання [6].

Згідно з теорією Петерсена максимальна кратність перенапруг при перехідних процесах не перевищує 3...4 в порівнянні з номінальними значеннями фазних напруг мережі.

Розглянемо поведінку трьохфазної ідеальної симетричної мережі рис.2.3 при однофазному дуговому замиканні на землю фази А.

Припустимо, що замикання виникло в момент часу $t = 0$, коли напруга фази А відносно землі має максимальне значення. Тоді фазні напруги мережі дорівнюють:

$$u_{\phi A} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2});$$

$$u_{\phi B} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2} - \frac{2\pi}{3}); \quad (2.9)$$

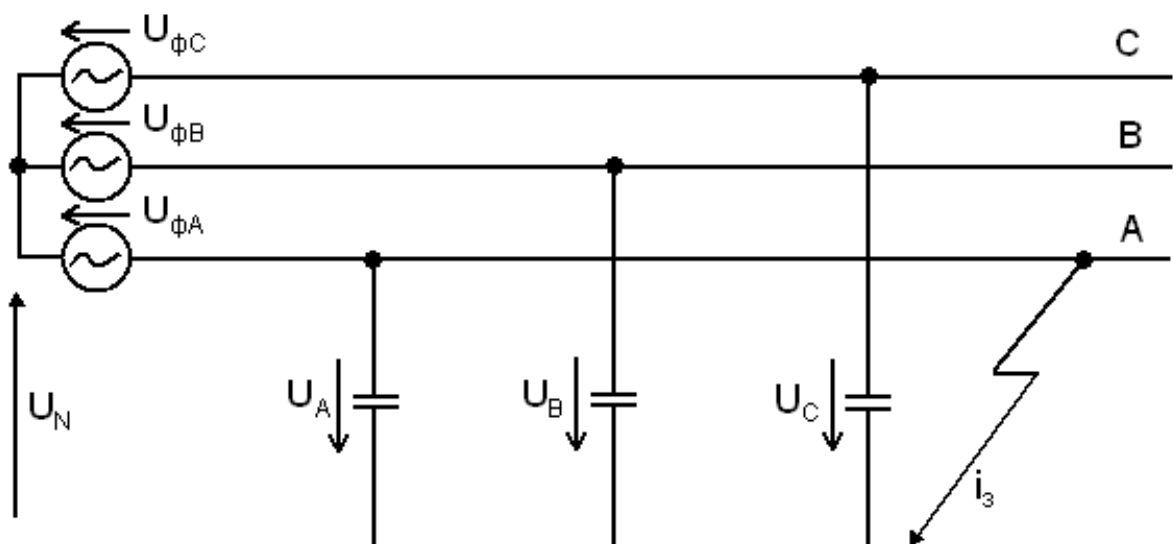


Рис. 2.3. Розрахункова схема ідеалізованої мережі при однофазному
замиканні на землю.

Безпосередньо перед замиканням фази А на землю, тобто при $t=(-0)$, напруга фаз А, В, С відносно землі мали значення (див.рис.2.3) $u_A(-0) = U_{\text{мф}}$; $u_B(-0) = u_C(-0) = 0,5U_{\text{мф}}$.

В інтервалі часу від $\omega t=0$ до $\omega t=\pi$ струм замикання на землю змінювався по закону:

$$i_3 = 3U_{\text{мф}}\omega C \sin(\omega t + \pi) \quad (2.10)$$

а напруга зміщення нейтралі U_N дорівнює напрузі фази А.

Згідно з гіпотезою Петерсена дуга згасає при проходженні струму замикання через найближчий нуль. Це відбувається в момент $\omega t=\pi$ (рис.2.4). Ємність пошкодженої фази більше не буде закорочена струмом дуги, опір якої в даний момент дорівнює нулю. Отже відбувається миттєвий перерозподіл напруг на ємностях мережі відносно землі.

Напруга зміщення нейтралі в наступному інтервалі, при $\pi \leq \omega t \leq 3\pi/2$ буде $U_N = -U_{\text{мф}}$. Таким чином, нульова точка джерела трьохфазного живлення відносно землі після згасання дуги приймає потенціал, який з часом змінюється і дорівнює по значенню амплітуді фазної напруги мережі.

Тому напруги в мережі в інтервалі згасання дуги будуть визначатися як:

$$u_A = U_{\text{мф}} \left[\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) + 1 \right]$$

$$u_B = U_{m\phi} \left[\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2} - \frac{2\pi}{3}\right) + 1 \right] \quad (2.11)$$

$$u_C = U_{m\phi} \left[\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2} - \frac{4\pi}{3}\right) + 1 \right]$$

В момент $\omega t = 3\pi/2$ напруга фази А знову досягне максимуму, тобто знову виникає струм дуги на землю і відбувається кидок струму i_3 (рис.2.4). Далі процес повторюється, але з протилежними знаками.

Таким чином, як видно із рис.2.4 при дугових замиканнях на землю в ідеальній електричній мережі перенапруги не перевищують подвійної амплітуди фазної напруги. Це засвідчують також дослідження [6].

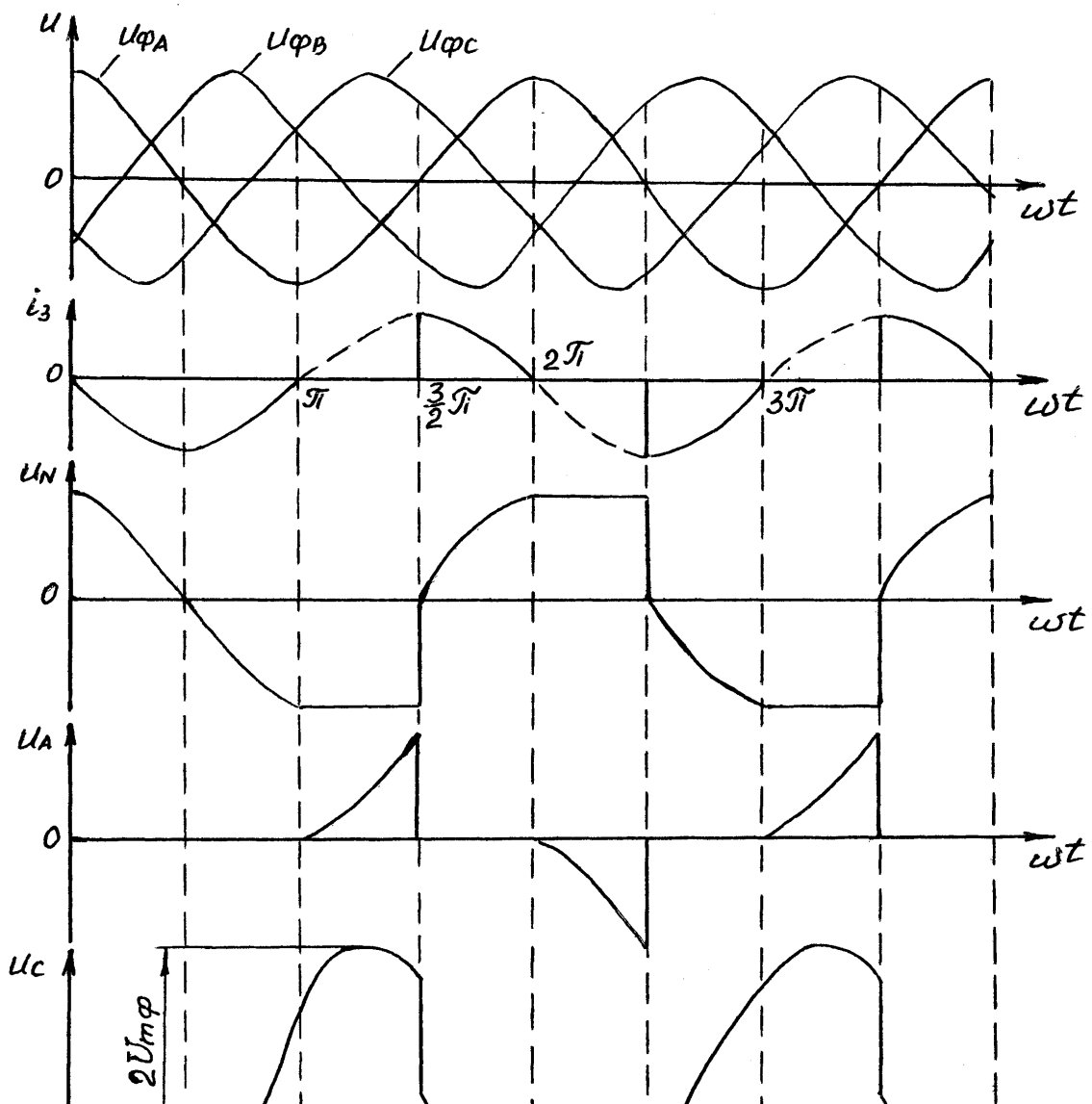


Рис. 2.4. Криві які характеризують перехідний процес при дуговому замиканні на землю в ідеалізованій мережі

Але реальні електричні мережі мають окрім ємнісної провідності фаз відносно землі ще й активно-індуктивний опір проводів. Тому при перемежаючих замиканнях на землю, що супроводжуються дугою можливі коливальні процеси. Перенапруга залежить від того, наскільки співвідношення активних, індуктивних та ємнісних елементів сприяють умовам резонансу в даній мережі. Резонансні ж перенапруги змінюються в широких межах і теоретично можуть досягати безкінечно великих значень [3]. В зв'язку з цим процеси, які відбуваються при перемежаючій дузі доцільно досліджувати по схемі рис.2.5.

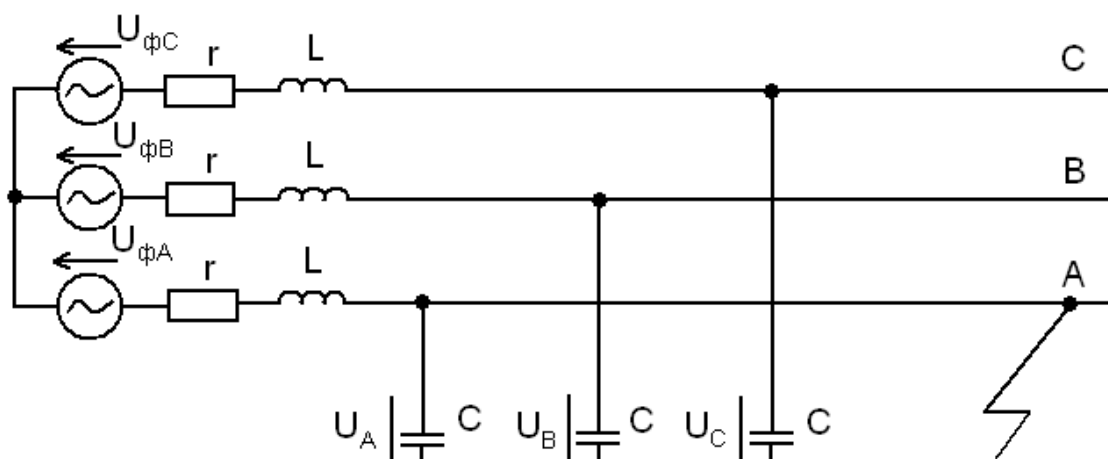


Рис. 2.5. Розрахункова схема трьохфазної мережі при замиканні
на землю

Більш доцільно розглядати перехідні процеси поступово, крок за кроком, починаючи із найпершого виникнення електричної дуги.

Методика рішення полягає в наступному. Припустимо, що виникнення дуги відбувається в той момент, коли напруга даної фази має значення близьке до амплітудного. Знайдемо напругу пошкодженої фази А в момент проходження її через максимум, при цьому визначимо початкову фазу ψ напруг живлення:

$$u_{\phi A} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \psi)$$

$$u_{\phi B} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \psi - \frac{2\pi}{3})$$

$$u_{\phi C} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \psi - \frac{4\pi}{3})$$

Згідно із схемою напруга фази А безпосередньо до замикання на землю визначається рівнянням:

$$u_A = \frac{U_{m\phi}}{\sqrt{r^2 \omega^2 C^2 + (1 - \omega^2 LC)}} \sin(\omega t + \psi - \phi), \quad (2.12)$$

$$\text{де } \phi = \arctg \frac{r\omega C}{1 - \omega^2 LC}$$

Очевидно, що для моменту часу $t = 0$ найбільше значення u_A буде мати при $\psi = \pi/2 - \varphi$.

Розглядаючи таким чином інтервал за інтервалом згасання та запалювання дуги, можливо отримати картину перехідних процесів, із якої визначити кратність виникаючих перенапруг для конкретних параметрів електричної мережі r, L, C .

2.2. Мережі з компенсованою нейтраллю

Як впливає з викладеного в підрозділі 2.1, дуга ємнісного струму в мережі з ізольованою нейтраллю при порівняно невеликих струмах може мати перемежаючий характер і бути причиною значних перенапруг. При великих струмах дуга може стати стійкою і тривале горіння її в кінці кінців призводить до міжфазного короткого замикання.

Тому необхідно вживати заходів для можливо швидкої ліквідації дуги. Одним з відомих і широко використовуваних варіантів вирішення такого завдання є заземлення нейтралі через котушку (рис. 2.6), індуктивність якої підбирається певним чином. Заземлювальна котушка отримала назву дугогасячої котушки або дугогасного реактора.

Даний термін, як буде видно з подальшого, дуже точно відображає призначення і механізм дії цього апарата. Дугогасячий реактор створює при замиканні на землю подвійну дію: по-перше, він істотно зменшує (компенсує) струм в місці замикання, а по-друге, уповільнює відновлення напруги на пошкодженій фазі після обриву дуги. Обидва ці обставини сприяють гасінню дуги.

В ПУЕ [7] відмічається, що робота електричних мереж 3-35 кВ повинна передбачатися з ізольованою або заземленою через дугогасячий реактори нейтраллю.

Компенсація ємнісного струму замикання на землю повинна використовуватися при значеннях цього струму в нормальних режимах:

в мережах 3-20 кВ, що мають залізобетонні та металеві опори на ПЛ та у всіх мережах 35 кВ - більше 10 А;

в мережах, що не мають залізобетонних та металевих опор на ПЛ: при напрузі 3-6 кВ - більше 30 А; при 10 кВ - більше 20 А; при 15-20 кВ - більше 15 А.

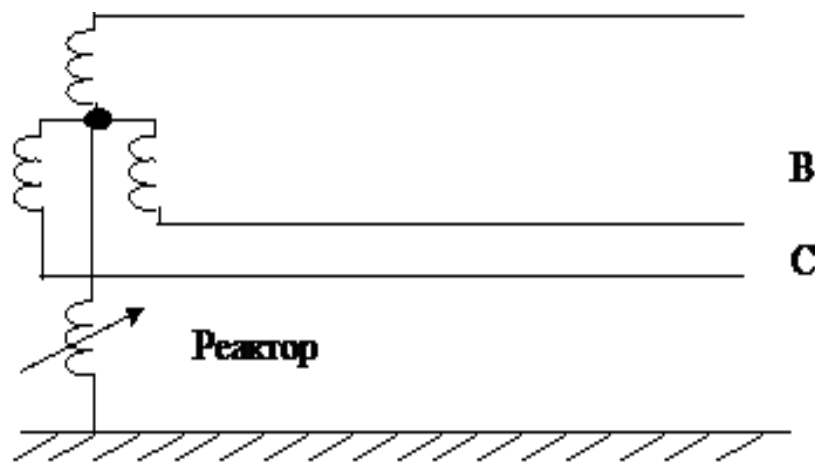


Рис.2.6. Схема мережі з компенсованою нейтраллю

Розглянемо ідеальну симетричну мережу рис.2.7.

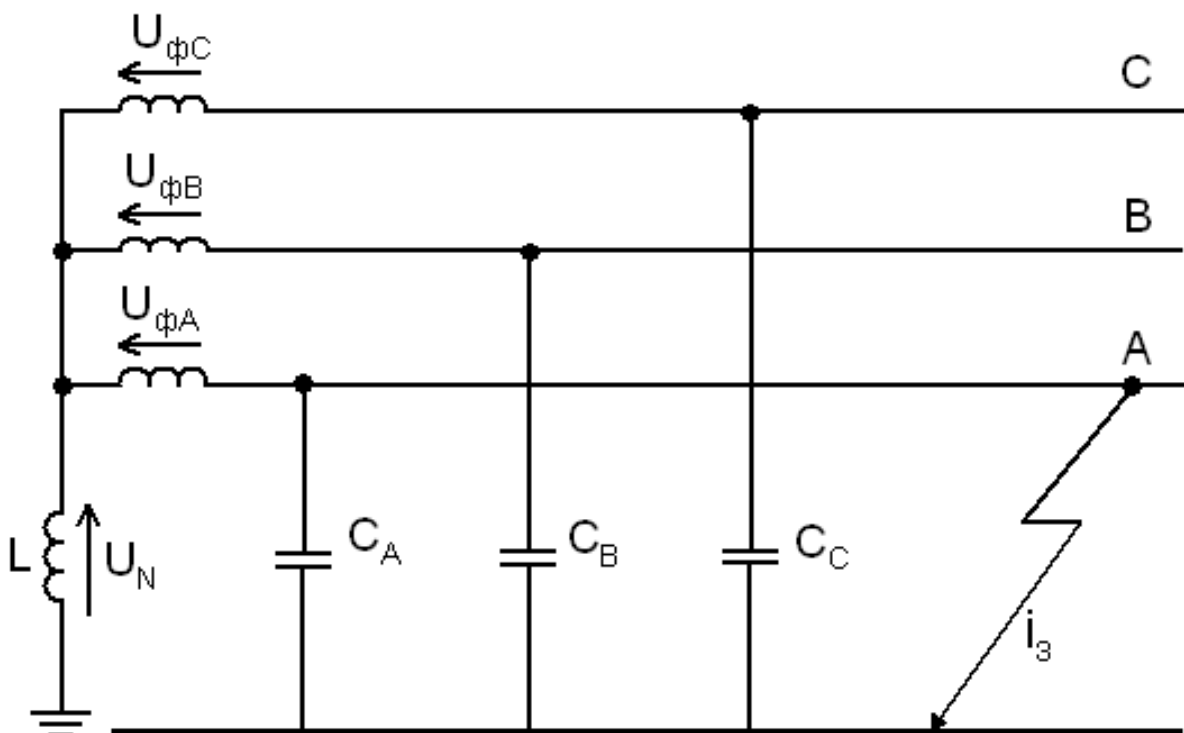


Рис.2.7. Схема компенсації ємнісних струмів замикання на землю при
ідеальних параметрах мережі й котушки.

В мережі $C_A = C_B = C_C = C$, струм замикання на землю дорівнює:

$$I_3 = U_{\phi} \left(3\omega C - \frac{1}{\omega L} \right) \quad (2.13)$$

При виконанні умови резонансу $3\omega C - 1/\omega L = 0$.

Таким чином, проблема гасіння дуги начебто вирішена. При ідеальних умовах не виникає перенапруження відносно землі. Напряга зміщення нейтралі U_N при $C_A = C_B = C_C$ дорівнює нулю.

Але мережі і котушки мають ще й активний опір, а ємності мережі відносно землі можуть відрізнятися одне від одного, тобто $C_A \neq C_B \neq C_C$. Є також принципова різниця між замиканням металевим (бездуговим) та із переважаючою дугою. В зв'язку з цим схема зображена на рис.2.7 предстане у вигляді:

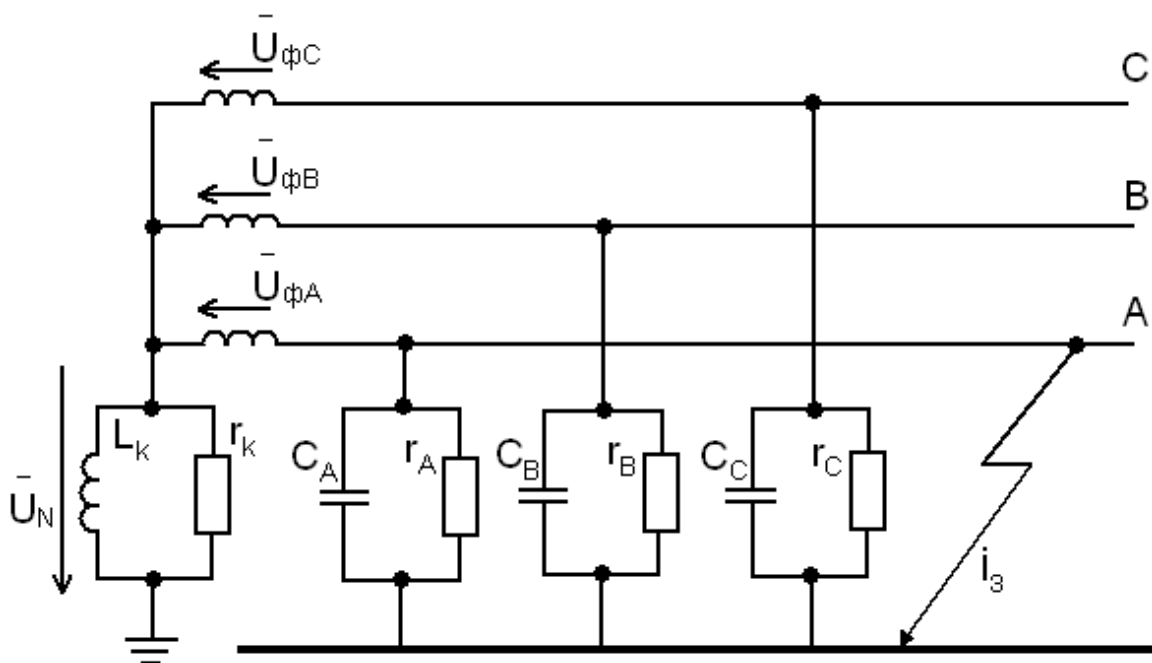


Рис.2.8. Схема мережі з компенсованою нейтраллю з урахуванням активних опорів мережі й реактора.

Вважаючи схему рис.2.8. симетричною ($C_A = C_B = C_C = C$), ($r_A = r_B = r_C = r$) приведемо її до розрахункової схеми рис.2.9.

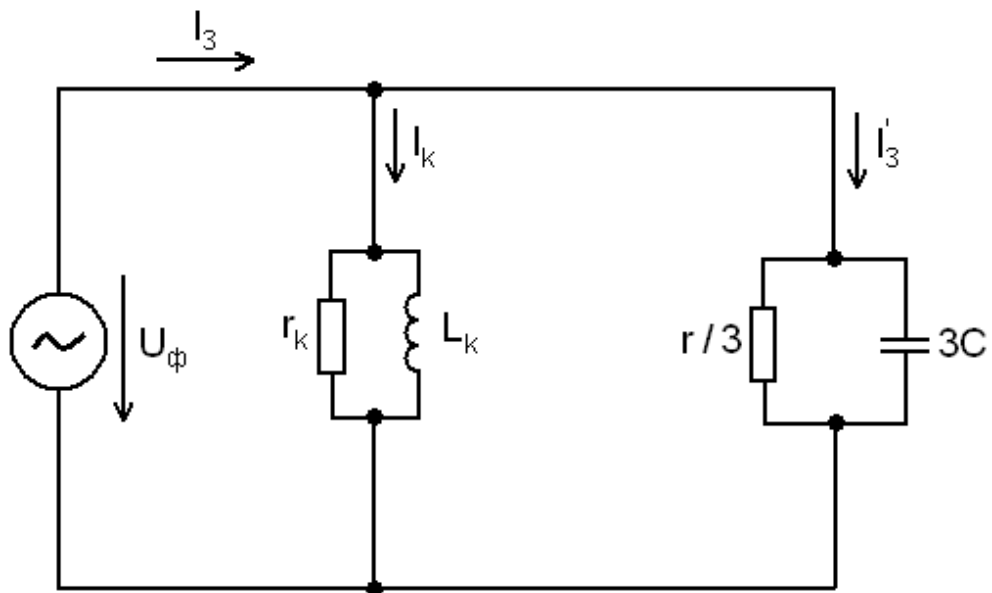


Рис. 2.9. Розрахункова схема мережі з компенсованою нейтраллю

Умовою резонансу є рівність ємнісного I_C та індуктивного I_L струмів. Струм замикання на землю в цьому випадку визначиться з виразу:

$$I_3 = U_\phi \left(\frac{1}{r_k} + \frac{3}{r} \right) \quad (2.14)$$

Як видно із цього навіть при резонансній настройці струм замикання на землю не дорівнює нулю й визначається опорами ізоляції і параметрами котушки.

Оскільки ємнісна складова струму замикання на землю не може бути визначена прямим вимірюванням, то резонансна настройка, яка відповідає умові $I_C = I_L$, не може бути здійснена безпосередньо, тому настройку компенсації ведуть по розрахунковому струму:

$$I_C = 3U_{\phi}\omega C$$

Таким чином резонансна настройка котушки для компенсації ємнісних струмів може бути здійснена лише приблизно, а струм замикання на землю завжди не буде рівний нулю.

При дуговому замиканні на землю в компенсованій мережі (рис.2.8) при умові резонансної настройки, записавши фазні напруги у вигляді:

$$u_{\phi A} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2})$$

$$u_{\phi B} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2} - \frac{2\pi}{3})$$

$$u_{\phi C} = U_{m\phi} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2} - \frac{4\pi}{3})$$

струм замикання на землю в перший інтервал часу дорівнює:

$$i_{3A} = \frac{U_m}{r_e} \sin(\omega t + \frac{\pi}{2}),$$

$$\text{де } r_e = \frac{3r_k}{3r_k + r}.$$

В момент проходження струму i_{3A} через нуль, тобто при $\omega t = \pi/2$, дуга згасне. Безпосередньо перед згасанням дуги напруги непошкоджених фаз будуть дорівнювати:

$$u_B(\frac{\pi}{2}-) = \frac{\sqrt{3}}{2} U_m; \quad u_C(\frac{\pi}{2}-) = -\frac{\sqrt{3}}{2} U_m$$

Струм в котушці L_K в момент згасання дуги ($i_{3A} = 0$) дорівнює амплітудному значенню:

$$i_L = \frac{U_m}{\omega L_K} \sin \frac{\pi}{2} = \frac{U_m}{\omega L_K}$$

Згідно [12] при дослідженні наступних інтервалів запалювання та згасання електричної дуги напруга вільної складової між нульовою точкою трансформатора й землею буде носити затухаючий коливальний характер із кутовою частотою:

$$\omega' = \sqrt{\frac{1}{L_K C} - \frac{1}{4C^2} \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{3r_K} \right)^2} \quad (2.15)$$

Для ідеалізованої мережі й котушки, коли $1/r = 1/3r_K = 0$, кутова частота незатухаючих коливань $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L_K C}}$.

Таким чином, в інтервалі після згасання дуги навіть при симетричній мережі напруга на дугогасному реакторі не дорівнює нулю. Вона змінюється з певною кутовою частотою. В цих умовах між окремими проводами мережі й землею можуть виникати перенапруги. Їх значення визначається різницею фазних напруг та напруг зміщення нейтралі:

$$u_A = u_{\phi A} - u_N; \quad u_B = u_{\phi B} - u_N; \quad u_C = u_{\phi C} - u_N.$$

Дуга знову запалюється при проходженні напруги через найближчий максимум. Далі процес повторюється. Але при розрахунку струмів і напруг перехідного процесу в наступні інтервали необхідно врахувати інші початкові значення струму в індуктивності котушки як в моменти замикання на землю, так і в моменти згасання дуги.

2.3. Мережі з резистивним заземленням нейтралі

Режим ізольованою нейтралі має істотний недолік, який полягає в можливості появи великих перенапруг при повторних запалюваннях дуги. Причиною великих перенапруг є залишкова напруга на нейтралі, обумовлена надлишковими зарядами на ємностях фаз мережі, які не встигають стікати до чергового запалювання дуги через природні провідності між фазами мережі й землею. Тому абсолютно очевидним способом зниження перенапруг є створення шляху для стікання надлишкових зарядів за допомогою заземлення нейтралі мережі через резистор з таким опором, при якому практично повне стікання надлишкових зарядів забезпечується до моменту можливого повторного запалювання дуги, тобто за половину періоду промислової частоти.

Забігаючи наперед, скажемо, що при виборі опору заземлювального резистора тільки з цієї умови, струм в місці замикання збільшується не набагато (приблизно в 1,5 рази), і тому в більшості випадків, також як і при ізольованій нейтралі і при компенсації ємнісного струму, припустима робота мережі при однофазному замиканні в протягом деякого часу.

Пропозиції по застосуванню резистивного заземлення нейтралі відомі давно [8, 9]. У цих же роботах досить докладно розглянуті всі принципові питання, пов'язані з таким режимом заземлення нейтралі. В даний час питання, пов'язані з теорією і практикою застосування резистивного заземлення нейтралі активно розробляються.

Відомі пропозиції, згідно з якими слід приймати такий опір заземлюючого резистора, при якому активна складова струму замикання становить 30, 60 А. У цьому випадку мережа повинна бути оснащена швидкодіючої захистом від замикань на землю, що діє на відключення, так як тривалий перебіг таких струмів в місці замикання неприпустимо.

При цьому важливо відзначити, що виконання захисту від замикань на землю при струмах замикання 30 - 60 А при інших рівних умовах спрощується. Простота виконання швидкодіючої селективного захисту є одним з аргументів на користь такого вибору опору заземлювального резистора. При цьому потужність заземлюючого резистора може вибиратися з умови протікання по ньому струму протягом невеликого проміжку часу.

Основна область застосування резистивного заземлення нейтралі - мережі з порівняно невеликими ємнісними струмами, при яких ще не рекомендується, за існуючими нормами, установка дугогасильних реакторів. Найбільш поширеним видом таких мереж є мережі 6-10 кВ власних потреб електростанцій, мережі, які живлять пересувні механізми відкритих гірничих розробок, а також повітряні розподільні мережі 6 - 35 кВ.

Заземлювальний резистор, також як і дугогасячий реактор, може підключатися до нейтралі спеціального трансформатора із з'єднанням обмоток зірка - трикутник або до будь-якого силового трансформатора, у якого є обмотка, з'єднана в трикутник (рис. 2.10).

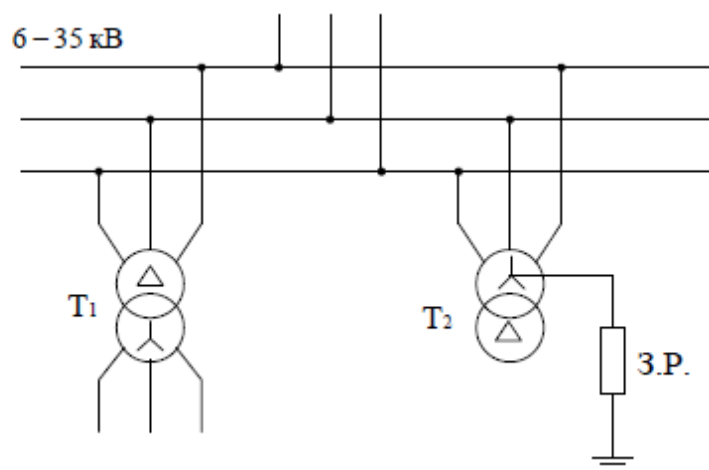


Рис. 2.10. Схема мережі з резистивним заземленням нейтралі

Якщо при резистивному заземленні нейтралі струм залишається на такому рівні, що можлива тривала робота мережі при однофазному замиканні, то такий режим прийнято умовно називати високоомним резистивним заземленням. Якщо ж збільшення струму таке, що тривала робота мережі при замиканні на землю неприпустима, то режим умовно називають низькоомним резистивним заземленням.

Ефективність застосування резистивного заземлення нейтралі більш детально буде розглянуто в третьому розділі даної роботи. Логічним же завершенням другого розділу слід вважати огляд переваг і недоліків кожного із зазначеного типу заземлення нейтралі.

Ізольована нейтраль

Переваги:

1. Відносно малий струм замикання на землю.
2. Підтримання безперебійної роботи мережі при наявності ОЗЗ.
3. Незначний вплив на сусідні установки (відносно прості пристрої заземлення).
4. Можливість самоусунення пошкодження при дотриманні умов дугогасіння.

Недоліки:

1. Продовження аварійного режиму роботи мережі (підвищене навантаження на ізоляцію в зв'язку з підвищенням напруги непошкоджених фаз в 3 рази).
2. Висока ймовірність виникнення міжфазних, подвійних замикань на землю і ушкоджень електротехнічного обладнання.
3. Значні кратності внутрішніх перенапруг при дугових замиканнях на землю і пов'язані з ними ферорезонансні явища.

4. Недостатня безпека експлуатації мережі, не задовольняє сучасним вимогам (можливість тривалого існування небезпечних напруг дотику (до 2 годин), виникнення однофазних замикань на землю (ОЗЗ) через залізобетонні опори з спеченого ґрунту біля основи, можливість перекриття ізоляції комутаційних пристроїв при оперативних перемиканнях, обривах і падіннях проводів повітряних ліній).
5. Незадовільні селективність і перешкодостійкість пристроїв релейного захисту і автоматики, їх недостатня чутливість і швидкодія.
6. Складність визначення місця замикання.
7. Зміщення нейтралі.

Компенсована нейтраль

Переваги:

1. Зниження кратностей перенапруг.
2. Малий залишковий струм замикання на землю.
3. Підтримання безперебійної роботи мережі при наявності ОЗЗ.
4. Незначний вплив на сусідні установки (відносно прості пристрої заземлення).
5. Можливість самоусунення пошкодження при дотриманні умов гасіння дуги.

Недоліки:

1. Продовження аварійного режиму роботи мережі (підвищене навантаження на ізоляцію в зв'язку з підвищенням напруги непошкоджених фаз в 3 рази).

2. Складність визначення місця замикання - ще більше, ніж у випадку з ізольованою нетраллю, утруднюється завдання з побудови селективного захисту від ОЗЗ.
3. Складність настройки ДГР і їх узгодження один з одним.
4. Значні витрати на пристрої автоматичної компенсації та котушки.
5. Недостатня безпека експлуатації мережі, не задовольняє сучасним вимогам (можливість тривалого існування небезпечних напруг дотику (до 2 годин), виникнення однофазних замикань на землю (ОЗЗ) через залізобетонні опори з спеченого ґрунтом біля основи, можливість перекриття ізоляції комутаційних пристроїв при оперативних перемикаваннях, обривах і падіннях проводів повітряних ліній).
6. Незадовільні селективність і перешкодостійкість пристроїв релейного захисту і автоматики, їх недостатні чутливість і швидкодія.
7. Зміщення нейтралі.

Резистивне заземлення нейтралі

Переваги:

1. Зниження кратностей перенапруг до рівня безпечного для електрообладнання мережі.
2. Можливість побудови простого, селективного і надійного захисту від ОЗЗ, заснованого на принципі протікання активної складової струму ОЗЗ тільки по пошкодженному приєднанні.
3. Незначні (у порівнянні з ДГР) витрати на виробництво резисторів.

4. Відсутність необхідності узгоджувати резистори один з одним і автоматично змінювати їх параметри.
5. Мала напруга нейтралі.
6. Мала тривалість ОЗЗ (при роботі захисту на відключення).
7. Селективне визначення пошкодженого приєднання з подальшим відключенням (при роботі на сигнал).
8. Можливість збереження переваг мереж з ізольованою нейтраллю, обумовлених відносно невеликими струмами замикання на землю, при правильному виборі величин опорів і енергетичних характеристик резисторів і засобів релейного захисту та автоматики (при застосуванні високоомних резисторів).

Недоліки:

1. Збільшення струму ОЗЗ в порівнянні з режимами ізольованої нейтралі.
2. Неможливість підтримання безперебійної експлуатації мережі при наявності ОЗЗ (при дії РЗ на відключення).

Зазначимо, що недоліки мереж з резистивним заземленням нейтралі по суті справи є не недоліками, а об'єктивними факторами, що впливають з даного способу заземлення нейтралі. Крім того, ОЗЗ - є аварія, і необхідне відключення пошкодженого приєднання. Методика, заснована на системному підході, що включає в себе облік призначення та конструктивного виконання мереж, аналіз перенапруг, розрахунок стаціонарних режимів і перехідних процесів, що дозволяє визначати необхідні параметри резисторів - величини опорів і їх енергетичні характеристики, вибирати схеми їх підключення, принципи функціонування та необхідні технічні засоби релейного захисту мереж 6-35 кВ різного виконання та призначення.

3. ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ РЕЗИСТИВНОГО ТА КОМБІНОВАНОГО ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ В МЕРЕЖАХ 10-35 КВ

3.1. Мережі з резистивним заземленням нейтралі в нормальному режимі роботи та при стійкому замиканні на землю

Необхідні співвідношення при стійкому замиканні на землю і в нормальному режимі для мережі з резистивним заземленням нейтралі можна отримати за схемою заміщення, наведеної на рис. 3.1.

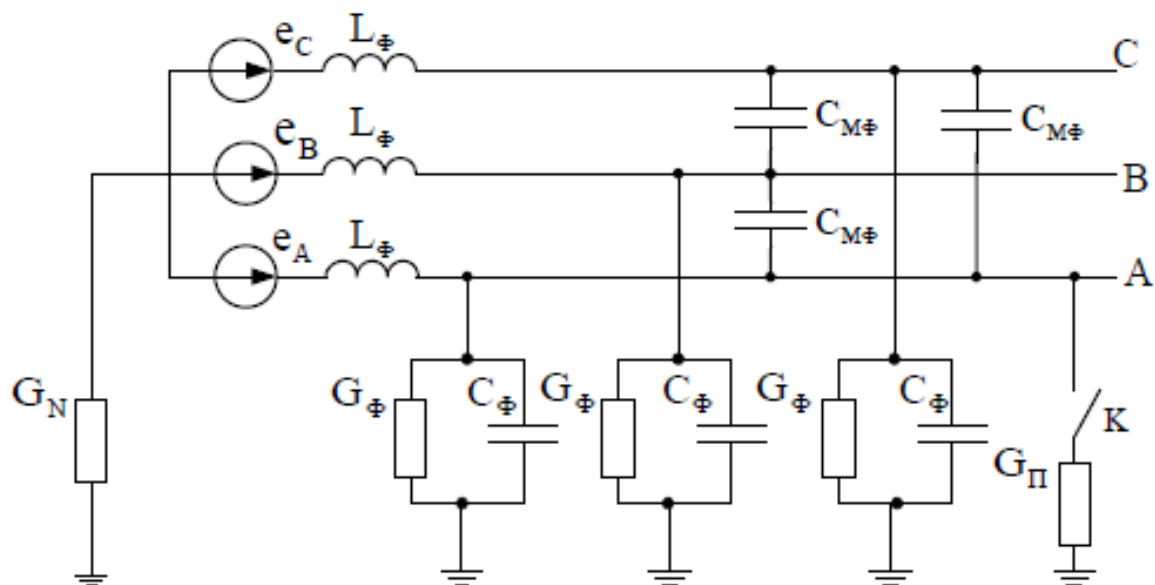


Рис. 3.1. Схема заміщення мережі з резистивним заземленням нейтралі

Ця схема заміщення є окремим випадком схеми, використовуваної для розгляду мережі з компенсацією ємнісного струму, якщо

$$B_L = \frac{1}{\omega L} = 0$$

$$G_L = G_N = \frac{1}{R_N}$$

Очевидно, що і співвідношення, отримані для компенсованій мережі, будуть відповідати мережі з резистивним заземленням нейтралі при зазначених вище умовах.

Однак, на відміну від мережі з компенсацією ємнісних струмів в даному випадку можна обмежитися визначенням струмів тільки для робочої частоти, так як складові вищих гармонік при резистивному заземленні нейтралі по відношенню до повному струму замикання значно менше, ніж в компенсованій мережі по відношенню до залишковим току. Таким чином, електричні величини, що характеризують режим мережі з резистивним заземленням нейтралі при стійкому замиканні на землю, визначаються наступними співвідношеннями:

напруга на нейтралі

$$\dot{U}_N = -\frac{\dot{E}_A G_{\Pi}}{3\underline{Y}_{\Phi} + G_{\Pi} + G_N}; \quad (3.1)$$

напруга на пошкодженій фазі

$$\dot{U}_A = \dot{E}_A + \dot{U}_N = \frac{\dot{E}_A (3\underline{Y}_{\Phi} + G_N)}{3\underline{Y}_{\Phi} + G_{\Pi} + G_N}; \quad (3.2)$$

струм в місці замикання

$$\dot{I}_3 = \dot{U}_A \cdot G_{\Pi} = \frac{\dot{E}_A (3\underline{Y}_{\Phi} + G_N) G_{\Pi}}{3\underline{Y}_{\Phi} + G_{\Pi} + G_N}; \quad (3.3)$$

напруга в непошкоджених фазах В та С

$$\dot{U}_B = \dot{E}_B + \dot{U}_N = \frac{\dot{E}_B(3\underline{Y}_\Phi + G_N) - \dot{E}_A G_\Pi}{3\underline{Y}_\Phi + G_N + G_\Pi}, \quad (3.4)$$

$$\dot{U}_C = \dot{E}_C + \dot{U}_N = \frac{\dot{E}_C(3\underline{Y}_\Phi + G_N) - \dot{E}_A G_\Pi}{3\underline{Y}_\Phi + G_N + G_\Pi}. \quad (3.5)$$

У виразах (3.1) – (3.5)

$\dot{E}_A = \dot{E}_B = \dot{E}_C = \dot{E}_\Phi$ - діючі значення фазних ЕРС робочої частоти ω ;

$\underline{Y}_A = \underline{Y}_B = \underline{Y}_\Phi = G_\Phi + j\omega C_\Phi$ - повні провідності фаз відносно землі;

$G_\Pi = 1/R_\Pi$ – провідність в місці замикання;

G_N – провідність заземлюючого резистора.

Якщо вираз (3.5) представити у вигляді

$$\dot{I}_3 = \frac{\dot{E}_A}{R_\Pi + \frac{1}{3G_\Phi + G_N + j3\omega C_\Phi}}. \quad (3.6)$$

то виразу (3.6) відповідатиме схема заміщення нульової послідовності, що зображена на рис. 3.2.

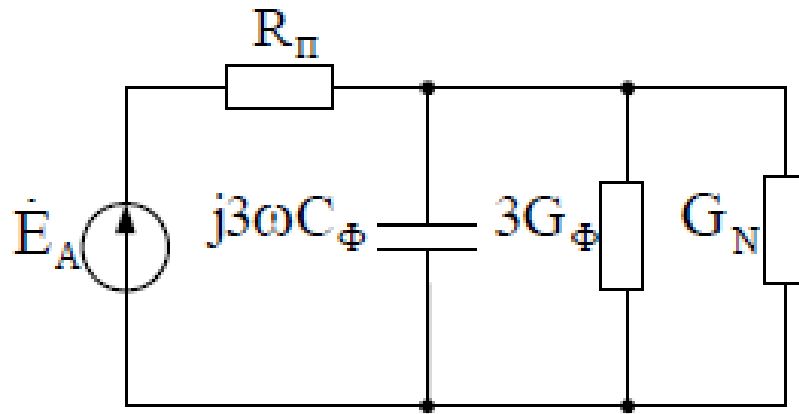


Рис. 3.2. Схема заміщення нульової послідовності

Прийнявши, як і раніше в якості базисної сумарну емкостную провідність фаз мережі відносно землі ($3\omega C_\Phi$) перетворимо (3.6) наступним чином

$$\dot{I}_3 = I_C \frac{1}{R_{\Pi*} + \frac{1}{d + G_{N*} + j}}, \quad (3.7)$$

де $R_{\Pi*} = R_\Pi 3\omega C_\Phi$, $d = \frac{3G_\Phi}{3\omega C_\Phi}$, $G_{N*} = \frac{G_N}{3\omega C_\Phi}$,

$\dot{I}_C = \dot{E}_A 3j\omega C_\Phi$ - ємнісна складова струму замикання на землю.

Якщо прийняти $R_\Pi = 0$, то отримуємо

$$\dot{I}_3 = \dot{I}_a + \dot{I}_{aN} + \dot{I}_C \quad (3.8)$$

де $\dot{I}_a = \dot{I}_C d$ - активна складова струму замикання, що обумовлена активною провідністю фаз мережі відносно землі,

$\dot{I}_{aN} = \dot{E}_\Phi G_N$ - активна складова струму замикання, що обумовлена заземленням нейтралі через резистор.

Очевидно, що відносна провідність G_N дорівнює також відношенню додаткового активного струму до ємнісного струму замикання, яке позначимо

$$I_{aN^*} = \frac{I_{aN}}{I_C}$$

Тоді для абсолютних значень отримуємо вирази:

напруга на нейтралі

$$U_N = \frac{E_\Phi}{\sqrt{(dR_{\Pi*} + G_{N*}R_{\Pi*} + 1)^2 + R_{\Pi*}^2}}; \quad (3.9)$$

напруга на неушкоджених фазах

$$U_{C,B} = E_\Phi \sqrt{\left(0,5 + \frac{(dR_{\Pi*} + G_{N*}R_{\Pi*} + 1)}{(dR_{\Pi*} + G_{N*}R_{\Pi*} + 1)^2 + 1}\right)^2 + \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \pm \frac{R_{\Pi*}}{(dR_{\Pi*} + G_{N*}R_{\Pi*} + 1)^2 + R_{\Pi*}}\right)^2} \quad (3.10)$$

В (3.10) знак «+» відноситься до фази випереджальної по відношенню до пошкодженої, а «-» до відстаючої.

На рис. 3.3 побудовано графіки напруг на нейтралі і непошкоджених фазах залежно від перехідного опору при різних значеннях G_N .

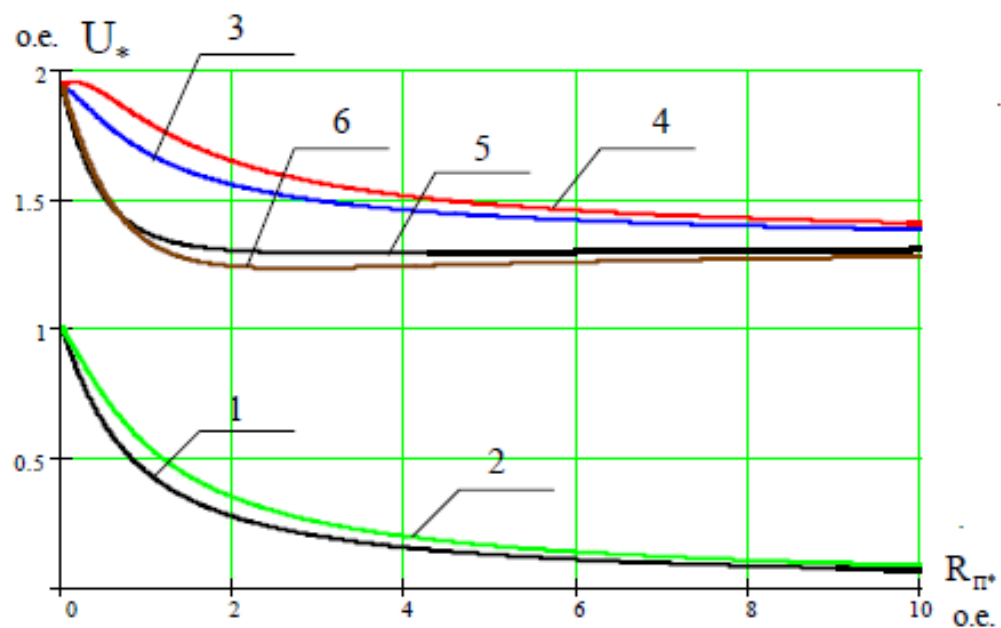


Рис. 3.3. Графіки напруги в залежності від перехідного опору

1, 2 – напруга в нейтралі

3, 4 – напруга в фазі С

5, 6 – напруга в фазі В

1, 3, 5 – побудовані при $G_N^*=1$

2, 4, 6 – побудовані при $G_N^*=0,5$

Як і слід було очікувати, при $R_{\pi}=0$ і при будь-якому значенні G_N напруга на непошкоджених фазах дорівнює лінійній і, для прийнятих значень G_N^* опір прямої і зворотної послідовностей значно менше опору нульової послідовності. Також цілком зрозуміло і те, що при одних і тих же

значеннях перехідного опору напруга нульової послідовності менше, ніж в мережі з ізольованою нейтраллю і в мережі з компенсацією ємнісного струму.

Напруга зміщення нейтралі, **ВИКЛИКАНА** ємнісною несиметрією, при відсутності замикання визначається також як і в мережі з ізольованою нейтраллю при $G_L = G_N$

$$U_{N\text{см}} = E_{\Phi} \frac{\alpha_C}{\sqrt{(d + G_{N*})^2 + 1}}. \quad (3.11)$$

З (3.11) випливає, що при резистивному заземленні напруга зміщення нейтралі при інших рівних умовах (при певній ємнісній несиметрії) тим менше, чим більше G_N .

3.2. Вплив резистивного заземлення нейтралі на величину перенапруг в мережі

Заземлювальний резистор в принципі впливає на перехідний процес після згасання дуги. При розгляді перехідних процесів, що викликаються пробоем ізоляції однієї з фаз, в мережі з компенсацією ємнісного струму було прийнято, що дугогасячий реактор не чинить на ці процеси практично ніякого впливу, так як його опір при високих частотах перехідних процесів дуже великий. При заземленні нейтралі через резистор відсутність такого впливу не є очевидним фактом.

Розглянемо спочатку вплив заземлюючого резистора на перехідні процеси зміни заряду ємностей непошкоджених фаз. При оцінці цього впливу знехтуємо індуктивністю заземлюючого трансформатора, що свідомо дасть більший вплив, так як згадані процеси носять високочастотний характер.

Отримані у розділі 2 співвідношення показують, що перехідний процес в непошкоджених фазах однаковий і проходить синхронно. Тому схема заміщення, що відображає цей процес представлена на рис. 3.4, де $U_{пр}$ – напруга, при якій запалюється дуга (пробивна напруга).

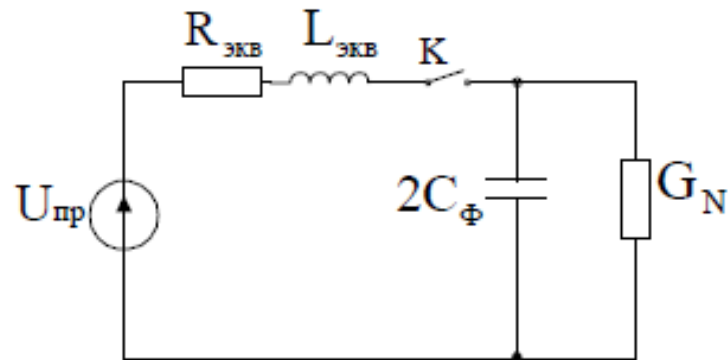


Рис. 3.4. Схема заміщення контуру непошкоджених фаз для перехідного процесу при запалюванні дуги

Диференціальне рівняння, що описує вільну складову перехідного процесу в схемі (рис. 3.4), щодо напруги на ємності

$$\frac{d^2 u_c}{dt^2} + \left(\frac{G_N}{2C_\Phi} + \frac{R_{\text{экв}}}{L_{\text{экв}}} \right) \frac{du_c}{dt} + \left(\frac{1}{2L_{\text{экв}} C_\Phi} + \frac{G_N R_{\text{экв}}}{2L_{\text{экв}} C_\Phi} \right) u_c = 0 \quad (3.12)$$

Коефіцієнти диференційного рівняння

$$\delta_1 = \left(\frac{G_N}{4C_\Phi} + \frac{R_{\text{экв}}}{2L_{\text{экв}}} \right) \quad \omega_{p1}^2 = \left(\frac{1}{2L_{\text{экв}} C_\Phi} + \frac{G_N R_{\text{экв}}}{2L_{\text{экв}} C_\Phi} \right)$$

є відповідно коефіцієнтом згасання і квадратом резонансної частоти еквівалентного контуру перехідного ємнісного струму, які з урахуванням того, що

$$G_N = G_{N^*} 3\omega C_\phi$$

представимо їх у наступному вигляді

$$\delta_1 = \delta'_1 + \frac{3}{4} \omega G_{N^*} \quad (3.13)$$

$$\omega_{p1}^2 = \omega_{p1}'^2 + 3\delta'_1 \omega G_{N^*} \quad (3.14)$$

де $\delta'_1 = \frac{R_{\text{экв}}}{2L_{\text{экв}}}$, $\omega_{p1}'^2 = \frac{1}{2L_{\text{экв}} C_\phi}$ - відповідно коефіцієнт згасання та резонансна частота контуру перехідного ємнісного струму, не враховуючи вплив заземлюючого резистора.

Таким чином, в мережі з резистивним заземленням нейтралі коефіцієнт згасання перехідного ємнісного струму замикання визначається за (3.13), а частота вільних коливань дорівнює

$$\omega_1 = \sqrt{\omega_{p1}^2 - \delta_1^2} \quad (3.15)$$

Як видно з (3.13), (3.14), ступінь впливу провідності заземлюючого резистора на значення δ_1 та ω_{p1} залежить від їх вихідних значень при $G_{N^*}=0$. Для кількісної оцінки цього впливу, згідно рекомендацій [5] приймемо конкретні значення $\delta_1=420$, $\omega_{p1}=12566$ 1/с (2000 Гц) відповідно до прийнятих при розрахунку перенапруг значенням $k_{d1}=0,1$ (див. розділ 2).

Залежності δ_1 та ω_{p1} в функції від G_{N^*} наведені на рис. 3.5.

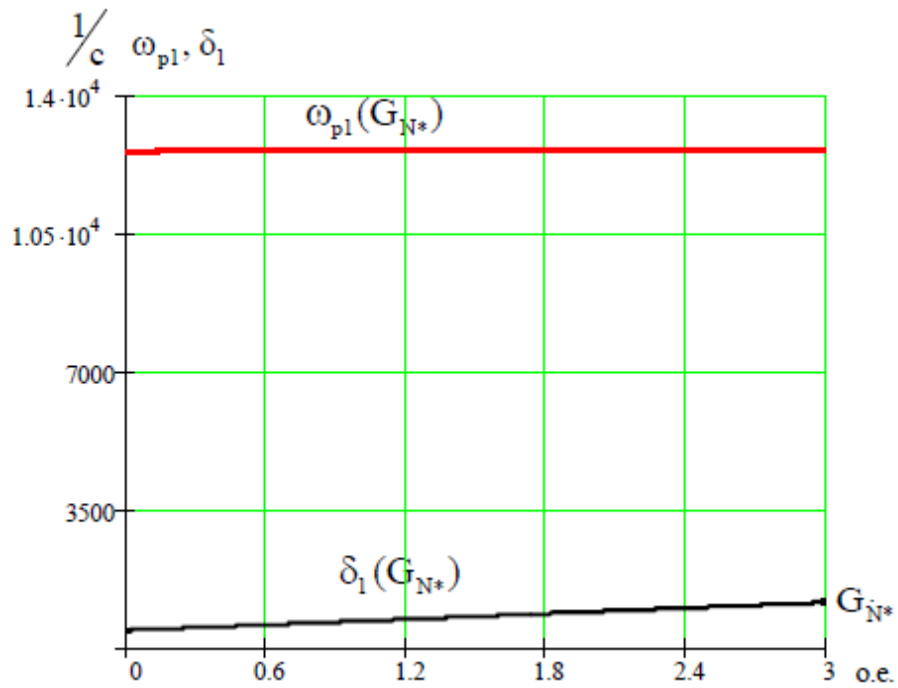


Рис. 3.5. Залежності коефіцієнта згасання і резонансної частоти від провідності заземлюючого резистора

Як видно, навіть при порівняно великих значеннях G_{N^*} перехідний процес, викликаний запалюванням дуги, залишається коливальним слабозатухаючим. Тому і в мережі з резистивним заземленням нейтралі погасання дуги може відбуватися при проходженні через нуль сумарного струму замикання, **ТОБТО** практично через ціле число напівперіодів складової з частотою ω_1 або при проходженні через нуль примушеної складової струму.

Так як залишкова напруга на нейтралі, **обумовлене** цими зарядами, є однією з основних причин виникнення великих перенапруг, то визначимо значення G_{N^*} , при якому виконується умова практично повного стікання надлишкових зарядів за **ПОЛОВИНУ** періоду промислової частоти після згасання дуги. Схема заміщення нульової послідовності для цієї стадії процесу представлена на рис.

3.6.

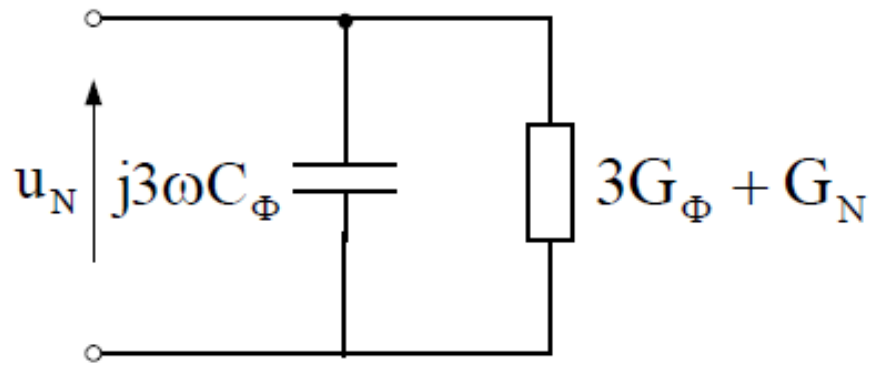


Рис. 3.6. Схема заміщення мережі з резистивним заземленням нейтралі після гасіння дуги

Напруга на нейтралі після гасіння дуги змінюється по закону [5]

$$u_N = u_{N0} e^{-\frac{t}{\tau_N}} \quad (3.16)$$

де u_{N0} – напруга в нейтралі в момент згасання дуги

$$\tau_N = \frac{3C_\Phi}{3G_\Phi + G_N} \quad \text{– постійна часу процесу стікання надлишкових зарядів.}$$

Помноживши та поділивши вираз для τ_N на промислову частоту ω , приведемо його до вигляду

$$\tau_N = \frac{1}{(d + G_{N*})\omega} \quad (3.17)$$

Так як перехідний процес по (3.16) практично закінчується за час, рівний $3\tau_N$, шукане значення G_{N^*} знайдемо з умови

$$3\tau_N = \frac{T}{2} \quad (3.18)$$

де $T=2\pi/\omega$ - період напруги промислової частоти.

Підставляючи в (3.17) вираз (3.18) отримуємо

$$G_{N^*} = \frac{3}{p} - d \quad (3.19)$$

Оскільки $d \ll 3/p$, то $G_{N^*} \approx 3/p = 0,955$.

Таким чином, позитивний вплив резистивного заземлення, **ЩО ВИЯВЛЯЄТЬСЯ** в усуненні ефекту накопичення надлишкових зарядів при повторному запаленні дуги, практично повністю реалізується, якщо додаткова активна складова струму замикання приблизно дорівнює ємнісній складовій.

Так як вартість заземлюючого резистора при інших рівних умовах зменшується при зменшенні струму, на який він розрахований, то доцільно розглянути наскільки зберігається ефект зниження перенапруг, якщо приймати $G_{N^*} < 3/p$.

Так як в прийнятому діапазоні значень G_{N^*} (приблизно від 0 до 1) перехідний струм в місці замикання може залишатися коливальним з порівняно слабким загасанням, то і в мережі з резистивним заземленням нейтралі формування перенапруг може відбуватися по будь-якій з відомих теорій (Петерса, Петерсона, Слепяна, Беякова) [5].

Проаналізуємо, як змінюються розрахункові перенапруження по теорії Петерсена при зміні G_{N^*} . Для цього, очевидно, слід в вираз для напруги на нейтралі, що формується при черговому циклі запалювання і згасання дуги, ввести множник, **що враховує** його затухання за половину періоду промислової частоти. В результаті отримаємо

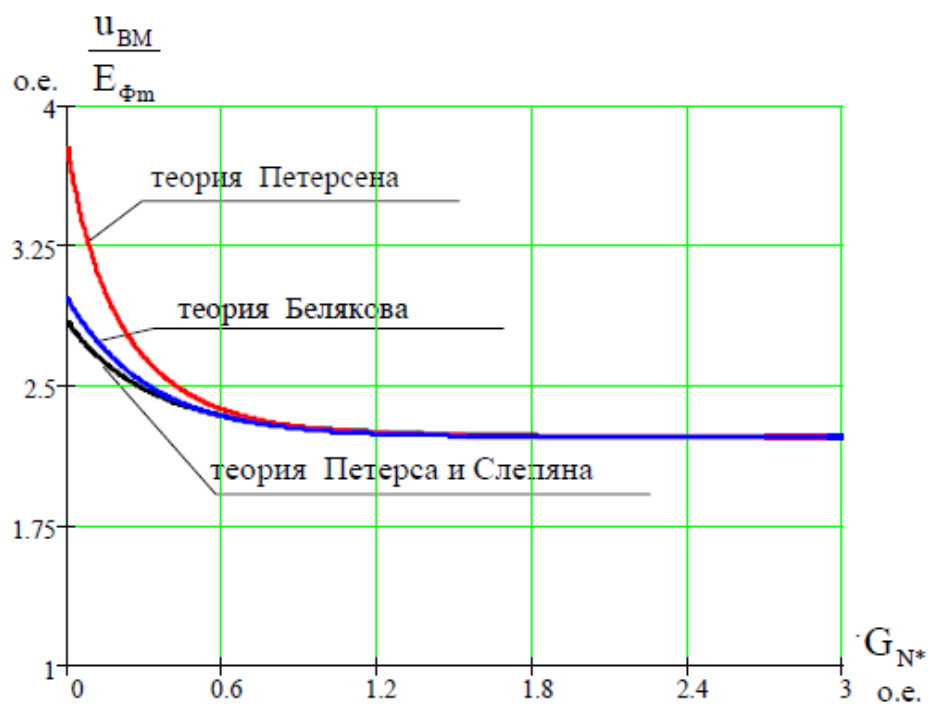
$$u_{Nn} = \frac{2}{3} u_{BM(n-1)} e^{-p(d+G_{N*})} \quad (3.20)$$

При цьому максимальна розрахункова перенапруга буде дорівнювати

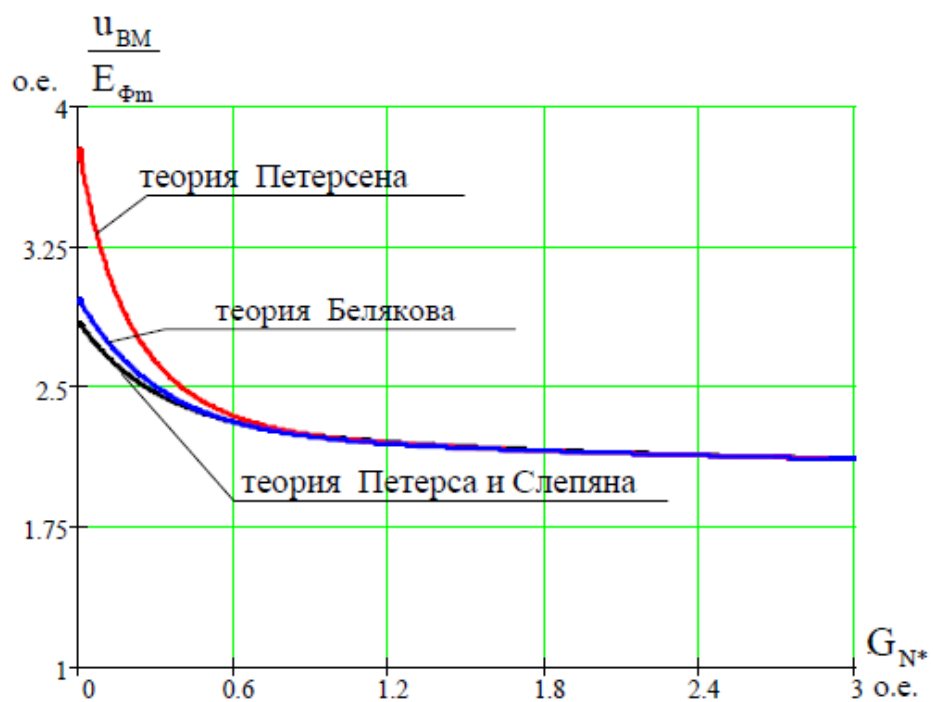
$$u_{BMn} = E_{\Phi m} \frac{1,5 + (1 - k_c)(1 - k_{\delta 1})}{1 - \frac{2}{3}(1 - k_c)(1 - k_{\delta 1})e^{-\pi(d+G_{N*})}} \quad (3.21)$$

Залежність перенапруг від G_{N*} по (3.21) наведено на рис. 3.7. При розрахунку перенапруг було враховано деяке збільшення загасання напруги з частотою ω_1 відповідно до (3.13), тому прийнято конкретне значення $\delta_1=420(1/c)$.

Вплив заземлення через резистор на формування перенапруг з теорії Петерса та Слепяна обумовлено не тільки загасанням напруги на нейтралі до моменту чергового запалювання дуги, але й тим, що момент переходу вимушеної складової струму замикання через нуль зрушується щодо максимуму напруги на нейтралі. Тому в момент згасання дуги початкове значення напруги на нейтралі менше амплітуди фазної напруги і, отже, час від моменту згасання дуги до досягнення найближчого максимуму напруги на пошкодженій фазі менше половини періоду (рис. 3.8).



а)



б)

Рис. 3.7. Залежності перенапруг від провідності заземлюючого резистора

а) без врахування впливу резистора на коефіцієнт затухання

б) з врахуванням впливу резистора на коефіцієнт згасання

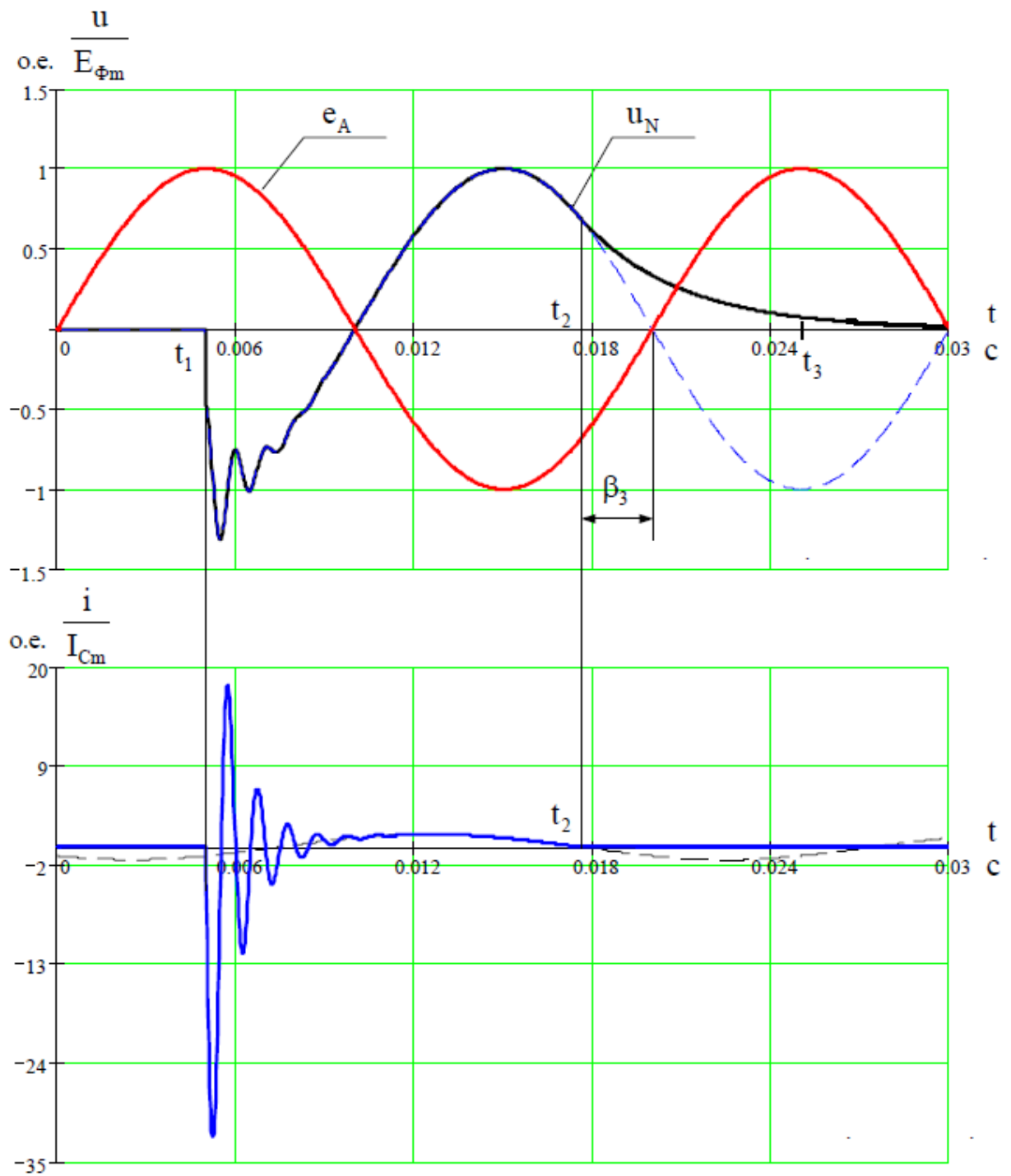


Рис. 3.8. Вплив резистивного заземлення на перенапруги за теоріями

Петерса та Слепяна

(процес показаний при $G_{N*}=1$)

При згасанні дуги у момент t_2 , коли повністю згасає перехідний процес, викликаний попереднім запалюванням дуги, напруга на нейтралі (рис. 3.8) дорівнює

$$u_N = -E_{\Phi m} \sin(2\pi - \beta_3) = E_{\Phi m} \sin(\beta_3) \quad (3.22)$$

Кут β_3 визначається співвідношенням між ємнісною й активною складовими струму замикання, тобто

$$\beta_3 = \arctg \frac{1}{d + G_{N*}} \quad (3.23)$$

Відрізок часу від моменту згасання дуги (момент t_2) до моменту досягнення максимуму напруги на пошкодженій фазі (момент t_3) дорівнює

$$t_3 - t_2 = \frac{\frac{\pi}{2} + \beta_3}{\omega} \quad (3.24)$$

Напруга на пошкодженій фазі в момент повторного запалювання дуги (момент t_3)

$$u_A(t_3) = E_{\Phi m} + E_{\Phi m} \sin(\beta_3) e^{-\left(\frac{\pi}{2} + \beta_3\right)(d + G_{N*})}$$

(3.25)

У момент t_3 вимушена складова напруги на непошкоджених фазах дорівнює $1,5E_{\Phi m}$. Нехтуючи, як і раніше, її зміною за половину періоду перехідного ємнісного струму отримаємо

$$u_{BM} = u_{CM} = 1,5E_{\Phi m} + u_A(t_3)(1 - k_C)(1 - k_{\delta l}) \quad (3.26)$$

Для визначення впливу резистивного заземлення нейтралі на формування перенапруг з теорії Белякова врахуємо загасання напруги на нейтралі за половину періоду промислової частоти, що дає

$$u_{BM} = 1,5E_{\Phi m} + (1,2E_{\Phi m} e^{-\pi(d+G_{N*})} + E_{\Phi m})(1 - k_C)(1 - k_{\delta l}) \quad (3.27)$$

Як випливає з кривих, представлених на рис. 3.7, ефект зниження перенапруг істотно проявляється і при значенні $G_{N*} < 1$, починаючи приблизно із значення $G_{N*} = 0,5$. Ця обставина є дуже важливою, так як дозволяє отримати суттєвий ефект при меншій потужності і, отже, при меншій вартості заземлюючого резистора.

3.3. Мережі з комбінованим заземленням нейтралі

В останні роки в ряді робіт [10, 11] запропоновано використовувати заземлення нейтралі через паралельно з'єднані дугогасильний реактор і резистор, опір якого підбирається певним чином. Такий режим заземлення нейтралі називають комбінованим.

Очевидно, що включення паралельно дугогасильному реактору додаткового резистора призводить фактично тільки до збільшення коефіцієнта демпфування d . Тому для аналізу мережі з

комбінованим заземленням нейтралі придатні всі співвідношення, отримані для мережі з компенсацією ємнісного струму.

Комбіноване заземлення нейтралі насамперед **ДОЦІЛЬНО** застосовувати в тих випадках, коли з якихось причин неможливо реалізувати режим компенсації ємнісного струму з малою розладом, коли повністю проявляються позитивні властивості компенсації ємнісного струму у відношенні всіх факторів, що впливають на ефективність компенсації. Характерним прикладом випадку, коли доцільно застосування комбінованого заземлення нейтралі, є повітряна мережу з порівняно великим ємнісним струмом, розташована в районах вічної мерзлоти або скельних ґрунтів, **через** **ЩО** складно виконати заземлюючі пристрої підстанційного обладнання та опори з таким опором, при якому забезпечуються допустимі напруги дотику і кроку при замиканні на землю.

Перешкодою для застосування звичайної компенсації ємнісного струму для зниження струму замикання на землю і зниження, таким чином, напруги дотику і кроку є значна ємнісна несиметрія фаз мережі, що, як правило, має місце в повітряних мережах. Це може бути причиною появи неприпустимого зміщення нейтралі в нормальному режимі при неточній настройці компенсації.

Принципово можливо підтримувати в автоматичному режимі таку величину розстроювання компенсації, при якій напруга зміщення нейтралі не буде перевищувати допустиме значення $0,15 U_{ф.ном.}$. При цьому розстроювання компенсації може досягати 20% і навіть більше [5].

При такому розстроюванні ефективність компенсації ємнісного струму знижується. Поєднання суперечливих вимог зниження струму замикання на землю і обмеження напруги зсуву нейтралі в нормальному режимі може бути досягнута шляхом включення паралельно дугогасильних реакторів резистора.

Ряд фахівців [10, 11] вважає доцільним застосування комбінованого заземлення нейтралі у всіх випадках, у тому числі і у свідомо симетричних по фазах кабельних мережах, на тій підставі, що при цьому досягається зниження дугових перенапруг без застосування дорогих технічних засобів у вигляді дугогасильних реакторів з пристроєм для їх **ПЛАВНОГО** автоматичного регулювання.

Таким чином, вибір опору резистора, що підключається паралельно **ДО** дугогасильних реакторів, в загальному випадку може вибиратися з двох умов:

1. Обмеження дугових перенапруг при максимально можливому в експлуатації розстроюванні компенсації.

2. Обмеження напруги зсуву нейтралі при максимально можливому в експлуатації коефіцієнті ємнісної несиметрії мережі і при точній настройці компенсації.

Далі визначимо сумарне значення коефіцієнта демпфування, при якому виключається причина виникнення дугових перенапруг. Для цього необхідно, щоб за час t_M напруга на нейтралі після згасання дуги практично повністю згасла. Це буде у тому випадку, якщо постійна часу затухання амплітуди вільних коливань на нейтралі $\tau_3 = 2/d\omega$ буде задовольняти вимозі

$$3\tau_3 = t_M \quad (3.28)$$

При виконанні умови (3.28), напруга на пошкодженій фазі після чергового обриву дуги практично не може перевищувати амплітуду фазної напруги, так як після закінчення часу $t_M e^{-3\tau_3} \approx 0,5$. Тому і перенапруження не може перевищити значення, яке має місце при першому пробії ізоляції в момент, коли напруга на пошкодженій фазі дорівнює $E_{\phi m}$. При початкових умовах побудови кривих розрахункових перенапруг, наведених на рис. 3.9, воно дорівнює $2,22 E_{\phi m}$.

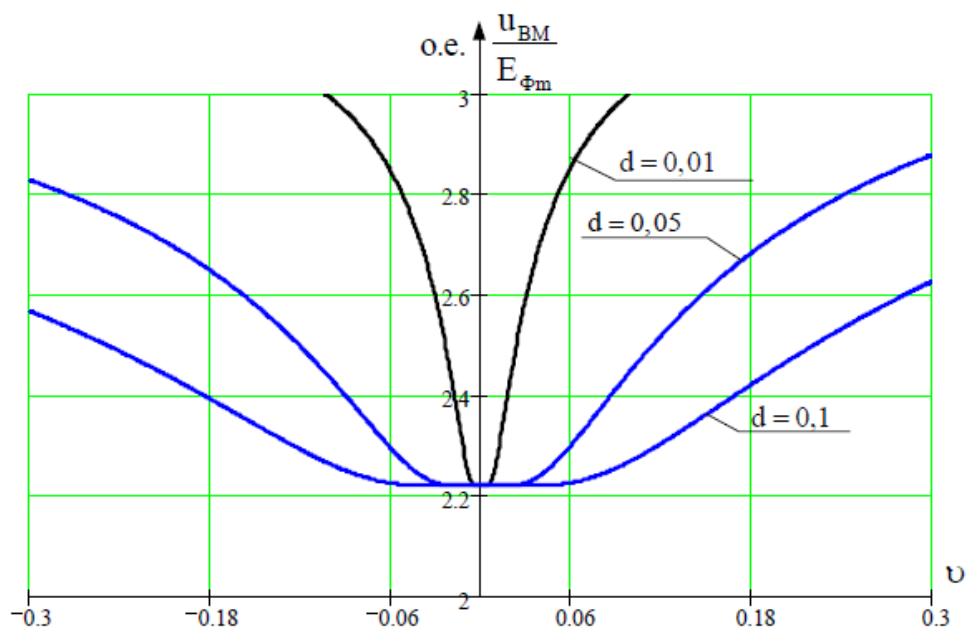


Рис. 3.9. Розрахункові напруги на непошкоджених фазах при повторних запалюваннях дуги

Таким чином, необхідний сумарне значення d в залежності від розстроювання компенсації можна визначити з системи рівнянь, отриманої із умови (3.28) та $(\omega - \omega_s)t_M = \pm\pi$

$$t_M \omega \left[1 - \sqrt{(1 - \upsilon) - \left(\frac{d}{2}\right)^2} \right] = \pm\pi, \quad (3.29)$$

$$\frac{6}{d\omega} = t_M.$$

Результати розрахунків по (3.29) наведено на рис. 3.10. Як видно, ефект зниження дугових перенапружень при повторному запаленні дуги практично повністю реалізується, якщо виконується умова $d \approx |\upsilon|$.



Рис. 3.10. Значення коефіцієнта демпфування, при якому повністю проявляється ефект зниження перенапруг при комбінованому заземленні

Також як і в мережі з резистивним заземленням нейтралі можна очікувати, що досить сильно ефект зниження перенапруги буде проявлятися при умові $d \approx |\nu|$. Даний факт підтверджується кривими залежностей розрахункових перенапруг (рис. 3.11), отриманих при зміні d при декількох значеннях ν .

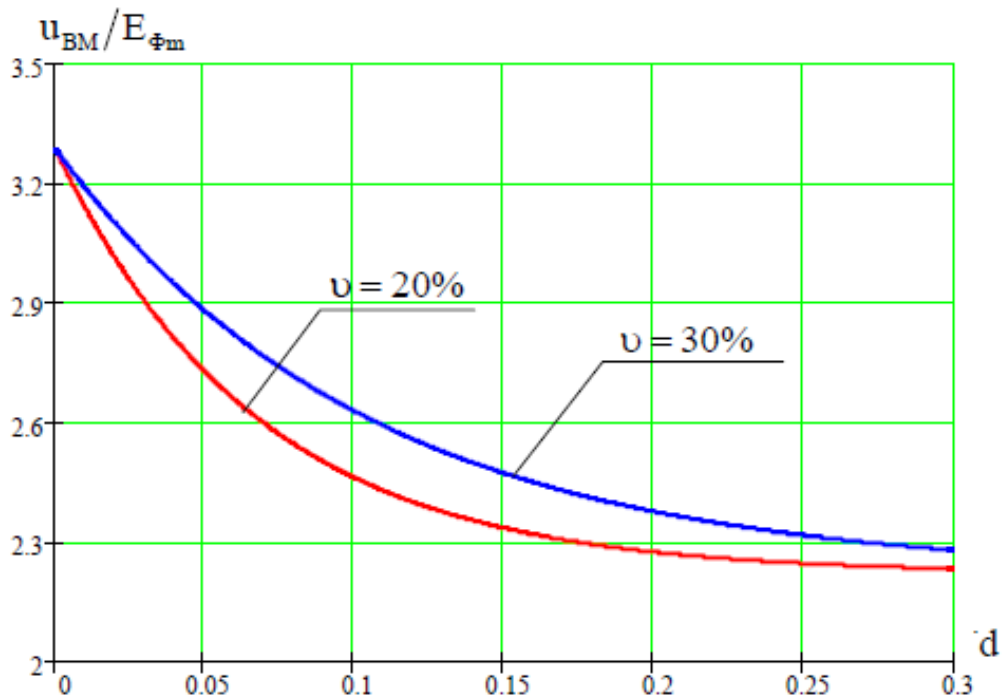


Рис. 3.11. Залежність перенапруг від коефіцієнта демпфування в мережі з комбінованим заземленням нейтралі

3.4. Практичні питання по застосуванню резистивного та комбінованого заземлення в електричних мережах 10 – 35 кВ

Режим заземлення нейтралі мереж 6-35 кВ при замиканні на землю визначає величини перенапруг, які впливають на ізоляцію всієї електрично зв'язаної мережі, і в кінцевому підсумку режим нейтралі істотно впливає на результат «аварійної події». Відзначимо, що в останні роки все частіше звучать пропозиції режим однофазного замикання на землю (ОЗЗ) вважати аварійним і відключати пошкоджене приєднання (ЯК це робиться в більшості мереж середнього класу напруги в Білорусі) [12] - миттєво або з витримкою часу. Остання обставина вельми актуально для мереж з кабелями з ізоляцією із зшитого поліетилену [13].

Відомо, що полімерна ізоляція вкрай чутлива до високочастотних перенапруг, **ЩО ВИНΙΚАЮТЬ** при однофазних замиканнях на землю і комутаціях високовольтними вимикачами, особливо вакуумними. На відміну від паперово-масляної, полімерна ізоляція не є самовідновлювальною. Це говорить про необхідність мінімізації часу пошуку пошкодженого фідера при замиканнях на землю в таких мережах та зниження не тільки рівня перенапруг, але і тривалості їх впливу - наприклад, шляхом реалізації низькоомного резистивного заземлення нейтралі з дією захистів від замикань на землю на відключення.

3.4.1. закордонний досвід

У світовій практиці експлуатації мереж середньої напруги, якими згідно стандартам МЕК є мережі до 69 кВ, використовується головним чином три режиму заземлення нейтралі:

- ізольована нейтраль;
- нейтраль, заземлена через дугогасячий реактор (ДГР) - або так звану котушку Петерсена;
- нейтраль, заземлена через активний опір (ВИСОКОВОЛЬТНИЙ резистор).

У деяких випадках на сьогоднішній день поширення набув режим паралельного включення ДГР і резистора - так зване комбіноване заземлення нейтралі.

Заземлення нейтралі через котушку Петерсена застосовується в деяких європейських країнах (Німеччина, Австрія, Швейцарія, Фінляндія), головним чином в мережах з повітряними лініями. Тому охоплення розподільчих мереж таким видом нейтралі не 100%. Так, станом на 2000 р. в Німеччині 35% мереж 10 кВ працювали з ізольованою нейтраллю, 63% - з компенсованою і тільки 2% - з резистивної-заземленою [14]. В таблиці 3.1. показано застосування певних способів заземлення нейтралі в деяких країнах світу. Цікавий факт, що котушки Петерсена виробляють всього в п'яти країнах світу Російська Федерація, Австрія (TRENCH), Чехія (EGE), Китай (JUNFA), Індія.

Табл. 3.1.

Страна	Принятое напряжение	Способ заземления нейтрали			
		Изолированная	Через дугогасящий реактор	Через резистор	Глухое
Россия	6-35 кВ	+	+		
Австралия	11-12 кВ			+	+
Канада	4-25 кВ			+	+
США	4-25 кВ			+	+
Испания			10-30 кВ	+	+
Италия	10-20 кВ	+			
Португалия	10-30 кВ			+	
Франция	12-24 кВ			+	
Япония	6,6 кВ	+		+	
Германия	10-20 кВ		+		
Австрия	10-30 кВ		+		
Бельгия	6,3-17 кВ			+	
Великобритания	11 кВ			+	+
Швейцария	10-20 кВ		+		
Финляндия	20 кВ	+	+		

Резистори для заземлення нейтралі випускаються більш ніж на п'ятдесяті підприємствах у всьому світі: Індія (NATIONAL RESISTORS ONIES), США (JENKINS), Італія (TELEMA),

Німеччина (GINO ESE), Японія (MILUOKI RESISTOR), Канада (AVTRON, ICP), Туреччина (HILKAR) і т.д. - Як правило, у відповідності зі стандартом ANSI/IEEE Std 32-1972 «Requirements, Terminology, and Test Procedures for Neutral Grounding Devices» або в перекладі «Вимоги, термінології та процедури випробувань для пристроїв заземлення нейтралі» (повторно затверджений у 1990 р.) [12].

Методичні основи застосування резистивного заземлення нейтралі наведені в стандартах IEEE Std 142-1991 та замінивши його IEEE Std 142-2007 «Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems» або в перекладі «Рекомендована практика для заземлення промислових та громадських систем живлення». У редакції цього стандарту 1991 зазначено, що при високоомному заземленні нейтралі значення струму замикання на землю не перевищує зазвичай 10 А, а при низькоомних - опір резистора вибирається з урахуванням забезпечення бажаного струму релейного захисту. Останнє зауваження продубльовано при перегляді IEEE Std 142 в 2007 р.: «допускається протікання струмів замикання на землю більшої величини, зазвичай в межах 100-1000 А, з метою забезпечення бажаного струму для селективної роботи релейного захисту».

У діючій ж редакції IEEE Std 142 2007 р. межі між високоомним і низькоомним заземленням нейтралі визначені за допомогою відносини струму ОЗЗ при наявності резистора до струму трифазного к.з. конкретної мережі. Низькоомним заземленням нейтралі вважається, якщо $I_{R_OЗЗ} \geq 0,2I_{КЗ}^3$ (до 100-1000 А). Якщо ж, $3I_{CO} \leq I_{R_OЗЗ} \leq 0,01I_{КЗ}^3$ це високоомне заземлення нейтралі. Звідси випливає, що при високоомним заземленні нейтралі струм від резистора в режимі однофазного замикання на землю повинен бути не нижче ємнісного струму ОЗЗ в мережі.

Слід зазначити, що згідно IEEE Std 142 (обом редакціям) значення струму ОЗЗ 10 А всього лише відповідає режиму його тривалого протікання без пошкодження обладнання, тому не може служити межею між високо й низькоомним заземленням нейтралі мережі.

Оцінка світової практики свідчить, що резистивне заземлення нейтралі - найбільш широко використаний спосіб, застосовуваний в мережах середньої напруги зарубіжних промислових підприємств [15]. Один з можливих варіантів виконання металевого відключення резистора з

номінальними параметрами $U_{\text{ном}} = 3,46 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$, $R_{\text{ном}} = 34,6 \text{ Ом}$, $T_{\text{терм}} = 10 \text{ с}$ наведено на рис. 3.12 а.



Рис.3.12

а) резистор 6 кВ/34, 6 Ом/100 А виробництва GINO ESE GmbH (Німеччина)

б) резистор 2,4 кВ / 3,5 Ом/400 А виробництва Avtron Loadbank Inc (США)

Фізично резистивні елементи в показаній конструкції являють собою «ВІСІЧКУ» тонких листів чавуну, набираються послідовно і збираються в два блоки із з'єднанням мідною шиною. Є вбудований трансформатор струму 200/1 А. Температура нагріву резистивних елементів складає 420° С при тривалості роботи до 10 с, максимальний нагрів перевищує 700 ° С (для резистивних елементів з нікель-хромової сталі допустима температура нагріву в режимі навантаження понад номінального часу відключення перевищує 650 ° С). Технічні специфікації металевих резисторів виробництва GINO ESE GmbH (Німеччина) і AVTRON Loadbank Inc. (США), показано на рис. 3.12.

Для заземлення нейтралі за кордоном застосовуються низькоомні і, значно рідше, високоомні резистори. Для виготовлення власне резистивних елементів використовуються металеві сплави: ніхром, константан, чавун, алюмохроміста сталь і т.д. Конструктивно такі резистори для заземлення нейтралі виготовляються у вигляді шаф з нержавіючої сталі зі ступенем захисту IP 23. Температура на поверхні резистивного елемента відповідно до стандарту IEEE Std 32-1972 - 610° С, а при імпульсному навантаженні на 10, 30 або 60 секунд - 760 ° С. За вітчизняним нормам (ГОСТ 11677-85, ГОСТ 24183-80) допускається нагрів струмопровідних частин, безпосередньо з'єднаних з апаратом, всього до 300° С. Отже, виникає питання про правомірність застосування зазначених резистивних установок у вітчизняних умовах.

3.4.2. вітчизняний досвід

З 1998 р. по теперішній час в Росії та країнах СНД встановлені і знаходяться в експлуатації досить велика кількість резисторів для заземлення нейтралі типу РЗ виробництва ТОВ «ПНП Болід». Резистори показали себе як ефективні засоби придушення перенапруг на об'єктах електроенергетики, ліквідації однофазних замикань на землю і вирішенні низки інших завдань. Застосування композиційного матеріалу активної частини і технологія виготовлення передбачають отримання резистора, що відрізняється мінімальною індуктивністю і рівномірністю розсіювання потужності елементами цього високовольтного апарату, що підвищує надійність резистора і термін

його служби і вигідно відрізняє від резисторів традиційних дротяних технологій інших виробників (EGE та ін.) Конструктивне виконання і основні особливості резисторів РЗ представлені в матеріалах [16].

До початку 2010 р. компанією «ПНП Болід» накопичений великий досвід експлуатації резистивних установок [16, 17]. Слід зазначити, що випадків виходу з ладу резисторів РЗ з причин, пов'язаних з пошкодженням їх елементів, за весь час їх експлуатації не зафіксовано [12].

На рис. 3.13. показано резистор РЗ-8000-51-35, встановленого в мережі 35 кВ підстанції 110/35/10 кВ «Хужир» (Росія).



Рис. 3.13. Резистор РЗ-8000-51-35 на підстанції 110/35/10 кВ «Хужир» (Росія)

Великий інтерес представляє досвід експлуатації резисторів РЗ в країнах ближнього зарубіжжя. Зокрема, в [18] відзначається наступне. «У Білоруській енергосистемі резистивне заземлення нейтралі широко впроваджується в міських кабельних мережах 6-10 кВ починаючи з 1999 р.

Резистори РЗ вже змонтовані і знаходяться в експлуатації більше ніж на 10 підстанціях, при чому експлуатуючі організації відмічають їх нормальне функціонування. Є також досвід впровадження низькоомного резистивного заземлення нейтралі мережі власних потреб напругою 6 кВ декількох котелень і ТЕЦ. У мережах кар'єрів з малими ємнісними струмами установка резисторів дозволяє забезпечити необхідну селективність релейних захистів від ОЗЗ.



Рис. 3.14. Резистори РЗ-800-15-6 в мережі ГРП ТЕЦ 6 кВ



Рис. 3.15. Резистори РЗ-4000-102-35 на ВРП-35 кВ

3.4.3. *схеми включення резисторів в нейтраль мережі*

Схеми підключення резисторів в мережу можуть відрізнятися, **ЗАЛЕЖНО** від наявності або відсутності виведеної нейтралі. Найчастіше низькоомне і високоомне резистивне, а також комбіноване заземлення нейтралі мереж 6-35 кВ здійснюється через спеціально встановлюваний трансформатор заземлення нейтралі ТЗН, який являє собою понижуючий трансформатор 6-10-35/0,4 (0,23) кВ зі схемою з'єднання обмоток $Y-0/\Delta$, в нейтраль обмотки вищої напруги якого включається резистор [19].

Для організації нейтральної точки в мережах 6-10 кВ застосовуються також фільтри типу ФМЗО. Основні варіанти підключення резистора в нейтраль мережі показані на рис. 3.16. Будь-який з цих варіантів передбачає можливість підключення резистора самостійно або паралельно ДГР з обов'язковою перевіркою утвореного пристрою на термічну стійкість в режимі ОЗЗ.

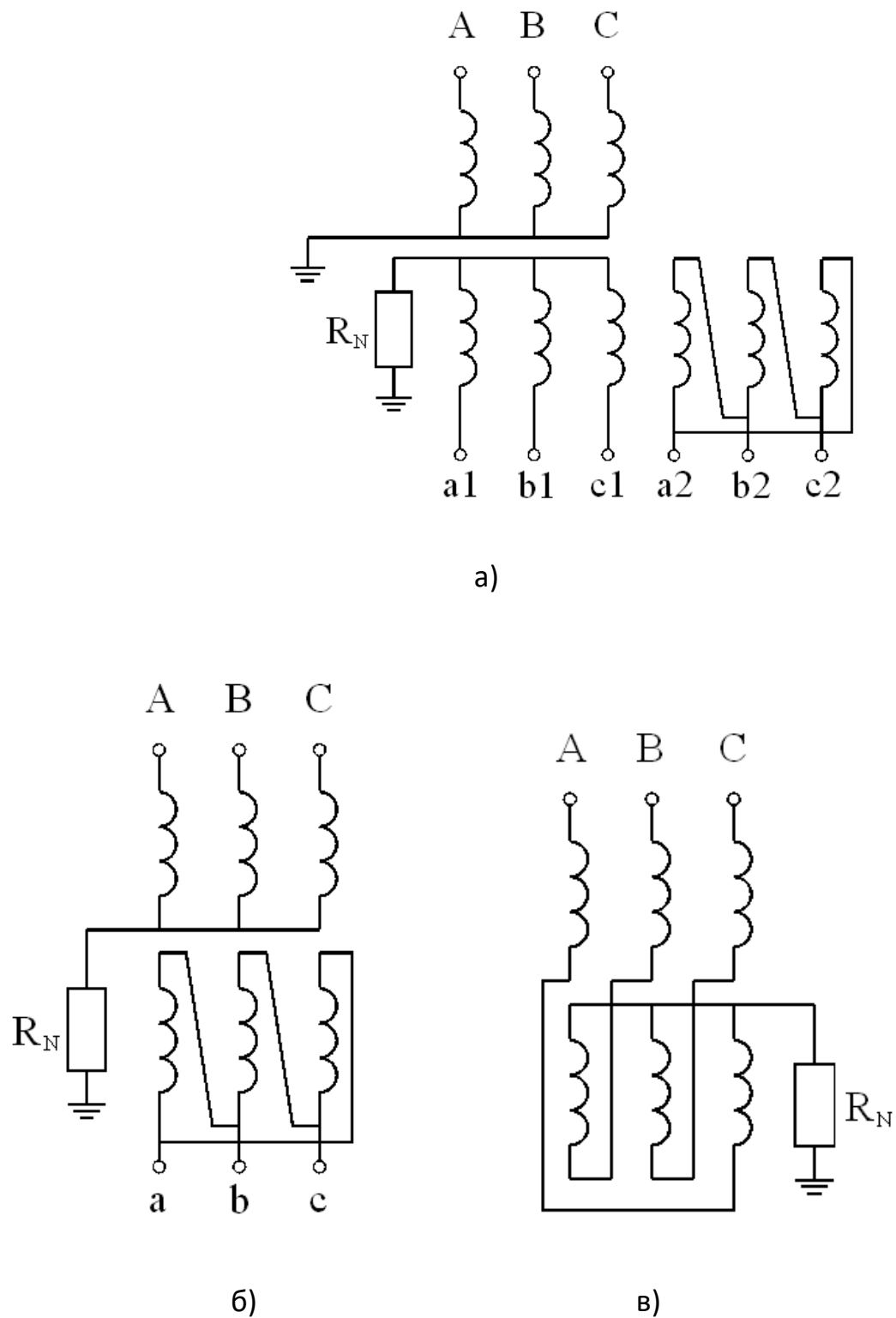


Рис. 3.16. Схеми включення резисторів в мережі 6 – 35 кВ

а) в нейтраль обмотки середньої напруги

б) в нейтраль обмотки високої напруги ТВП

в) в нейтраль ФМЗО

Слід пам'ятати, що в разі розгалуженої мережі 6-35 кВ резистори для заземлення нейтралі встановлюються на секціях «головної» живильної підстанції, оскільки в цьому випадку при правильному виборі номіналу резистора забезпечується захист обладнання всієї електрично пов'язаної мережі від перенапруг при дугових замиканнях на землю.

Оскільки активний струм від резистора не залежить (на відміну від активного струму витоку по ізоляції), від кліматичних та інших факторів, а також, враховуючи, що він протікає тільки в ушкодженному приєднанні, на основі резистора в нейтралі можна реалізувати ефективний релейний захист від замикань на землю. По можливості слід використовувати спрямовані захисту від ОЗЗ, що враховують напрямок і фазу струму замикання в пошкодженій лінії.

Питанням вибору типів, уставок і експлуатації релейних захистів від ОЗЗ при різних режимах заземлення нейтралі мереж середньої напруги присвячені, зокрема, дослідження [20, 21].

Слід підкреслити, що відсутність селективного захисту від ОЗЗ на приєднаннях секцій 6-35 кВ об'єктів електропостачання не тільки збільшує час пошуку ОЗЗ, підвищує ймовірність ескалації перенапружень і переходу ОЗЗ в багатомісцеві та короткі замикання, але і є надзвичайно несприятливим фактором з точки зору електробезпеки. Це особливо актуально в умовах експлуатації електричних мереж у межах міста. Мова йде не тільки про міські кабельні мережі напругою 6-10 кВ. Наприклад, частина кабельних ліній 35 кВ прокладена безпосередньо в районах житлової та промислової забудови.

3.4.4. комбіноване заземлення нейтралі

В даний час енергетичними та генеруючими компаніями при необхідності компенсації ємнісного струму основним способом заземлення нейтралі розглядається комбінований, при якому паралельно до дугогасильних реакторів підключається високоомний резистор. Такий вид

заземлення має явну перевагу як перед чисто резонансним, так і резистивним високоомним заземленням нейтралі. Правильний вибір резистора і точна настройка ДГР на резонансний режим компенсації ємнісних струмів замикання на землю дозволяє обмежуватися безпечними для електроустаткування перенапруженнями в мережі на рівні $(1,8 - 2,0)U_{\phi}$, **ТОБТО** практично лінійною напругою мережі і створюють умови для надійного дугогасіння, виключаючи дугові замикання і багатомісцеві пошкодження ліній. Безперечна перевага такого режиму нейтралі полягає також у можливості реалізації селективних захистів від ОЗЗ, виконаних навіть на простих струмових реле. Це пов'язано з появою в струмі замикання додаткової активної складової, величина якої визначається номіналом резистора в нейтралі.

Слід зазначити, що закордонні виробники дугогасильних реакторів і систем керування ними (TRENCH, EGE) застосовують такий спосіб заземлення в кілька «усіченому» вигляді: підключенням паралельно котушці високоомного резистора на час дії ОЗЗ (або низькоомного резистора до додаткової обмотки ДГР). Такий спосіб включення резистора пояснюється недоліками автоматичних регуляторів управління ДГР названих виробників, побудованих на старих принципах управління реакторами, і не вирішує головного завдання - зниження перенапруг в моменти замикання на землю, а служить тільки в якості додаткового засобу для визначення пошкодженого приєднання.

Сучасне бачення питання захисту від перенапруг при однофазних дугових замиканнях на землю дозволяє говорити про малу ефективність «ЧИСТОЇ» компенсації ємнісного струму ОЗЗ в мережах з високим рівнем вищих гармонік, циркулюючих в контурі нульової послідовності (КНП). Як показують експериментальні дослідження [12], значення вищих гармонік можуть досягати одиниць і десятків відсотків від складової струму ОЗЗ 50 Гц (Ново-Кемеровська ТЕЦ: повний струм ОЗЗ в мережі 6 кВ - 270 А, струм замикання на землю 11-ї гармоніки - 76 А) і не компенсуються за допомогою ДГР. Це призводить до того, що залишковий струм в місці замикання на землю, який визначається некомпенсованим ємнісним струмом (індуктивним струмом перекомпенсації), активним струмом витоків на землю по ізоляції і вищими гармоніками, може виявитися досить великим. Ні про яке самогашення однофазної дуги (пряме призначення ДГР)

при цьому, зрозуміло, говорити не доводиться. Також можливі резонансні процеси на вищих гармоніках.

В якості прикладу можна навести ряд підстанцій 110/35/10 кВ ВАТ «Кузбассенерго» [12] - «Тяжинська», «Тіскульська», «Макаракська», «Большеямна», «Анжерська», де резистори типу РЗ-8000-51-35 були встановлені у 2001, 2002, 2003, 2005 і 2006 рр., відповідно. Так, на п/с «Макаракська» в окремих режимах розгалуженої повітряної мережі 35 кВ напруга зсуву досягала $U_{см} = 15-22$ кВ, що істотно більше допустимої величини 3 кВ ($0,15 U_{\phi}$ для мережі 35 кВ). Внаслідок цього налаштувати ДГР в режим, близькому до резонансу, не представлялося можливим. Включення резистора паралельно ДГР типу РЗДСОМ-310/35 дозволило знизити $U_{см}$ до 1,4 кВ ($0,069 U_{\phi}$) в самих «важких» режимах. Однак єдиною перевагою східчастих ДГР перед плунжерними є їх вартість, тобто обмеження в застосуванні сучасних пристроїв компенсації (якими є саме плавно регульовальні реактори) диктується, на жаль, суто економічними причинами.

Зауважимо, що режим заземлення нейтралі через ДГР безпосередньо впливає на термін життя кабелів в змішаних кабельно-повітряних мережах. Дослідження, проведені в СібНДІ енергетики в 80-90-х рр.. ХХ ст., Показали, що зниження напруги на заземлених оболонках кабелів (а напруга несиметрії) в 2 рази призводить до зниження швидкості електрохімічної корозії приблизно в 10 разів. Тому максимально можливе симетрування мережі (наприклад, за допомогою високовольного резистора), особливо при експлуатації кабелів із зістареної ізоляцією, є вельми актуальним завданням.

Таким чином, в мережах 6-35 кВ, де струм замикання на землю перевищує нормовану ПУЕ величину (в загальному випадку 30, 20 і 10 А для мереж 6, 10, 35 кВ і 10 А - для будь-яких мереж з лініями на залізобетонних опорах), в паралель плунжерним ДГР необхідно встановлювати високоомні резистори. Це дозволяє будувати максимально ефективні системи захисту від однофазних замикань на землю.

4. ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1. Технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках. Оперативне обслуговування

Одним із заходів, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках є захисне заземлення.

Захисне заземлення – навмисне електричне з'єднання з землею чи її еквівалентом металічних неструмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою внаслідок замкнення на корпус і по іншим причинам (індуктивний вплив сусідніх струмоведучих частин, виніс потенціалу і т. п.).

Еквівалентом землі може слугувати вода ріки чи моря, кам'яне вугілля в корінному заляганні тощо.

Призначення захисного заземлення – усунення небезпеки враження струмом у випадку доторкання до корпусу електроустановки та до інших неструмоведучих металічних частин, що опинилися під напругою внаслідок замкнення на корпус та з інших причин.

Захисне заземлення потрібно відрізнати від робочого заземлення та заземлення блискавкозахисту.

Робоче заземлення – навмисне сполучення з землею окремих точок струмового кола, наприклад нейтральних точок обмоток генераторів, силових та вимірювальних трансформаторів, дугогасячих апаратів, реакторів поперечної компенсації в дальніх лініях електропередач, а також фази при використанні землі в якості фазного чи зворотного проводу. Робоче заземлення призначене

для забезпечення належної роботи електроустановки в нормальних чи аварійних умовах і здійснюється безпосередньо (тобто шляхом з'єднання провідником частин, що заземлюються із заземлювачем) чи через спеціальні апарати – пробивні запобіжники, розрядники, резистори тощо.

Заземлення блискавкозахисту – навмисне з'єднання із землею блискавкоприймачів і розрядників з метою відводу від них струмів блискавки в землю.

Принцип дії захисного заземлення – зниження до безпечних значень напруги доторкання і кроку, обумовлених замкненням на корпус та іншими причинами. Це досягається шляхом зменшення потенціалу заземленого обладнання (зменшенням опору заземлювача), а також шляхом вирівнювання потенціалів основи, на якій стоїть людина, і заземленого обладнання (підйом потенціалу основи, на якій стоїть людина, до значення, близького до значення потенціалу заземленого обладнання).

Область застосування захисного заземлення:

- *мережі напругою до 1000 В змінного струму* – трифазні трипроводні з ізольованою нейтраллю, однофазні двопроводні, ізольовані від землі, а також постійного струму двопроводні з ізольованою середньою точкою обмоток джерела струму;

- *мережі напругою вище 1000 В змінного і постійного струму з будь-яким режимом нейтралі чи середньою точкою обмоток джерела струму.*

Захисне заземлення є найбільш простою і в той же час ефективною мірою захисту від ураження електричним струмом при виникненні напруги на металевих неструмоведучих частинах.

Перед початком роботи в електроустановках оперативним персоналом даної електроустановки повинні бути виконані технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт:

1. Вимкнення обладнання, що виводиться в ремонт та використання заходів проти його помилкового включення або самоувімкнення.
2. Установка тимчасових огорож, плакатів: “Не вмикати працюють люди”, “Не відкривати працюють люди”.
3. Приєднання переносного заземлення до заземлюючої шини і перевірка відсутності напруги на струмопровідних частинах, які з метою безпеки виробництва робіт потрібно заземлювати.
4. Накладання переносного заземлення на вимкнені струмопровідні частини електроустановок одразу після перевірки, відсутності напруги або включення заземлюючих ножів, що мають бути на кожному приєднанні електроустановки.
5. Огородження робочого місця і вивішування плакатів, що дозволяють працювати “Працювати тут”.

Захисні заходи при пошкодженні ізоляції:

Контроль ізоляції – вимірювання її активного або омичного опору для знаходження дефектів і попередження замкнень на землю та коротких замикань. Стан ізоляції в значній мірі визначає степінь безпеки експлуатації електроустановок, оскільки опір ізоляції в мережах з ізолюваною нейтраллю визначає величину струму замикання на землю, а отже і струму, що проходить через людину. В мережах напругою вище 1000 В зменшення опору ізоляції майже завжди призводить до пробоя ізоляції і до глухого замикання на землю.

При глухозаземленій нейтралі струм замикання на землю і струм, що проходить через людину, не залежать від величини опору ізоляції. Але при

поганому стані ізоляції часто виникають її пошкодження, що призводить до глухих замкнень на землю (корпус) і до коротких замикань. При замиканні на землю і не спрацюванні захисту на відключення виникає небезпека ураження електричним струмом, так як не струмоведучі металічні частини, з якими людина нормально має контакт, виявляються під напругою.

Щоб попередити замикання на землю і інші пошкодження ізоляції, при яких виникає небезпека ураження електричним струмом, а також виходить з ладу обладнання, необхідно проводити випробування підвищеною напругою та контроль опору ізоляції.

Приймально - здавальні випробування проводяться при введенні в експлуатацію заново змонтованих і виведених з ремонту електроустановок. Об'єм і норми приймально-здавальних випробувань регламентуються Правилами технічної експлуатації електроустановок.

При випробування підвищеною напругою дефекти ізоляції виявляються в результаті пробою і наступного про палення ізоляції. Виявлені дефекти усуваються, а потім проводяться повторно випробування налагодженого обладнання.

Експлуатаційний контроль ізоляції – вимірювання її опору при прийманні електроустановки після монтажу періодично в строк, визначений Правилами, або в випадку знаходження дефектів. Опір ізоляції вимірюється на відімкнені установці. При такому вимірюванні можна визначити опір ізоляції окремих ділянок мережі, електричних апаратів, машин і т.п. В мережі вимірюється опір ізоляції кожної фази відносно землі і між кожною парою фаз на кожній ділянці між двома послідовно встановленими апаратами захисту, а також за останнім апаратом захисту до зажимів електроприймача. Опір ізоляції кожної ділянки в мережах напругою до 1000 В має бути не нижче 0,5 МОм. Для електричних

апаратів і машин норми інші, тому вони відмикаються від мережі, і опір їх ізоляції міряється окремо.

Вимірювання опору ізоляції під робочою напругою дозволяє визначити стан ізоляції всієї мережі, включаючи джерело і електроприймачі. Отримана таким чином величина опору ізоляції дозволяє визначити степінь безпеки експлуатації даної мережі. Тому норми, наведені в ПТЕ, не можуть бути в даному випадку критерієм нормальної роботи ізоляції, так як вони задані не для всієї мережі, а для її окремих ділянок.

Судити про нормальну роботу або про появу дефектів ізоляції за результатами вимірювань під напругою можна лише шляхом порівняння з даними попередніх вимірювань. Якщо результати співпадають, ізоляція робоча. Якщо ж виявлене різке зниження опору ізоляції в порівнянні з даними попередніх вимірювань, це вказує на наявність дефектів ізоляції.

В мережах напругою до 1000 В невеликої ємності (до 0,05 мкФ) слід підтримувати опір ізоляції на такому рівні, щоб струм, який проходить через людину, яка торкнулася до фази, не перебільшував тривало допустимої величини.

Постійний контроль ізоляції – вимірювання опору ізоляції під робочою напругою на протязі всього часу роботи електроустановки з дією на сигнал. Величина опору ізоляції відраховується за шкалою приладу. При зниженні опору ізоляції до гранично допустимої величини або нижче прилад подає звуковий або світловий сигнал.

Прилад постійного контролю ізоляції має задовольняти наступним основним вимогам:

- 1) показувати лише активний або омичний опір ізоляції фаз відносно землі незалежно від величини ємності;

2) на точність показань приладу не повинні впливати коливання напруги мережі;

3) бути досить надійним;

4) здійснювати самоконтроль, тобто при несправності приладу стрілка вказувача повинна встановлюватися на нуль, а не на ∞ ;

5) опір внутрішніх кіл опору приладу має бути значно вищим повного опору фаз відносно землі (не нижче 100 кОм). У іншому випадку підключення приладу до мережі підвищує небезпеку ураження електричним струмом при експлуатації електрообладнання.

Організація безпечної експлуатації електроустановок

Керівник підприємства зобов'язаний забезпечити утримання, експлуатацію і обслуговування електроустановок відповідно до вимог чинних нормативних документів.

Для цього він повинен:

- призначити відповідального за справний стан і безпечну експлуатацію електрогосподарства з числа інженерно-технічних працівників, які мають електротехнічну підготовку і пройшли перевірку знань у встановленому порядку;

- забезпечити достатню кількість електротехнічних працівників;
- затвердити Положення про енергетичну службу підприємства, а також посадові інструкції і інструкції з охорони праці;

- встановити такий порядок, щоб працівники, на яких покладено обов'язки з обслуговування електроустановок, вели ретельні спостереження за дорученим їм обладнанням і мережами – оглядом, перевіркою дії, випробуванням і вимірюванням;

- забезпечити перевірку знань працівників у встановлені строки згідно з вимогами ПБЕЕС;
- забезпечити проведення проти аварійних, приймально-здавальних і профілактичних випробувань та вимірювань електроустановок згідно з правилами і нормами;
- забезпечити проведення технічного огляду електроустановок.

Фахівці служб охорони праці зобов'язані контролювати безпечну експлуатацію електроустановок і повинні мати групу не нижче IV з електробезпеки.

Забороняється покладати на енергослужбу обов'язки, що не входять до її професійної компетенції.

Оперативне обслуговування

Оперативне обслуговування може здійснюватися як місцевими оперативними чи оперативно-ремонтними працівниками, за якими закріплена ця електроустановка, так і виїзними, за якими закріплена група електроустановок.

Вид оперативного обслуговування, кількість оперативних працівників в зміну чи на електроустановці визначаються особою, відповідальною за електрогосподарство, за узгодженням з керівником підприємства (організації) і зазначається в місцевих інструкціях.

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають оперативні схеми, посадові і експлуатаційні інструкції, інструкції з охорони праці, особливості обладнання і пройшли навчання, дублювання та перевірку ПБЕЕС.

Оперативні працівники, які обслуговують електроустановки одноосібно, та ті старші в зміні чи бригаді оперативні працівники, за якими закріплені

електроустановки, повинні мати групу з електробезпеки IV в електроустановках напругою вище 1000 В і III – в електроустановках напругою до 1000 В.

Оперативні працівники, які заступають на чергування, мають прийняти зміну від попереднього чергового, здати зміну наступному черговому у відповідності з графіком.

Під час приймання зміни оперативний працівник зобов'язаний:

- ознайомитися зі схемою і станом та режимом роботи устаткування на своїй дільниці особистим оглядом в обсязі, встановленому інструкцією;
- одержати від чергового, який здає зміну, інформацію про стан устаткування, за яким необхідно вести ретельний нагляд для запобігання аваріям та неполадкам, а також про стан устаткування, що перебуває в ремонті або резерві;
- перевірити й прийняти інструмент, матеріали, ключі від приміщень, засоби захисту, оперативну документацію та інструкції;
- ознайомитися з усіма записами та розпорядженнями за час, що минув з його останнього чергування;
- оформити приймання зміни записом у журналі, відомості, а також в оперативній схемі власним підписом та підписом працівника, який її здає;
- доповісти старшому зміни про початок чергування та про неполадки, виявлені під час прийняття зміни.

Прийняття і здача зміни безпосередньо під час ліквідації аварії, виконання перемикачів чи операцій по вмиканню та вимиканню обладнання забороняється.

Старший в зміні оперативний працівник зобов'язаний негайно повідомити диспетчера енергопостачальної організації про аварії, які спричинили відключення однієї або кількох ліній електропередачі, що живлять підприємство.

В разі порушення режиму роботи, пошкодження чи аварії електроустаткування оперативний працівник зобов'язаний негайно вжити заходів з відновлення схеми нормального режиму роботи і повідомити про те, що сталося, безпосередньо старшому у зміні працівнику або особі, відповідальній за електрогосподарство.

У випадку неправильних дій оперативних працівників під час ліквідації аварії старший в зміні оперативний працівник зобов'язаний прийняти на себе керівництво і відповідальність за подальший перебіг ліквідації аварії.

Оперативні працівники повинні проводити обходи та огляди устаткування і виробничих приміщень на закріплених за ними ділянках.

Забороняється під час огляду електроустановок виконувати будь-яку роботу.

Огляди, виявлення і ліквідація несправностей в електроустановках без місцевих чергових працівників виконується централізовано виїзними працівниками, що здійснюють нагляд і роботи на об'єкті. Результати оглядів фіксуються в оперативному журналі.

Двері приміщень електроустановок (щитів, збірок тощо) мають бути постійно замкнені.

В приміщеннях електроустановок забороняється зберігання матеріалів та інструментів, що не належать до даної електроустановки.

Занулення

Небезпека ураження струмом при торканні до корпусу та інших не струмоведучих металічних частин електрообладнання, що виявилися під напругою внаслідок замикання на корпус та по інших причинах, може бути усунена швидким відключенням пошкодженої електроустановки від живлячої

мережі і разом з тим зниженням напруги корпусу відносно землі. Цій меті слугує занулення, принципова схема якого в мережі трифазного струму показана на рис.

Занулення - металічне з'єднання металічних не струмоведучих частин електроустановки, які можуть потрапити під напругу, з глухо заземленою нейтральною точкою обмотки джерела струму в трифазних мережах, при цьому провідник який забезпечує вказане з'єднання занулених частин з глухо заземленою нейтраллю називається нульовим захисним провідником.

Призначення занулення – усунення небезпеки пошкодження струмом в разі доторкання до корпусу електроприймача та других металічних не струмоведучим частинам які опинилися під напругою відносно землі в наслідок замикання на корпус та по другим причинам.

Принцип дії занулення це перетворення замикання на корпус в однофазне коротке замкнення з метою визвати найбільший струм, здатний забезпечити спрацювання захисту і тим самими автоматичну від'єднати пошкоджену установку від живлячій мережі. Крім того заземлення корпусів через нульовий провідник знижує в аварійний період їх напругу відносно землі.

Таким чином – занулення здійснює дві захисних дії - швидке автоматичне від'єднання пошкодженої ділянки від живлячої мережі і зниження напруги занулених металічних неструмоведучих частин, які опинилися під напругою, відносно землі.

Занулення застосовується в трифазних чотирьох провідних мережах до 1000 В глухо заземленою нейтраллю напругою 380/220, 220/127 660/380 В. Занулення застосовується і в три провідних мережах постійного струму з глухо заземленою середньою точкою обмотки джерела живлення, а також в однофазних двопровідних мережах змінного струму з глухо заземленим виводом обмотки джерела струму.

Нульовий захисний провідник призначений для забезпечення необхідного для відключення установки значення струму однофазного

короткого замкнення, шляхом утворення для цього струму ланцюга з малим опором.

Заземлення нейтралі обмоток джерела живлення, живлячого мережу до 1000 В необхідне для зниження напруги занулених корпусів (і нульового захисного провідника) відносно землі до безпечного значення при замкненні фази на землю.

Повторне заземлення нульового робочого провідника практичне не діє на відключаючу здатність схеми, але значно зменшує небезпеку враження струмом виникаючу в результаті обриву нульового захисного провідника і замикання фази на корпус за місцем обриву, але не може усунути її повністю, тобто не може забезпечити тих умов безпеки котрі існували до пошкодження. У зв'язку з цим треба здійснювати прокладку нульового захисного провідника так, щоб виключити можливість його пошкодження. В нульовому захисному провіднику забороняється встановлювати вимикачі, запобіжники та інші прибори які здатна порушувати його цілісність.

Таким чином призначення повторного заземлення провідника - зниження напруги відносно землі занулених конструкцій в період замкнення фази на корпус як при справній схемі занулення, так і в разі обриву нульового захисного провідника.

Занулення повинно виконуватися у наступних випадках:

В приміщеннях з підвищеною небезпекою та особо небезпечних по відношенню враження електричним струмом, а також ззовні приміщень при напрузі електроустановок 42 В.

В приміщеннях без підвищеної небезпеки при напрузі електроустановок 380 В та вище змінного струму і 440 В і вище постійного струму.

В вибухонебезпечних приміщеннях усіх класів незалежно від напруги електроустаткувань

Зануленню також підлягають металічні не струмоведучі частини котрі підлягають заземленню в тому числі корпуса електричних машин, трансформаторів апаратів, світильників, металічні кабельні з'єднувальні муфти, металічні оболонки і броня контрольних та силових кабелів, металічні рукава та труби електропроводки.

4.2. *Розрахунок заземлення*

У відповідності з ПУЕ, всі металеві частини електроустановок, які в процесі роботи не мають з'єднання з струмопровідними частинами, але можуть потрапити під напругу, повинні бути заземлені.

Трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. З'єднання обмоток цехових трансформаторів - Δ/Y з нулем. Струм замикання на землю 27А. Для цехового обладнання використовується заземлення. Цехові підстанції отримують живлення від 2 кабелів, що прокладені в одній траншеї.

Ґрунт – супісь , II кліматичний район.

Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної смуги з розміщенням на плані.

1. Визначається норма на опір заземлення R_3'' .

Якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{27} = 4,64 \text{ Ом}$$

Згідно ПУЕ , так як сумарна потужність струмоприймачів більш 100 кВА то R_3 повин бути не більше 4 Ом. Приймається $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

2. Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_p = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi = 250 \cdot 1,4 = 350 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

де $\rho_{\text{табл}}$ - табличне значення, для супіску $\rho_{\text{табл}} = 250 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

ψ - підвищуючий коефіцієнт, для України, для стрижневих заземлювачів $\psi = 1,4$.

3. Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_o &= 0,366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \\ &= 0,366 \frac{350}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{2,5} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 20,36 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

де l – довжина заземлювача, приймається 5 м; d – діаметр заземлювача (приймаються стрижні діаметром 2,5 см).

$$t = h + \frac{l}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м},$$

де h – глибина прокладки смуг (згідно ПУЕ – 0,5...0,8 м).

Приймаються електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану та визначається орієнтовна кількість заземлювачів:

$$n_o = \frac{R_o}{R_z \cdot \eta_t} = \frac{20,36}{4 \cdot 0,59} = 8,638 \approx 9 \text{ шт}$$

де η_o – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l=4/5=0.8$, $\eta_o=0,59$.

де $a = 4$ м – відстань між електродами згідно ПУЕ.

4. Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

$$l_n = 1,05a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 9 = 37,8 \text{ м.}$$

5. Опір смуги з урахуванням екранування:

$$R_n = 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l_n \cdot \eta_n} \lg \frac{2l_n}{b \cdot n} = 0,366 \frac{350}{37,8 \cdot 0,59} \lg \frac{2 \cdot 37,8^2}{0,01 \cdot 0,5} = 24 \text{ Ом,}$$

де η_n – коефіцієнт використання з'єднувальної смуги шириною $b = 10$ мм та товщиною 5 мм.

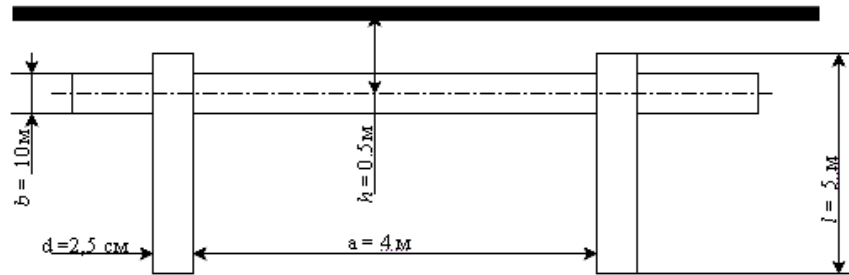


Рис. 4.1 - Схема прокладки заземлення

6. Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної смуги:

$$R_{mp} = \frac{R_n \cdot R_3^H}{R_n \cdot R_3^H + 24 - 4} = \frac{24 \cdot 4}{24 - 4} = 4,81 \text{ Ом.}$$

7. Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_o}{R_{mp} \cdot \eta_o} = \frac{20,36}{4,81 \cdot 0,59} = 7,492 \approx 8 \text{ шт.}$$

8. Проводиться перевірка опору заземлювача і порівнюється отримане значення з нормуючим:

$$R_3 = \frac{1}{\frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_n}} = \frac{1}{\frac{1}{4,8} + \frac{1}{24}} = 4 \text{ Ом.}$$

Дійсний опір заземлюючого пристрою з 8-ма заземлювачами не перевищує нормуючого значення.

5. ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАСТОСУВАННЯ РЕЗИСТИВНОГО ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ

У багатьох країнах світу, зокрема в Білорусі, Росії, а також Україні, в мережах 10–35 кВ широко поширена система ізольованої нейтралі і система компенсованої через дугогасячий реактор (ДГР) нейтралі.

Досвід багатьох років експлуатації таких мереж показав, що порушення нормальної їх роботи пов'язані, в основному, з однофазними замиканнями на «землю» (ОЗЗ), і ферорезонансними явищами. Їх частка серед всіх видів аварій значна (до 80%). Такі явища часто існують у вигляді перехідних процесів при переміжній дузі і небезпечні для електроустановок високими кратностями перенапружень $U_{\text{пер}} = 3-3,5U_{\text{ф}}$, своєю тривалістю і широтою охоплення мережі, що електрично пов'язана з місцем пошкодження.

Основною перевагою таких систем заземлення нейтралі є те, що навіть в режимі однофазних замикань на землю є можливим певний час здійснювати електропостачання споживачів без відключення пошкодженої ділянки мережі. Проте відмічена перевага завжди супроводжується негативними явищами:

- при металевому ОЗЗ напруга на непошкоджених фазах підвищується до лінійної, що представляє підвищену небезпеку для ізоляції кабельних мереж з тривалим терміном експлуатації;
- можливе виникнення значних дугових перенапруг, які можуть викликати перехід ОЗЗ в двофазні і трифазні замикання, багатомісні ушкодження ізоляції;
- режим ОЗЗ може приводити до розвитку ферорезонансних явищ і пошкодження трансформаторів напруги

– у разі резонансної настройки ДГР, ОЗЗ супроводжується малими струмами замикання на землю, що виключає можливість створення надійного і селективного захисту, здатного виявити пошкоджені приєднання;

– підвищується небезпека ураження людей і тварин через тривале існування ненормального режиму роботи електричної мережі.

Одним із способів підвищення надійності експлуатації мереж 10-35 кВ, є застосування резистивного заземлення нейтралі. При резистивному заземленні нейтралі обмеження перенапружень при дугових замиканнях здійснюється за рахунок розряду ємкості здорових фаз і зниження напруги на нейтралі до значень, що виключають подальші пробої ослабленої ізоляції аварійної фази. Крім того, практично виключаються небезпечні ферорезонансні явища, що у свою чергу так само призводить до підвищення надійності даних мереж.

Реалізація даної пропозиції можлива за допомогою комплектного пристрою NERC, який включає в себе :

- трансформатор виводу нейтралі з сухою ізоляцією та з'єднанням обмоток в зигзаг з виведеним нулем;

- резистор 10 кВ;

- трансформатори струму.

Підключення комплектного пристрою NERC для резистивного заземлення нейтралі до мережі 10 кВ відбувається за схемою рис. 1

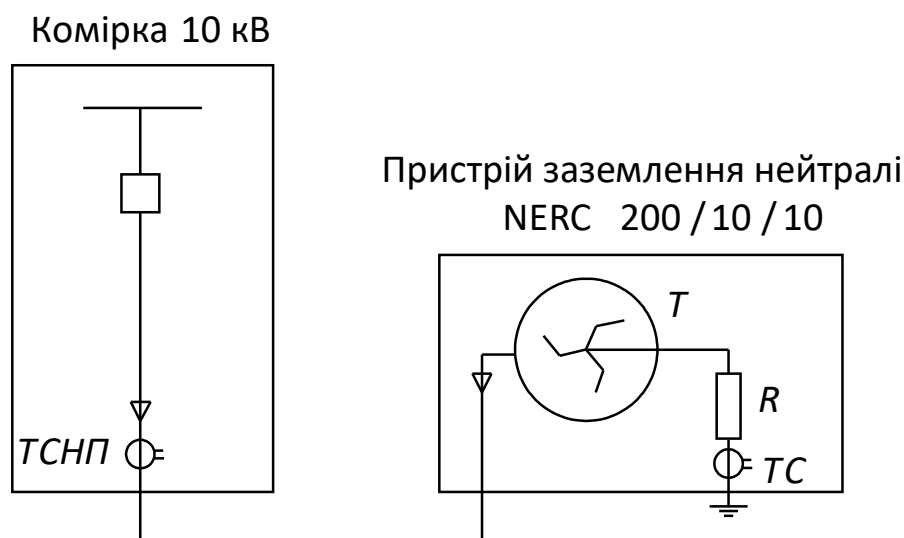


Рис. 5.1. Схема підключення комплектного пристрою

Визначення економічної ефективності застосування резистивного заземлення нейтралі проведемо на прикладі центрального розподільчого пункту напругою 10 кВ, який має дві системи шин, 18 відходячих кабельних ліній марки ААШв перетином 70-120 мм², 2 ТН НАМИ-10.

Визначення величини капіталовкладень

Капіталовкладення на включення резистору в нейтраль мережі можуть бути розраховані за формулою:

$$K = V_{\text{проект}} + V_{\text{обл}} + V_{\text{д}} + V_{\text{м}} + V_{\text{пн}} \quad (5.1)$$

де K – капіталовкладення, грн.

$V_{\text{проект}}$ – вартість проектних робіт;

$V_{\text{обл}}$ – вартість обладнання, грн. (табл. 5.1);

$V_{\text{д}}$ – вартість доставки, грн. Може бути прийнята у розмірі 5% від вартості обладнання;

Вм – вартість монтажних робіт з врахуванням вартості монтажних матеріалів, грн. Може бути прийнята у розмірі 15% від вартості обладнання.

Впн – вартість пусконаладжувальних робіт, грн. Приймається в розмірі 5% від вартості обладнання.

Таблиця 5.1

Вартість обладнання для монтажу резистивного заземлення нейтралі

№ п/п	Найменування і технічна характеристика обладнання	Одиниця вимірю- вання	Кіль- кість	Ціна одиниці, грн.	Всього, грн.
1	Шафа КРП з вимикачем ВР1-10 кВ	шт.	2	56800	113600
2	КЛ 10кВ ААШв (3х70)	км	0,02	178250	3565
3	NERC 200/10/10	шт	2	63100	126200
	Всього				243365

$$K = 4800 + 243365 + 243365 \cdot \left(\frac{10 + 15 + 5}{100} \right) = 321175 \text{ грн}$$

Визначення експлуатаційних витрат

Визначення експлуатаційних витрат будемо проводити за умови роботи системи на протязі року для двох варіантів: базового (робота без пристрою резистивного заземлення (ізольована нейтраль), та нового (використання пристрою резистивного заземлення нейтралі NERC). Враховуватись в розрахунках будуть лише ті витрати, які різняться за варіантами.

Кошторис річних експлуатаційних витрат по утриманню системи електропостачання в новому варіанті включає наступні статті:

- основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуванням органам соціального страхування та в інші фонди.

$$З'_{\text{екс}} = \Phi_{\text{екс}} \left(1 + \frac{Н}{100}\right) = 5891,69 \quad \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 7187,86 \quad \text{грн}$$

де $Н$ – норматив єдиного соціального внеску;

$\Phi_{\text{екс}}$ – річний фонд заробітної плати експлуатаційних робітників

$$\Phi_{\text{е}} = Q_{\text{то}} \cdot l_{\text{ср}} \cdot K_{\text{д}} = 154,15 \cdot 29,40 \cdot 1,30 = 5891,69 \quad \text{грн}$$

де $Q_{\text{т.о.}}$ – річна трудомісткість технічного обслуговування, визначена згідно з нормативами системи ПЗРОМПЕ (табл. 5.2).

$l_{\text{ср}}$ – середня годинна тарифна ставка робітників;

$K_{\text{д}}$ – коефіцієнт, який враховує премії та усі види грошових виплат (1,25-1,35).

– вартість експлуатаційних матеріалів, які можуть бути орієнтовно прийняті в розмірі 10-16% від $З'_{\text{екс}}$.

$$З_{\text{екс.мат}} = 0,15 \cdot 7187,86 = 1078,18 \quad \text{грн}$$

Витрати на поточний ремонт включають в себе: основну та додаткову заробітну плату ремонтних робітників з відрахуванням органам соцстраху та інші фонди:

$$З_{\text{р}} = 0,6 \cdot \Phi_{\text{р}} \cdot \left(1 + \frac{Н}{100}\right) = 0,6 \cdot 3583,86 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 2623,38 \quad \text{грн}$$

де $0,6$ – коефіцієнт, який враховує долю поточних ремонтів в загальній сумі ремонтних робіт;

$\Phi_{\text{р}}$ – річний фонд заробітної плати ремонтних робітників

$$\Phi_{\text{р}} = Q_{\text{р}} \cdot l_{\text{ср}} \cdot K_{\text{д}} = 83,92 \cdot 32,85 \cdot 1,30 = 3583,86 \quad \text{грн}$$

де $Q_{\text{р}}$ – річна трудомісткість ремонтних робіт, визначена згідно з нормативами системи ПЗРОМПЕ (табл. 5.2).

Таблиця 5.2

Розрахунок трудомісткості ремонтно-експлуатаційних робіт

[illegible]

– вартість ремонтних матеріалів та запасних частин можуть бути прийняті в розмірі 75% від Z_p

– інші витрати на утримання системи можуть бути прийняті в розмірі 10% від Z_p .

$$\begin{aligned} Z_{\text{рем.мат}} &= 0,75 \cdot 2623,38 = 1967,54 \text{ грн} \\ I_n &= 0,1 \cdot 2623,38 = 262,34 \text{ грн} \end{aligned}$$

Кошторис річних експлуатаційних витрат для нового варіанту зведено до таблиці 5.3.

Таблиця 5.3

Кошторис річних експлуатаційних витрат нового варіанту

Стаття витрат	Витрати, грн	% до підсумку
Основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуванням соцстраху та інші фонди	7187,86	54,79%
Вартість експлуатаційних матеріалів	1078,18	8,22%
Поточні ремонти	4590,92	34,99%
Інші витрати	262,34	2,00%

У випадку ізолюваної нейтралі (базовий варіант) до складу річних експлуатаційних витрат будуть включені витрати пов'язані з ліквідацією аварій на кабельних лініях і вимірювальних трансформаторах напруги.

Як вже зазначалося вище, ферорезонансні явища, що виникають при ОЗЗ часто призводять до виходу з ладу трансформаторів напруги. За диспетчерськими даними такі ушкодження мають місце в середньому 1 раз на рік. Ремонт ТН НАМИ-10 включає в себе наступні роботи: демонтаж обладнання, ремонт (включаючи вартість ремонтних матеріалів), монтаж обладнання, випробування

та пусконалагоджувальні роботи. Кошторисна вартість ремонту за даними підрядних організацій може бути прийнята 10800 грн. Враховуючи кількість обладнання вартість ремонтів ТН буде складати 21600 грн. на рік. Після встановлення резистивного заземлення нейтралі виходів з ладу ТН не відбувається.

Пошкодження кабельних ліній пов'язані з передчасним старінням ізоляції, яке виникає внаслідок перенапруг при ОЗЗ. Вартість ремонту кабельної лінії напругою 10кВ включає в себе:

- вартість визначення місця ушкодження з пропалюванням – 3800грн;
- земляні роботи - 950 грн;
- вартість з'єднувальних муфт типу СМПт-5 - 2шт x 2340грн =4680грн;
- кабельна вставка - 4м x 258 грн = 1032 грн;
- вартість монтажних робіт – 1700 грн;
- випробування кабелю підвищеною напругою – 1200 грн.

Всього – $3800+950+4680+1032+1700+1200=13362$ грн.

За диспетчерськими даними, кількість пошкоджень відходячих кабельних ліній, що пов'язані з перенапругою при ОЗЗ, до встановлення резистивного заземлення нейтралі в середньому складала 6 на рік. Після зміни режиму нейтралі такі пошкодження не спостерігаються.

Крім цього, в режимі ізольованої нейтралі, при ОЗЗ електропостачання споживачів тривалий час здійснюється на підвищеній напрузі, що призводить до виходу з ладу обладнання. Величина штрафних санкцій, пов'язаних з виходом з ладу обладнання складає приблизно 22000 грн. на рік.

Отже, річні експлуатаційні витрати для базового варіанту:

$$V_{\text{ебаз}} = 2 \cdot 10800 + 6 \cdot 13362 + 22000 = 123772 \text{ грн}$$

Розрахунок показників економічної ефективності

Річний економічний ефект від застосування пристрою резистивного заземлення визначається за формулою:

$$E_p = (B_{\text{ебаз}} - B_{\text{енов}}) - E_n \cdot K$$

де $B_{\text{ебаз}}$, $B_{\text{енов}}$ – величина експлуатаційних витрат відповідно за базовим и новим варіантом ;

E_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних капіталовкладень. $E_n=0,2$

$$E_p = (123772 - 13119) - 0,2 \cdot 321175 = 46418 \text{ грн}$$

Період окупності додаткових капітальних вкладень за рахунок зниження експлуатаційних витрат визначається за формулою:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{B_{\text{ебаз}} - B_{\text{енов}}} = \frac{321175}{123772 - 13119} = 2,9 \text{ років}$$

Висновки до розділу

Як показали розрахунки, впровадження комплектного пристрою резистивного заземлення нейтралі NERC є економічно вигідним. Величина річного економічного ефекту від запропонованих заходів складає 46418 грн., а період окупності капіталовкладень приблизно 3 роки.

Вибір режиму заземлення нейтралі в мережах 6-35 кВ є виключно важливим питанням при експлуатації і проектуванні мережі.

Застосування в мережах 6-35 кВ сучасного обладнання резистивного заземлення нейтралі дозволяє:

- істотно підвищити надійність роботи мереж;

- понизити мінімум в 1,5–2,0 разу рівень дугових перенапруг при однофазних замиканнях;
- зменшити з декількох годин до декількох секунд тривалість дії на ізоляцію дугових перенапруг (при переміжних однофазних замиканнях) і лінійної напруги (при стійких замиканнях);
- виключити можливість ферорезонансних явищ, що підвищує надійність роботи вимірювальних трансформаторів напруги;
- понизити ступінь небезпеки ураження електричним струмом людей і тварин, що опинилися поблизу місця ОЗЗ.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Найменш надійною ланкою в системах електропостачання є лінії електропередач. Більшість аварійних відключень, внаслідок впливу різноманітних факторів, доводиться на розподільчі мережі.

2. Самими характерними пошкодженнями в мережах 10 – 35 кВ є однофазні замикання на землю, які самі по собі не є аварією, можуть бути причинами виникнення перенапруг великої кратності в електричній мережі.

3. В теперішній час не існує універсального надійного захисту обладнання від пошкоджень, обумовленими п.2. Тому представляється необхідним вирішення цієї задачі іншими методами, які б задовольняли усім сучасним вимогам.

4. Одним із вирішень поставленої в роботі задачі може бути застосування резистивного або комбінованого заземлення мережі, оскільки компенсація ємнісних струмів замикання на землю не призводить до бажаних результатів.

5. Останнім часом накопичений достатній досвід експлуатації резисторів в нейтралі мереж 6-35 кВ. Цей досвід є, безсумнівно, позитивним, оскільки після установки резисторів в нейтраль спостерігається помітне зниження пошкоджуваності відповідального обладнання мережі та відповідне зменшення економічних збитків.

6. Застосування резистивного та комбінованого заземлення нейтралі призводить не тільки до підвищення надійності роботи обладнання в розподільчих мережах, а також дає змогу реалізувати ефективний релейний захист від замикань на землю.

7. Як показали розрахунки, впровадження комплектного пристрою резистивного заземлення нейтралі NERC є економічно вигідним. Величина річного

економічного ефекту від запропонованих заходів складає 46418 грн., а період окупності капіталовкладень приблизно 3 роки.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Прусс В. Л., Тисленко В. В.. Повышение надёжности сельских распределительных сетей. Л.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Рожков П.П., Рожкова С.Е. Конспект лекцій з дисципліни «Надійність електричних мереж» (для студентів 5 курсу денної форми навчання спец. 7.090603, 8.090603 - “Електротехнічні системи електроспоживання” та спец. 7.050701, 8.050701 - “Електротехніка та електротехнології”) Харків – ХНАМГ – 2008
3. Цапенко Е.Ф. Резонансные явления в системах электроснабжения 6 – 10 кВ. – Промышленная энергетика, 1979, №11, с. 54 – 55.
4. Цапенко Е.Ф. Влияние трансформаторов контроля изоляции на перенапряжения в сетях 6 – 35 кВ. Промышленная энергетика, 1983, №12, с. 22 – 23.
5. Вайнштейн В.А., Коломиец Н.В., Шестакова В.В. Режимы заземления нейтралей в электрических системах. – Учебное пособие. Издательство ТПУ, Томск, 2006.
6. Цапенко Е.Ф. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1986.
7. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. 6-е изд. перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985.
8. Вильгейм Р., Уотерс М. Заземление нейтралей в высоковольтных системах. – М.: Госэнергоиздат, 1959.
9. Сирота И.М., Кисленко С.Н., Михайлов А.М. Режимы нейтралей электрических систем. – К.: Изд-во АН СССР, 1985.
10. Евдокунин Г.А. Анализ внутренних перенапряжений в сетях 6–10 кВ и обоснование необходимости перевода сетей в режим с резистивным заземлением нейтралей. Труды Всероссийской научно-тех. конференции «Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтралей сетей 6–35 кВ». – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – С. 9 – 13.

11. Ильиных М.В., Сарин Л.И., Челазнов А.А. Применение высокоомных резисторов в сети с компенсированной нейтралью. Труды Всероссийской научно-тех. конференции «Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтралей сетей 6–35 кВ». – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – С. 49–52.

12. Емельянов Н.И., Ширковец А.И. Актуальные вопросы применения резистивного и комбинированного заземления нейтрали в электрических сетях 6-35 кВ //Энергоэксперт, 2010, №2, с.44-51.

13. Кадомская К. П. Перенапряжения в сетях среднего и высокого напряжения. Проблемы внедрения нового силового оборудования //Новости Электротехники, 2009, № 2 (56) – с. 28–31

14. Лисицын Н. В. К обоснованию выбора режима заземления нейтрали. //Энергетик, 2000, № 1, с. 22–24.

15. Титенков С. С. Четыре режима заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ. Изолированную нейтраль объявим вне закона. //Новости Электротехники, 2003, № 5(23).

16. Сарин Л. И., Ширковец А. И., Ильиных М. В. Опыт применения резистивного заземления нейтрали в электрических сетях 6–35 кВ// Энергетик, 2009, № 4, с. 13–14.

17. Ильиных М. В., Сарин Л. И., Ширковец А. И. Опыт эксплуатации высоковольтных резисторов типа РЗ в сетях средних классов напряжения. //Научные проблемы Сибири и Дальнего Востока, 2008, спец. вып. №1, с. 65–68.

18. Глушко В., Ямный О. Е., Ковалев Э. П., Бохан Н. В.. Белорусские сети 6–35 кВ переходят на режим заземления нейтрали через резистор //Новости Электротехники, 2006, №3(39).

19. Емельянов Н. И., Ильиных М. В., Кудряшов Д. С. О способах подключения высокоомных защитных резисторов для заземления нейтрали сети и их безопасной эксплуатации. //Научные проблемы Сибири и Дальнего Востока, 2008, спец. вып. №1, с. 62–65.

20. Шалин А. И. Защиты от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ. //Новости Электротехники, 2005, № 1(31), № 4(34), № 6(36).

21. Вайнштейн Р. А., Шестакова В. В., Юдин С. М. Защита от замыканий на землю в сети с высокоомным заземлением нейтрали. // Новости Электротехники, 2008, № 6(54).

22. Андреев В. А., Бондаренко Е. В. Контроль изоляции в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью без использования тр-ров напряжения, Известия ВУЗов, Энергетика, 1985, №4, с.8-13.

23. Техника высоких напряжений /Под ред. Д. В. Разевига. М.:Энергия, 1976.- 488 с.