

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

Стефаняк Олександр Анатолійович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Обґрунтування системи моніторингу стану повітряних ліній 6, 10 кВ
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Стефаняк О. А.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Ярош Ярослав Дмитрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

д.т.н., професор кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2024

АНОТАЦІЯ

Стефаняк О. А. Обґрунтування системи моніторингу стану повітряних ліній 6, 10 кВ. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2024.

Основною метою кваліфікаційної роботи є розробка систему моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ із ізольованою нейтраллю, заснованої на вимірі величин режимних параметрів.

Предметом досліджень являється визначення взаємозв'язку між режимом роботи повітряної лінії та величинами режимних параметрів..

Ключові слова: система моніторингу, повітря лінія електропередачі, розподільча мережа.

ABSTRACT

Stefanyak O. A. Justification of the system for monitoring the condition of overhead lines 6, 10 kV. Qualifying work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2024.

The main goal of the qualification work is to develop a system for monitoring the condition of overhead lines with a voltage of 6, 10 kV with an isolated neutral, based on the measurement of the values of mode parameters.

The subject of the research is the determination of the relationship between the mode of operation of the overhead line and the values of the mode parameters.

Keywords: monitoring system, air, power line, distribution network.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ І ОБГРУНТУВАННЯ ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕННЯ	7
1.1 Загальна характеристика повітряних ліній напругою 6, 10 кВ	7
1.2 Небезпеки, що виникають під час обриву фазних проводів повітряної лінії напругою 6, 10 кВ	10
1.3 Способи і засоби захисту при урвищах фазних проводів повітряної лінії напругою 6, 10 кВ	12
Висновки по розділу 1	14
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ, УТВОРЕНИХ ПОВІТРЯНИМИ ЛІНІЯМИ НАПРУГОЮ 6, 10 кВ	15
2.1 Режимні параметри повітряних ліній 6, 10 кВ	15
2.2 Застосування режимних параметрів контролю стану повітряних ліній 6, 10 кВ	19
Висновки по розділу 2	21
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ В МЕРЕЖАХ 6, 10 кВ	23
3.1 Комп'ютерна модель	23
3.2 Результати досліджень на комп'ютерній моделі	33
3.3 Побудова системи моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ	39
Висновки по розділу 3	44
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	45
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	47

ВСТУП

Актуальність роботи:

Кожна людина згідно з Конституцією України (Ст.3) має право життя [1]. Найчастіше небезпека для життя людини можуть представляти різні промислові об'єкти. До одним з таких об'єктів є електроустановки різних класів напруги, в зокрема, повітряні лінії електропередач.

У загальному балансі електричних мереж повітряні лінії електропередач складають значну частку. У нашої країні експлуатується більше одного мільйона кілометрів повітряних ліній електропередач. Найбільш поширені з них - це електричні мережі напругою 6 - 35 кВ, які також називають розподільчими мережами [3]. Понад 50% цих мереж відслужили більше 30 років [3].

У зв'язку з високим зносом надійність цих електричних мереж в останні роки знижуються.

Одним із найчастіших пошкоджень повітряної лінії електропередачі напругою 6, 10 кВ є обрив фазного проводу. Подібний обрив створює підвищену небезпеку для людей і тварин. Електроураження може статися у разі дотику до обірваного проводу або при попаданні в зону крокового напруги.

У даний час виявлення місця обриву проводу експлуатаційним персоналом займає достатньо тривале час, що збільшує ймовірність заподіяння шкоди здоров'ю людей. Також тривалий час усунення аварійного режиму мережі може призвести до важких економічних та соціальним втрат.

У зв'язку з цим, розробка методу визначення наявності і місця обриву фазного проводу повітряної лінії електропередачі напругою 6, 10 кВ є в даний час актуальний науково-технічної завданням.

Для вирішення проблеми оперативного визначення наявності та місця обриву проводу в даній роботі пропонується побудувати систему моніторингу стану повітряної лінії напругою 6, 10 кВ, використовуючу

інформацію про режимні параметри електромережі.

Мета роботи: розробити систему моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ із ізольованою нейтраллю, засновану на вимірі величин режимних параметрів.

Реалізація цілі вимагає постановки і рішення наступних основних завдань дослідження:

- провести аналіз стану питання і обґрунтувати завдання дослідження;
- провести аналіз режимних параметрів в електричних мережах напругою 6, 10 кВ;
- розробити комп'ютерну Модель повітряної лінії напругою 6, 10 кВ в програмному комплексі "Matlab";
- дослідити взаємозв'язок між величинами режимних параметрів і станом мережі;
- розробити систему моніторингу стану повітряних ліній 6, 10 кВ.

Об'єкт дослідження: повітряна лінія електропередачі напругою 6, 10 кВ.

Предмет дослідження: взаємозв'язок між режимом роботи повітряної лінії та величинами режимних параметрів.

Наукова новизна: складається в обґрунтуванні можливості застосування режимних параметрів для визначення наявності та місця обриву фазного проводу повітряної лінії 6, 10 кВ; визначено залежність між місцем обриву і величиною симетричних складових напруги; розроблено принципова схема системи моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Ярош Я. Д., Стефаняк О. А. АНАЛІЗ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ, УТВОРЕНИХ ПОВІТРЯНИМИ ЛІНІЯМИ НАПРУГОЮ 6, 10 кВ

Матеріали VII Міжнародна науково-практичної конференції «Біоенергетичні системи» 15-17 листопада 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-49.

Ярош Я. Д., Стефаняк О. А. РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ В МЕРЕЖАХ 6, 10 кВ

Матеріали міжнародної науково-практичної конференції «Інженерні процеси та системи» 14-15 червня 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-51.

Стефаняк О. А. АНАЛІЗ СТАНУ ТА ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ 6, 10 кВ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2023» 25 жовтня 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 72-73.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ І ОБГРУНТУВАННЯ ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕННЯ

Для обґрунтування поставлених завдань дослідження необхідно, в першу черга, проаналізувати характерні особливості розподільчих мереждля того, щоб виявити найбільш «слабкі» елементи повітряних ліній і визначити небезпеки, виникаючі при пошкодженні цих елементів.

1.1 Загальна характеристика повітряних ліній напругою 6, 10 кВ

Згідно 7-му виданню Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) повітряної лінією називають пристрій, призначене для передачі електричної енергії по проводах, розташованим на відкритому повітрі і прикріпленим до опор, несучих конструкцій, стійок і кронштейнів на інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах і т. п.) при допомозі ізолюючих конструкцій та арматури [3,4].

Загальна структура електричних мереж України та їх протяжність показана на рис.1.1[5].

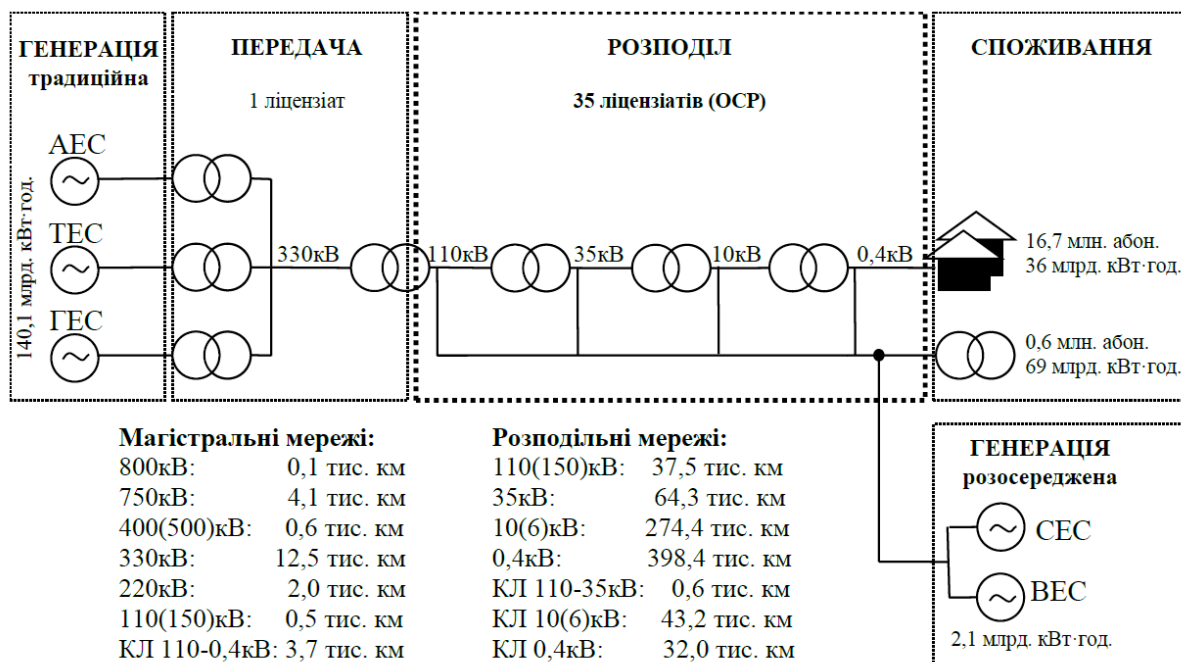


Рисунок 1.1 – Протяжність електричних мереж в ОЕС України

Протяжність електричних мереж таких класів напруги сьогодні в Україні становить: 0,4 кВ – 449832 км; 6(10) кВ – 332568 км із тенденцією до щорічного зростання [5].

Розподільні електричні мережі характеризуються великою протяжністю при відносно невеликій потужності, що передається по ним [2]. Це обумовлює високу вартість розподільчих мереж по порівнянні з іншими електричними мережами. До розподільчих мереж відносять електричні лінії напругою від 0,4 до 35 кВ, а в ряді випадків та 110 кВ [2, 3]. Найбільшого поширення серед них набули повітряні лінії електропередачі напругою 6 і 10 кВ.

Характерною особливістю мереж напругою 6, 10 кВ є те, що від однієї лінії, як правило, живляться кілька самостійних споживачів, що здійснюється за допомогою відпайок на основній магістралі [5, 7, 15]. У такому випадку споживачі можуть бути віддалені один від одного на достатньо великі відстані. Слід відзначити, що середня довжина повітряної лінії напругою 6, 10 кВ, як правило, не перевищує 15 – 20 км [3].

Розподільні електричні мережі за своїм схемним рішенням можуть бути розділені на радіальні; радіальні з секціонування; секційовані з мережевим резервуванням та петлеві [3, 4].

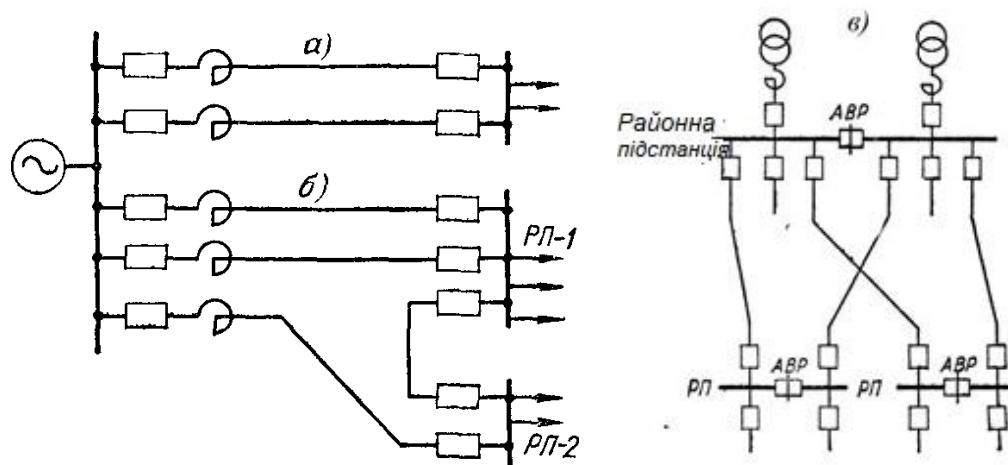


Рисунок 1.1 – Схеми електричних мереж: а) радіальна; б) петльова; в) радіальна із секціонуванням; РП - розподільчий пункт; АВР - автоматичний введення резерву

В електричних мережах напругою 6, 10 кВ можна виділити типові схеми,

наведені на рисунку 1.1. Однак подібні схеми в тому вигляді, в якому вони показані на рисунку, зустрічаються конче рідко. Реальні схеми розподільчих мереж набагато складніші і представляють собою комбінації типових схем з великою кількістю відгалужень повітряних ліній. Складність структури електричних мереж обумовлюється їх історичним розвитком, а також будівництвом в даний час великої кількості нових промислових, сільськогосподарських та соціальних об'єктів, що не завжди узгоджується з вимогами техніко-економічної доцільності.

Електричні мережі напругою 6, 10 кВ, які створені повітряни милініями, експлуатуються з ізольовані нейтраллю і характеризуються струмами однофазного замикання землю, як правило, до 5 – 10 А [8, 15]. Цей факт обумовлює складність підбору пристроїв релейний захисту електромережі. Також слід зазначити, що в даний час близько 85% повітряних ліній напругою 6, 10 кВ виконані на залізобетонних опорах.

Експлуатованим розподільчим електричним мережам властива висока ступінь несиметрії (до 5%) [11]. Перелічені особливості багато в чому впливають на надійність розподільчих електричних мереж.

Основними елементами розподільчою електричної мережі є лінії електропередачі 6...35 кВ, підстанції 35/6, 10 кВ, трансформаторні пункти 6, 10/0,4 кВ. Надійність окремих цих елементів визначає надійність розподільчої мережі в загалом. Пошкоджуваність елементів розподільчих мереж розподіляється наступним чином:

ПЛ 35 кВ – 3,6%

підстанції 35/6,10 кВ – 4,6%

ПЛ 6,10 кВ – 87,4%

ТП 10/0,4 кВ – 4,4% [5]

Як видно з наданої статистики, повітряні лінії електропередачі є «слабким ланкою» розподільчих мереж, на яке доводиться значно більше число пошкоджень, по порівнянні з іншими елементами розподільчих мереж. за

даними «Укренерго» в справжній час відбувається в середньому 10 ушкоджень на кожні 100 км повітряних ліній напругою 6, 10 кВ. Викликано це багато в чому через те, що більш ніж 50% їх відслужили 30 років і більше [7].

Модернізація розподільчих електричних мереж, покликана вирішити проблему високого зносу йде повільними темпами. Пов'язано це, насамперед черга, з величезною протяжністю електричних мереж.

1.2 Небезпеки, що виникають під час обриву фазних проводів повітряної лінії напругою 6, 10 кВ

Як уже говорилося в попередньому параграфі пошкодження повітряних ліній електропередач напругою 6, 10 кВ відбуваються досить часто. Одним з найбільш частих видів ушкоджень таких повітряної лінії є обрив фазного проводу. Подібний обрив часто може призводити до виникнення небезпечних для людей та тварин ситуацій. За інформацією, поданою на Міжнародній Конференції з безпеки та охорони праці в енергетиці SAPEу 2014 році 84% усіх випадків електротравматизму припадає на електричні мережі, причому 56% із них – смертельні. Відзначено також, що більшість електротравм відбувається саме в електричних мережах напругою 6,10 кВ (рисунок 1.2) [5].

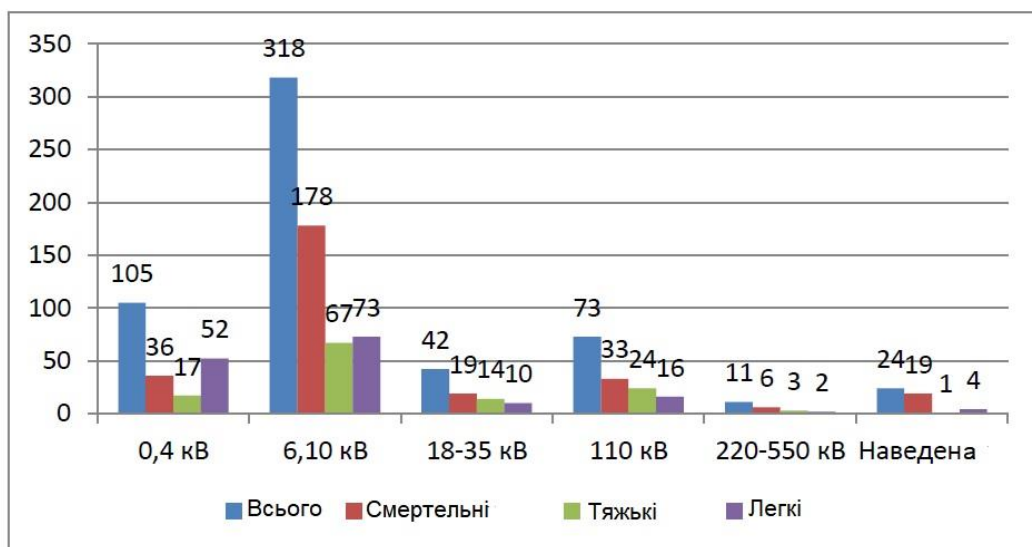


Рисунок 1.2 - Розподіл травм за класами напруг
Електротравми в електричних мережах відбуваються частіше всього через

безпосередній дотик до проводу, котрий обірвався або провис. Нерідко має місце ситуація, коли обірваний провід залишається на землі під напругою протягом кількох діб через недосконалість засобів захисного відключення лінії. Розглянемо питання, чим же небезпечний провід, який впав на землю.

При обриві та падінні фазного проводу, що знаходиться під напругою, на землі або провідній поверхні (металеві споруди, паркани тощо) відбувається розтікання струмів замикання. На відкритому просторі струми розтікаються на достатньо велику відстань. Небезпечним вважається поле розтікання струму в радіусі восьми метрів від точки торкання проводом землі. Якщо людина знаходиться в полі розтікання струмів, то вона може потрапити під так звану крокову напругу.

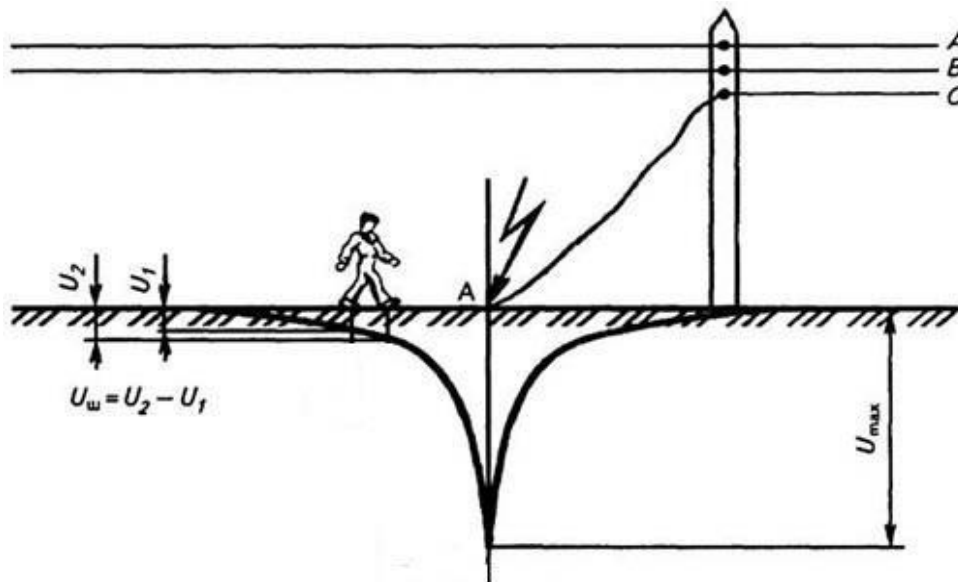


Рисунок 1.3 - Схема виникнення крокової напруги.

U_1 – потенціал лівої ноги; U_2 – потенціал правої ноги; $U_{ш}$ – крокова напруга; А – точка торкання проводом землі

Кроковою напругою називається напруга, яке виникає між двома точками поверхні, в нашому випадку між лівою і правою ногами людини, то є на відстані кроку, прийнятого 1 м [3]. Електротравма виникає через різниці потенціалів в місці торкання землі лівої і правою ногами (рисунок 1.3).

Також слід відзначити, що обірвані проводи повітряних ліній електропередачі можуть привести до виникнення пожежонебезпечних

ситуацій. Спровокувати пожежу може утворення дуги та іскор внаслідок дотику обірваного проводу до металевої конструкції. Враховуючи, що більшість повітряних ліній напругою 6, 10 кВ розташовані в сільській місцевості, можна відзначити, що виникнення подібних пожеж нерідко призводить до важких економічних та соціальних втрат.

1.3 Способи і засоби захисту при урвищах фазних проводів повітряної лінії напругою 6, 10 кВ

У даний час розроблено велику кількість способів і коштів визначення місця ушкодження повітряної лінії електропередачі напругою 6, 10 кВ. Усі методи визначення місця ушкодження можливо підрозділити на дистанційні та топографічні методи.

Дистанційні методи включають застосування різних технічних пристроїв, встановлених на підстанціях та визначальних відстань до місця ушкодження. Топографічні методи ж припускають визначення місця ушкодження повітряної лінії безпосередньо при русі вздовж лінії електропередачі, при цьому технічні засоби знаходяться в розпорядженні експлуатаційного персоналу.

При експлуатації повітряних ліній електропередачі найбільше поширення набули петльовий та локаційні методи визначення місця ушкодження [3].

Петльовий метод заснований на вимірі опору до місця замикання. Даний метод має наступні недоліки: дає результат тільки при металевих замиканнях, в той час як більшість замикань на землю носять інший характер.

Локаційні методи ґрунтуються на вимірі часу між моментом послілки в лінію зондуючого сигналу та моментом його повернення до початку лінії. Недоліком даного методу є те, що при визначенні місця ушкодження можуть виникнути труднощі в отриманні відбитого сигналу достатньої амплітуди. Також складність створює розгалуженість розподільчої мережі [4].

Для визначення місця ушкодження повітряної лінії застосовуються різні технічні пристрої, які можна розділити на дві групи:

а) прилади фіксації, для визначення відстані до місця пошкодження, автоматично вимірюють і фіксують необхідні електричні величини за час аварійного режиму;

б) прилади, призначені для визначення пошкоджених ділянок лінії (вказівники коротких замикань, мережеві датчики) [7].

В даний час розроблено велику кількість фіксуючих приладів. Найбільшого поширення у розподільчих мережах набули прилади типу ФІП (фіксуючі імпульсні прилади), ЛІФП (лінійний імпульсний фіксуючий прилад) і ін. Принцип роботи цих приладів заснований на фіксуванні значення струму короткого замикання. Використовуючи цю величину та величину напруги мережі визначається опір лінії до точки короткого замикання. Знаючи дану величину можна визначити і відстань до місця замикання.

Дані прилади мають низку недоліків. Так, для визначення відстані до місця короткого замикання необхідні додаткові розрахунки або побудова еквітокових кривих, на точність приладу впливає ряд величин (перехідне опір в місці пошкодження, значення струму навантаження) [2].

Також для визначення місця ушкодження лінії використовуються фіксуючі омметри. При вимірі реактивного опору зменшується вплив опору дуги в точці ушкодження лінії, що, в свою черга, збільшує точність приладу.

Пристрої для визначення пошкоджених ділянок повітряної лінії, як правило встановлюються у місцях розгалужень повітряної лінії. Ці прилади фіксують появу струмів короткого замикання на відгалуженні лінії за точкою установки пристрої. Найбільше розподіл отримали покажчики пошкоджених ділянок типу УПУ та покажчики короткого замикання типу ПКЗ. Дані покажчики фіксують виникнення короткого замикання з допомогою індукційного датчика, встановлюваного в зоні проводів, але не мають зв'язки з ними.

Встановлення покажчиків пошкоджених ділянок дає можливість експлуатаційному персоналу при пошкодженні лінії об'їхати крапки розгалуження повітряної лінії і визначити пошкоджений ділянку.

Недоліком даних приладів є той факт, що прилад не визначає точної відстані до місця короткого замикання, що веде до великих витрат часу на пошук цього місця.

Також потрібно відзначити пристрої для визначення місця однофазного замикання землі. До них відносяться переносні прилади, принцип дії яких заснований на вимірі вищих гармонійних складових струму замикання на землю [3].

У розподільчих мережах набули поширення прилади типу «Хвиля» та «Зонд». Прилад «Зонд» має важливу перевагу в порівнянні з «Хвилею» оскільки він забезпечує як визначення місця замикання на землю, а й напрямок пошуку. Недоліком приладів є те, що для виявлення місця замикання на землю необхідний обхід пошкодженої лінії, що тягне за собою витрати часу та сил експлуатаційного персоналу.

У даний час велику популярність набувають пристрої захисту повітряної лінії при аварійних режимах, в яких застосовуються мікропроцесорні лічильники. У числі таких приладів мікропроцесорні пристрої TOP-120, TOP-110 ІЗН (здійснюють захист лінії, реєструють аварійні режими), індикатори короткого замикання серії ІКЗ (дозволяють оперативно-виїзній бригаді розрізнити тип короткого замикання та напрямок пошуку місця аварії) [2, 3].

Висновки по першому розділу

Таким чином, можна сказати, що спільними для всіх існуючих способів визначення місця пошкодження повітряної лінії електропередачі недоліками є низька точність визначення відстані, великі витрати часу на пошук ушкодження і необхідність використання дорогого обладнання [8]. У той же час, великий функціонал мікропроцесорних приладів захисту повітряної лінії уможливило розробку нового способу визначення місця ушкодження повітряної лінії, позбавленого зазначених недоліків [3].

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ, УТВОРЕНИХ ПОВІТРЯНИМИ ЛІНІЯМИ НАПРУГОЮ 6, 10 кВ

Одним із загальних недоліків відомих в даний час способів та засобів визначення місця обриву фазного проводу є необхідність застосування додаткового обладнання. Для того, щоб уникнути цього недоліку в ході роботи було вирішено розробити систему моніторингу стану повітряної лінії 6, 10 кВ на основі інформації про режимні параметри мережі, які можна отримати завдяки використанню мікропроцесорних лічильників електричної енергії, що вже вбудовані в електричну мережу. Таким чином можливо суттєво знизити економічні витрати на забезпечення надійної роботи повітряних ліній

2.1 Режимні параметри повітряних ліній 6, 10 кВ

При аналізі роботи мережі визначають параметри елементів мережі та режимні параметри.

До параметрів елементів електричної мережі належать опори, провідності, коефіцієнти трансформації. Параметром мережі є також електрорушійна сила (е.р.с.) джерел і струми (потужності) навантажень, які задаються. До режимним параметрам відносяться: величини струмів в гілках, напруг в вузлах, значення частоти, фазових кутів, повної, активної та реактивної потужностей електропередачі, а також значення, характеризуючі несиметрію трифазної системи напруг або струмів і несинусоїдальність зміни напруги і струмів протягом періоду основної частоти (появи напруг і струмів зворотної і нульової послідовності).

Гілку називається ділянку ланцюга мережі, що складається з одного або кількох елементів, вздовж якого струм один і той же (рисунки 2.1, 2.2) [15].

Вузлом називають місце з'єднання трьох і більше гілок [15].

Стан електричної мережі в деякому інтервалі часу називають режимом роботи мережі. Режим роботи визначається режимними параметрами .

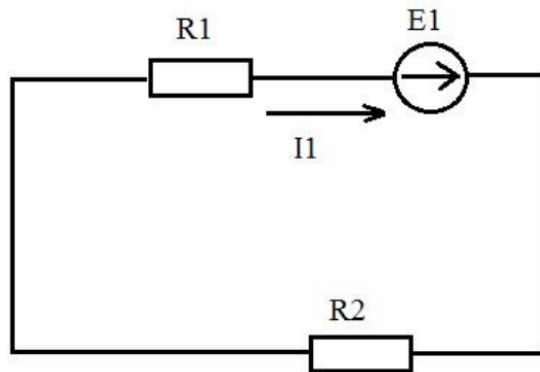


Рисунок 2.1 - Гілка електричного ланцюга

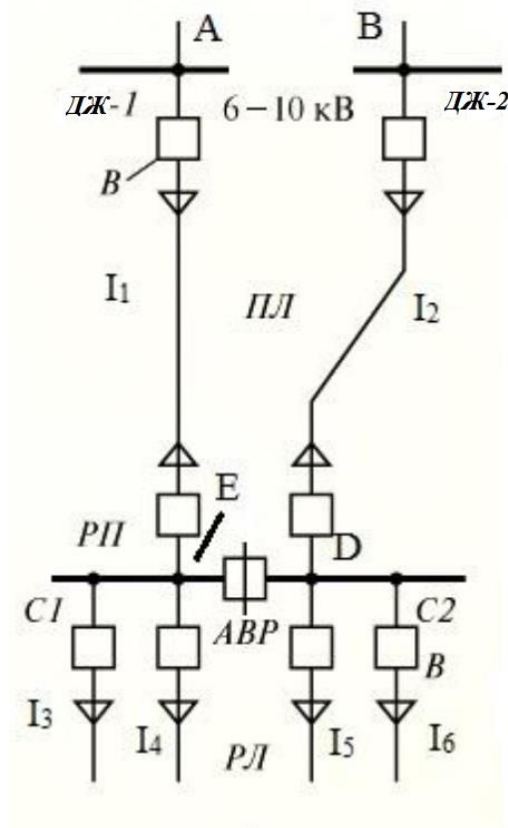


Рисунок 2.2 – Схема електричної мережі напругою 6, 10 кВ. Літерами А, В, С, D позначені вузли. I_{1-6} – гілки електричної мережі

Розглянемо можливі режими роботи електричних систем. При роботі в нормальному режимі, який встановився, значення основних величин, таких як частоти та напруги дорівнюють номінальним або знаходяться в межах допустимих відхилень від них. Навантаження в мережі змінюється повільно, завдяки чому можна плавно регулювати роботу мереж і електростанцій, а

основні параметри утримуються не більше допустимих норм. Слід зазначити, що нормальним вважається також режим, який виникає при включенні і відключенні потужних ліній чи трансформаторів, і навіть при різко змінних (ударних) навантаженнях. У таких випадках після завершення перехідного процесу, що триває частки секунди, знову настає нормальний режим, коли значення параметрів в контрольних точках системи виявляються в допустимих межах [15].

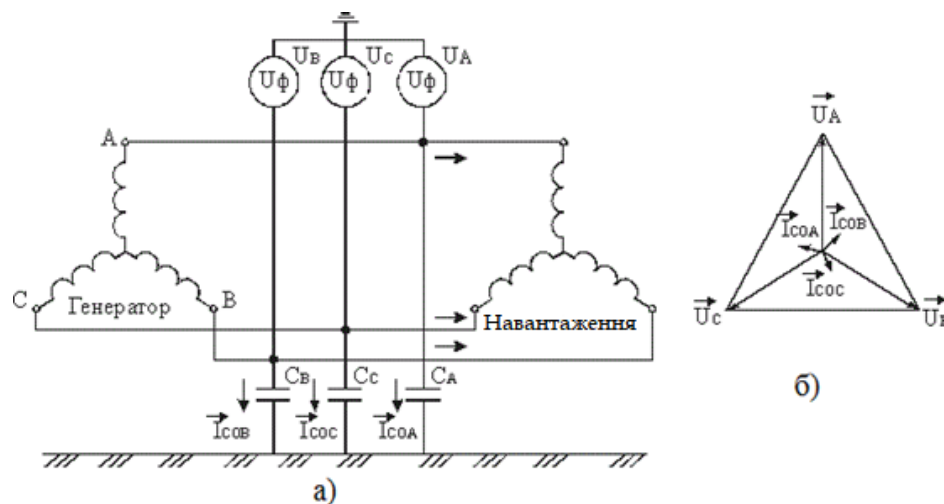


Рисунок 2.3 – а) Електрична мережа із ізольованою нейтраллю в нормальному режимі б) діаграма напруг при нормальному режимі роботи мережі

У нормальному режимі роботи напруги фаз мережі щодо землі симетричні і рівні фазній напрузі, а ємнісні струми фаз відносно землі також симетричні та рівні між собою (рисунок 2.3, а) [15].

Геометрична сума ємнісних струмів трьох фаз дорівнює нулю. Ємнісний струм нормального режиму в одній фазі в сучасних мережах з ізольованою нейтраллю, як правило, не перевищує кількох ампер.

При невстановленому перехідному режимі система переходить з нормального встановленого стану в інший що встановилося з різко змінними параметрами. Такий режим настає при раптових змінах у схемі, різких змінах генераторних та споживаних потужностей і вважається аварійним. У зокрема, такий режим має місце при аваріях на мережах або станціях, наприклад, при відключенні пошкоджених елементів мережі внаслідок коротких замикань. У

час аварійного перехідного режиму параметри режиму системи в деяких її контрольних точках сильно відхиляються відномінальних значень [15].

Післяаварійний режим настає після локалізації аварії в системі. Такий режим частіше всього відрізняється від нормального, так як в результаті аварії один або кілька елементів системи (генератор, трансформатор, лінія) буде виведено з роботи. При післяаварійних режимах нерідко виникає так званий дефіцит потужності, коли потужність генераторів в робочій частини електричної системи менше, чим потужність споживачів. Параметри післяаварійного режиму можуть тією чи іншою мірою відрізнитися від допустимих норм. Так, якщо значення цих параметрів у всіх контрольних точках системи є допустимими, то результат аварії можна рахувати благополучним. У протилежному випадку результат аварії неблагополучний і диспетчерська служба системи має вжити негайних заходів до того, щоб усунути наслідки аварії та привести режимні параметри у відповідність до допустимих.

Номинальні значення режимних параметрів певної мережі можуть бути отримано розрахунковим шляхом, застосовуючи основні закони електротехніки (закон Ома, закони Кірхгофа) [15].

Так як у цій роботі аварійний режим мережі напругою 6, 10 кВ буде обумовлений в першу чергу обривом фазного проводу, то для визначення цього режиму доцільно використовувати метод симетричних складових.

Метод симетричних складових відноситься до спеціальних методів розрахунку трифазних ланцюгів і широко застосовується для аналізу несиметричних режимів їхньої роботи, у тому числі з недостатнім навантаженням [13]. В основі методу лежить уявлення несиметричної трифазної системи змінних (ЕРС, струмів, напруг і т.п.) в вигляді суми трьох симетричних систем, які називають симетричними складовими. Розрізняють симетричні складники прямий, зворотній і нульовий послідовностей, які різняться порядком чергування фаз [7].

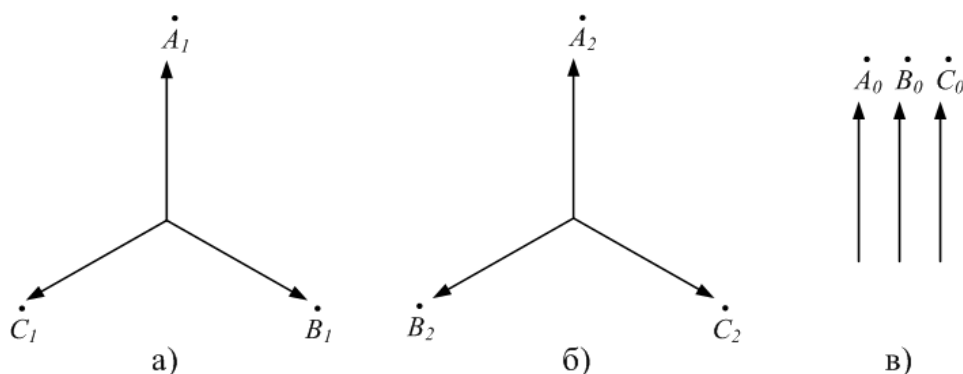


Рисунок 2.4 – Векторні діаграми системи симетричних складових: а - прямої послідовності; б - зворотної послідовності; в – нульової послідовності

Складові зворотної послідовності виникають з появою в мережі будь-якої несиметрії: однофазного або двофазного короткого замикання, обриву фази, несиметрії навантаження.

Складові нульової послідовності мають місце при замикання на землю (одно- і двофазних) або при обриві однієї або двох фаз. У випадку міжфазного замикання складники нульовий послідовності (струми і напруги) рівні нулю [15].

2.2 Застосування режимних параметрів контролю стану повітряних ліній 6, 10 кВ

Питаннями застосування режимних параметрів електричної мережі для контролю її стану тривалий час займаються різні кафедри державних університетів України. Основним напрямком роботи в даному випадку є застосування режимних параметрів для безперервного контролю ізоляції електричної мережі напругою 6, 10 кВ з ізольованою нейтраллю.

Початок дослідженням можливості використання режимних параметрів для контролю ізоляції було покладено у статті [8].

Згодом ця тема була розвинена в роботі [9]. У цієї роботі було виведено наступне рівняння, що дозволяє на підставі вимірювань режимних параметрів мережі в кінці лінії здійснити контроль і вимір рівня ізоляції електричної мережі щодо землі:

$$Y = \frac{R_e \cdot U_{1\phi} + j \cdot I_m \cdot U_{2\phi} \cdot (R_e \cdot I_2 - j I_m \cdot I_2)(R + jx)}{(R/2 + jx/2)(U_{2\phi} + (R_e \cdot I_2 - j I_m \cdot I_2)(R/2 + jx/2))}, \quad (2.1)$$

де Y - повна провідність фази лінії щодо землі;

R_e - дійсна частина активного поздовжнього опору фази лінії;

$U_{1\phi}$ - фазна напруга на початку лінії;

I_m - уявна частина величини струму;

$U_{2\phi}$ - фазна напруга в кінці лінії;

I_2 - струм у кінці лінії;

R - активна складова повного поздовжнього опору фази лінії;

x - реактивна складова повного поздовжнього опору фази лінії.

Це рівняння дозволяє визначити рівень ізоляції при відомих значення активної та реактивної складових повного опору фази лінії оскільки в ході розрахунку стає відома повна провідність фази лінії щодо землі.

Подальше розвиток даний спосіб застосування режимних параметрів отримані в роботі [10]. У даній роботі автором були запропоновано 6 груп рівнянь, що дозволяють визначити параметри ізоляції, щодо землі на підставі значень режимних параметрів. Також автором було запропоновано метод визначення місця локального зниження рівня ізоляції мережі в результаті пробою ізолятора, падіння фазного проводу ПЛ на землю, ушкодження ізоляції тощо.

Метод визначення місця локального зниження рівня ізоляції ґрунтується на тому факті, що при нормальному стані ізоляції мережі провідності всіх трьох фаз приблизно однакові. При цьому різке підвищення провідності ізоляції будь-якої з фаз щодо інших, як правило, пов'язано з ушкодженням ізоляції. Таким чином, якщо визначити провідності ізоляції всіх фаз, застосовуючи інформацію про режимні параметри, то під час перетворень можна обчислити значення коефіцієнта $k_1 = l_1/l$, де l_1 - довжина ділянки лінії від початку до місця зниження, l - довжина всієї лінії. Знаючи коефіцієнт k_1 не представляє труднощів визначити місце локального ушкодження ізоляції.

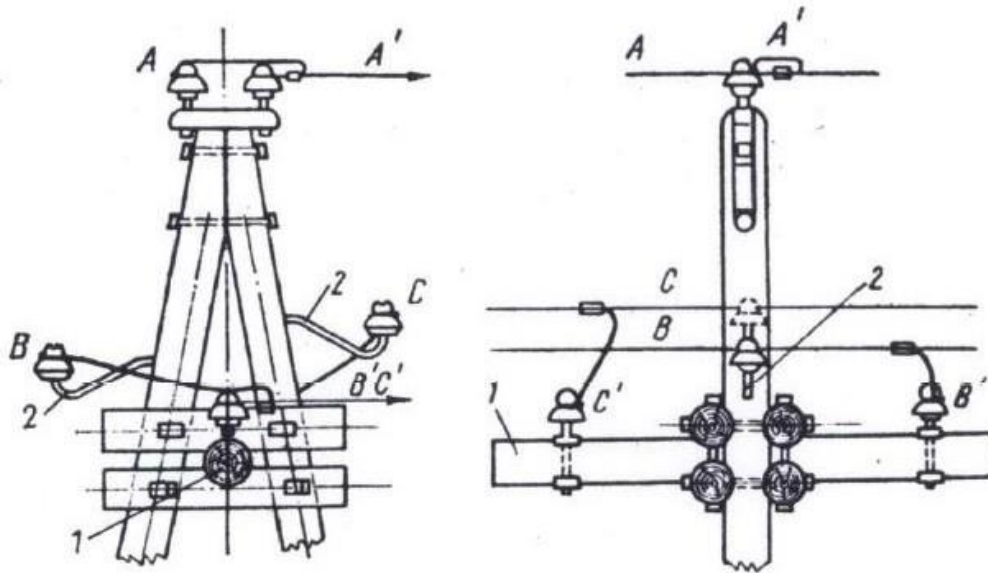


Рисунок 2.5 - Верхівка відпайкової опори ВЛ 6, 10 кВ:

A, B, C і A', B', C' – проводи магістральної лінії та відпаювання; 1 – траверса; 2 - додатковий гачок

Слід відзначити, що у даного методу є суттєвий недолік. Визначення місця локального зниження рівня ізоляції можливе лише для мережі, яка не має відпайок. Більшість розподільчих мереж в нашої країні має відпаювання. Відпаювання застосовуються для скорочення довжини повітряної лінії.

При цьому повітряна лінія приєднується не до трансформаторної підстанції, а безпосередньо до магістральної лінії. Відпаювання ПЛ 6, 10 кВ виконується, як правило, через роз'єднувач, встановлений на додатковій опорі (рисунок 2.5) [12].

Проблема визначення рівня ізоляції повітряної лінії напругою 6, 10 кВ з відпаюванням на основі інформації про режимні параметри мережі було вирішено в роботі [9]. Для визначення рівня ізоляції лінії з відпаюванням необхідно знати не тільки значення режимних параметрів на початку та наприкінці лінії, але й наприкінці відпаювання. Сама лінія ділиться на головну та відпайкову. Далі автор пропонує, використовуючи обчислені аналітичні залежності визначати провідність головної і відпайкової лінії, на підставі чого можна зробити висновок про стан ізоляції електромережі.

Висновки по другому розділу

- 1) Виконаний у 2 розділі даної роботи аналіз режимних параметрів

електричних мережах напругою 6, 10 кВ дозволяє стверджувати про можливість визначення стану зазначених ліній на підставі вимірювання цих параметрів.

2) Застосування визначення стану повітряної лінії електропередачі з ізолюваною нейтраллю (зниження рівня опору ізоляції, поява однофазного замикання, обриви фазних дротів) режимних параметрів дає можливість побудови системи моніторингу електричної мережі практично без установки додаткового обладнання.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ В МЕРЕЖАХ 6, 10 кВ

Для розробки системи моніторингу стану електричної мережі необхідно визначити величини режимних параметрів при нормальному і аварійних режимах роботи. Реалізація такого аварійного режиму при обриві фазного проводу створює небезпечні ситуації для електроустаткування, людей і тварин і не може бути досліджено в чинній електричній мережі. Небезпеки можна уникнути завдяки сучасному розвитку комп'ютерних технологій, які дозволяють активно використовувати різні програмні продукти досить точного моделювання електричних мереж. Подібні комп'ютерні моделі дозволяють вивчати різні стани мереж, завдяки чому з'являється можливість розробки систем моніторингу.

3.1 Комп'ютерна модель

З метою проведення досліджень залежності між станом мережі і величинами режимних параметрів була створена комп'ютерна модель електричної мережі напругою 6, 10 кВ з ізольованою нейтраллю, виконаною повітряними лініями. Модель була побудована в програмному комплексі Matlab з застосуванням пакету "Simulink" .

Розглянемо докладно комп'ютерну модель електричної мережі напругою 6, 10 кВ. На рисунку 3.1 представлена принципова схема цієї мережі.

На рисунку 3.2 представлений загальний вигляд комп'ютерної моделі мережі з ізольованою нейтраллю. Слід зазначити, що всі елементи електричної мережі представлені у вигляді блоків. Подібні блоки розроблені, по-перше, з метою виконання моделі електричної мережі більше компактною і функціональною, по-друге, для створення моделей тих електротехнічних пристроїв, яких ні в стандартною бібліотеці SimPowerSystems. Розглянемо Детальніше основні елементи комп'ютерної моделі мережі.

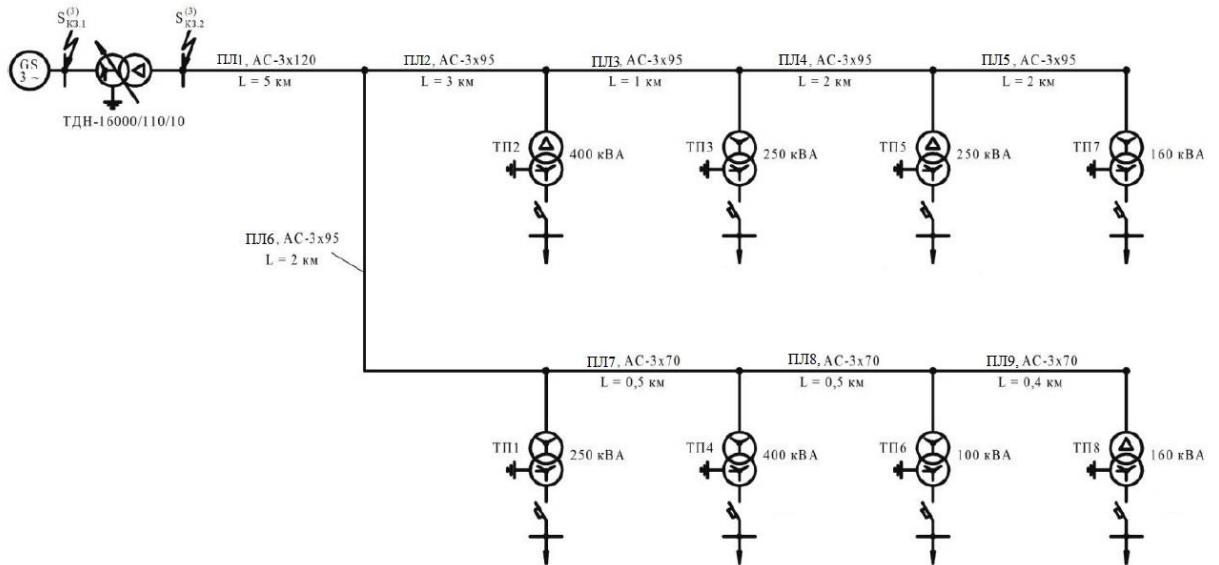


Рисунок 3.1 – Принципова схема електричної мережі напругою 6, 10 кВ, виконаною повітряними лініями

Енергосистема моделюється за допомогою стандартного блоку «Three-Phase Source» з бібліотеки SimPowerSystem. Цей блок моделює трифазне джерело живлення. При моделюванні задаються наступні параметри:

- чинна міжфазна напруга, В;
- початкова фаза напруги, дорівнює 0° для фази А;
- частота мережі, Гц;
- активний опір джерела, Ом;
- індуктивність джерела, Гц.

Активний опір і індуктивність енергосистеми в загальному випадку розраховується наступним чином:

- 1) Повний опір енергосистеми, Ом:

$$Z_{EC} = \frac{U_{ном}^2}{S_{кз}}, \quad (3.1)$$

де $U_{ном}$ - номінальна напруга джерела, В;

$S_{кз}$ - потужність трифазного короткого замикання на високовольтних введеннях трансформатора, ВА.

- 2) Внутрішній активний опір енергосистеми, Ом:

$$R_{EC} = \frac{Z_{EC}}{\sqrt{1 + K^2}}, \quad (3.2)$$

де K -відношення індуктивного опору енергосистем до його активного опору [15].

Чисельне значення відношення K визначається по формулі:

$$K = \frac{X_{EC}}{R_{EC}} = -\frac{\pi}{\ln(K_{уд} - 1)}, \quad (3.3)$$

де X_{EC} – внутрішній індуктивний опір енергосистеми Ом;

$K_{уд}$ - ударний коефіцієнт.

3) Індуктивність джерела, Гн [15]:

$$L_{EC} = \frac{K \cdot R_{EC}}{2\pi \cdot f} \quad (3.4)$$

де f - частота напруги живлення, Гц.

Слід зазначити, що у моделях електротехнічних елементів бібліотеки SimPowerSystems прийнято працювати з індуктивністю (Гн) та ємністю (Ф), а не з індуктивним та ємнісним опорами відповідно.

На рисунку 3.3 подано зовнішній вигляд вікна завдання параметрів джерела живлення.

Блоки 2 – 10 моделюють повітряні трипровідні лінії електропередачі напругою 6, 10 кВ. Ці блоки не є стандартними блоками бібліотеки "SimPowerSystems", та зібрані з інших стандартних блоків. На рисунку 3.4 представлена схема однієї з повітряних ліній.

Блоки Q1 і Q2 при допомозі стандартних блоків «Breaker» моделюють вимикачі, встановлені в кожному з трьох фаз. Блок «3 Phase Measurement» є набір вимірювальних приладів, за допомогою яких у ході досліджень знімаються значення режимних параметрів мережі, першу черга величини струмів і напруг у фазах.

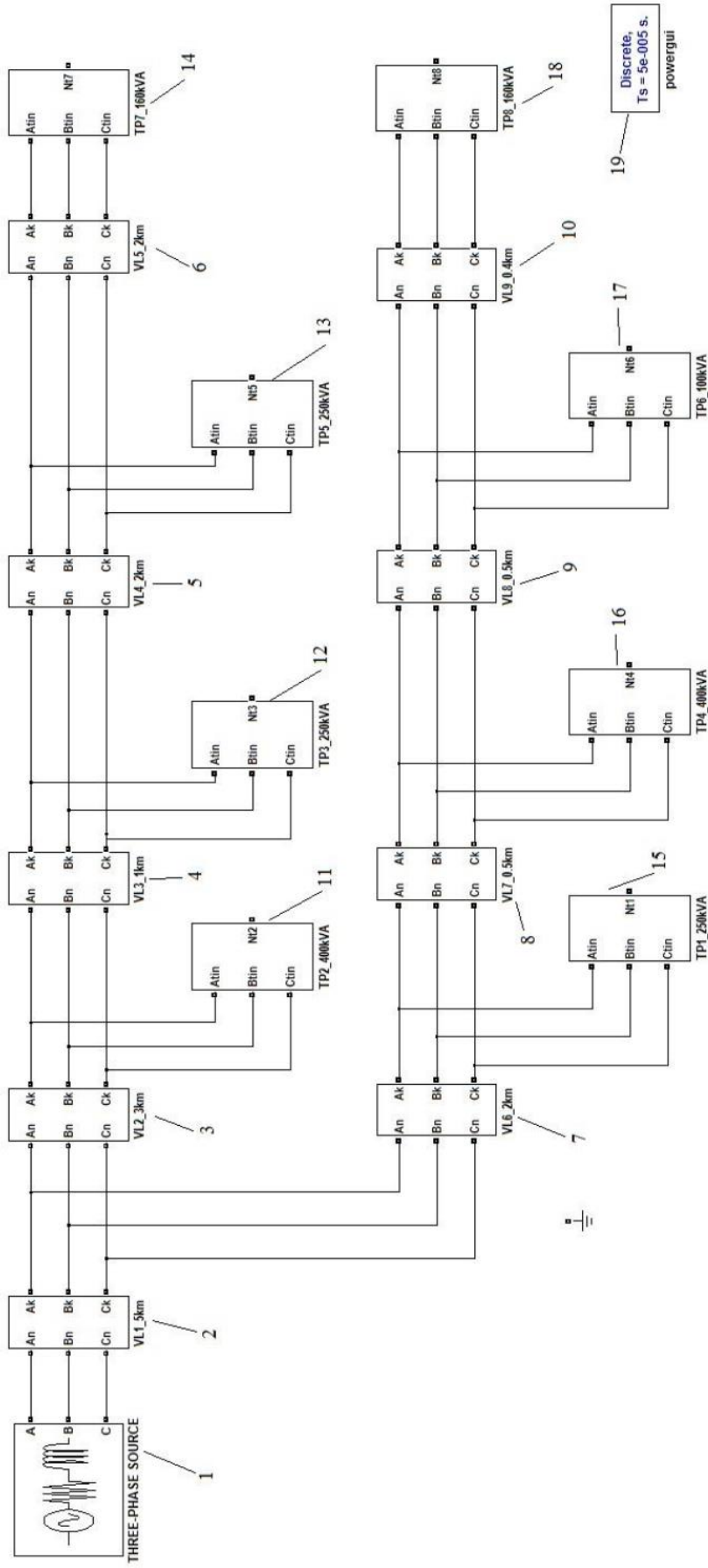


Рисунок 3.2 – Загальний вигляд комп'ютерної моделі електричної мережі напругою 6, 10 кВ із ізольованою нейтраллю: 1 - трифазне джерело електроенергії напругою 6 - 10 кВ; 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 - блоки, моделюючі трипровідні повітряні лінії; 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 – блоки, що моделюють трансформаторні підстанції з навантаженнями

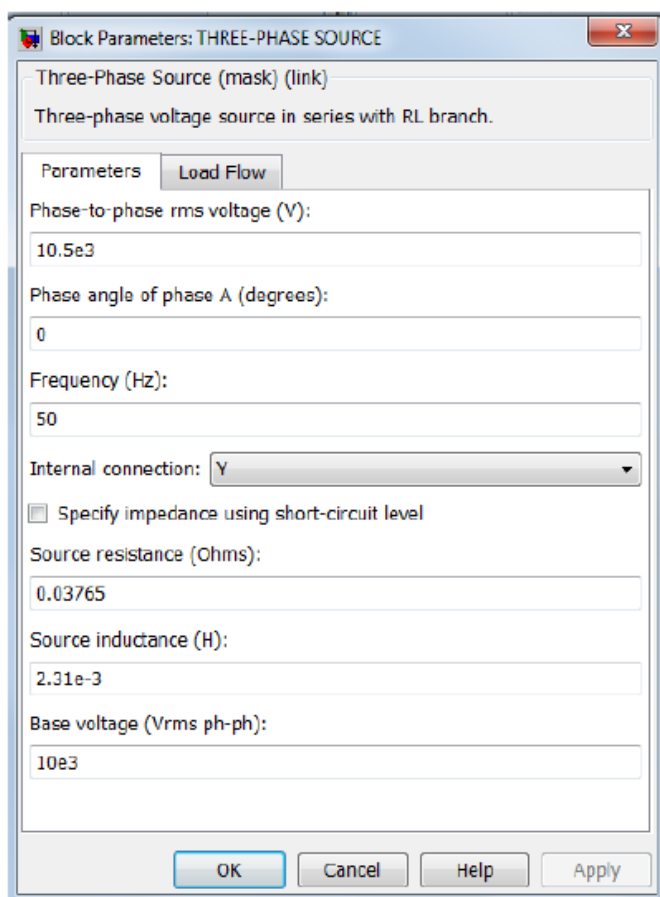


Рисунок 3.3 - Вікно завдання параметрів блоку «Three-Phase Source»

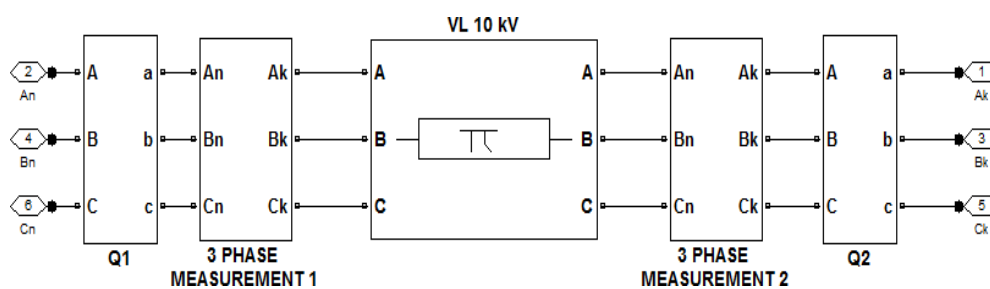


Рисунок 3.4 – Схема блоку «Трипровідна повітряна лінія»

У центрі розташований блок Three-Phase PI Section Line, який моделює безпосередньо трифазну повітряну лінію електропередачі з зосередженими параметрами.

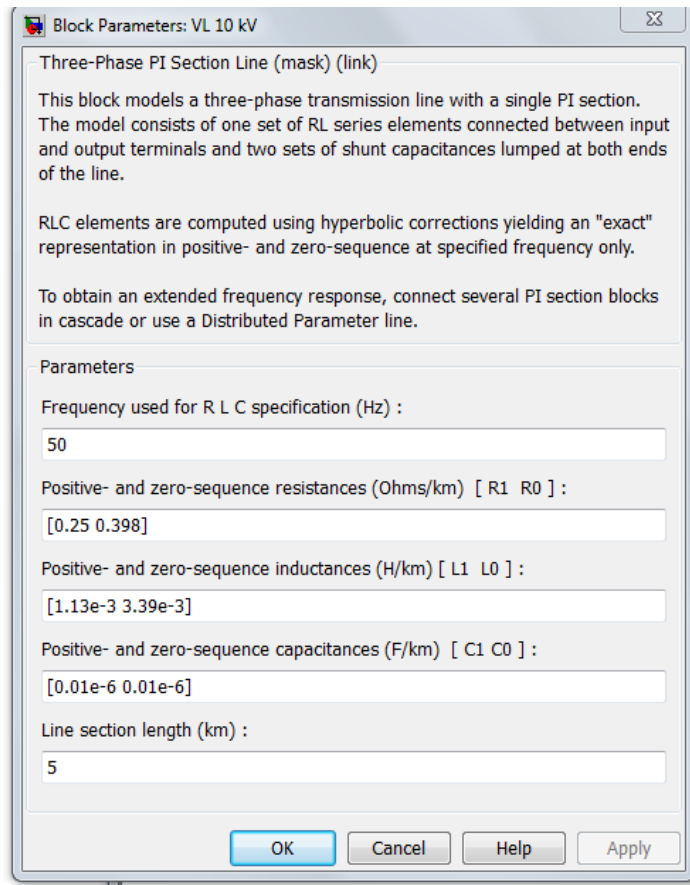


Рисунок 3.5 - Вікно завдання параметрів блоку «Three-Phase PI Section Line»

При моделюванні лінії задаються наступні параметри:

- частота мережі, 50 Гц;
- питома активне, індуктивне і ємнісне опір прямий і нульової послідовностей на 1 км довжини;
- довжина лінії, км.

У даної комп'ютерної моделі були змодельовані 8 блоків з трансформаторними підстанціями, репрезентують собою знижуючі трансформатори з різними значеннями потужностей і схемами з'єднання обмоток, за якими встановлені вимикачі, вимірювальні прилади і електрична навантаження.

Трансформатори були змодельовані при допомоги стандартних блоків «Three-Phase Transformer Inductance Matrix Type (Two Windings)». Особливе увага слід приділити визначенню параметрів трансформаторів.

Активний опір первинної та вторинної обмоток у відносних одиницях[15]:

$$R_{1*} = R_{2*} = \frac{R_T}{2} = \frac{R_T}{2 \cdot Z_{б.нн}}, \quad (3.5)$$

де R_T - активний опір трансформатора, Ом;

$Z_{б.нн} = \frac{U_{нн.ном}^2}{S_{т.ном}}$ - номінальний опір трансформатора, наведене до вторинної

обмотці, Ом;

$U_{нн. ном}$ - номінальна лінійна напруга низьковольтної обмотки, В;

$S_{т. ном}$ – номінальна потужність трансформатора, ВА.

Значення R_T визначається по виразу[15]:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{нн.ном}^2}{S_{т.нн}^2}, \quad (3.6)$$

де $\Delta P_{кз}$ - втрати короткого замикання, Вт.

Реактивний опір трансформатора у відносних одиницях визначається[15]:

$$X_{T*} = \frac{X_T}{Z_{б.нн}} = \frac{\sqrt{Z_T^2 - R_T^2}}{Z_{б.нн}}, \quad (3.7)$$

де Z_T - повне опір трансформатора, Ом.

Повний опір трансформатора визначається:

$$Z_T = \frac{U_{кз, \%}}{100\%} \cdot \frac{U_{нн, ном}^2}{S_{т.ном}} \quad (3.8)$$

Так як Модель трансформатора вимагає завдання параметрів для нульової послідовності, які виробниками трансформаторів, як правило, не наводяться в паспортних даних, то для отримання їх скористаємося рекомендаціями інструкції до блоку "Three-Phase Transformer Inductance Matrix Type (Two Windings)" [12, 14]. При цьому враховуємо, що в довідниках наводяться активні та індуктивні опори нульової послідовності, які використовуємо для визначення запитуваних моделлю трансформатора параметрів.

Відповідно до інструкції до блоку значення I_0 і P_0 рекомендується знаходити шляхом проведення досвіду холостого ходу для нульової

послідовності, що проводиться при з'єднанні однієї з груп обмоток до схеми "розімкнутий трикутник". Враховуючи вищесказане, вказані параметри, незалежно від схеми з'єднання обмоток Δ/YH або Y/YH , можуть бути знайдені з використанням схеми, представленої на рисунку 3.6 і наведених у довідниках значень активного і індуктивного опорів нульовий послідовності для трансформаторів зі схемою з'єднання Y/YH [13].

На рисунку 3.6, а наведено схема проведення досвіду холостого ходу для нульовий послідовності трансформатора зі схемою з'єднання обмоток Y/YH , а її схема заміщення – малюнок 3.6, б. Так як у первинній обмотці, з'єднаній в зірку, струм нульовий послідовності не протікає, схема заміщення (малюнок 3.6, б) перетворюється на вигляд (рисунок 3.6, в).

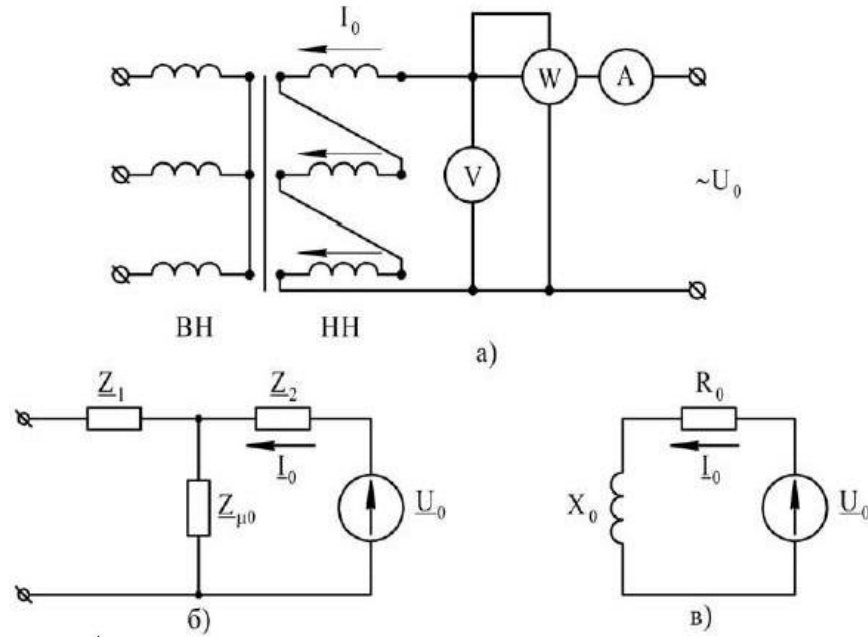


Рисунок 3.6 – Схема дослідного визначення опору нульовий послідовності трансформатора при з'єднанні первинної обмотки в зірку

Шуканий струм I_0 , А визначається за виразом:

$$I_0 = \frac{U_0}{\sqrt{R_0^2 + X_0^2}} = \frac{U_{\text{н.ном}(\phi)}}{\sqrt{R_0^2 + X_0^2}}, \quad (3.9)$$

де X_0 - реактивний опір нульовий послідовності трансформатора, значення якого приймається по довідковим даними, Ом;

R_0 -активний опір нульової послідовності трансформатора, значення якого приймається по довідковим даними, Ом;

$U_{\text{нн. ном}(\phi)}$ - номінальна фазна напруга низьковольтної обмотки, В.

Струм намагнічування нульовий послідовності в відсотках по відношенню до номінального струму трансформатора буде дорівнювати [13]:

$$I_{0,\%} = \frac{I_0}{I_{\text{нн.ном}}} \cdot 100\%, \quad (3.10)$$

Активна потужність P_0 споживана трансформатором в режимі проведення зазначеного вище досвіду холостого ходу для нульової послідовності, складається з втрат у вторинних обмотках трансформатора, обумовлених протіканням струму намагнічування струму I_0 , а також втрат у магнітопроводі та конструктивних елементах, обумовлених їх перемагнічуванням, та вихровими струмами, наведеними магнітними потоками нульової послідовності [17].

Чисельне значення P_0 знаходиться по виразу:

$$P_0 = I_0^2 \cdot R_0, \quad \text{Вт} \quad (3.11)$$

Реактивне опір нульовий послідовності трансформатора в відносних одиницях визначається:

$$X_{0*} = \frac{X_0}{Z_{\text{б.нн}}}, \quad (3.12)$$

Електрична навантаження була змодельована при допомозі блоків «Parallel RLC Load», які являють собою паралельно підключені резистор, індуктивність та ємність [12]. На малюнку 3.7 представлено загальний вигляд даного блоку.

У комп'ютерної моделі присутній блок 15 Powergui, Котрий, згідно [17], є інструментом графічного інтерфейсу користувача та забезпечує рішення наступних завдань:

– завдання початкових умов;

- створення файлу характеристик намагнічування для моделі трансформатора з урахуванням насичення сердечника;
- визначення повного опору (імпедансу) ланцюги;
- обчислення параметрів лінії електропередачі;
- розрахунок встановленого режиму;
- дискретизація моделі;
- аналіз схеми з допомогою інструменту Simulink LTi-Viewer;
- виконання гармонійного аналізу;
- створення звіту.

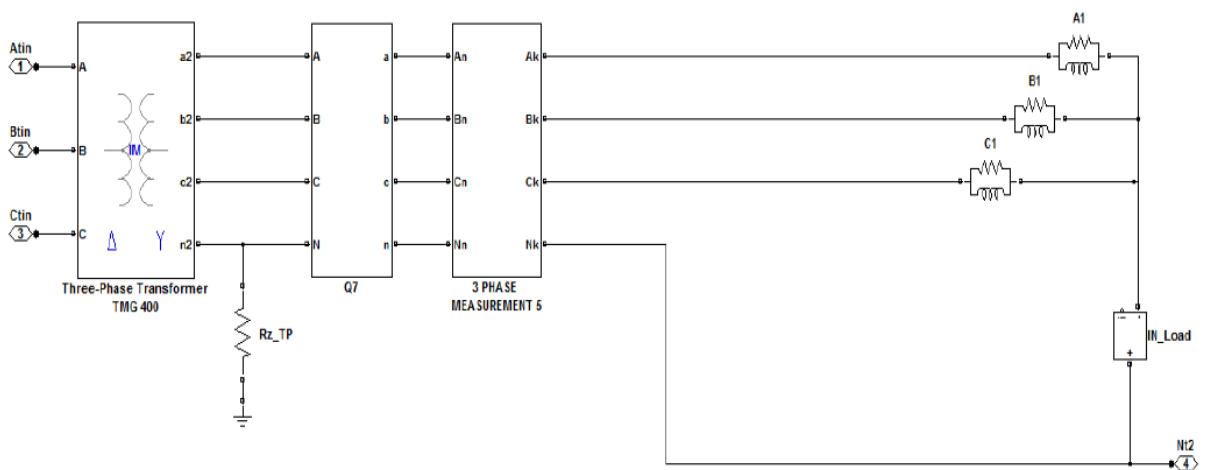


Рисунок 3.7 - Загальний вигляд блоку споживачів

Для моделювання вимірювальних приладів використовуються стандартні вимірювальні блоки. Якщо можливостей стандартних блоків не вистачає, створюється новий вимірювальний комплекс в вигляді підсистеми з стандартних блоків. Вимірювальні комплекси "3 Phase measurement 1" і "3 Phase measurement 2" (рисунок 3.8) дозволяють вимірювати:

- лінійні напруги;
- напруги фаз щодо землі;
- симетричні складники напруги і струму;
- струми в фазних дротах;
- диференціальні струми.

У розробленій комп'ютерній моделі в пакеті Simulink програмного

комплексу Matlab можливо моделювання наступних режимів:

- нормальний режим;
- обриви фазних проводів ПЛ;
- обрив і замикання фазного дроти в кінці ВЛ через опір, що імітує опір у місці замикання;
- однофазне замикання на землю.

3.2 Результати досліджень на комп'ютерній моделі

Для дослідження закономірностей зміни режимних параметрів при аварійному стані мережі було вирішено фіксувати, насамперед, значення симетричних складових напруги. Перша серія дослідів на комп'ютерній моделі електричної мережі напругою 6, 10 кВ була проведена при умові, що всі навантаження мережі були зосереджені в її наприкінці, що забезпечило симетрію напруг у фазах.

Значення симетричних складових напруги за нормального режиму роботи мережі представлені у таблиці 3.1. Значення величин були виміряні на живильній підстанції і кожною з 8 трансформаторних підстанцій, розташованих на відпаюваній лінії. Таке розташування вимірювальних приладів відповідає розташуванню лічильників в реальній мережі.

Таблиця 3.1 - Значення симетричних складових напруги при нормальному режимі роботи мережі

Місце розташування лічильника	$U_1, \text{В}$	$U_2, \text{В}$	$U_0, \text{В}$
Живлення підстанція	6035	0	0
ТП1*	228,9	0	0
ТП2	227,9	0	0
ТП3	227,3	0	0
ТП4	228,8	0	0
ТП5	226,7	0	0

ТП6	227,8	0	0
ТП7	226,2	0	0
ТП8	229,9	0	0

*Тут і далі аббревіатура ТП позначає трансформаторну підстанцію. Вимірювання зроблено на боці низького напруги трансформатора 6, 10/0,4 кВ. Як видно з отриманих результатів, за нормального режиму роботи мережі напруги зворотної і нульової послідовностей рівні нулю.

Далі були змодельовані обриви фази А на 8 відпаюваннях повітряної лінії. Обриви моделювалися шляхом відключення одного полюса фази від блоку, який моделює трансформаторну підстанцію. Таблиці 3. 2 – 3. 9 містять дані о напругах прямої, зворотної і нульової послідовностей для кожного із змодельованих обривів.

Таблиця 3.2 - Значення симетричних складових напруги при урвищі фази А на відпаювання трансформаторної підстанції 1

Місце розташування лічильника	U_1, V	U_2, V	U_0, V
Живлення підстанція	6041	13,6	271
ТП1	114,4	114,5	0
ТП2	229,5	2,053	0
ТП3	228,9	2,039	0
ТП4	114,4	114,4	0
ТП5	228,2	2,024	0
ТП6	113,9	113,9	0
ТП7	227,8	2,022	0
ТП8	114,9	115	0

Таблиця 3.3 - Значення симетричних складових напруги при обриві фази А на відпаюванні трансформаторної підстанції 2

Місце розташування лічильника	U_1, V	U_2, V	U_0, V
-------------------------------	----------	----------	----------

Живлення підстанція	6043	16,87	906,4
ТП1	230,8	2,542	1,837-006
ТП2	113,9	114	2,228-006
ТП3	113,6	113,7	7,781-007
ТП4	230,7	2,541	2,784-006
ТП5	113,3	113,4	3,122e-007
ТП6	229,77	2,53	1,042-006
ТП7	113,1	113,1	1,778-007
ТП8	231,8	2,553	8,086-007

Таблиця 3.4 - Значення симетричних складових напруги при обриві фази А на відпаюваннях трансформаторної підстанції 3

Місце розташування лічильника	U_1 , В	U_2 , В	U_0 , В
Живлення підстанція	6040	10,4	717,8
ТП1	230,1	1,565	0
ТП2	229,9	2,378	0
ТП3	113,6	113,7	0
ТП4	230	1,564	0
ТП5	113,3	113,4	0
ТП6	229	1,554	0
ТП7	113,1	113,2	0
ТП8	231,1	1,572	0

Таблиця 3.5 - Значення симетричних складових напруги при обриві фази А на відпаюваннях трансформаторної підстанції 4

Місце розташування лічильника	U_1 , В	U_2 , В	U_0 , В
Живлення підстанція	6040	9,554	179,6
ТП1	230,4	1,936	0
ТП2	229	1,43	0

ТП3	228,4	1,424	0
ТП4	114,4	114,4	0
ТП5	227,8	1,42	0
ТП6	113,9	113,9	0
ТП7	227,3	1,419	0
ТП8	114,9	114,9	0

Таблиця 3.6 - Значення симетричних складових напруги при обриві фази А на відпаюваннях трансформаторної підстанції 5

Місце розташування лічильника	U_1 , В	U_2 , В	U_0 , В
Живлення підстанція	6038	6,397	356,3
ТП1	229,6	0,96	0
ТП2	229,1	1,461	0
ТП3	228,7	1,629	0
ТП4	229,5	0,96	0
ТП5	113,3	113,4	0
ТП6	228,6	0,958	0
ТП7	113,1	113,1	0
ТП8	230,6	0,97	0

Таблиця 3.7 - Значення симетричних складових напруги при обриві фази А на відпаюваннях трансформаторної підстанції 6

Місце розташування лічильника	U_1 , В	U_2 , В	U_0 , В
Живлення підстанція	6037	3,2	88,95
ТП1	229,4	0,64	0
ТП2	228,3	0,48	0
ТП3	227,7	0,47	0
ТП4	229,3	0,69	0
ТП5	227,1	0,48	0
ТП6	113,9	113,9	0

ТП7	226,6	0,46	0
ТП8	114,9	115	0

Таблиця 3.8 - Значення симетричних складових напруги при обриві фази А на відпаюваннях трансформаторної підстанції 7

Місце розташування лічильника	$U_1, \text{В}$	$U_2, \text{В}$	$U_0, \text{В}$
Живлення підстанція	6037	2,46	$9,3 \cdot 10^{-5}$
ТП1	229,2	0,38	0
ТП2	228,4	0,57	0
ТП3	227,8	0,63	0
ТП4	229	0,38	0
ТП5	227,3	0,76	0
ТП6	228,1	0,37	0
ТП7	113,1	113,1	0
ТП8	230,2	0,38	0

Таблиця 3.9 - Значення симетричних складових напруги при обриві фази А на відпаюваннях трансформаторної підстанції 8

Місце розташування лічильника	$U_1, \text{В}$	$U_2, \text{В}$	$U_0, \text{В}$
Живлення підстанція	6036	1,642	$7,48 \cdot 10^{-5}$
ТП1	229,1	0,32	0
ТП2	228,1	0,23	0
ТП3	227,5	0,246	0
ТП4	229	0,347	0
ТП5	226,9	0,23	0
ТП6	228,1	0,37	0
ТП7	226,4	0,24	0
ТП8	114,9	114,9	0

Вимірювальні прилади, встановлені за трансформаторними підстанціями

непошкодженого відгалуження зафіксували лише невеликі зміни величин симетричних складових напруги по порівняні з нормальним режимом. Це дозволяє зробити висновок, що в даному відгалуженні відсутній аварійний режим.

Також отримані результати дозволяють зробити висновок про те, що під час обриву фазного проводу повітряної лінії на стороні високої напруги значення зворотної і нульової послідовностей, зафіксовані вимірювальними приладами, встановленими на боці низького напруги, значно підвищуються в порівнянні з нормальним режимом роботи мережі.

У процесі аналізу отриманих значень режимних параметрів була виявлено залежність між величиною напруги зворотної послідовності, вимірюваної на живильній підстанції, та віддаленістю місця обриву від цієї підстанції. На малюнку 3.8 представлений графік, що ілюструє цю залежність.

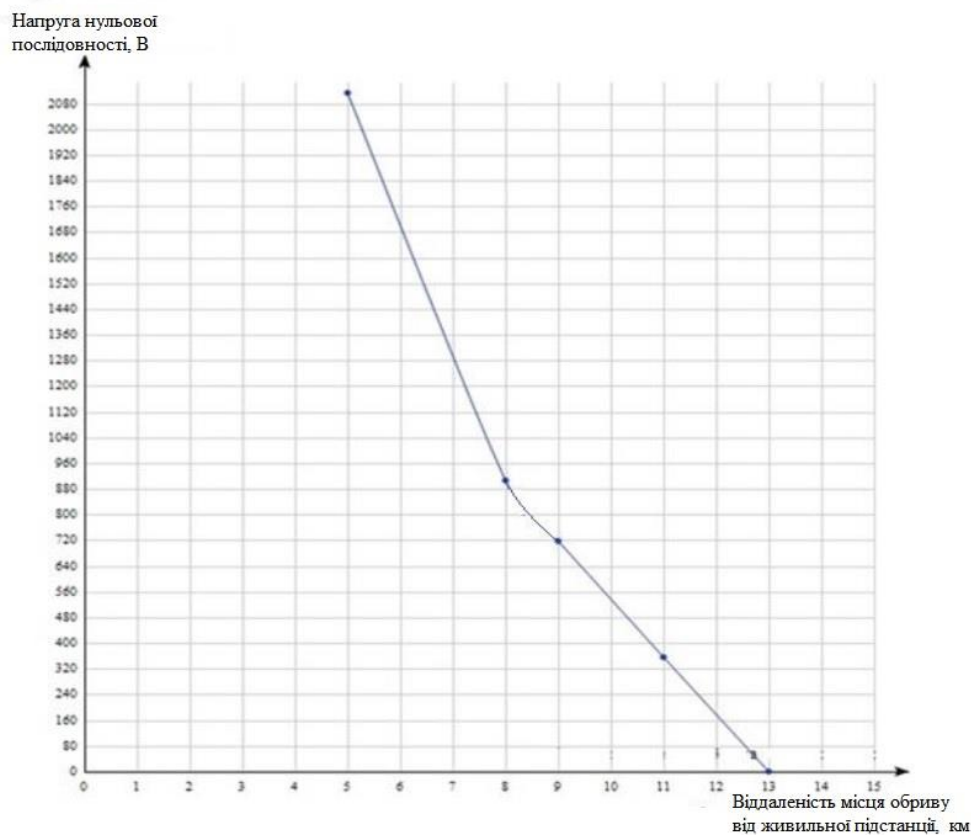


Рисунок 3.8 – Залежність між величиною нульової напруги послідовності і віддаленістю місця обриву від живильною підстанції
Точкам на графіку відповідають величини напруги нульової

послідовності, виміряні на різній відстані від місця обриву фазного проводу.

Слід зазначити, що ця залежність дозволяє визначати місце обриву фазного проводу тільки з відривом трохи більше 13 – 14 км, оскільки на великих відстанях величина напруги нульової послідовності стає конче малою.

3.3 Побудова системи моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ

Проведені дослідження на комп'ютерній моделі електричної мережі та дослідної електричної мережі дозволяють визначити основні принципи побудови і приступити до розробки системи моніторингу стану повітряної лінії напругою 6, 10 кВ. Ціль розробки такої системи - забезпечення максимально швидкого визначення наявності аварійного режиму мережі, загрозливого людям, тваринам і електричному обладнанню.

3.3.1 Підвищення надійності розподільчих мереж шляхом секціонування повітряної лінії напругою 380 В

При обриві та наступному однофазному короткому замиканні (ОКЗ) фазного проводу повітряної лінії напругою 380 В виникають небезпеки не тільки для людей, тварин і електричного обладнання, але також збільшує можливість пошкодження повітряної лінії напругою 6, 10 кВ. Зумовлено це підвищення струмів у фазних проводах на стороні високої напруги при обриві проводу на боці низької напруги. Таке підвищення струмів може збільшувати нагрівання провідника і знижує загальну надійність повітряної лінії [16]. Для забезпечення швидкого відключення лінії 380 В при ОКЗ нами було розроблено спосіб визначення місця установки пристроїв секціонування повітряної лінії напругою 380 В .

Для реалізації цього способу необхідно послідовно зробити ряд дій.

По-перше, проводиться розрахунок мінімальних струмів однофазного короткого замикання (ОКЗ) $I_{K.MIN}^{(1)}$ для кожної точки L_i повітряної лінії напругою 380 В з урахуванням «теплого спаду» та опору дуги у місці

замикання, таким чином виходить залежність $I_{К.Мин}^{(1)} = f(L)$, після чого будується графік функції зміни величини мінімального струму ОКЗ від довжини ділянки повітряної лінії між трансформаторною підстанцією та точкою ОКЗ (рисунк 3.9).

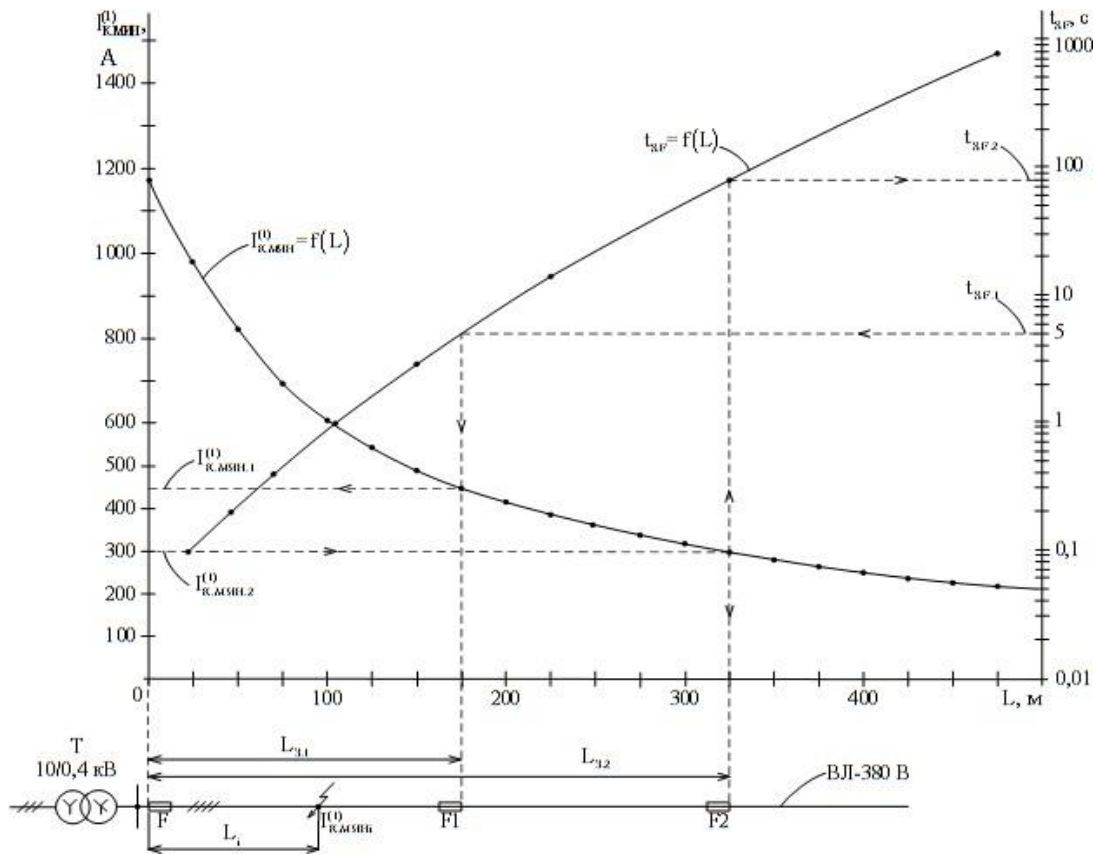


Рисунок 3.9 – Графічна інтерпретація способу визначення місця встановлення пристроїв секціонування

По-друге підбирається за умовами відбудови від робочих та пікових струмів електричного навантаження номінальний струм $I_{F.НОМ}$ вставки плавкого запобіжника F і він встановлюється у трансформаторній підстанції на початку повітряної лінії напругою 380 В для її захисту.

По-третє, розраховуються, використовуючи паспортні частотні характеристики $t_F = f(I_F)$ вставки обраного запобіжника [15] та графік функції зміни величини мінімального струму ОКЗ по довжині ділянки повітряної лінії В $I_{К.Мин}^{(1)} = f(L)$, залежність часу спрацьовування $t_{S,F}$ плавкого запобіжника від довжини L лінії, що захищається $t_{S,F} = f(L)$ і ця залежність будується на

графіку, наведеному на рисунку 3.9. Розрахунок залежності $t_{s,F} = f(L)$ проводиться в наступному порядку: Для кожного значення довжини лінії L_i за графіком $I_{K,MINi}^{(1)} = f(L)$ визначається значення мінімального струму $I_{K,MINi}^{(1)}$. За паспортною частотоковою характеристикою плавкого запобіжника $t_F = f(I_F)$, наведеною на рисунку 3.10, для кожного значення струму ОКЗ $I_{K,MINi}^{(1)}$ і для кожної точки повітряної лінії L_i знаходять відповідний час $t_{s,Fi}$ спрацьовування плавкого запобіжника – у результаті виходить залежність $t_{s,F} = f(L)$ – зміна часу спрацьовування $t_{s,F}$ плавкого запобіжника за довжиною повітряної лінії L .

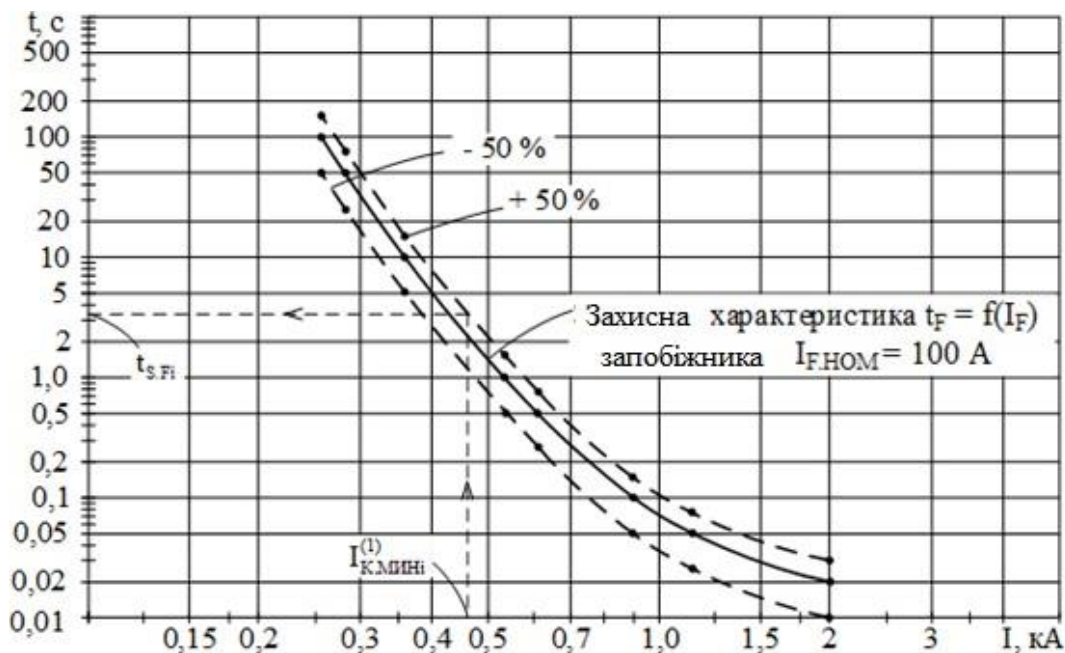


Рисунок 3.10 – Паспортна частотокова характеристика плавкого запобіжника ПН2-100

По-четверте визначається, відповідно до вимог ПУЕ, що час відключення лінії при пошкодженні не повинно перевищувати 5 секунд, позалежності $t_{s,F} = f(L)$ зона захисту $L_{3,1}$ обраного плавкого запобіжника F. В кінці зони захисту зони захисту $L_{3,1}$ встановлюється плавний секціонуючий запобіжник F1 на найближчій опорі, що знаходиться всередині зони захисту $L_{3,1}$ якщо встановлений у трансформаторній підстанції на початку повітряної лінії плавкий запобіжник F не забезпечує захист всією лінією зі часом спрацьовування менше 5 секунд. Причому номінальний струм вставки

секційного плавкого запобіжника F1 вибирають за умовами відбудови від робочих і пікових струмів навантаження решти ділянки повітряної лінії.

Таким чином, завдяки застосуванню наведеного способу по всій довжині повітряної лінії напругою 380 В може бути забезпечено аварійне відключення з часом спрацьовування трохи більше 5 секунд, тим самим стає можливим підвищення рівня електробезпеки електричних мереж.

3.3.2 Опис системи моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ

У ході проведених досліджень режимних параметрів електричної мережі було вирішено об'єднати методи визначення рівня ізоляції та можливість визначення наявності та місця обриву фазного проводу, на підставі чого була розроблена система моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ. Принципова схема цієї системи представлена на рисунку 3.11. Система моніторингу є набір функціональних блоків, які обмінюються інформацією по каналам зв'язку.

Розберемо роботу системи докладніше. Інформація про режимні параметри мережі, зафіксована мікропроцесорними лічильниками, передається по GSM-каналі зв'язку на блок аналізу режимних параметрів. Цей блок виробляє порівняння отриманих значень режимних параметрів з параметрами, характерними для нормального режиму роботи мережі. Якщо ці значення збігаються в межах допустимих відхилень, робиться висновок, що аварійний режим у мережі відсутній, і повітряна лінія працює у нормальному режимі. Тут слід зазначити, що аналіз режимних параметрів проводиться з деякою тимчасовою затримкою, яка дозволяє виключити хибне спрацьовування системи при короткочасних відхиленнях режимних параметрів

У випадку, якщо відхилення режимних параметрів від встановлених нормальних значень після періоду затримки не зникло, блок аналізу робить висновок що електрична мережа працює в аварійному режимі і передає дані на блок обчислення стану ізоляції і блок визначення обриву фазного

проводу та відстані до нього.

Блок обчислення стану ізоляції, використовуючи принципи, описані в другому розділі визначає, чи має місце в даній електричній мережі зниження рівня ізоляції. Якщо зниження рівня ізоляції є, то в роботу входить наступний блок - блок визначення місця зниження рівня ізоляції. Функціонал цього блоку дозволяє досить точно обчислити відстань до місця локального зниження ізоляції мережі.

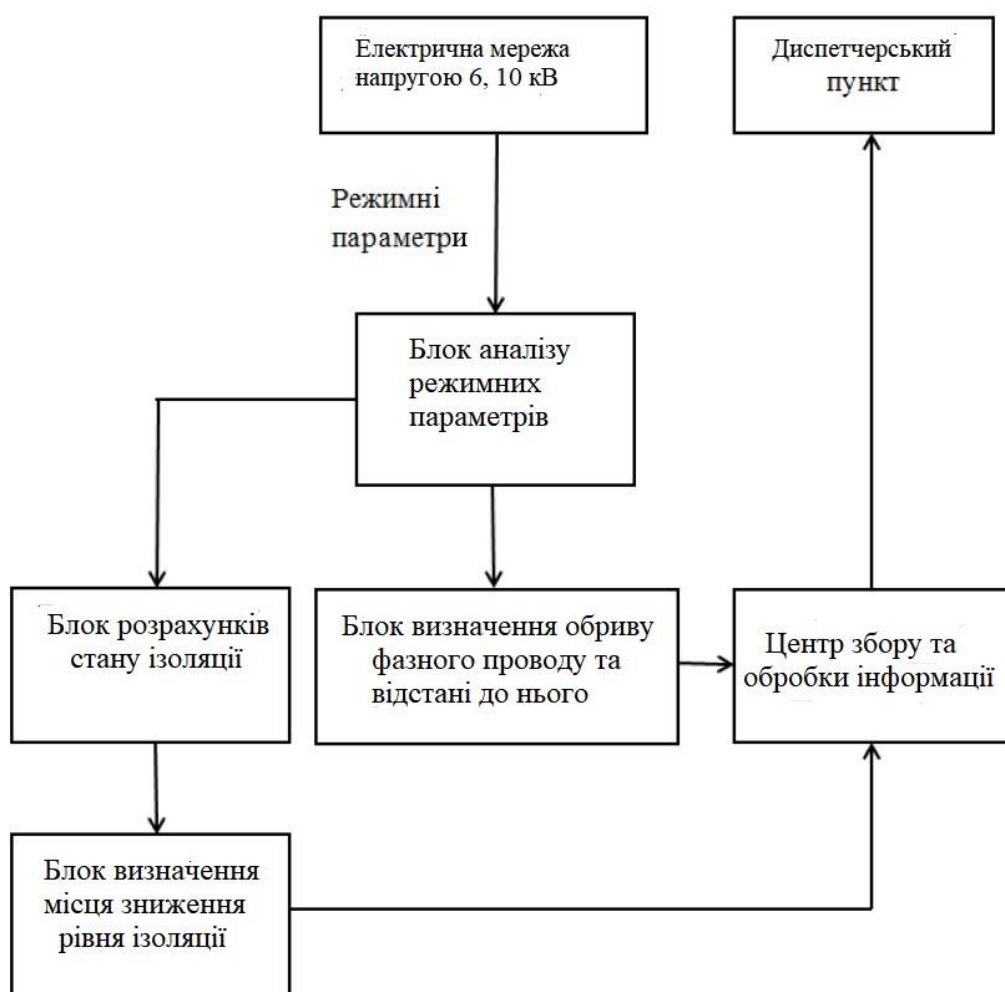


Рисунок 4.3 – Принципова схема побудови системи моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ

Блок визначення обриву фазного проводу та відстані до нього, аналізуючи інформацію про значення симетричних складових напруг робить висновок про наявність або відсутність у повітряній лінії обриву фазного проводу та визначає відстань від підстанції живлення до місця обриву. Далі дані з цього блоку та блоку визначення місця зниження рівня ізоляції передаються в центр

збору і обробки інформації, після чого вони надходять на диспетчерський пункт електричної мережі. Завдяки цьому черговий диспетчер може в будь-який момент часу визначити, в якому режимі зараз працює електрична мережа та при виникненні аварійного режиму оперативно прийняти заходи до нього усунення.

Висновки по третьому розділу

Наведені в даному розділі принципи побудови системи моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ дозволяють зробити наступні висновки:

1) Підвищення рівня надійності та електробезпеки розподільчих електричних мереж можливо за рахунок застосування розробленого способу визначення місця установки пристроїв секціонування повітряної лінії напругою 380 В;

2) Побудова і застосування системи моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ, що складається з функціональних блоків дозволить в будь-який момент часу визначити, в якому режимі працює електрична мережа;

Система моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ дозволить оперативно виявляти такі ушкодження електричних мереж, як локальне зниження рівня ізоляції та обрив фазного проводу, завдяки чому можна суттєво підвищити рівень електробезпеки електричних мереж.

ВИСНОВКИ

У ході виконання даної кваліфікаційної роботи була розроблена система моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ заснована на вимірі величин режимних параметрів

Для того, щоб розробити цю систему були вирішені наступні завдання:

- проведено аналіз стану питання дослідження і обґрунтовані завдання дослідження;
- проведено аналіз режимних параметрів в електричних мережах напругою 6, 10 кВ;
- розроблено комп'ютерна модель повітряної лінії напругою 6, 10 кВ в програмному комплексі "Matlab";
- досліджено взаємозв'язки між величинами режимних параметрів і станом мережі;
- розроблено система моніторингу стану повітряного лінії 6, 10 кВ.

На підставі проведеного дослідження можуть бути сформульовані наступні висновки:

- в даний час відсутні засоби і способи, що дозволяють досить швидко і точно визначити місце обриву фазного проводу повітряної лінії 6, 10 кВ;
- інформація про режимні параметри електричної мережі може бути застосована для визначення наявності та місця локального зниження ізоляції та обриву фазного проводу;
- побудована в програмному комплексі Matlab комп'ютерна модель електричної мережі напругою 6, 10 кВ дозволяє проводити дослідження режимних параметрів мережі, яка працює як у нормальному, так і в аварійному режими;
- в електричних мережах напругою 6, 10 кВ, виконаних повітряними лініями можливо визначення відстані до місця обриву фазного проводу по величинах симетричних складових напруги;
- розроблена система моніторингу стану повітряних ліній напругою 6, 10 кВ дозволить оперативно виявляти наявність і причину аварійного режиму

роботи мережі і прийняти заходи до його усунення.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. КОНСТИТУЦІЯ УКРАЇНИ // {Положення Конституції України, прийнятої на п'ятій сесії Верховної Ради України 28 червня 1996 року, із змінами і доповненнями, внесеними законами України № 2222-IV від 08.12.2004, № 2952-VI від 01.02.2011, № 586-VII від 19.09.2013, визнано такими, що є чинними на території України Постановою Верховної Ради України № 750-VII від 22.02.2014}: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/Text>
2. Правила улаштування електроустановок/ МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.
3. ПРАВИЛА ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СПОЖИВАЧІВ // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України: Наказ 13.02.2012 № 91
4. Чернецька Ю.В. Системи розподілу електроенергії в Україні: ключові характеристики їх розвитку // Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті : Матеріали XVIII міжнародної науково-практичної конф., 27-29.09.2017 р. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2017. С. 70-75.
5. https://vlp.com.ua/files/210790_vstup.pdf
6. Чернецька Ю. В. Дослідження проблеми управління розвитком систем розподілу електроенергії України в історичному контексті // The development of technical sciences: problems and solutions: Conference Proceedings, April, 27-28, 2018. Vrnо: Baltija Publishing, 2018. С. 197-200.
7. Звіт про результати діяльності НКРЕКП у 2017 р.: Постанова НКРЕКП від 23.03.2018 № 360. 314 с. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=31942>
8. Сабарно Л.Р., Севастюк І.М. Дослідження ушкоджуваності кабельних ліній розподільних електричних мереж / Зб. наук. праць —Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. -К.: 2005.- № 2(11). – Ч.1. – С. 53-54.

9. Сабарно Л.Р., Севастюк І.М. ВИБІР ПАРАМЕТРІВ КОНТРОЛЮ У СИСТЕМІ ДІАГНОСТУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ КАБЕЛЬНИХ МЕРЕЖ. <https://op.iee.kpi.ua/1/%D1%80.94-97.pdf>

10. Нестерчук Д.М. Методи і засоби вимірювань електричних та неелектричних величин: навчальний посібник / Д.М.Нестерчук, С.О.Квітка, С.В.Галько. – Мелітополь: Видавничо-поліграфічний центр «Люкс», 2017. – 206 с.

11. Василюк С. В., Василюк К. С. Техніка високих напруг: навчальний посібник [Електронне видання]. – Рівне : НУВГП, 2018. – 187 с.

12. Є.З. Маланчук. Моделювання та аналіз цифрових схем. Підручник / Є.З. Маланчук, В.В. Макаренко, В.М. Співак, Г. Г. Власюк, А.В. Рудик. – Рівне: НУВГП, 2018. – 463 с.

13. Довідник з проектування електроенергетичних систем. Під. ред. С.С. Рокотян і І. М. Шапіро. Вид. 2-е, перераб. і доп. М., «Енергія», 1977. - 288 с

14. Програмні засоби проектування: Навч. посіб. для студ. спеціальності 6.050803 "Акустотехніка" спеціалізації "Аудіо-, відео- та кінотехніка" та 171 "Електроніка" спеціалізації "Електронні та інформаційні системи і технології телебачення. кінематографії та звукотехніки" / В.В. Макаренко ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові данні (1 файл: 9.78 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – 244 с.

15. А.А. Малиновський Основи електропостачання: навч. посібник / Малиновський А.А., Хохулін Б.К. – Львів: Львівська політехніка, 2005. – 324 с.

16. Рожков П. П. Конспект лекцій з дисципліни «Надійність електричних мереж» для магістрів денної та заочної форм навчання за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / П. П. Рожков, С. Е. Рожкова ; Харківський нац. університет міськ. господарства ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2017. – 85 с

17. Методи моделювання трансформаторів та реакторів: Монографія/ В.Ф. Іванків, А.В. Басов, І.В. Хімюк.- К.: Інститут електродинаміки НАН України, 2017.-490с.