

Министерство науки и высшего образования  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
Саяно-Шушенский филиал

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
И. о. заведующего кафедрой

\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Разработка алгоритма идентификации однофазных замыканий

тема

в сетях собственных нужд ГЭС

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

код и наименование направления

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

код и наименование магистерской программы

Руководитель	_____	Канд. техн. наук, и. о. зав. каф. ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет» ученая степень, ученое звание, должность, место работы	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>В.Е. Кожемякин</u> инициалы, фамилия
Рецензент	_____	Инженер 2 категории участка РЗиПА СРЗАиМ Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» ученая степень, ученое звание, должность, место работы	<u>В.В. Кислер</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>К.П. Синельникова</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

## АННОТАЦИЯ

При возникновении однофазных замыканий в сети 6 (10) кВ собственных нужд ГЭС вне зависимости от вида замыкания появляется опасность поражения шаговым напряжением персонала. В зависимости от вида замыкания могут складываться режимы, опасные для оборудования сети собственных нужд.

Определение вида замыкания в современных терминалах микропроцессорных защит не реализуется. Реализация возможности определения вида замыкания позволит защитами автоматически выбирать вид выходного воздействия: на сигнал, либо на отключение.

В работы были определены параметры, используемые при работе алгоритма по определению вида замыкания. Разработан алгоритм определения вида однофазного замыкания. Работа разработанного алгоритма была смоделирована в среде Simulink пакета MATLAB с применением реальных осциллограмм однофазных замыканий различного вида. Разработанный алгоритм формирует на выходе два сигнала, по величине которых можно определить вид замыкания.

В дальнейшем планируется проведение исследований по дополнению полученного алгоритма с целью реализации возможности определения дистанции до места повреждения.

**Ключевые слова:** однофазное замыкание на землю, собственные нужды ГЭС, сети среднего напряжения, изолированная нейтраль, перемежающаяся дуга.

## АВТОРЕФЕРАТ

### **Актуальность исследования:**

В сетях собственных нужд ГЭС, как и в общем в сетях среднего напряжения сегодня широкое распространение получили кабельные линии. В наше время в ходе технического перевооружения износившиеся кабели с бумажно-масляной и поливинилхлоридной изоляцией заменяются на современные. Наиболее перспективным видом изоляции, применяемой в наше время, является сшитый полиэтилен.

В кабельных линиях из сшитого полиэтилена и других материалов возможно формирование кратковременных разрядов. Такие разряды приводят к появлению мест, в которых при ухудшении режима с наибольшей вероятностью произойдет пробой изоляции.

В сетях с изолированной нейтралью имеют место перенапряжения, возникающие при возникновении однофазных замыканий. Особенно неблагоприятными могут считаться замыкания через перемежающуюся дугу. В ряде исследований было доказано, что возникающие в неповрежденных фазах уровни перенапряжений могут достигать 3 – 3,5 крат номинального напряжения сети.

Если не фиксировать случаи возникновения точек кратковременных пробоев – так называемых «клевок», то при возникновении в сети однофазного замыкания, данное повреждение может развиваться в тех местах, где происходили частичные разряды. Таким образом, длительное существование однофазного замыкания может привести к развитию однофазного одностороннего замыкания в многостороннее.

Стоит отметить, что согласно ПУЭ в кабельных сетях допускается существование однофазного замыкания до 2 часов с возможностью увеличения до 6 часов. При длительном существовании замыкания увеличивается вероятность повышения напряжения до значений выше номинальных. При возникновении перенапряжений перво будет повреждена изоляция элементов с

наименьшим запасом диэлектрической прочности – обмотки электрических двигателей.

Сети собственных нужд ГЭС в своем составе имеют потребителей различной степени надежности. Наибольшая степень ответственности у тех технологических потребителей, без которых невозможна работа гидроагрегата. Основная часть таких потребителей – это электрические двигатели, приводящие в движение насосы.

Как уже было сказано, при длительном существовании замыкания повышается вероятность повреждения потребителей, обеспечивающих надежное и безаварийное функционирование гидроагрегатов ГЭС. Из этого следует, что разработка защиты, позволяющей своевременно выявить развитие повреждения и наиболее оперативно отключить поврежденный участок, способствует повышению живучести всей сети собственных нужд ГЭС в целом.

**Объект исследования:** однофазные замыкания на землю в сетях собственных нужд гидроэлектростанций.

**Предмет исследования:** способы идентификации однофазных замыканий на землю в сетях собственных нужд гидроэлектростанций.

**Степень изученности проблемы:**

Однофазные замыкания на землю – один из возможных видов повреждений, широко встречающийся в сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью. Зачастую, говоря о проблеме частого возникновения однофазных замыканий, подразумевают таковые именно в распределительных сетях: в воздушных линиях электропередачи или, получающих все более широкое распространение, кабельных линиях. При этом, проблема возникновения однофазного замыкания в сетях собственных нужд электростанций зачастую игнорируется. Стоит отметить корректность такого выделения, обусловленного принципами и правилами проектирования и эксплуатации сетей собственных нужд электростанций.

**Цель исследования:** разработка алгоритма идентификации однофазных замыканий на землю в сетях собственных нужд ГЭС.

### **Задачи исследования:**

- анализ существующих алгоритмов определения места повреждения на предмет наличия способов идентификации разновидности однофазного замыкания;
- анализ структуры и режимов сетей собственных нужд ГЭС;
- анализ режимов работы сети собственных нужд в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах;
- выявление контрольных параметров для построения алгоритма;
- формулирование алгоритма, его формализация и моделирование работы с применением осциллограмм реальных замыканий.

**Методологической основой** работы является комплексный подход. Для решения поставленных задач применялись следующие методы:

- анализ научных трудов;
- анализ параметров режимов по полученным осциллограммам;
- математическое моделирование работы разработанного алгоритма.

**Научная новизна:** отработана возможность применения разработанного алгоритма на DSP-платформе.

**Практическая и научная значимость:** разработанный алгоритм может являться первой частью защиты, позволяющей локализовать место повреждения без отключения поврежденного фидера от источника питания. Внедрение разработанного алгоритма позволит превентивно определять развитие повреждений в кабельных линиях для предотвращения появления крупных аварий.

**Границы исследования:** основной акцент ставился на идентификации разновидности замыкания. В границы исследования не входят: вопросы внедрения алгоритма в функционирующие терминалы микропроцессорных защит, вопросы подбора преобразователей первичных величин во вторичные. Исследование охватывает временной период с середины прошлого века и до наших дней.

## **Содержание исследования:**

**Во введении** обосновывается актуальность исследования, ставятся цели и задачи, определяются предмет, объект исследования, построен порядок проведения исследования.

**В первой главе** приводится краткий анализ некоторых существующих методов определения места повреждения. Рассмотрены алгоритмы, использующие как параметры аварийного режима, так и параметры до и после аварийного режимов. Выбран предварительный перспективный алгоритм определения места повреждения.

По результатам анализа существующих алгоритмов определения места повреждения можно сделаны следующие выводы:

– наиболее точные данные о режиме работы сети при возникновении повреждения можно получить непосредственно из параметров аварийного режима, а именно: напряжение нулевой последовательности и ток нулевой последовательности;

– перспективным можно считать метод, при котором производится сравнение параметров режима до аварии, во время аварии и после нее;

– одним из главных маркеров перемежающейся дуги являются высокочастотные составляющие тока и напряжения нулевой последовательности;

– несмотря на то, что алгоритм Лямеца позволяет получить наибольшую точность из представленных в силу того, что данный алгоритм основан на измерении электрических параметров, он не позволяет получить желаемую точность измерения дистанции до места повреждения. Так, для повышения точности определения дистанции до места повреждения, перспективным можно считать совмещение алгоритма с методами вейвлет-преобразований и законами нечеткой логики.

**Во второй главе** приводится пример построения сети собственных нужд с приведением конкретных видов используемого оборудования. Рассматриваются действия оперативного персонала при обнаружении ОЗЗ. Делается вывод о

возможности формирования наиболее неблагоприятных режимов работы сети собственных нужд при возникновении замыкания.

Произведен анализ причин возникновения известных замыканий. Сделан вывод о вероятных причинах возникновения повреждения изоляции, которая формулируется, как: «Нарушение правил организации сети при реализации временного подключения потребителей к сети среднего напряжения собственных нужд. Нарушение правил организации и проведения работ в электроустановках».

Далее приведен обзор современных методов контроля состояния изоляции оборудования сети собственных нужд. В перспективе предлагается рассмотреть возможность разработки системы, позволяющей контролировать состояние изоляции непрерывно с целью предупреждения появления повреждений. При этом нужно обратить внимание на то, что рассмотренные случаи возникновения замыканий обусловлены, преимущественно, ошибками при организации допуска к работам в сети, либо нарушением правил устройства электроустановок. Из этого следует, что защита от замыканий на землю может превентивно реагировать на возникновение повреждений, не связанных с высказанными ранее причинами.

После этого приводится обзор методики определения места повреждения при возникновении ОЗЗ в сети собственных нужд. Анализируются причины, влияющие на время поиска и устранения замыкания. Приводится общий анализ представленных факторов.

В последнем пункте данного раздела приводится анализ режимов работы сети собственных нужд до и во время возникновения замыкания, позволяющий определить характерные особенности аварийного режима и сформировать перечень параметров, используемых в целях идентификации однофазных замыканий на землю.

Анализ режимов произведен с использованием осциллограмм, на которых зафиксированы параметры, характеризующие режим работы сети до замыкания, во время замыкания и после него.

**В третьей главе** описывается алгоритм, использующий высокочастотные составляющие для идентификации однофазных замыканий. Анализируются осциллограммы в режиме однофазного замыкания. Формируются условия для идентификации режима ОЗЗ. Приводятся результаты математического моделирования разработанного алгоритма. Производится уточнение алгоритма идентификации однофазных замыканий на основании данных моделирования.

### **Основные выводы и результаты исследования**

Для создания алгоритма, позволяющего идентифицировать любой вид однофазного замыкания необходимо не просто фиксировать параметры в момент, когда выполняется ряд заданных условий. Требуется производить контроль изменения фиксируемых параметров аварийного режима в процессе существования повреждения и, учитывая такой характерный признак однофазных замыканий в сетях с изолированной нейтралью, как угол между током и напряжением нулевой последовательности, обусловленный емкостным характером сопротивления сети с изолированной нейтралью, формировать сигналы, позволяющие однозначно идентифицировать вид однофазного замыкания.

Необходимо окончательно определить, контроль каких величин будет производиться. Для современных терминалов микропроцессорных защит был сформулирован следующий перечень параметров:

- Контроль сигналов  $3I_0$  и  $3U_0$ ;
- Фильтрация сигналов  $3I_0$  и  $3U_0$  через режекторный фильтр BandStop, задерживающий частоты 0-50 Гц для получения высокочастотных составляющих «ВЧС  $3I_0$ » и «ВЧС  $3U_0$ »;
- Сигнал  $3U_0$  без изменений фиксируется как «НЧ  $3U_0$ ».

Для указанных сигналов необходимо фиксировать амплитудное значение и угол. Сформулируем условия для регистрации пробоя фазной изоляции:

- Измеряется амплитуда ВЧС  $3I_0$  с точностью до 0,01 А и направление;
- При достижении ВЧС  $3I_0$  уставки, равной 0,02 А фиксируются:
  - текущее время, обозначается « $t_1$ », с точностью до 1 мс;



- амплитуда НЧ  $3U_0$  в момент времени  $t_1$  и обозначается «НЧ  $3U_{01}$ »;
- амплитуда ВЧС  $3I_0$  в момент времени  $t_1$  и обозначается «ВЧС  $3I_{01}$ »;
- от момента времени  $t_1$  отсчитывается 2 мс и фиксируется первый максимум амплитуды НЧ  $3U_0$ , который обозначается «НЧ  $3U_{0max}$ »;
- при снижении ВЧС  $3I_0$  ниже уставки в 0,02 А пороговый элемент ВЧС  $3I_0$  блокируется до перехода НЧ  $3U_0$  через ноль;
- при переходе НЧ  $3U_0$  через ноль фиксируются:
  - текущее время, обозначается « $t_2$ », с точностью до 1 мс;
  - амплитуда ВЧС  $3U_0$  в момент времени  $t_2$  и обозначается «ВЧС  $3U_{02}$ »;
- далее вычисляются приращения ВЧС  $3U_0$  и НЧ  $3U_0$ :
  - $\Delta \text{ВЧС } 3U_0 = \text{ВЧС } 3U_{02} - \text{ВЧС } 3U_{01}$ ;
  - $\Delta \text{НЧ } 3U_0 = \text{НЧ } 3U_{0max} - \text{НЧ } 3U_{01}$ ;
- если:
  - $\Delta \text{ВЧС } 3U_0 > 10 \text{ В}$ ;
  - Направления ВЧС  $3I_0$  и ВЧС  $3U_{01}$  в момент времени  $t_1$  противоположны;
  - $\Delta \text{НЧ } 3U_0 > 30 \text{ В}$  и противоположно  $3I_0$ ,

фиксируется пробой фазной изоляции. Результат записывается в счетчик пробоев – прибавляется 1 к переменной « $proboi$ »;

– измерения блокируются до перехода НЧ  $3U_0$  через 0. Все измерения прекращаются и удаляются из памяти, кроме регистрации НЧ  $3U_0$ ;

– после перехода НЧ  $3U_0$  через ноль цикл повторяется начиная с измерения с точностью до 0,1 А амплитуды и направления ВЧС  $3I_0$ .

Помимо данной ветви алгоритма так же происходит параллельный отсчет 1,5 с от момента времени  $t_1$  (уставка задана автоматически из условия возможности самоустранения замыкания), если:

- переменная  $proboi > 0$ ;
- действующее значение НЧ  $3U_0$  в течение 1,5 с не снизилось до 16 В или менее,

выдается сигнал «Однофазное замыкание на землю на контролируемом присоединении».

– В случае, если в течение 1,5 с действующее значение НЧ  $3U_0$  приняло значение 16 В или ниже, выдается сигнал «Клевоч на контролируемом присоединении».

– Для реализации счетчика числа самоустранившихся замыканий необходимо фиксировать факт наличия самоустранения и накапливать число самоустранений. Для этого контролируется переход через ноль среднеквадратического значения напряжения  $3U_0$ . При наличии нескольких самоустранений в течение 1,5 секунд выдается сигнал «Неустойчивое замыкание на контролируемом присоединении».

Для удобства восприятия разработанного алгоритма необходимо представить его в графическом виде (Рисунки 1-2).

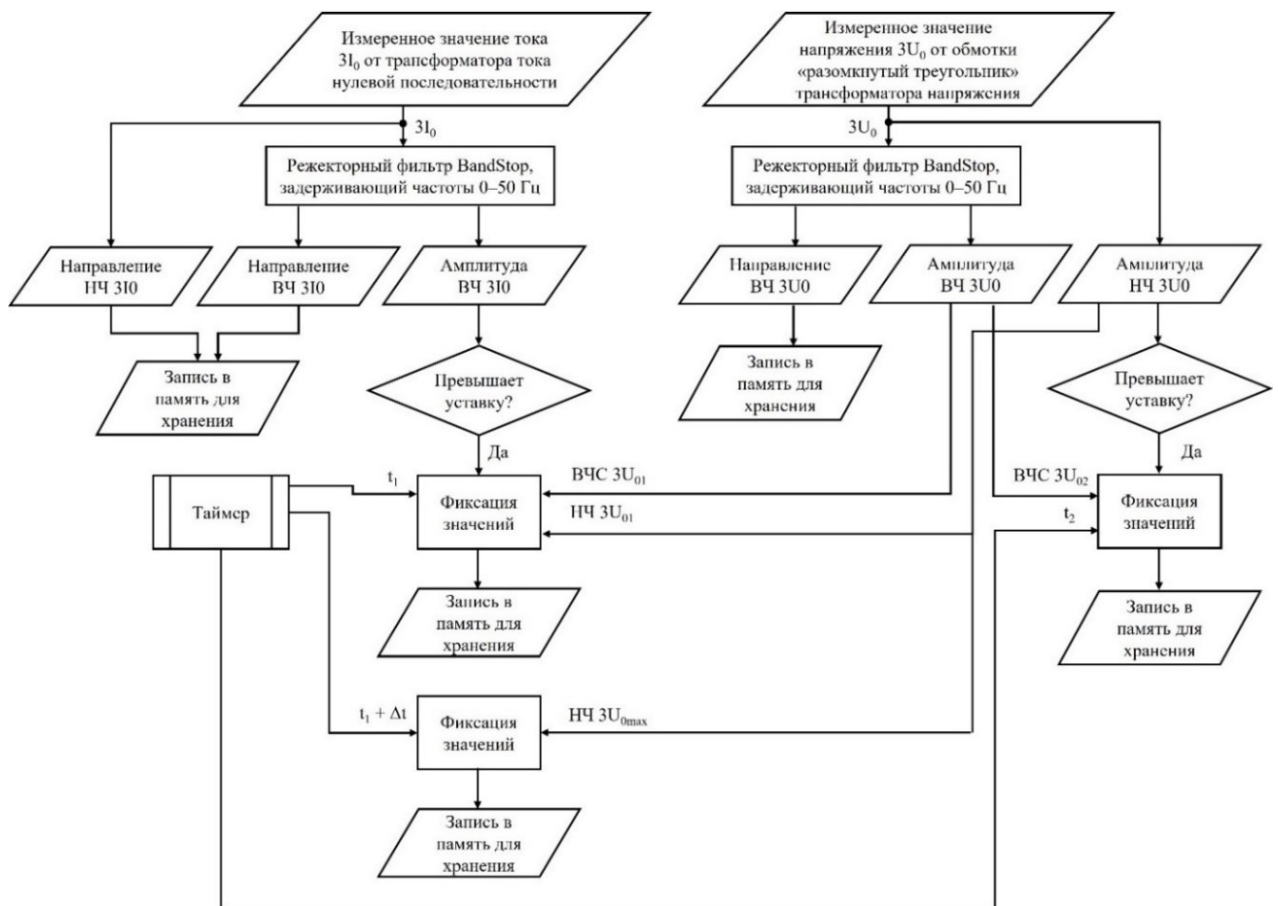


Рисунок 1 – Алгоритм процесса фиксации параметров режима

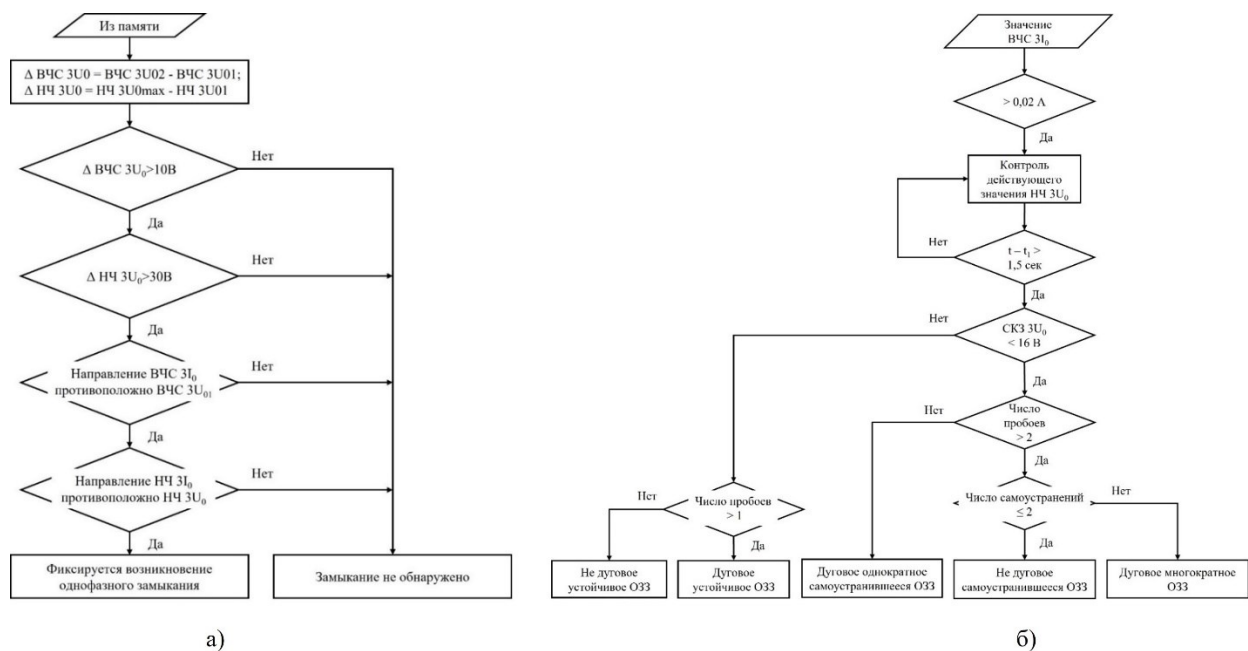


Рисунок 2 – Алгоритм фиксации пробоя изоляции (а) и идентификации однофазного замыкания (б)

Для проверки корректности разработанного алгоритма, процесс его работы был смоделирован в программном комплексе MATLAB/Simulink. Результаты моделирования представлены на рисунке 3.

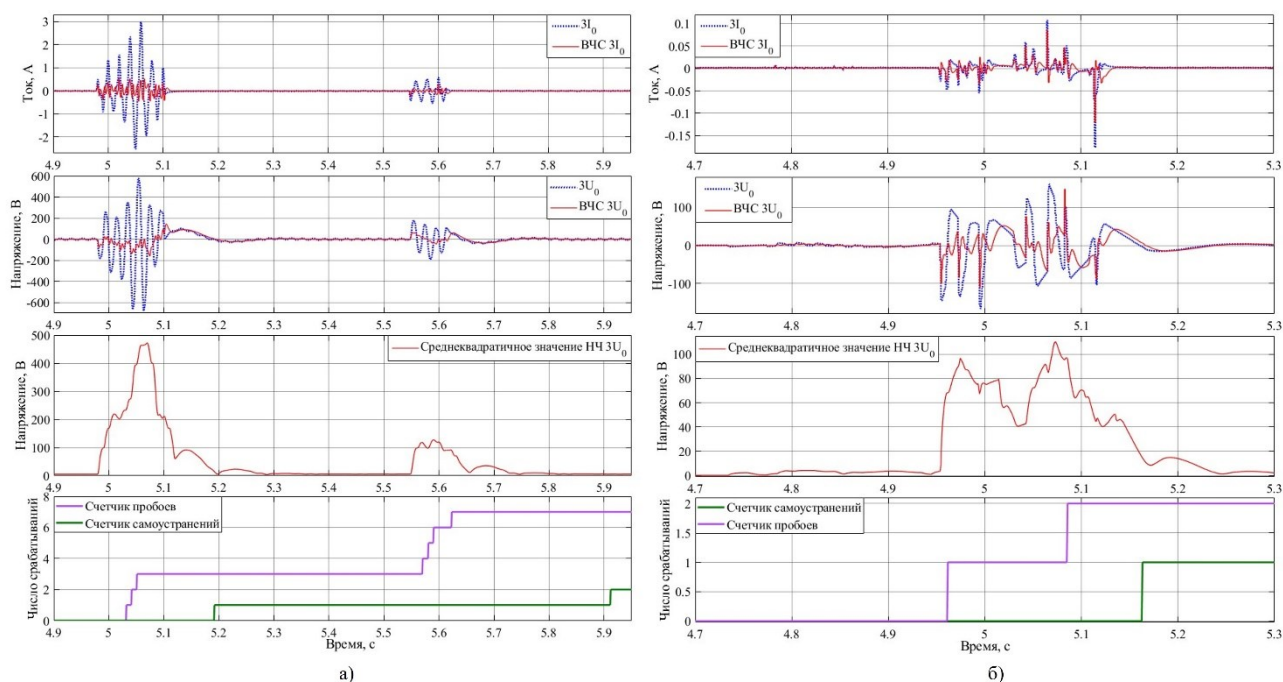


Рисунок 3 – Результат моделирования двухкратного самоустранившегося замыкания (а) и дугового самоустранившегося (б)

Можно заключить, что применение счетчика пробоев хоть и возможно, но требует расширения алгоритма в части анализа полученных показателей с применением законов нечеткой логики, что позволит не указывать жесткие границы (фиксированная уставка), а отстраиваться от нескольких параметров режима для учета полученного значения счетчика пробоев.

Счетчик самоустранений позволяет надежно определять самоустранение замыкания. При совмещении полученного от счетчика сигнала с выдержкой времени можно определить самоустранилось замыкание полностью, либо пробой продолжается.

Выдержка времени позволяет определить самоустранится замыкание или нет. После этого алгоритм, используя счетчики пробоя и самоустранений, определяет характер замыкания: устойчивое, либо перемежающееся.

На разработанный алгоритм было получено «СВИДЕТЕЛЬСТВО о государственной регистрации программы для ЭВМ» №2022612513 от 28 февраля 2022 г.

Предполагается дальнейшее улучшение и развитие алгоритма, путем дополнения функциональности с применением законов нечеткой логики, вейвлет-преобразований и алгоритма по локализации места повреждения.

Привлекательность алгоритма обусловлена его универсальностью и отсутствием привязки к сетям конкретного назначения. При этом возможность подстройки алгоритма делает его универсальным и позволяет применять не только для защиты сетей собственных нужд гидроэлектростанций, но и в общем для защиты сетей среднего класса напряжения.

## ABSTRACT

### **Relevance of the study:**

In the networks of auxiliary needs of hydroelectric power plants, as in general in medium-voltage networks, cable lines have become widespread today. Nowadays, in the course of technical re-equipment, worn cables with paper-oil and polyvinyl chloride insulation are replaced with modern ones. The most promising type of insulation used today is cross-linked polyethylene.

Short-term discharges can be formed from crosslinked polyethylene and other materials in cable lines. Such discharges lead to the appearance of places in which, when the mode deteriorates, insulation breakdown is most likely to occur.

In networks with isolated neutral, overvoltage's occur that occur when single-phase short circuits occur. Closures through an alternating arc can be considered particularly unfavorable. In a number of studies, it has been proven that overvoltage levels arising in intact phases can reach 3-3.5 times of the nominal network voltage.

If you do not record cases of short-term breakdown points - the so-called "cleavages," then when a single-phase closure occurs in the network, this damage can develop in those places where partial discharges occurred. Thus, the long-term existence of a single-phase closure can lead to the development of a single-phase closure into a multi-site one.

It should be noted that according to in the Electrical Installation Code, a single-phase closure of up to 2 hours with the possibility of increasing to 6 hours is allowed in cable networks. With a long-term existence of a circuit, the probability of increasing the voltage to values above nominal increases. In the event of overvoltage's, the insulation of elements with the lowest dielectric safety margin - windings of electric motors - will be damaged first.

HPP auxiliary networks in their composition have consumers of various degrees of reliability. The greatest degree of responsibility for those process consumers, without which the operation of the hydraulic unit is impossible. The main part of such consumers is electric motors driving pumps.

As already mentioned, with the long-term existence of a circuit, the likelihood of damage to consumers that ensure reliable and trouble-free functioning of hydroelectric power plants increases. It follows from this that the development of protection, which makes it possible to detect the development of damage in a timely manner and most quickly disconnect the damaged area, contributes to increasing the survivability of the entire network of auxiliary needs of the hydroelectric power station as a whole.

**The object of the study:** single-phase earth faults in the auxiliary networks of hydroelectric power plants.

**The subject of the study:** methods of identifying single-phase earth faults in the auxiliary networks of hydroelectric power plants.

**Degree of knowledge of the problem:**

Single-phase earth faults are one of the possible types of damage, widely found in medium-voltage networks operating with an isolated neutral. Often, speaking of the problem of the frequent occurrence of single-phase circuits, they imply those in distribution networks: in overhead power lines or, increasingly widespread, cable lines. At the same time, the problem of single-phase closure in auxiliary networks of power plants is often ignored. It is worth noting the correctness of such an allocation due to the principles and rules for the design and operation of auxiliary networks of power plants.

**The purpose of the study:** the development of an algorithm for identifying single-phase earth faults in the auxiliary networks of hydroelectric power plants.

**The objectives of the study are:**

- analysis of existing algorithms for determining the location of damage for the availability of methods for identifying a type of single-phase closure;
- analysis of structure and modes of HPP auxiliary networks;
- analysis of auxiliary network operation modes in normal, emergency and post-emergency modes;
- identification of control parameters for algorithm construction;

– formulation of the algorithm, its formalization and modeling of work using oscillograms of real closures.

**The methodological basis of the work** is an integrated approach. To solve the tasks, the following methods were used:

- analysis of scientific papers;
- analysis of mode parameters by the obtained oscillograms;
- mathematical modeling of the work of the developed algorithm.

**Scientific novelty:** the possibility of using the developed algorithm on the DSP platform has been worked out.

**Practical and scientific significance:** the developed algorithm may be the first part of the protection that allows localizing the damage site without disconnecting the damaged feeder from the power supply. The implementation of the developed algorithm will allow to proactively determine the development of damage in cable lines to prevent the appearance of major accidents.

**Boundaries of the study:** the main emphasis was placed on the identification of the type of closure. The boundaries of the study do not include: issues of introducing the algorithm into functioning terminals of microprocessor protections, issues of selecting transducers of primary values into secondary ones. The study covers the time period from the middle of the last century to the present day.

**Content of the study:**

**The introduction** justifies the relevance of the study, sets goals and objectives, determines the subject, object of the study, and builds the procedure for conducting the study.

**The first chapter** provides a brief analysis of some existing methods for determining the location of damage. Algorithms using both emergency mode parameters and parameters before and after emergency modes are considered. A preliminary perspective algorithm for determining the location of damage has been selected.

Based on the results of the analysis of existing algorithms for determining the location of damage, the following conclusions can be drawn:

– the most accurate data on the network operation mode in case of damage can be obtained directly from the emergency mode parameters, namely: zero sequence voltage and zero sequence current;

– a method in which the parameters of the mode before the accident, during the accident and after it are compared can be considered promising;

– one of the main markers of the alternating arc are the high-frequency components of the current and voltage of the zero sequence;

– despite the fact that the Lyamets algorithm allows you to obtain the greatest accuracy from those presented due to the fact that this algorithm is based on the measurement of electrical parameters, it does not allow you to obtain the desired accuracy of measuring the distance to the place of damage. So, to increase the accuracy of determining the distance to the place of damage, the combination of the algorithm with the methods of wavelet transformations and the laws of fuzzy logic can be considered promising.

**The second chapter** provides an example of building an auxiliary network with specific types of equipment used. The actions of the operating personnel are considered in case of detection of UI&O. It is concluded that it is possible to form the most unfavorable modes of operation of the auxiliary network in the event of a short circuit.

The causes of known short circuits were analyzed. The conclusion was made about the probable cause of insulation damage, which is formulated as: "Violation of the rules for organizing the network when implementing temporary connection of consumers to the auxiliary medium voltage network. Violation of the rules for organization and performance of work in electrical installations".

The following is an overview of modern methods for monitoring the state of isolation of auxiliary network equipment. In the future, it is proposed to consider the possibility of developing a system that allows monitoring the state of insulation continuously in order to prevent damage. At the same time, it is necessary to pay attention to the fact that the considered cases of short circuits are mainly due to errors in the organization of access to work in the network, or violation of the rules for the arrangement of electrical installations. It follows from this that protection against earth



faults can proactively respond to the occurrence of damage that is not related to the reasons expressed earlier.

After that, an overview of the procedure for determining the location of damage in the event of single-phase ground fault in the auxiliary network is provided. The reasons affecting the time for finding and eliminating the closure are analyzed. A general analysis of the factors presented is provided.

The last paragraph of this section provides an analysis of the modes of operation of the auxiliary network before and during the occurrence of a fault, which allows you to determine the characteristic features of the emergency mode and generate a list of parameters used to identify single-phase earth faults.

Modes are analyzed using oscillograms, on which the parameters characterizing the network operation mode before, during and after closing are recorded.

**The third chapter** describes an algorithm that uses high-frequency components to identify single-phase closures. Oscillograms are analyzed in single-phase closing mode. Conditions for identification of single-phase ground fault mode are generated. The results of mathematical modeling of the developed algorithm are given. The algorithm for identifying single-phase short circuits is refined based on the modeling data.

### **Key Findings and Results of the Study**

To create an algorithm that allows you to identify any type of single-phase closure, you need not just fix the parameters at the moment when a number of specified conditions are met. It is required to monitor the change of the fixed parameters of the emergency mode during the existence of damage and, taking into account such a characteristic feature of single-phase circuits in networks with an isolated neutral as the angle between the current and the voltage of the zero sequence, due to the capacitive nature of the resistance of the network with an isolated neutral, to form signals that allow unambiguously identifying the type of single-phase circuit.

It is necessary to finally determine which values will be monitored. For modern microprocessor protection terminals, the following list of parameters was formulated:

- Signal monitoring  $3I_0$  and  $3U_0$ ;

– Filtering of  $3I_0$  and  $3U_0$  signals through BandStop cutoff filter, which delays frequencies of 0-50 Hz to obtain high-frequency components of "HFC  $3I_0$ " and " HFC  $3U_0$ ";

– The  $3U_0$  signal is fixed unchanged as "LF  $3U_0$ ".

For these signals, it is necessary to record the amplitude value and angle. We will formulate the conditions for recording phase insulation breakdown:

– The amplitude of the HFC  $3I_0$  is measured with an accuracy of 0.01 A and the direction;

– When reached the HFC  $3I_0$  setpoint equal to 0.02 A, they are fixed:

- current time, denoted " $t_1$ ", with an accuracy of 1 ms;
- amplitude LF  $3U_0$  at time  $t_1$  and is denoted «LF  $3U_{01}$ »;
- amplitude HFC  $3U_0$  at time  $t_1$  and is denoted «HFC  $3U_{01}$ »;

– from the moment of time  $t_1$  is counted 2 ms and the first maximum of amplitude is recorded LF  $3U_0$ , which is denoted by «LF  $3U_{0max}$ »;

– when the HFC  $3I_0$  drops below the setpoint 0.02 A the threshold element of the HFC  $3I_0$  is blocked until the LF  $3U_0$  goes through zero;

– at transition of LF  $3U_0$  through zero are fixed:

- current time, denoted by " $t_2$ ", with an accuracy of 1 ms;
- amplitude HFC  $3U_0$  at time  $t_2$  and is denoted «HFC  $3U_{02}$ »;

– then the increments are calculated HFC  $3U_0$  и LF  $3U_0$ :

- $\Delta \text{HFC } 3U_0 = \text{HFC } 3U_{02} - \text{HFC } 3U_{01}$ ;
- $\Delta \text{LF } 3U_0 = \text{LF } 3U_{0max} - \text{LF } 3U_{01}$ ;

– if:

- $\Delta \text{HFC } 3U_0 > 10 \text{ B}$ ;
- directions of HFC  $3I_0$  and HFC  $3U_{01}$  at time  $t_1$  are opposite;
- $\Delta \text{LF } 3U_0 > 30 \text{ B}$  and opposite  $3I_0$ ,

phase insulation breakdown is fixed. The result is written to the breakdown counter - 1 is added to the variable "proboi";

- measurements are blocked until the LF  $3U_0$  passes through 0. All measurements are stopped and removed from memory except for registration LF  $3U_0$ ;
- after the transition of the LF  $3U_0$  through zero, the cycle is repeated starting from the measurement with an accuracy of 0.1 A of the amplitude and direction of the HFC  $3I_0$ .

In addition to this branch of the algorithm, a parallel countdown of 1.5 s from the moment of time  $t_1$  also occurs (the setpoint is set automatically based on the condition that the closure can be self-eliminated), if:

- variable  $proboi > 0$ ;
  - effective value LF  $3U_0$  within 1.5 s did not decrease to 16 V or less,
- signal "Single-phase ground fault at controlled connection" is output. If the effective value LF  $3U_0$  is within 1.5 s has taken a value of 16 V or lower, a signal "Clevis on controlled connection" is issued.

– To implement the counter of the number of self-deleted short circuits, it is necessary to record the fact of the presence of self-elimination and accumulate the number of self-eliminations. For this purpose, transition through zero of RMS value of  $3U_0$  voltage is controlled. If there are several self-cancellations within 1.5 seconds, the signal "Unstable short circuit at the controlled connection" is output.

For the convenience of perception of the developed algorithm, it is necessary to present it graphically. Due to the large number of conditions that need to be monitored, the graphical representation of the algorithm was divided into several parts shown in Figures 1-3.

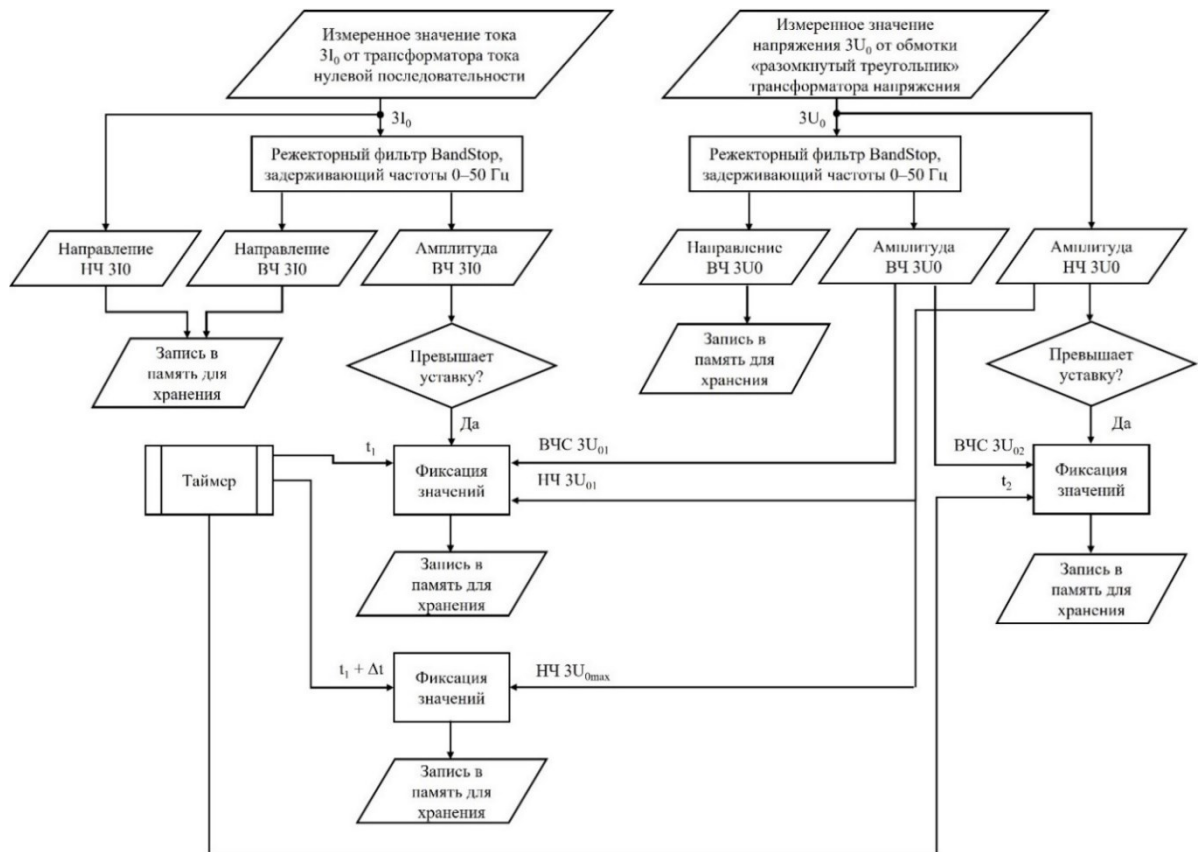


Figure 1 - Algorithm of mode parameters fixation process

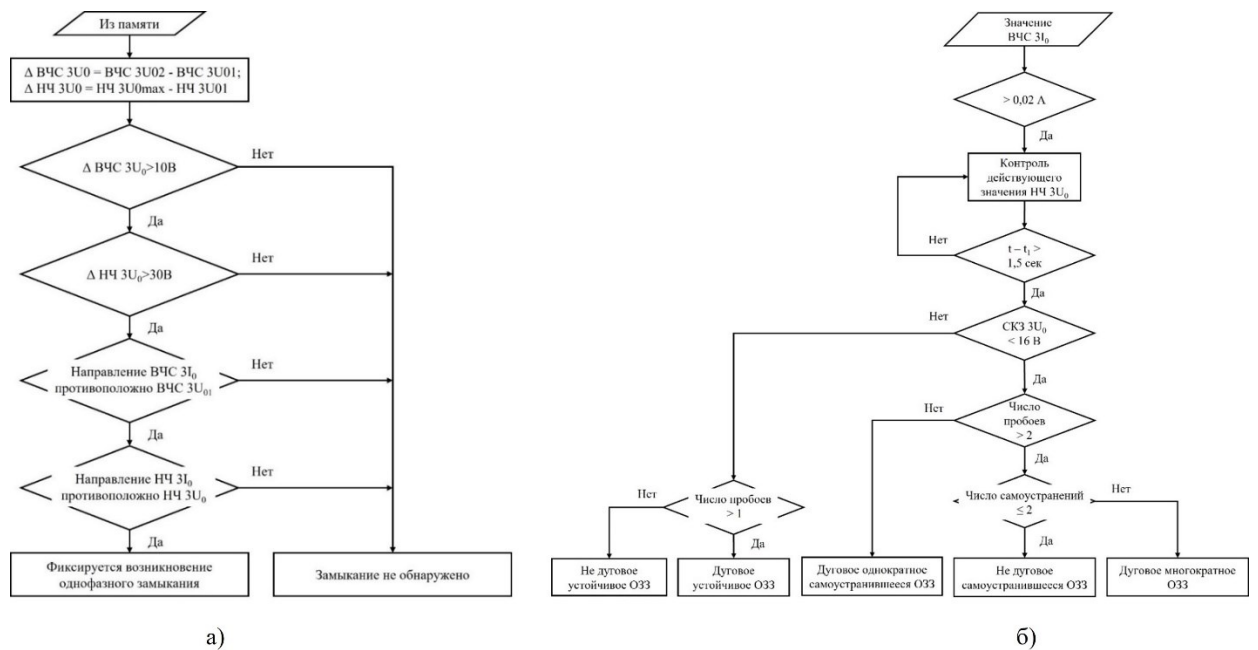


Figure 2 - Algorithm for fixing insulation breakdown (a) and identification of single-phase closure (b)

To check the correctness of the developed algorithm, the process of its operation was modeled in the MATLAB/Simulink software complex. The simulation results are presented in Figure 3.

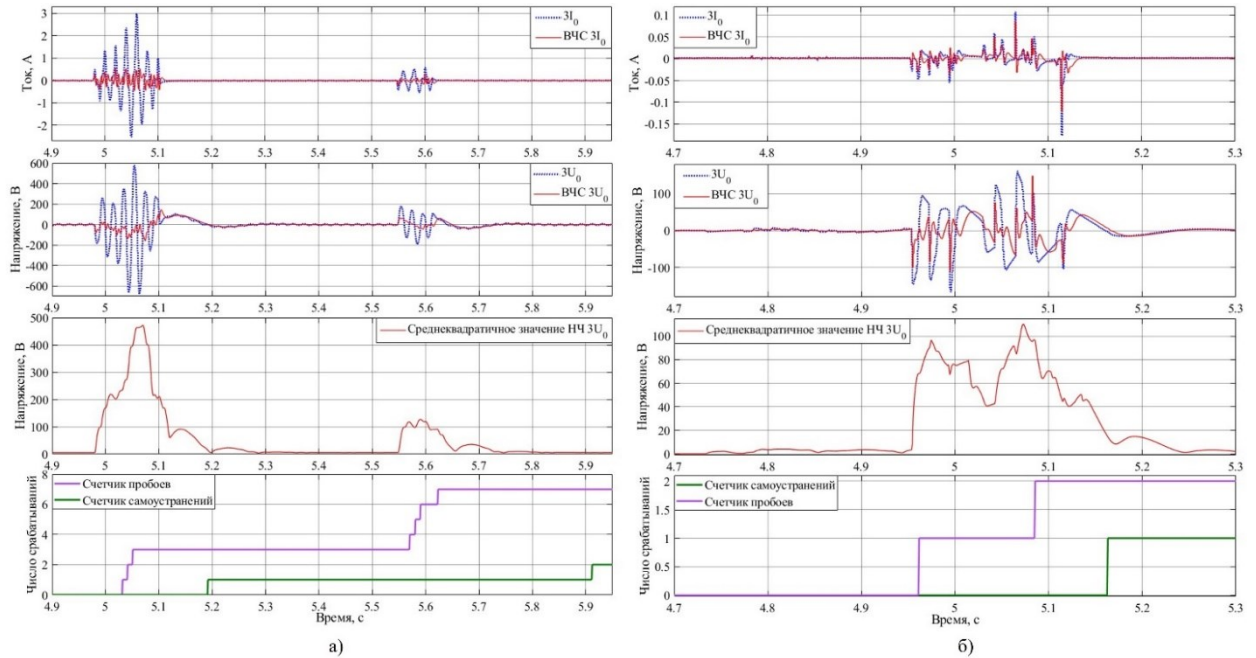


Figure 3 - Result of modeling of double self-terminated closure (a) and arc self-terminated (b)

It can be concluded that the use of a breakdown counter, although possible, requires an expansion of the algorithm in terms of analyzing the obtained indicators using the laws of fuzzy logic, which will allow not to specify strict boundaries (fixed setpoint), but to be removed from several mode parameters to take into account the received value of the breakdown counter.

The self-elimination counter allows reliable determination of self-elimination of the closure. When combining the signal received from the counter with the time delay, it is possible to determine whether the closure is completely removed, or the breakdowns continue.

The time delay allows you to determine whether the closure is self-eliminating or not. After that, the algorithm, using the breakdown and self-elimination counters, determines the nature of the closure: stable, or interleaved.

The developed algorithm received the "CERTIFICATE of State Registration of the Computer Program" No. 2022612513 dated February 28, 2022.

It is assumed to further improve and develop the algorithm by adding functionality using the laws of fuzzy logic, wavelet transformations and an algorithm for localizing the location of damage.

The attractiveness of the algorithm is due to its versatility and the lack of binding to networks of a specific purpose. At the same time, the possibility of adjusting the algorithm makes it universal and allows it to be used not only to protect the networks of the auxiliary needs of hydroelectric power plants, but also in general to protect the networks of the middle voltage class.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Существующие алгоритмы определения места повреждения.....	6
1.1 Определение места повреждения с использованием многосторонних измерений .....	6
1.2 Универсальные адаптивная токовая и адмитансная защиты.....	7
1.3 Применение методов наложения при реализации алгоритмов определения мест повреждений .....	8
1.4 Алгоритм определения места однофазного замыкания на основе вейвлет-преобразования.....	9
1.5 Анализ возможности создания алгоритма с определением дистанции до места повреждения.....	10
1.6 Выводы из анализа существующих методов определения места повреждения в сетях среднего напряжения .....	12
2 Анализ особенностей структуры и режимов сетей собственных нужд.....	14
2.1 Конструктивные особенности сетей собственных нужд .....	14
2.2 Действия оперативного персонала при обнаружении однофазного замыкания на землю.....	17
2.3 Анализ причин зафиксированных случаев замыканий .....	18
2.3.1 Устойчивое металлическое замыкание .....	18
2.3.2 Устойчивое дуговое замыкание .....	19
2.3.3 Неустойчивое замыкание через большое сопротивление.....	19
2.3.4 Вывод о причинах возникновения замыканий .....	20
2.4 Контроль состояния изоляции сети 6 кВ собственных нужд .....	21
2.5 Методика определения места повреждения при возникновении замыкания в сети 6 кВ собственных нужд .....	24
2.5.1 Факторы, влияющие на время поиска однофазного замыкания на землю в кабеле 6 кВ сети собственных нужд.....	26
2.5.1.1 Точность определения поврежденного элемента .....	26

2.5.1.2	Время суток, день недели.....	27
2.5.1.3	Время на подготовку и выдачу наряда.....	27
2.5.1.4	Занятость бригады .....	27
2.5.1.5	Время на отыскание места повреждения .....	28
2.5.1.6	Конфигурация присоединения.....	28
2.5.1.7	Ограниченное количество персонала.....	29
2.5.2	Общий анализ представленных факторов.....	29
2.5.3	Режимы работы сети собственных нужд .....	30
2.5.3.1	Нормальный режим .....	30
2.5.3.2	Аварийный режим.....	37
2.5.3.3	Определение контрольных величин.....	43
3	Разработка алгоритма и его математическое моделирование .....	44
3.1	Анализ осциллограмм в режиме однофазного замыкания .....	44
3.2	Формирование условий для идентификации режима однофазных замыканий.....	47
3.3	Математическое моделирование предложенного алгоритма .....	52
3.4	Уточнение алгоритма идентификации однофазных замыканий .....	56
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	59
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	62
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	63
	ПРИЛОЖЕНИЕ А «Схема модели алгоритма в среде MATLAB/Simulink» .....	65
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б «Листинг программного кода, на языке С в MATLAB» .....	66
	ПРИЛОЖЕНИЕ В «Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ».....	69



## ВВЕДЕНИЕ

Современные микропроцессорные терминалы электрических защит, устанавливаемые в сети 6 (10) кВ собственных нужд гидроэлектростанций, при возникновении однофазного замыкания на землю, позволяют определить поврежденный фидер. При этом, после определения наличия замыкания на поврежденном присоединении защита действует согласно заданного алгоритма – на сигнал, либо на отключение. В таком случае, защита не определяет вид повреждения и не учитывает его при формировании выходных воздействий.

В сети собственных нужд способ заземления нейтрали обуславливает наличие большого числа возможных режимов при возникновении однофазного замыкания на землю. Проблемы реализации защиты проявляются при анализе дуговых замыканий, как устойчивых, так и перемежающихся. Необходимость создания защиты, которая будет достаточно точно определять как возникновение устойчивого, так и возникновение перемежающегося дугового замыкания становится очевидной при анализе процесса развития однофазных замыканий. По данным эксплуатации [1] порядка 80 % однофазных замыканий на землю в сети 6 (10) кВ развиваются в междуфазные короткие замыкания и многоместные замыкания, сопровождающиеся повреждением оборудования.

При возникновении замыкания наибольшая величина перенапряжений возникает в неповрежденных фазах. При возникновении перенапряжений происходит подмагничивание трансформаторов напряжения и может происходить их выход из строя. Так же повреждаются электрические двигатели, так как они имеют наименьший запас диэлектрической прочности. При этом устойчивые металлические однофазные замыкания или замыкания через большое сопротивление не представляют большой опасности для оборудования и не обязательно должны отключаться сразу после их обнаружения.

Из вышесказанного следует, что определение защитой вида замыкания позволит более адекватно формировать выходные воздействия и действовать на сигнал при устойчивых замыканиях и на отключение при перемежающихся. Для

реализации возможности определения защитой вида замыкания необходимо выбрать параметры, которые защита будет использовать, а также составить алгоритм, позволяющий определить вид повреждения. После составления алгоритма, нужно произвести моделирование его работы с использованием осциллограмм реальных однофазных замыканий.

## **1 Существующие алгоритмы определения места повреждения**

Сегодня разработаны алгоритмы, позволяющие определять поврежденное присоединение. Существуют алгоритмы, использующие как параметры аварийного режима, так и параметры до и после аварийного режимов. Краткий анализ некоторых существующих методов приведен далее.

### **1.1 Определение места повреждения с использованием многосторонних измерений**

Данный метод представляется перспективным в сетях с высоким уровнем цифровизации. Метод основывается на представлении сети в виде графа, который поитерационно эквивалентизируют до участка сети, на котором располагается повреждение. Метод предусматривает расчет доаварийного, аварийного и послеаварийного режимов. Сочетая измерения токов и напряжений основной гармонической составляющей трех режимов со всех концов линий и применение метода наложения для определения места повреждения.

В работе [3] была смоделирована линия с ответвлением и двумя узлами питания, описана математическая модель, составлена имитационная модель в среде Matlab/Simulink. Далее, согласно заданному алгоритму, производился расчет модели по окончании которого выводился результат в виде участка с повреждением и расстояния до него.

Результат расчета показывает, что метод многостороннего определения места повреждения (ОМП) обладает достаточно высокой точностью. При этом потребность в наличии измерительных органов, блока обработки сигналов и системы связи между концами кабельной линии для большого количества потребителей сети собственных нужд гидроэлектростанции (СН ГЭС) делает данный метод слишком дорогостоящим и практически исключает его применение.

## 1.2 Универсальные адаптивная токовая и адмитансная защиты

Различные виды замыканий (кратковременные пробои, однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) через перемежающуюся дугу, устойчивые ОЗЗ) обуславливают необходимость возможности защиты к адаптации вида замыкания.

Основной сложностью при реализации именно селективной защиты от ОЗЗ является определение параметра, от которого будет отстроена защита. Сегодня в сетях среднего напряжения распространены токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП), для обеспечения селективности которых необходимо выполнение двух противоречащих друг другу условий: с одной стороны – минимальной чувствительности защиты, с другой – несрабатывание при внешних дуговых замыканиях. Противоречие обуславливается возникновением токов замыкания большой амплитуды, которые вызывают срабатывание ТЗНП даже при замыкании вне зоны действия защиты.

При невозможности применения ТЗНП применяют токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП). Защита позволяет корректно определять поврежденный фидер при устойчивых замыканиях. При замыкании через перемежающуюся дугу, когда нарушаются фазовые соотношения между напряжением и током нулевой последовательности, защита может отказать.

Из всего вышесказанного следует, что реализация селективной защиты в сетях с различными режимами работы нейтрали требует разработки излишне усложненных алгоритмов работы защиты, что повышает сложность проектирования и эксплуатации этих защит.

Сегодня разрабатываются более простые и универсальные защиты, использующие высшие гармонические составляющие и составляющие основной частоты параметров переходного процесса и установившегося режима. Это универсальная мультисоставная адаптивная токовая защита и Универсальная мультисоставная направленная и ненаправленная защита на основе емкости нулевой последовательности [4].

Первая из названных защит разлагает мгновенные ток и напряжение переходного режима на ВЧ составляющую и составляющую промышленной частоты. Далее, используя метод наложения, получает величину, которая сравнивается с аналогичной в установившемся режиме и при превышении мгновенной составляющей как тока, так и напряжения нулевой последовательности через выдержку времени действует на сигнал либо на отключение.

Таким образом, используя параметры работы в установившемся режиме в качестве уставки защиты, получаем адаптивность защиты к изменяющимся условиям функционирования сети. Условие применимости показывает, что защиту можно использовать в 90-100% кабельных сетей.

Универсальная адмитансная защита схожа по алгоритму работы с предыдущей с той разницей, что вместо сравнения тока в переходном и установившемся режимах, происходит сравнение собственных емкостных проводимостей защищаемых контуров.

Оба метода реализации защиты позволяют реализовать селективные защиты, выбор уставок для которых не зависит от режима заземления нейтрали, что упрощает проектирование защит и их эксплуатацию. Несмотря на имеющиеся достоинства данного алгоритма ОМП, такие защиты не позволяют модернизировать их для получения алгоритма с последующим вычислением расстояния до места замыкания.

### **1.3 Применение методов наложения при реализации алгоритмов определения мест повреждений**

Учитывая разветвленную конфигурацию сетей собственных нужд, возникает необходимость в создании универсальных алгоритмов, действие которых ограничиваются применением односторонних замеров. Одним из алгоритмов, позволяющих с достаточно высокой степенью точности определять

не только поврежденное присоединение, но и расстояние до точки повреждения является алгоритм, предложенный в [5].

В исследовании проведено имитационное моделирование трехфазной системы с изолированной нейтралью. Исследование показало, что использование параметров чисто аварийного режима, без учета нормального, позволяет существенно (до трех раз) сократить ошибку при определении места повреждения. Так, заявлено сокращение максимального значения относительной погрешности до 16%.

Несмотря на сравнительно высокую точность, защита имеет ограничение на структуру и разветвленность защищаемой сети, что не позволяет назвать её универсальной, но определяет возможное направление для разработки защит от ОЗЗ с определением расстояния до места повреждения.

#### **1.4 Алгоритм определения места однофазного замыкания на основе вейвлет-преобразования**

Вейвлет преобразование позволяет разложить сигнал в спектр преобладающих в нем частот. При этом оно качественно отличается от преобразования Фурье отсутствием так называемого «эффекта растекания спектра».

В работе [6] с помощью непрерывного вейвлет-преобразования определяются частотные характеристики переходного процесса. Это позволяет получить частотные составляющие переходного процесса имеющие наиболее значимые энергетически составляющие спектра. По этим составляющим определяется наличие повреждения.

Для определения поврежденного фидера с помощью пакетного вейвлет-преобразования для каждого фидера рассчитываются энергии спектра, полученного на первом этапе. По величине энергии и определяется поврежденный фидер. Далее полученное значение энергии сравнивается с

таковым в установившемся режиме, после чего делается вывод о наличии либо отсутствии повреждения.

Стоит отметить, что в работе [6] расчет производился для сети с комбинированным, активно-индуктивным заземлением нейтрали, что практически исключает такой характерный для сетей с изолированной нейтралью вид замыканий, как дуговое замыкание через перемежающуюся дугу. В связи с этим не представляется возможным утверждать наверняка, что защиты будут корректно работать в сетях собственных нужд ГЭС, функционирующих с изолированной нейтралью.

### **1.5 Анализ возможности создания алгоритма с определением дистанции до места повреждения**

В работе [2] производилось моделирование перенапряжений, возникающих при горении перемежающейся дуги. В качестве расчетной была принята схема электрических соединений Кумской ГЭС-9. Моделирование дуговых перенапряжений выполнялось согласно гипотезе Белякова. Были рассчитаны режимы для различных моментов гашения дуги.

В результате моделирования получены величины перенапряжений, возникающих в сети, и, в самом неблагоприятном режиме – самоликвидация дуги замыкания на секции собственных нужд, составляющие до  $3,3 \cdot U_n$ . Работа показывает опасность длительного существования замыкания. Так же автор указывает на значительный вклад в формирование перенапряжений высокочастотных колебаний напряжения при дуговых замыканиях.

Из данного исследования следует, что при ОЗЗ аварийные параметры включают высокочастотные (ВЧ) составляющие. Использование параметров аварийного режима для ОМП при ОЗЗ предлагается многими авторами [3, 4, 5, 6, 7 и др.].

Для оценки возможности использования ВЧ составляющих нормального и аварийного режимов для определения дистанции до места повреждения

проведён анализ существующих методов и алгоритмов по определению места ОЗЗ. В статье [7] показано, что алгоритм Лямеца позволяет получить наибольшую точность из рассматриваемых. Для случая ОЗЗ алгоритм записывается следующим образом:

$$Im(\bar{I}_{S0}^* \cdot e^{j\beta_0} \cdot [\bar{U}_{S1} + \bar{U}_{S2} + \bar{U}_{S0} - l \cdot \bar{Z}_L \cdot (\bar{I}_{S1} + \bar{I}_{S2}) - l \cdot \bar{Z}_{L0} \cdot \bar{I}_{S0}]), \quad (1)$$

где  $\bar{I}_{S0}^*$  – составляющая нулевой последовательности сопряженного комплекса тока в месте установки терминала, А;

$\bar{U}_{S1}, \bar{U}_{S2}, \bar{U}_{S0}$  – составляющие прямой, обратной и нулевой последовательности напряжения в месте установки терминала, В;

$l$  – расстояние до места повреждения, м;

$\bar{Z}_L$  – комплексное сопротивление защищаемой линии, Ом;

$\bar{I}_{S1}, \bar{I}_{S2}, \bar{I}_{S0}$  – составляющие прямой, обратной и нулевой последовательности тока в месте установки терминала, А;

$\bar{Z}_{L0}$  – погонное комплексное сопротивление нулевой последовательности защищаемой линии, Ом.

Для использования выражения (1) в качестве расчетного необходимо измерить ток  $I_S$  и, задаваясь расстояниями  $l$  рассчитать значение напряжений. После расчета напряжений вычислить реактивную мощность. Точка ОЗЗ определится при таком  $l$ , где реактивная мощность обратится в ноль. Данный вывод справедлив, так как при моделировании замыканий утверждается, что переходное сопротивление в точке замыкания имеет чисто активный характер. В таком случае, очевидно, справедливо выражение:

$$Q_F = Im[\bar{U}_F \cdot \bar{I}^*] = 0, \quad (2)$$

где  $Q_F$  – реактивная мощность в точке повреждения, Вар;

$\bar{U}_F$  – напряжение в месте повреждения, В;

$\bar{I}^*$  – сопряженный комплекс тока в месте замыкания, А;



ОЗЗ могут иметь устойчивый характер, осуществляться через переходное сопротивление и через дугу. Выражение (2) верно для всех возможных видов ОЗЗ, что делает представленный алгоритм универсальным. Совмещение данного расчетного соотношения с предварительным ОМП по ВЧ составляющим параметров аварийного режима позволит рассчитывать реактивную мощность только поврежденной фазы, что значительно снизит время определение дистанции до места повреждения.

Помимо прочего, алгоритм Лямеца позволяет учесть комплексность токораспределения, нагрузку, неоднородность линии, емкостную проводимость и взаимоиндукцию параллельных кабельных линий (КЛ), что способствует повышению точности расчета, так как кабельные линии в структуре сети собственных нужд ГЭС прокладываются в кабельных лотках по кабельным галереям, что обуславливает наличие их взаимовлияния.

## **1.6 Выводы из анализа существующих методов определения места повреждения в сетях среднего напряжения**

По результатам анализа существующих алгоритмов определения места повреждения можно сделать следующие выводы:

– наиболее точные данные о режиме работы сети при возникновении повреждения можно получить непосредственно из параметров аварийного режима, а именно: напряжение нулевой последовательности и ток нулевой последовательности;

– перспективным можно считать метод, при котором производится сравнение параметров режима до аварии, во время аварии и после нее;

– одним из главных маркеров перемежающейся дуги являются высокочастотные составляющие тока и напряжения нулевой последовательности.

Несмотря на то, что алгоритм Лямеца позволяет получить наибольшую точность из представленных в работе [7], в силу того, что данный алгоритм

основан на измерении электрических параметров, он не позволяет получить желаемую точность измерения дистанции до места повреждения. Так, для повышения точности определения дистанции до места повреждения, перспективным можно считать совмещение алгоритма с методами вейвлет-преобразований и законами нечеткой логики. Данная комбинация методов должна исследоваться дополнительно и может являться логическим продолжением данной научной работы.

## 2 Анализ особенностей структуры и режимов сетей собственных нужд

### 2.1 Конструктивные особенности сетей собственных нужд

Сети СН ГЭС, согласно [8] выполнены на напряжении 6-10 кВ и предназначены для приема и распределения переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц потребителям собственных нужд.

Сеть СН включает в себя комплектные распределительные устройства 6 (10) кВ, токопроводы 6 кВ, например ТПЛ М-6-1600-31 У3, представленный на рисунке 1, трансформаторы  $U_{\text{ГЕН}}/U_{\text{СН}}$  питающиеся от генераторного напряжения посредством отпаек от токопроводов генераторов, трансформаторы 35/6 кВ питающиеся от ВЛ 35 кВ – системной линии.



Рисунок 1 – с на напряжение 6 кВ, номинальный ток 1600 А, ток электродинамической стойкости 31 кА, климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150 – У3

Пример реализации схемы комплектного распределительного устройства (КРУ) 35/6,3 кВ – 2 системы сборных шин представлен на рисунке 2.

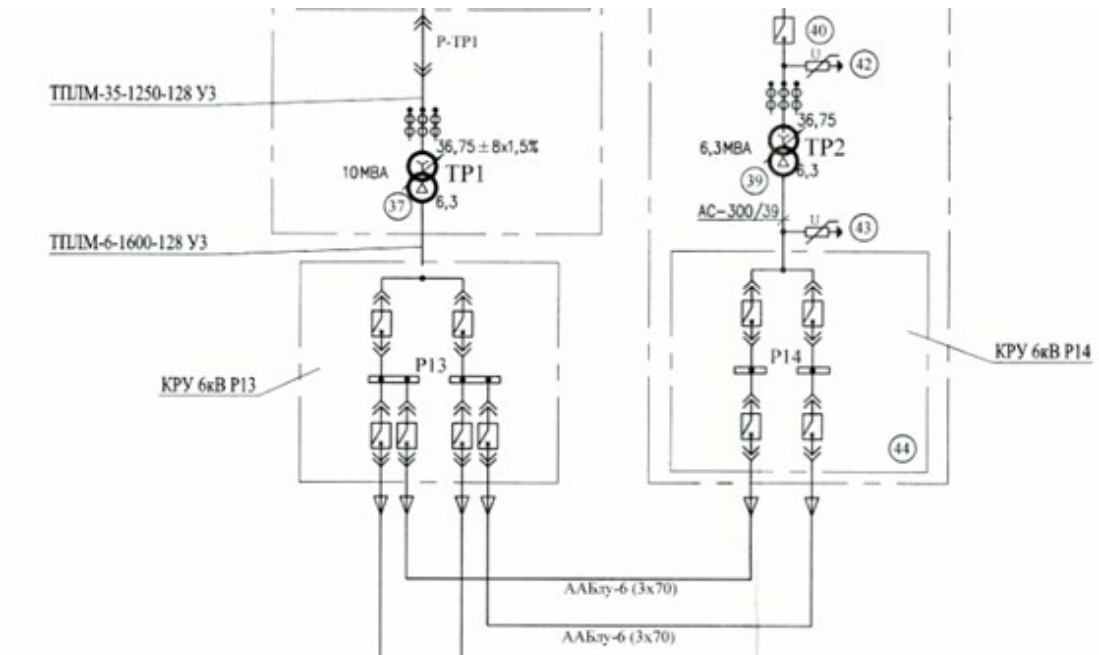


Рисунок 2 – Пример реализации схемы КРУ 35/6,3 кВ

КРУ-35кВ типа Unigear ZS 3.2, производства АВВ, представлено на рисунке 3.



Рисунок 3 – КРУ-35кВ Unigear ZS 3.2

Токопроводы системы СН в нормальном режиме получают питание от любых двух трансформаторов собственных нужд, один из трех не подключен. Токопроводы могут быть собраны по схеме – 2 секционированные разьединителями системы сборных шин. Каждую систему питает свой трансформатор, как показано на рисунке 4.

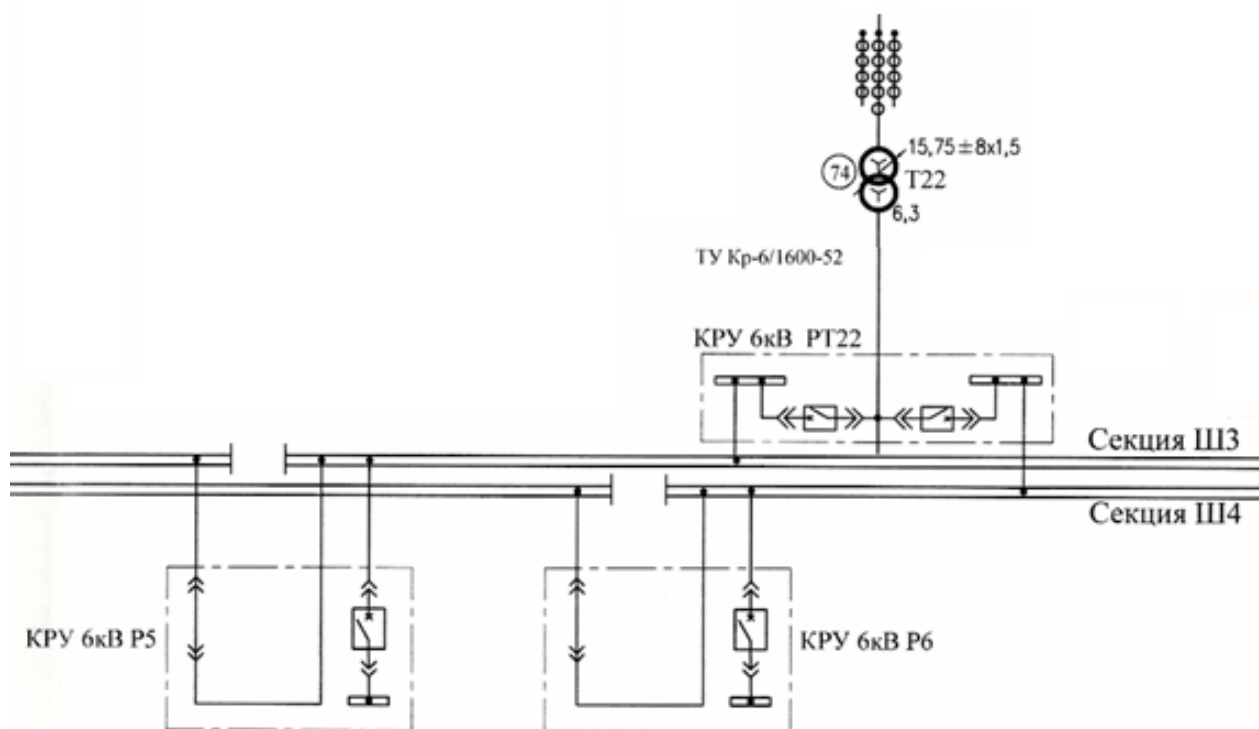


Рисунок 4 – Схема подключения трансформатора собственных нужд к секциям токопровода собственных нужд

Преобразование напряжения  $U_{СН}/0,4$  кВ происходит посредством понижающих трансформаторов вблизи щитов подключения потребителей.

Сеть СН отличается сильной разветвленностью. Протяженность кабельных линий будет варьироваться в зависимости от размеров здания гидроэлектростанции. Так, к примеру, длина машинного зала Волжской ГЭС составляет порядка 750 м. Географически удаленные объекты могут находиться и на большем расстоянии, к примеру кабельная линия, питающая комплектное

распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ) ПС-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС имеет длину порядка 1 км.

Кабельные линии проектируются с учетом требований ряда регламентирующих документов, что в свою очередь приводит к такой организации кабельной сети, при которой возможность повреждения кабельной линии резко снижается. Это обусловлено тем, что все кабельные линии проходят в специальных помещениях (галереях или туннелях), размещаются на кабельных полках, либо в кабельных лотках.

## **2.2 Действия оперативного персонала при обнаружении однофазного замыкания на землю**

Однофазное замыкание на «землю» в сети 6 кВ представляет опасность для оборудования СН ГЭС вследствие повышения напряжения на неповрежденных фазах до линейного и возможности появления перенапряжений из-за горения дуги в месте повреждения. Это в конечном итоге может привести к короткому междуфазному замыканию из-за повреждения изоляции соседних фаз.

При появлении сигнала о замыкании на землю в сети СН необходимо по приборам контроля изоляции убедиться в наличии замыкания. При подтверждении наличия замыкания необходимо проанализировать отсутствие включения присоединений перед появлением замыкания. В случае отсутствия операций по включению необходимо на основании имеющейся информации определить причину замыкания.

Сигнал «Земля в сети 6 кВ» пройдет при замыкании на «землю» в любой точке сети СН независимо от того, что является источником питания токопроводов. По вольтметрам контроля фазных и линейных напряжений можно определить характер повреждения в сети 6 кВ: если показания вольтметров установились в двух фазах на уровне линейного, а в одной практически равны нулю, значит замыкание устойчивое; если показания вольтметров не устанавливаются, значит замыкание неустойчивое.

При появлении замыкания на землю необходимо немедленно приступить к отысканию места повреждения и устранить его в кратчайший срок. В первую очередь необходимо определить участок сети с замыканием на землю. Для этого необходимо проанализировать от каких ячеек проходит сигнал «Замыкание на землю» и, согласно инструкции, сделать вывод о поврежденном присоединении.

При осмотре оборудования и поиске поврежденного участка сети 6(10) кВ персонал обязан использовать защитные средства (диэлектрические боты или галоши) и соблюдать правила техники безопасности, помня об опасности поражения шаговым напряжением и напряжением прикосновения. Следует принять меры, препятствующие приближению к месту замыкания посторонних лиц.

Если вышеперечисленные меры не привели к определению поврежденного участка, то можно предположить, что не сработала сигнализация замыкания «на землю» на каком-то фидере 6 кВ. Путем поочередного отключения секций определяется КРУ с поврежденным фидером, затем поочередным отключением фидеров поврежденного КРУ находится поврежденный фидер и выводится в ремонт.

Такой исход хоть и является наиболее неблагоприятным и маловероятным, тем не менее возможен в силу обширного диапазона изменения параметров аварийного режима при возникновении замыканий.

## **2.3 Анализ причин зафиксированных случаев замыканий**

### **2.3.1 Устойчивое металлическое замыкание**

При монтаже строительных лесов рабочие пробивают гвоздем фазу кабеля сети 6 кВ СН, вследствие чего происходит металлическое устойчивое однофазное замыкание. В обмотке трансформатора напряжения на сборных шинах КРУ (разомкнутый  $\Delta$ ) появилось напряжение  $3U_0$ ; защита от ОЗЗ сработала с действием на сигнал. Поиск места повреждения производился путем

последовательного отключения участков сети начиная от КРУ и переходя на нижние уровни сети в течение рабочей смены.

Причиной данного замыкания можно считать неудовлетворительный уровень подготовки рабочего места и проведения инструктажа перед выполнением работ.

### **2.3.2 Устойчивое дуговое замыкание**

У временного кабеля сети 6 кВ, проходящего по поверхности была пробита изоляцию и экран. Через поврежденную оболочку в поврежденную фазу попала вода, вследствие чего произошло дуговое замыкание, которое развилось в трехфазное короткое замыкание. Линия в данном случае была отключена максимальными токовыми защитами.

Как указывалось ранее, при существовании дугового замыкания на землю по киловольтметрам невозможно определить поврежденную фазу, т.к. показания приборов постоянно изменяются в силу существования инерции измерителей и колебания параметров (фазных напряжений) режима.

Горение высокотемпературной дуги при дуговом замыкании приводит к оплавлению изоляции соседних фаз, что провоцирует переход однофазного замыкания в междуфазное короткое замыкание.

Причиной возникновения данного замыкания можно считать нарушение правил организации кабельных сетей. Кабель находился на открытом воздухе, что привело к его повреждению в процессе работы.

### **2.3.3 Неустойчивое замыкание через большое сопротивление**

В одном из распределительных устройств происходит срабатывание защиты от однофазных замыканий. Сигнал о возникновении замыкания поступил от фидера, питающего комплектную трансформаторную подстанцию. Замыкание самоустранилось.



Сопrotивление замыкания имело большое значение, в связи с чем ток замыкания был ограничен. В силу неустойчивости замыкания длительность его составила 125 мс. Картины металлического замыкания не наблюдалась, т.к. контакт с «землей» пропал после того, как пропал контакт с заземленными конструкциями. Далее произошло повторное замыкание с меньшей амплитудой токов, т.е. через ещё большее сопротивление длительностью 65 мс. Данное ОЗЗ самоустранилось в силу характера замыкания.

Предположительно, замыкание было спровоцировано животным, попавшим в комплектную трансформаторную подстанцию (КТП) через отверстие в фундаменте.

Причиной возникновения данного замыкания можно считать нарушение правил устройства электроустановок. Комплектные трансформаторные подстанции должны исключать возможность доступа в них посторонних людей или животных. В рассмотренном случае имеет место нарушение данного требования.

#### **2.3.4 Вывод о причинах возникновения замыканий**

Как было сказано ранее, правила проектирования и эксплуатации сетей собственных нужд призваны исключить их повреждение. При этом рассмотренные случаи показывают невозможность полного исключения повреждений.

Причиной тому можно считать, в первую очередь, нарушения правил организации сети при реализации временного подключения потребителей к сети среднего напряжения собственных нужд. Помимо этого, имеет место нарушение правил организации и проведения работ в электроустановках.

## 2.4 Контроль состояния изоляции сети 6 кВ собственных нужд

Нарушение состояния изоляции элементов сети собственных нужд является основной причиной возникновения повреждений. В современных условиях, когда большая часть кабельных линий, выполненных кабелем с бумажно-масляной изоляцией, заменяется на кабели с резиновой изоляцией, контроль состояния изоляции необходимо производить при внесении изменений в конструкцию кабельной сети, либо после проведения ремонта.

Контроль состояния изоляции производится согласно Объемам и нормам испытаний электрооборудования [9]. Для токопроводов регламентируется:

Определение целостности жил и фазировки;

измерение сопротивления изоляции мегаомметром на напряжение 2500 В, измеренное сопротивление сравнивается с исходным – полученным при вводе в эксплуатацию;

испытание повышенным выпрямленным напряжением для кабелей на напряжение 6 кВ в процессе эксплуатации производится напряжением 36 кВ на протяжении 5 минут с периодичностью 1 раз в 3 года, т.к. кабель прокладывается на закрытой территории;

измерение температуры кабелей в местах, где имеется опасность перегрева;

испытание пластмассовой оболочки повышенным выпрямленным напряжением 10 кВ прикладывается между металлической оболочкой (экраном) и землей, длительность приложения испытательного напряжения - 1 мин, испытание проводится через 1 год после ввода в эксплуатацию и затем 1 раз в 3 года.

Для проведения испытаний персоналом производственно-технической службы (ПТС) подается согласованная со службой мониторинга оборудования (СМО) и оперативной службой (ОС) плановая заявка на вывод оборудования в ремонт. После чего происходит отделение участка сети, выведенного в ремонт. По завершении всех подготовительных работ и внесении в соответствующие

журналы записей об удалении всего персонала с места проведения испытаний, на электроустановку допускается бригада лаборатории высоковольтных испытаний. Все высоковольтные испытания производятся на выведенном оборудовании.

Согласно правилам безопасного производства работ в электроустановках, электроустановка, на которой производятся работы должна быть заземлена. Для проведения высоковольтных испытаний (ВВИ) необходимо заземлить электроустановку посредством заземления через высоковольтную испытательную установку. После этого прочие заземления элементов отключаются оперативным персоналом.

Перед проведением испытаний на объекте выставляется охрана для недопущения посторонних лиц к электроустановке на время проведения испытаний во избежание поражения их электрическим током. Непосредственно перед испытаниями, после снятия заземления испытательной установки производят контроль состояния изоляции мегаомметром для исключения случаев включения испытательной установки на устойчивое металлическое короткое замыкание (КЗ) через не снятое или не отключенное заземление.

После этого на кабельную линию подают испытательное напряжение. В ходе испытаний контролируется величина тока утечки. Она может варьироваться в зависимости от длины КЛ, поэтому абсолютная величина тока утечки не нормируется. При увеличении абсолютного значения тока утечки или его колебания в ходе испытаний их продолжительность увеличивают с 5 до 15 минут, после чего, в случае отсутствия пробоя, испытания считают успешными.

При испытании сети 6 кВ используется переменное напряжение. Допускается для испытаний использование постоянного напряжения в сетях напряжением до 35 кВ. При испытаниях постоянным напряжением оно выбирается большим номинального переменного испытываемого оборудования в 1,5 раза для обеспечения достоверности результатов испытаний. Это обусловлено более щадящим режимом работы изоляции при воздействии на неё постоянного напряжения. К примеру, для фазы кабеля сети переменного

трехфазного тока частотой 50 Гц и номинальным напряжением 6 кВ постоянное испытательное напряжение определится как:

$$U_{\text{исп}}^- = \frac{U_{\text{ном}}^{\sim}}{\sqrt{3}} \cdot 1,5 = \frac{6}{\sqrt{3}} \cdot 1,5 = 5,2 \text{ кВ}, \quad (3)$$

где  $U_{\text{исп}}^-$  – постоянное испытательное напряжение, кВ;

$U_{\text{ном}}^{\sim}$  – переменное номинальное напряжение, кВ;

$\sqrt{3}$  – коэффициент, приводящий линейное напряжение к фазному;

1,5 – коэффициент запаса, учитывающий род испытательного напряжения.

В «Объемах и нормах испытаний электрооборудования» указано испытательное напряжение для кабелей с пластмассовой изоляцией, равное 36 кВ. Такая величина испытательного напряжения в 6 раз превышает номинальное напряжение кабеля. Это превышение обусловлено внешними и внутренними факторами, воздействующими на кабель в процессе испытаний и во время работы.

Во время работы по жилам кабеля протекают рабочие токи, нагревающие жилы и изоляцию. При нагревании изоляции происходит снижение диэлектрической прочности изоляции, что может привести к пробоем кабеля номинальным напряжением.

При проведении испытаний изоляция имеет, как правило, температуру ниже рабочей, что приводит к повышению её диэлектрических свойств. К примеру, сопротивление изоляции генератора (для КЛ подобная информация не представлена) при температуре 20 °С должна быть не ниже 328 МОм, а при температуре 75 °С не должна быть ниже 31,8 МОм. Из примера видно, что в рабочем диапазоне температур сопротивление изоляции изменяется на порядок.

Таким образом, именно для учёта ухудшения диэлектрических свойств изоляции при нагревании в рабочем режиме, испытательное напряжение увеличивается в 6 раз. Напряжение 36 кВ подобрано эмпирически.

Такой способ контроля состояния изоляции элементов сети 6 (10) кВ собственных нужд относится к разрушающему контролю, вследствие воздействия в процессе испытаний повышенного напряжения. При этом, для проведения испытаний необходимо вывести испытываемое оборудование из работы, что неизбежно приводит к снижению надежности питания потребителей сети СН.

В перспективе стоит рассмотреть возможность разработки системы, позволяющей контролировать состояние изоляции непрерывно с целью предупреждения появления повреждений. При этом нужно обратить внимание на то, что рассмотренные случаи возникновения замыканий обусловлены, преимущественно, ошибками при организации допуска к работам в сети, либо нарушением правил устройства электроустановок.

Из этого следует, что защита от замыканий на землю, наиболее вероятно, не может превентивно реагировать на возникновение повреждения и призвана защитить оборудование при возникновении случайных повреждений.

## **2.5 Методика определения места повреждения при возникновении замыкания в сети 6 кВ собственных нужд**

Сегодня на ГЭС при возникновении однофазного замыкания в сети СН, либо питающей сети 35 кВ, находящейся в ведении персонала ГЭС поврежденный участок сети аварийно выводится из работы. После подготовки схемы к испытаниям персонал службы мониторинга оборудования допускается для поиска места повреждения. Поиск может занимать различное количество времени. Длительность поиска места повреждения зависит от ряда факторов: протяженность линии, место прокладки кабеля, вид замыкания, место замыкания, время суток в которое произошло повреждение и др.

Общее время поиска и устранения повреждения складывается из времени, необходимого для подачи аварийной заявки, вывода присоединения в ремонт, допуска персонала, подготовки схемы, проведение испытаний и поиск места

повреждения, устранение замыкания, высоковольтные испытания после ремонта, восстановление схемы, ввод в работу. Общее время, затрачиваемое на поиск и устранение повреждения может составлять от 4-6 часов и до нескольких суток.

Поиск поврежденного элемента производится путем последовательной подачи сначала номинального напряжения на элемент для повторного пробоя места повреждения. Если пробой при номинальном напряжении не происходит на элемент сети подается повышенное испытательное напряжение. Если пробоя при подаче повышенного напряжения не происходит, значит изоляция элемента сети не нарушена.

Основным способом поиска места повреждения является применение импульсного генератора, который с определенной частотой разряжает внутренний конденсатор на поврежденную линию, подавая при этом на испытуемый участок сети напряжение порядка 15 кВ. Для поиска места повреждения вдоль кабельной трассы расставляется персонал и слушает щелчки – пробой изоляции, происходящие при разряде конденсатора в линию. Так, дистанция до места повреждения не определяется автоматически. Для поиска необходимо задействовать значительное количество персонала.

Применять для поиска места повреждения средства идентификации, используемые в сети 0,4 кВ не представляется возможным. Применение трассоискателя невозможно вследствие того, что кабели находятся в лотках или галереях. Наличие наведенных токов приводит тому, что металлическая арматура, уложенная вблизи кабеля, определяется трассоискателем, как кабель. Так же поиск затрудняет близкое расположение других сигнальных и силовых кабелей, создающих наведенное напряжение на поврежденном кабеле.

## **2.5.1 Факторы, влияющие на время поиска однофазного замыкания на землю в кабеле 6 кВ сети собственных нужд**

Время поиска места однофазного замыкания, как было показано ранее может варьироваться от нескольких часов до нескольких суток. Существует ряд объективных факторов, не позволяющих сократить время поиска места замыкания до 1-2 часов. Так же существуют факторы, которые могут хаотически сказываться на времени поиска и устранения места повреждения. Рассмотрим некоторые из влияющих на продолжительность поиска места повреждения факторов и проанализируем их влияние на длительность вывода в ремонт участка сети собственных нужд, на котором обнаружено однофазное замыкание на землю.

### **2.5.1.1 Точность определения поврежденного элемента**

К примеру: при замыкании на участке сети не всегда удается локализовать поврежденный элемент. Это приводит к необходимости проведения испытаний на всем оборудовании данного участка.

В некоторых случаях возможно более точно локализовать место повреждения и в таком случае на поиск поврежденного элемента требуется меньше времени. Здесь стоит отметить, что в данном случае основное количество времени уходит на переподключение испытательной установки к оборудованию и подготовку оборудования к испытаниям.

Из выше сказанного очевидно, что количество элементов схемы будет непосредственно влиять на время поиска. Испытания следует проводить, начиная с наиболее подверженных нарушению состояния изоляции элементов (кабельных линий). При этом, тем не менее, не исключается вероятность обнаружения поврежденного элемента в последнюю очередь.

### **2.5.1.2 Время суток, день недели**

Данный фактор обусловлен непосредственным участием персонала в процессе поиска места замыкания. Если повреждение происходит в будний день, в рабочее время, то на время сбора бригады для испытаний требуется порядка 30 минут (при условии, что имеется свободная бригада). В случае, если повреждение произошло в праздничный, выходной день или ночью, то на сбор бригады может потребоваться от 2 до 4 часов.

В данном случае стоит так же учитывать географическое местоположение персонала и его психофизиологическое состояние, влияющие на время сбора бригады.

### **2.5.1.3 Время на подготовку и выдачу наряда**

Время, необходимое руководителю для оформления наряда-допуска на испытательную бригаду. Требуемое время – порядка 30-40 минут.

### **2.5.1.4 Занятость бригады**

Замыкание в сети собственных нужд может произойти во время выполнения высоковольтных испытаний на более приоритетном объекте, к примеру, на гидрогенераторе. Генератор является более значимым объектом, поэтому бригада, прежде чем приступить к поиску места повреждения, закончит проводимые испытания. В данной ситуации задержка будет зависеть от этапа проведения испытаний на генераторе и может составлять до полной рабочей смены (6-8 часов).



### **2.5.1.5 Время на отыскание места повреждения**

В случае, когда поврежденный элемент не удастся локализовать с помощью релейной защиты, перебор элементов может занимать различное время в зависимости от верного выбора поврежденного элемента. Это вероятностный процесс. Зачастую пробой изоляции возникает в кабельных линиях, поэтому отыскание места повреждения начинают с кабелей. Если кабель выдержал испытания, приступают к испытанию других элементов. Если же оказывается, что кабель поврежден, необходимо искать повреждения изоляции кабеля. Здесь наиболее длительный процесс – отыскание места повреждения, т.к. в силу особенностей прокладки кабельных линий на ГЭС (галереи, лотки, кабель в пучках, наличие сигнальных кабелей вблизи силовых) применение трассоискателя не представляется возможным.

Для поиска используется высоковольтный импульсный генератор, создающий пробой в месте повреждения. Для поиска необходимо расставить персонал, который по щелчкам должен найти место замыкания. Такой метод работает в случае отсутствия шума, заглушающего щелчки. К примеру, в машинном зале шум от работы агрегата будет заглушать щелчки и для поиска потребуется большее количество персонала, чтобы каждый охватывал меньший участок кабеля. При невозможности выделить достаточное количество человек на поиск замыкания потребуется большее количество времени, обусловленное необходимостью последовательного исследования участков кабельной трассы.

### **2.5.1.6 Конфигурация присоединения**

Не всегда все оборудование поврежденного присоединения располагается в географической близости друг от друга, следовательно, для подготовки и испытаний требуется больше времени. Если часть оборудования находится в управлении и ведении системного оператора для его вывода в ремонт потребуется больше времени, что связано с необходимостью согласования

вывода поврежденного присоединения. При большом числе потребителей для перевода питания каждого от резервного источника питания так же требуется время.

### **2.5.1.7 Ограниченное количество персонала**

При проведении испытаний на других элементах сети, может быть задействована часть персонала лаборатории высоковольтных испытаний, в связи с чем существует необходимость сбора бригады с их рабочих мест для выполнения срочных испытаний.

### **2.5.2 Общий анализ представленных факторов**

Все вышеизложенные факторы оказывают влияние на время поиска однофазного замыкания. Часть факторов фиксирована по времени и формирует теоретическую минимальную часть затрат времени. Другие факторы имеют длительность, описываемую вероятностными законами, и могут вносить значительный вклад в длительность поиска места замыкания.

Так же стоит отметить, что непосредственно испытания, связанные с поиском места повреждения занимают относительно небольшое количество времени. К примеру, для испытаний трехжильного кабеля 6 кВ необходимо порядка 1 часа 20 минут, при этом время, необходимое для подготовки к проведению испытаний может составлять от 4 часов до нескольких суток.

Если рассчитать примерное минимальное время на поиск и устранение замыкания, с учетом точного определения поврежденного элемента релейной защитой и небольшой длины линий, получим минимальное время, необходимое на устранение повреждения, которое составит порядка 3-4 часов.

Рассмотрим один из наиболее неблагоприятных случаев, когда замыкание происходит в нерабочий день, ночью (сбор бригады – 3 часа), при этом поврежденное присоединение имеет 5-7 ответственных потребителей (для

переключения питания каждого и отделения поврежденного участка – 4 часа), линию длиной около 800 м, проходящую в кабельной галерее. В таком случае поиск места повреждения может занимать от 2 до 4 рабочих смен.

Из вышесказанного следует, что поиск места ОЗЗ сегодня сопряжен с обязательным выводом поврежденного оборудования из работы на срок от 4 часов до 4 (и более, в зависимости от конкретного случая) рабочих смен. При этом может происходить отключение линий связи, которые резервируют питание агрегатных и общестанционных СН и других резервных источников питания. При этом снижается надежность системы и работы станции в целом.

### **2.5.3 Режимы работы сети собственных нужд**

Анализ режимов работы сети собственных нужд до и во время возникновения замыкания позволит определить характерные особенности аварийного режима и сформировать перечень параметров, которые можно использовать в целях идентификации однофазных замыканий на землю.

Анализ режим проведен с использованием двух осциллограмм, на которых зафиксированы параметры, характеризующие режим работы сети при возникновении замыкания.

#### **2.5.3.1 Нормальный режим**

В нормальном режиме работы сети токи и напряжения представляют собой почти симметричную систему векторов. Вследствие наличия незначительной несимметрии системы и погрешности измерений трансформаторов тока и напряжения в нормальном режиме через датчики тока и напряжения терминала микропроцессорных защит постоянно протекает незначительный ток  $3I_0$  и на выводах обмотки «разомкнутый треугольник» трансформатора напряжения присутствует напряжение  $3U_0$ .

На рисунке 5 представлены осциллограммы фазных токов и напряжений, а также тока  $3I_0$  и напряжения  $3U_0$  в нормальном режиме.

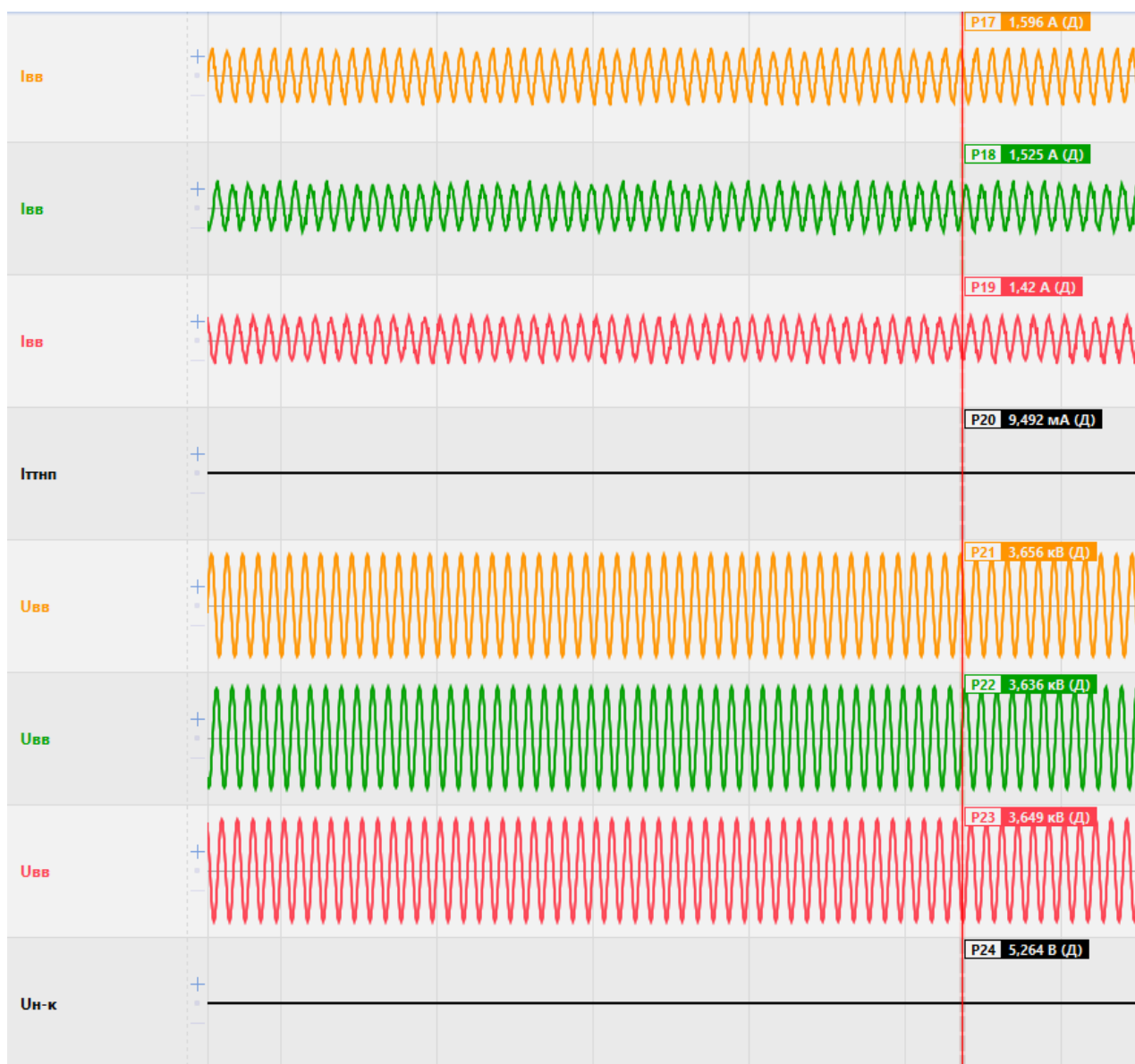


Рисунок 5 – Осциллограммы нормального режима работы сети 6 кВ СН

На рисунке 6 представлена векторная диаграмма фазных токов и тока  $3I_0$ .

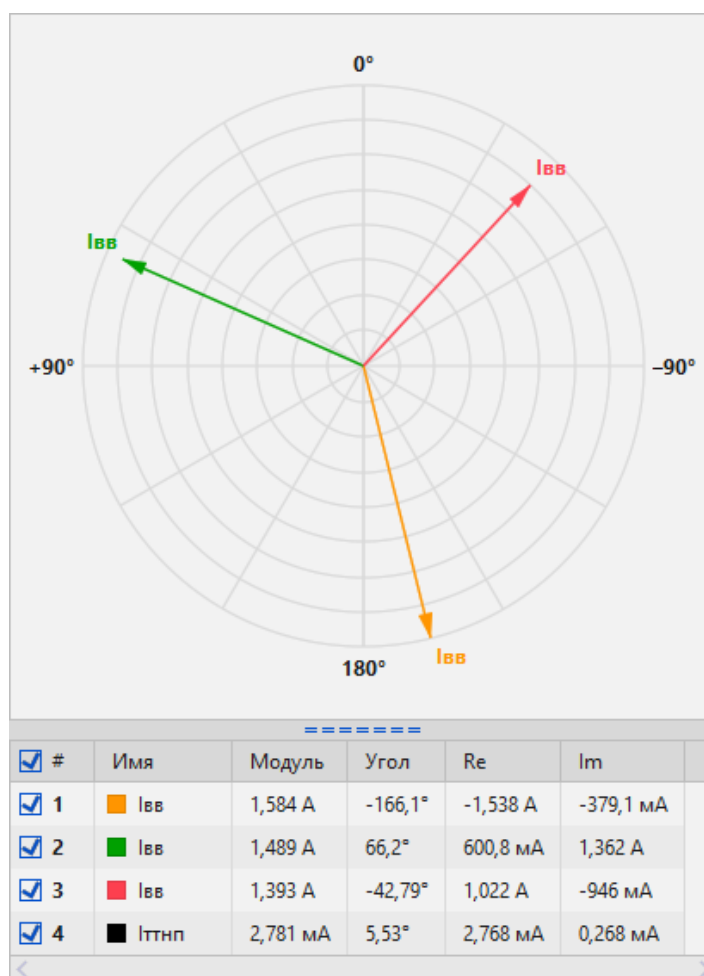


Рисунок 6 – Векторная диаграмма фазных токов и тока ЗИО в нормальном режиме

Произведем анализ диаграммы. Из диаграммы токов видно, что токи в фазах несколько отличаются по модулю. Данная разность токов обусловлена не равномерностью нагрузки фаз. Вследствие неравномерности нагрузки в обмотке трансформатора тока нулевой последовательности (ТТНП) будет наводиться ток нулевой последовательности, наличие которого обусловлено существованием составляющей нулевой последовательности при наличии несимметрии фазных токов.

Убедиться в этом можно произведя приблизительный расчет эквивалентного тока в ТТНП. Для этого векторно сложим токи в фазах, используя известные законы из курса «Теоретические основы электротехники»:

$$\dot{I}_{\text{ТТНП}} = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c, \quad (4)$$

где  $\dot{I}_{\text{ТТНП}}$  – комплексный ток трансформатора тока нулевой последовательности, А;

$\dot{I}_a, \dot{I}_b, \dot{I}_c$  – комплексные токи фаз А, В, С, соответственно, А.

$$\dot{I}_{\text{ТТНП}} = 1,584 \cdot e^{-j 166^\circ} + 1,489 \cdot e^{j 66^\circ} + 1,393 \cdot e^{-j 43^\circ} = 0,095 \cdot e^{j 1^\circ}.$$

Для определения величины тока  $3I_0$  изучим спектр фазных токов. Порядок гармоник - до пятой, представлен на рисунке 7, гармонические составляющие отнесены к первой гармонике и даны в относительных значениях.

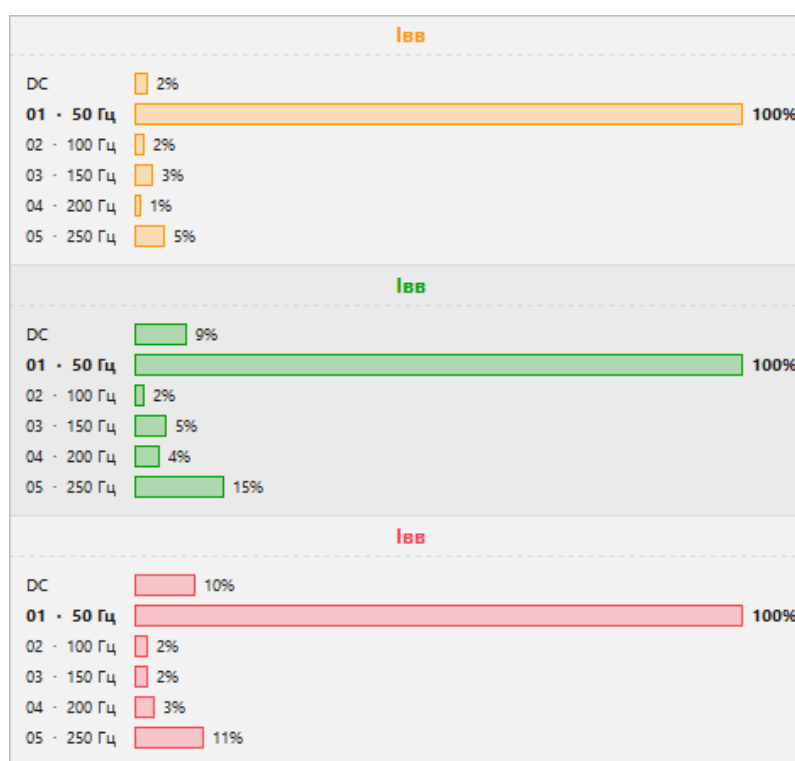


Рисунок 7 – Спектр фазных токов (цветная маркировка фаз – А, В, С, соответственно – желтый, зеленый, красный)

Для определения содержания третьей гармоники, формирующей ток  $3I_0$  определим относительно других составляющих долю третьей гармоники и, вычислив среднее для трех фаз получим амплитуду тока  $3I_0$ :

$$k_A^{(3)} = \frac{3}{2+100+2+3+1+5} = 0,0278,$$

$$k_B^{(3)} = \frac{5}{9+100+2+5+4+15} = 0,0417,$$

$$k_C^{(3)} = \frac{2}{10+100+2+2+3+11} = 0,0156,$$

$$\bar{k}^{(3)} = \frac{0,0278+0,0417+0,0156}{3} = 0,0284,$$

$$I_{\text{ТТНП},m}^{\text{расч}} = 0,095 \cdot 0,0284 = 0,0027 = 2,698 \text{ мА.}$$

Зная измеренную терминалом величину  $3I_0$  в нормальном режиме и полученную расчётную, найдем погрешность вычисления:

$$\delta = \frac{I_{\text{ТТНП},m}^{\text{изм}} - I_{\text{ТТНП},m}^{\text{расч}}}{I_{\text{ТТНП},m}^{\text{изм}}} \cdot 100\%,$$

где  $\delta$  – относительная погрешность, %;

$I_{\text{ТТНП},m}^{\text{изм}}$  – амплитуда тока нулевой последовательности, измеренного ТТНП, А;

$I_{\text{ТТНП},m}^{\text{расч}}$  – амплитуда тока нулевой последовательности, рассчитанного по измеренным величинам комплексов фазных токов, А;

$$\delta = \frac{2,781 - 2,698}{2,781} \cdot 100\% = 2,98 \text{ \%}.$$

Из расчета выше видно, что погрешность расчета составляет примерно 3%. Таким образом видим, что наличие тока  $3I_0$  в нормальном режиме работы обусловлено несимметрией нагрузки. При этом еще на этапе проектирования сети стараются добиться такой загрузки фаз, чтобы не создавать перекося звезды токов в нормальном режиме. Это, в свою очередь, позволяет снизить величину тока небаланса. Низкая величина тока небаланса позволяет реализовать защиту от замыканий на землю с большей степенью селективности в силу того, что защита отстраивается от меньших токов небаланса.

На рисунке 8 представлена векторная диаграмма фазных напряжений и напряжения  $3U_0$ .

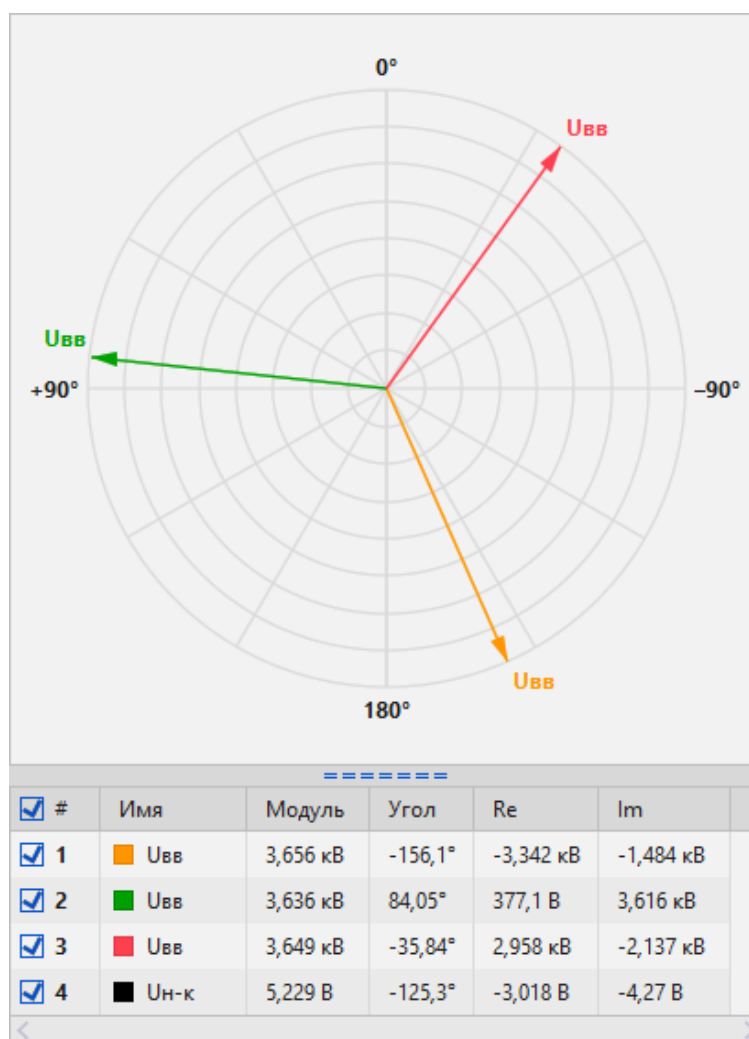


Рисунок 8 – Векторная диаграмма фазных напряжений и напряжения  $3U_0$  в нормальном режиме



Наличие напряжения  $3U_0$  так же обуславливается незначительной несимметрией фазных напряжений. При этом производить расчет, аналогичный расчету тока  $3I_0$  не представляется целесообразным, так как система напряжений практически полностью симметрична, что обуславливает отсутствие гармонических составляющих значимой величины.

В связи с практически абсолютной симметрией векторов напряжений разложение их в спектр, представленный на рисунке 9, показывает практически полное отсутствие высших гармоник напряжения.

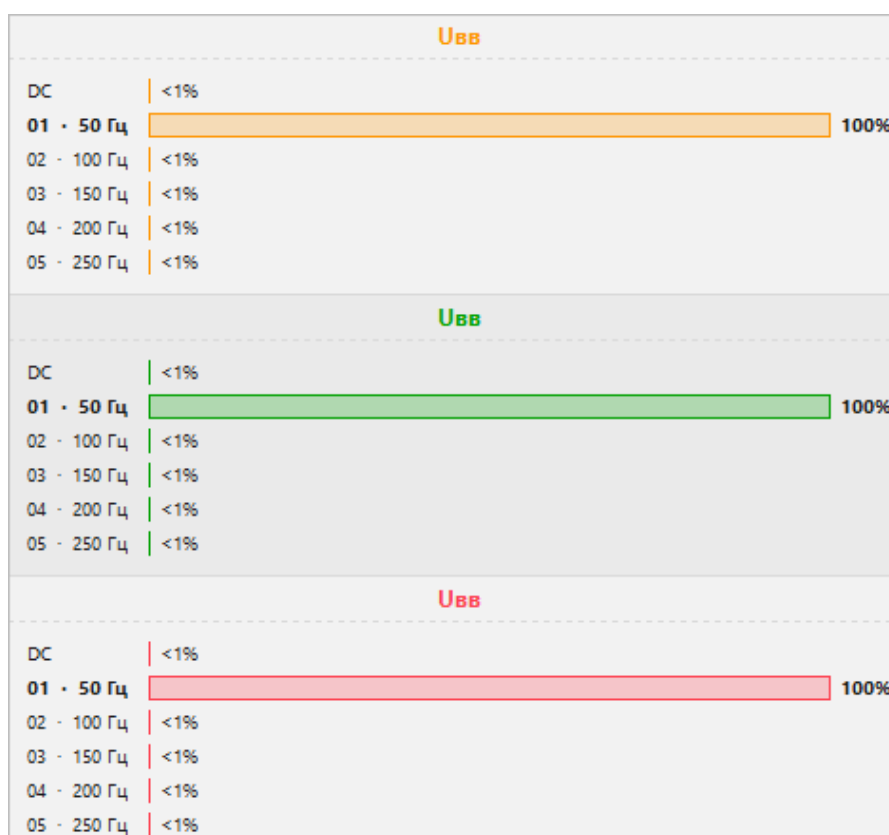


Рисунок 9 – Спектр фазных напряжений (цветная маркировка фаз – А, В, С, соответственно – желтый, зеленый, красный)

Измеренное же значение напряжения на концах «разомкнутого треугольника» отчасти обусловлено погрешностью измерений. Величина измеренного  $3U_0$  не превышает 1% относительно фазных напряжений.

### 2.5.3.2 Аварийный режим

Режим, складывающийся в сети при возникновении замыкания зависит в значительной степени от величины сопротивления замыкания и вида замыкания.

На осциллограмме, представленной на рисунке 10 видно, что при возникновении замыкания появляется сигнал от трансформатора тока нулевой последовательности, а также напряжение в разомкнутом треугольнике. Видно, что происходит рост тока в фазе В, следовательно, и замыкание за землю произошло в фазе В. При этом появившаяся несимметрия фаз по напряжению не так ярко выражена. Напряжение замкнувшей фазы изменяется незначительно в меньшую сторону, что согласуется с принятой теорией. В здоровых же фазах картина напряжений не полностью соответствует классической теории: в фазе А произошло увеличение напряжения, не до линейного, т.к. замыкание произошло через большое сопротивление; в фазе С при этом напряжение снизилось относительно номинального, что выходит за рамки классической теории, в которой доказывается, что в здоровых фазах напряжение при однофазном замыкании возрастает и в случае металлического замыкания достигает номинального линейного.

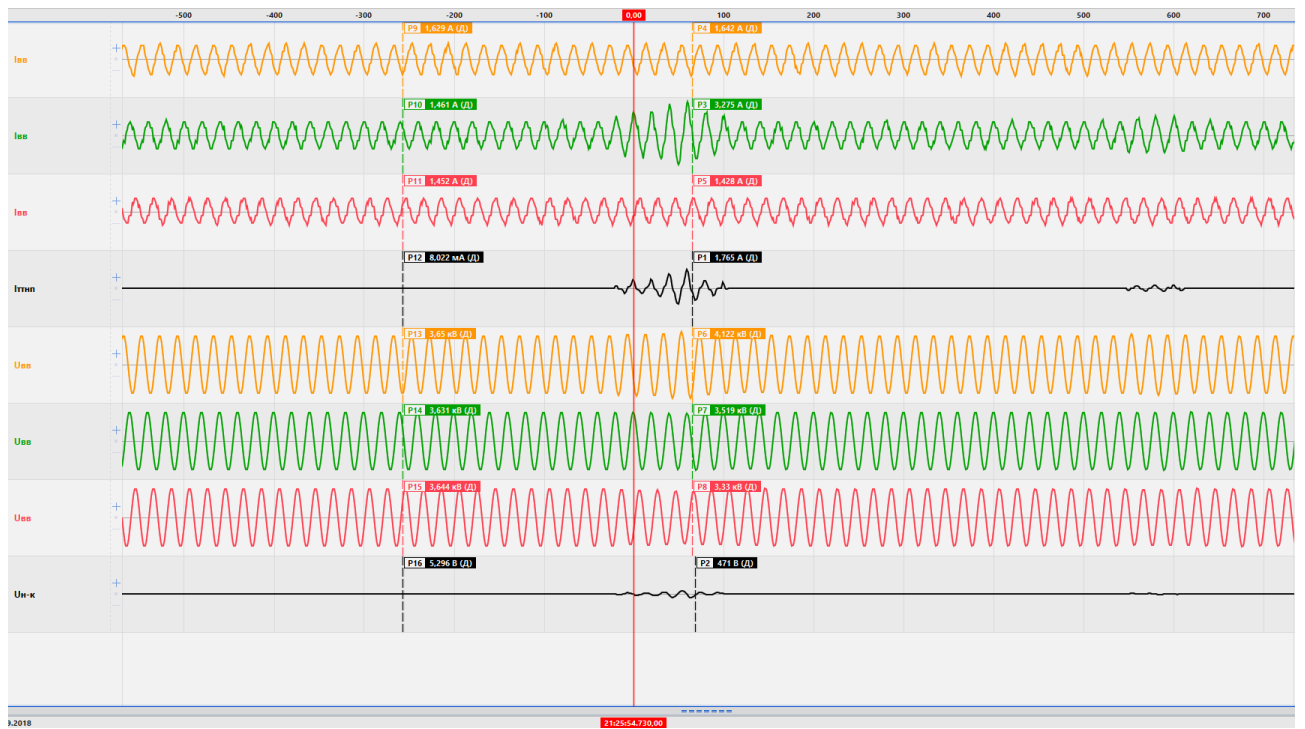


Рисунок 10 – Осциллограмма токов и напряжений при возникновении ОЗЗ

Рассмотрим векторную диаграмму токов для времени от начала срабатывания защиты, равного 65 мс, представленную на рисунке 11.

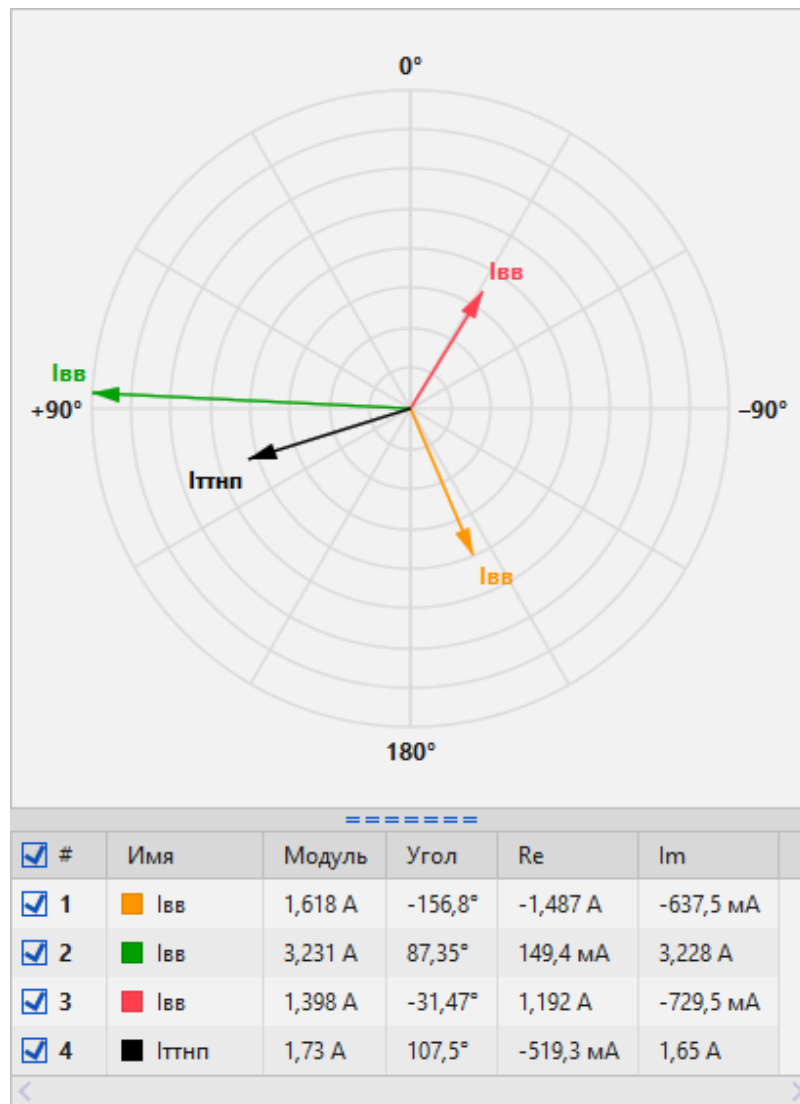


Рисунок 11 – Векторная диаграмма фазных токов и тока  $3I_0$  в аварийном режиме

На векторной диаграмме виден перекося фаз токов с увеличением тока поврежденной фазы. Ток ТТНП по модулю сопоставим с токами неповрежденных фаз. Благодаря такой величине тока замыкания и определяется наличие повреждения и поврежденный фидер.

Далее рассмотрим гармонический состав тока и напряжения нулевой последовательности при возникновении замыкания, представленный на рисунке 12.

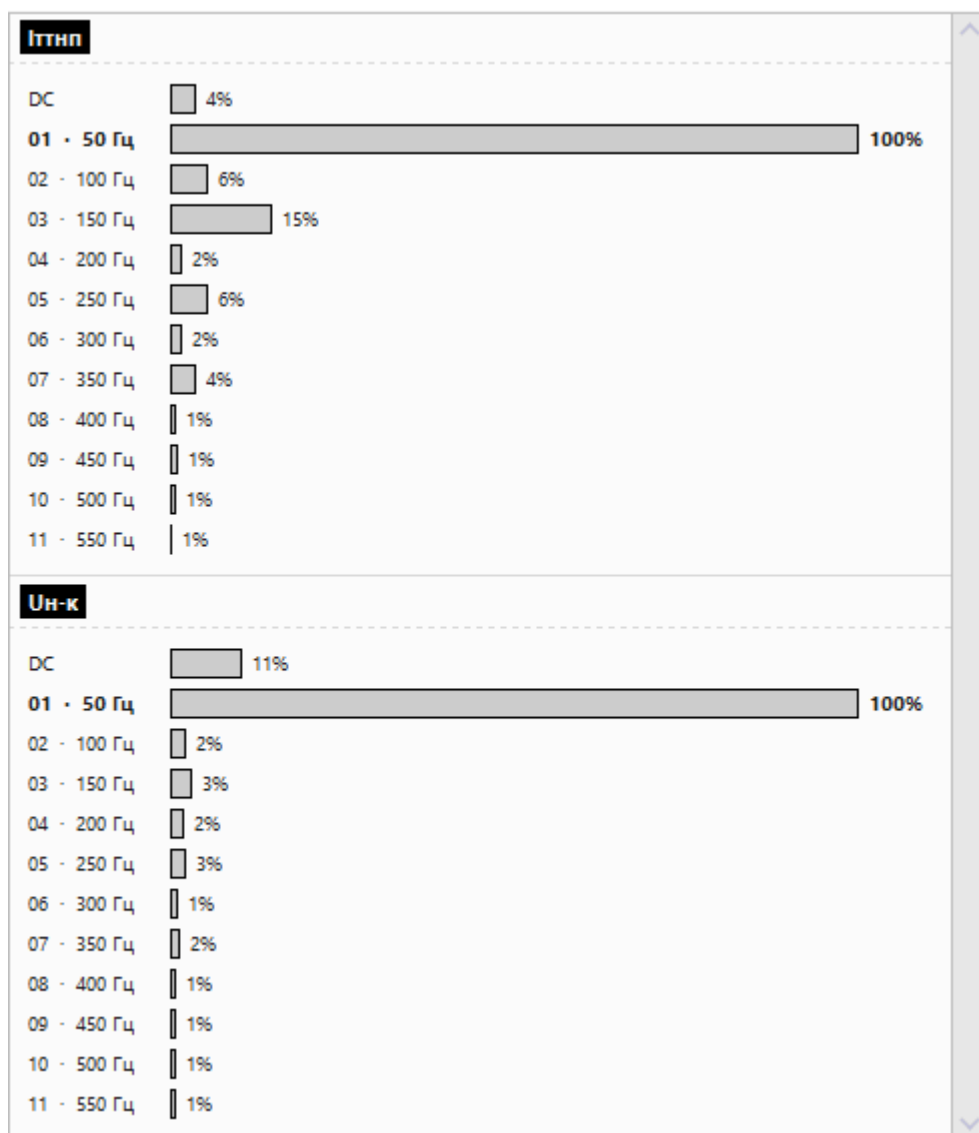


Рисунок 12 – Спектр тока и напряжения нулевой последовательности в момент замыкания

Из рисунка 12 видно, что основной вклад в величину тока нулевой последовательности вносит гармоническая составляющая прямой последовательности. При этом в напряжении нулевой последовательности присутствуют гармонические составляющие высшего порядка, которые могут быть использованы в качестве маркеров при идентификации однофазных замыканий в сети.

Далее рассмотрим осциллограммы другого замыкания на землю, по характеру своему – дугового, перемежающегося. Осциллограммы представлены на рисунке 13.

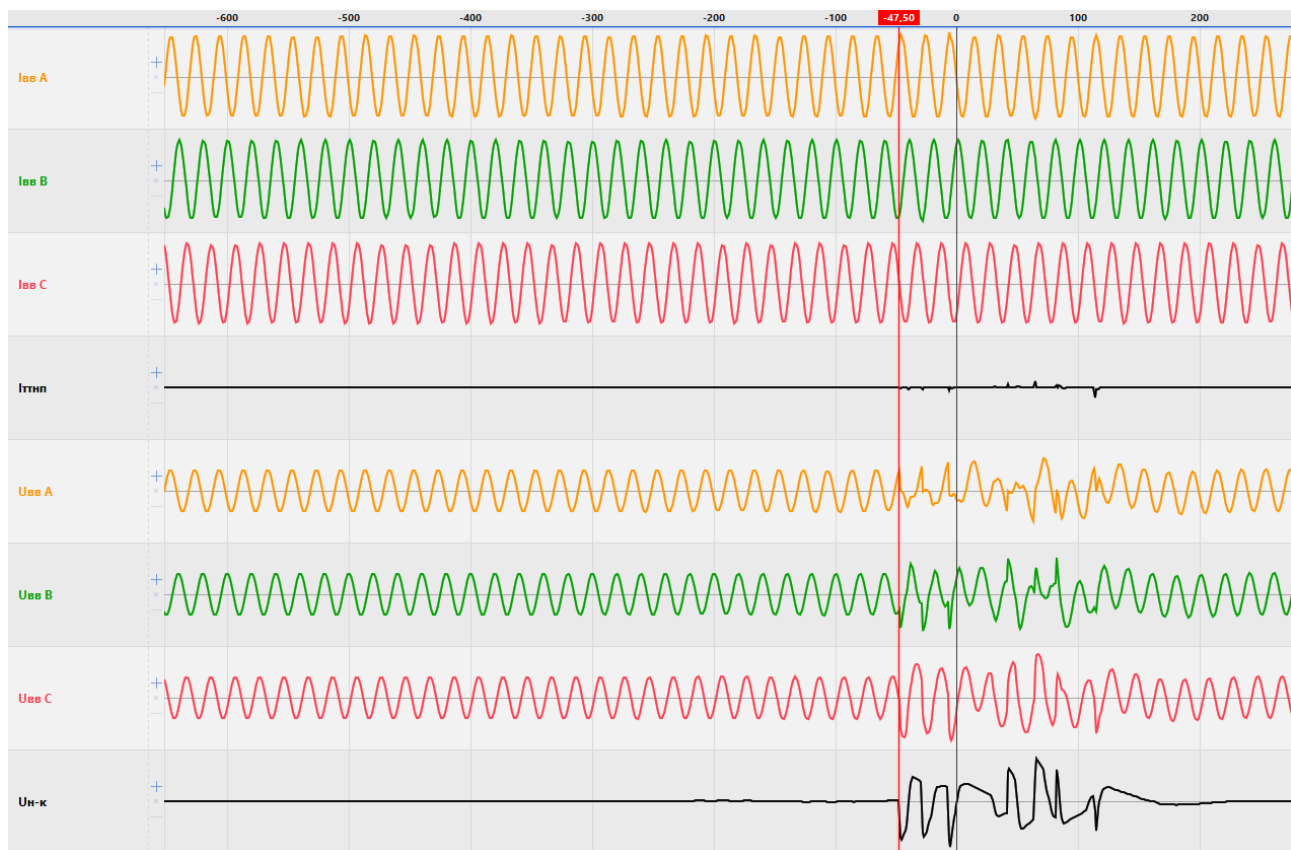


Рисунок 13 – Осциллограмма токов и напряжений при возникновении дугового замыкания

В данном случае наблюдается практически полное отсутствие тока нулевой последовательности и сильные колебания напряжения в обмотке «разомкнутого треугольника» трансформатора напряжения. Такие осциллограммы соответствуют дуговому замыканию, когда замыкание происходит через большое сопротивление высокотемпературной дуги. Напряжение в данном случае искажается во всех трех фазах. Кривые фазных токов при этом практически не изменяются.

Сложность обнаружения данного замыкания заключается именно в том, что в ТТНП отсутствует ток нулевой последовательности, по направлению которого можно было бы определить поврежденный фидер.

Получим гармонический состав токов и напряжений нулевой последовательности. Для этого построим спектр, представленный на рисунке 14.

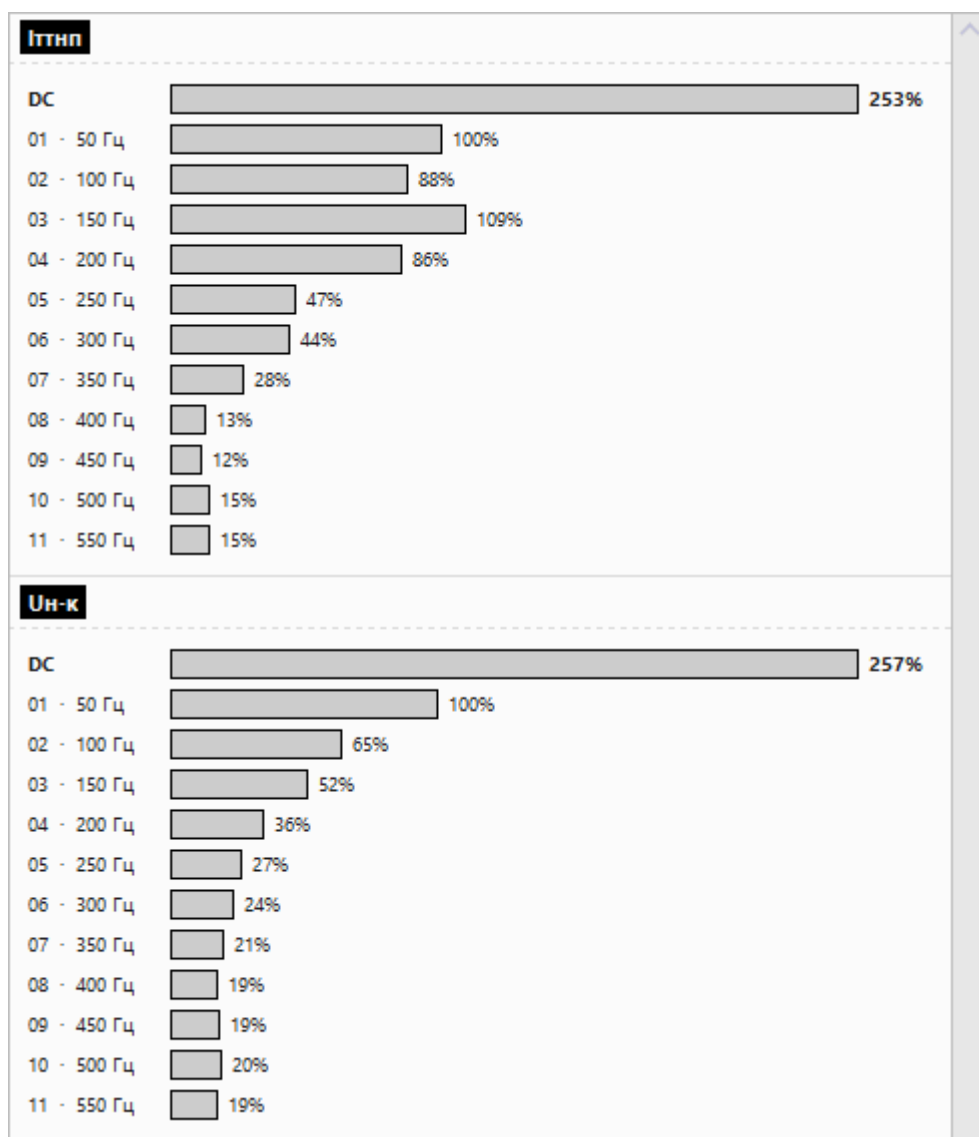


Рисунок 14 – Спектр тока и напряжения нулевой последовательности при дуговом замыкании

Результат гармонического анализа, представленный на рисунке 14 наглядно показывает вклад высокочастотных составляющих в величину тока и напряжения нулевой последовательности.

### **2.5.3.3 Определение контрольных величин**

Из представленных выше спектров видно, что при возникновении замыканий на землю в сигналах токов и напряжений нулевой последовательности формируются высокочастотные составляющие, которые могут быть использованы в качестве маркеров при идентификации однофазных замыканий на землю.



### 3 Разработка алгоритма и его математическое моделирование

В предыдущей главе было показано, что при возникновении однофазного замыкания на землю в величину тока и напряжения нулевой последовательности значительный вклад вносят именно ВЧ составляющие. В данном пункте описывается алгоритм, использующий высокочастотные составляющие для идентификации однофазных замыканий.

#### 3.1 Анализ осциллограмм в режиме однофазного замыкания

Проанализируем осциллограммы токов и напряжений нулевой последовательности, рассмотренные в главе 2 с наложенными на них высокочастотными составляющими, полученными при помощи фильтра Чебышёва. Для выделения ВЧ составляющих применяется фильтр Чебышёва, подавляющий низкочастотные (НЧ) составляющие частотой 50 Гц и ниже. Полученные осциллограммы представлены на рисунках 15–18.

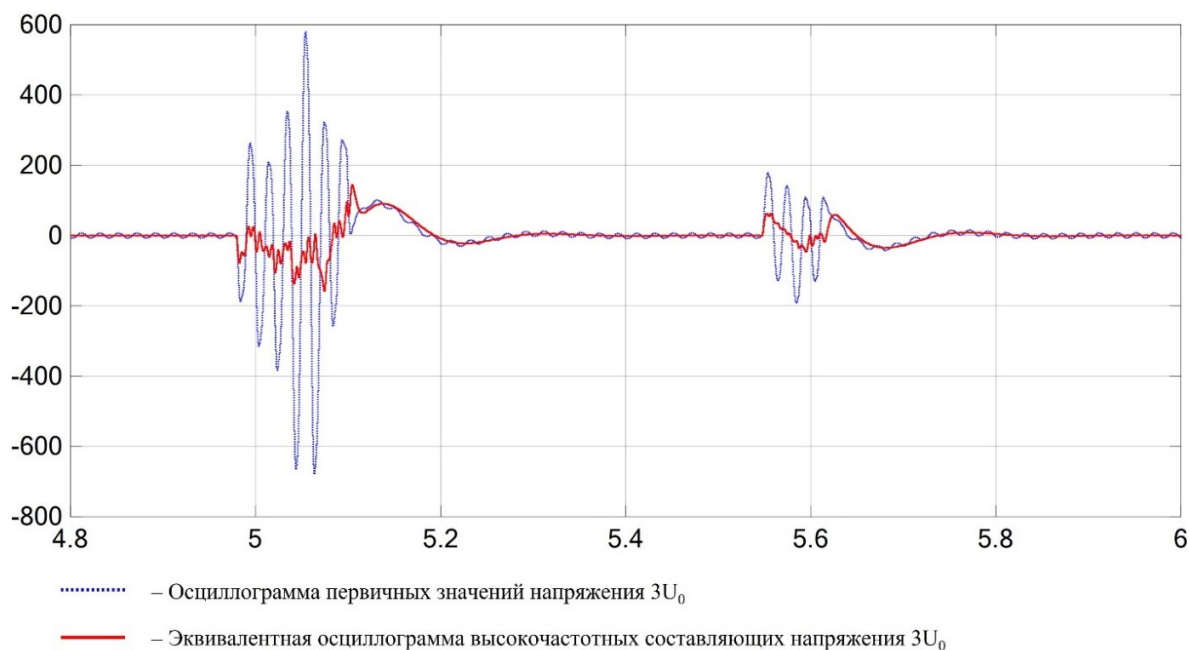


Рисунок 15 – Осциллограммы напряжения  $3U_0$  и его ВЧ составляющей для замыкания через переходное сопротивление

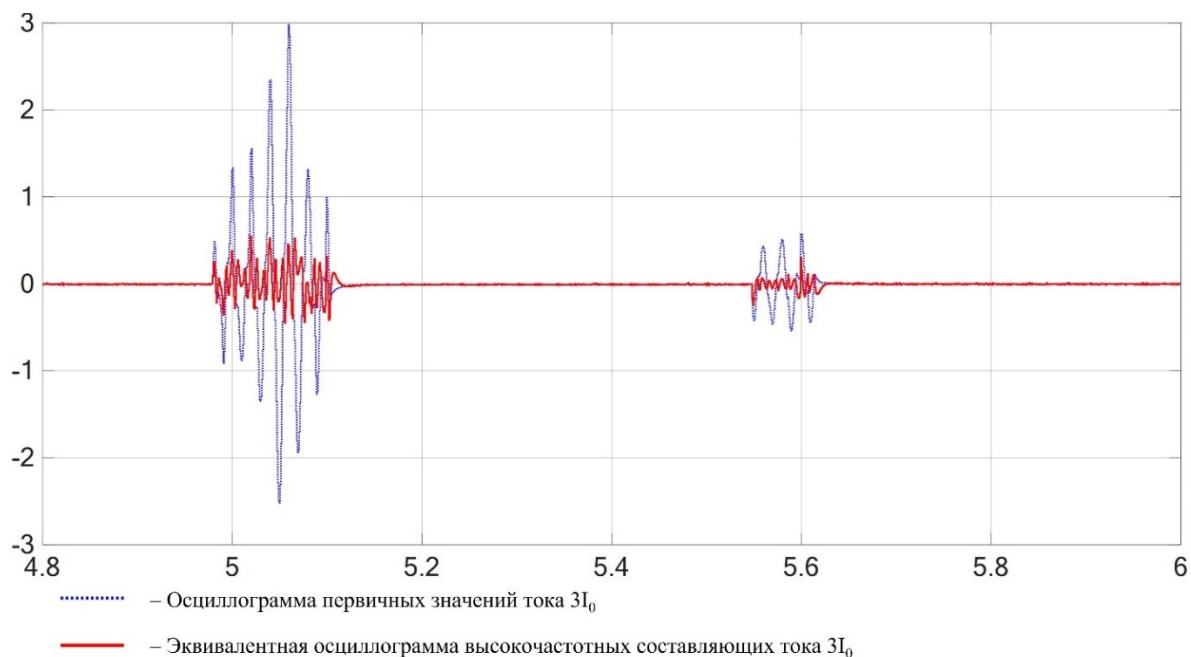


Рисунок 16 – Осциллограммы тока  $3I_0$  и его ВЧ составляющей для замыкания через переходное сопротивление

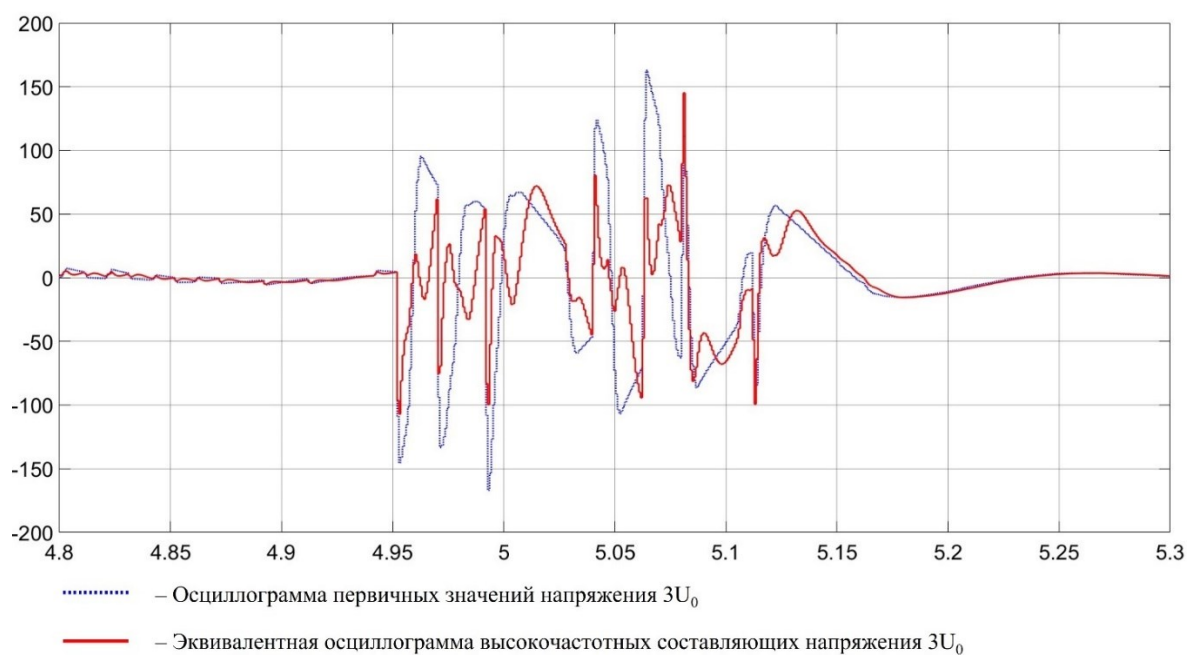


Рисунок 17 – Осциллограммы напряжения  $3U_0$  и его ВЧ составляющей для дугового замыкания

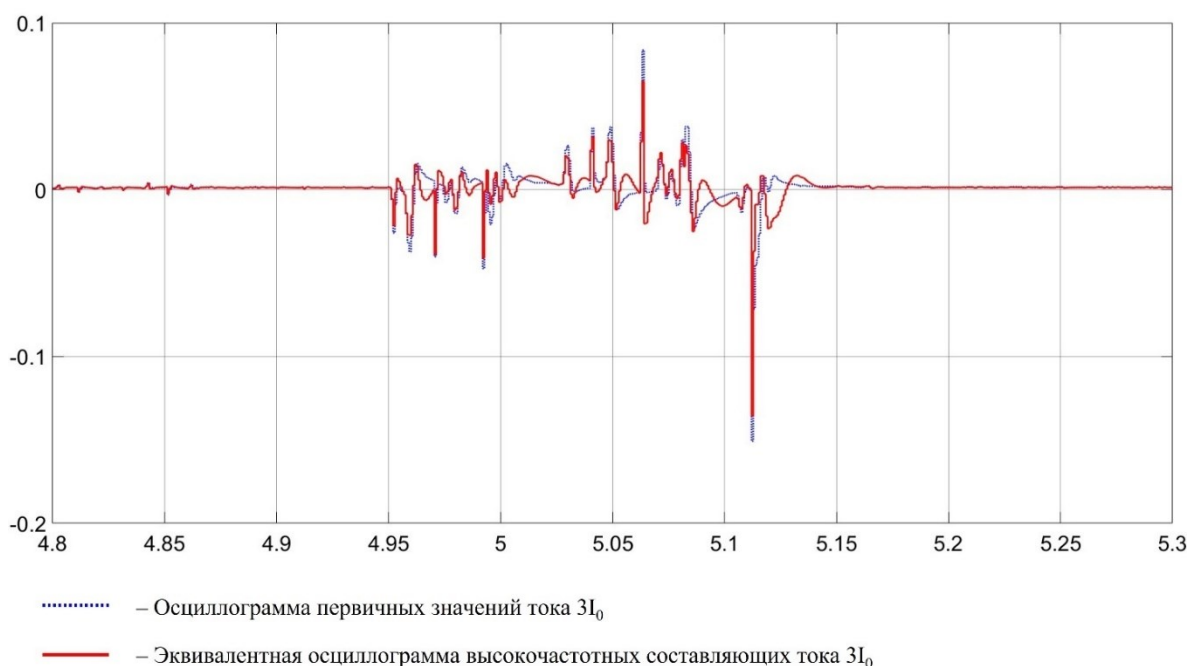


Рисунок 18 – Осциллограммы тока  $3I_0$  и его ВЧ составляющей для дугового замыкания

Из осциллограмм, представленных на рисунках 15 и 17 очевидно, что при замыканиях через ненулевое сопротивление всегда формируется изменение высокочастотных составляющих напряжения, которые могут быть использованы для формулирования одного из условий возникновения, либо самоустранения замыкания. При детальном изучении осциллограмм было определено значение уставки по высокочастотным составляющим напряжения, равное 16 В.

Из осциллограмм, представленных на рисунках 16 и 18 можно сделать вывод о том, что при дуговом замыкании уровень тока возрастает незначительно и применение только амплитудного, либо среднего значения высокочастотной составляющей тока в качестве одного из маркеров при идентификации замыканий не позволит алгоритму корректно обрабатывать дуговые замыкания.

Для создания алгоритма, позволяющего идентифицировать любой вид однофазного замыкания необходимо не просто фиксировать параметры в момент, когда выполняется ряд заданных условий. Требуется производить контролировать изменения контролируемых параметров аварийного режима в

процессе существования повреждения и, учитывая такой характерный признак однофазных замыканий в сетях с изолированной нейтралью, как угол между током и напряжением нулевой последовательности, формировать сигналы, позволяющие однозначно идентифицировать вид однофазного замыкания.

### **3.2 Формирование условий для идентификации режима однофазных замыканий**

Сформулируем условия, выполнение которых позволит составить алгоритм действия защиты:

- Контроль сигналов  $3I_0$  и  $3U_0$ ;
- Фильтрация сигналов  $3I_0$  и  $3U_0$  через режекторный фильтр BandStop, задерживающий частоты 0-50 Гц для получения высокочастотных составляющих «ВЧС  $3I_0$ » и «ВЧС  $3U_0$ »;
- Сигнал  $3U_0$  без изменений фиксируется как «НЧ  $3U_0$ ».

Для указанных сигналов будем фиксировать амплитудное значение и угол. Сформулируем условия для регистрации пробоя фазной изоляции:

- Измеряется амплитуда с точностью до 0,1 А и направление (знак) ВЧС  $3I_0$ ;
- При достижении ВЧС  $3I_0$  уставки, равной 0,02 А фиксируются:
  - текущее время, обозначается « $t_1$ », с точностью до 1 мс;
  - амплитуда НЧ  $3U_0$  в момент времени  $t_1$  и обозначается «НЧ  $3U_{01}$ »;
  - амплитуда ВЧС  $3U_0$  в момент времени  $t_1$  и обозначается «ВЧС  $3U_{01}$ »;
- от момента времени  $t_1$  отсчитывается 2 мс и фиксируется первый максимум амплитуды НЧ  $3U_0$ , который обозначается «НЧ  $3U_{0max}$ »;
- при снижении ВЧС  $3I_0$  ниже уставки в 0,2 А пороговый элемент ВЧС  $3I_0$  блокируется до перехода НЧ  $3U_0$  через ноль;

- при переходе НЧ  $3U_0$  через ноль фиксируются:
  - текущее время, обозначается « $t_2$ », с точностью до 1 мс;
  - амплитуда ВЧС  $3U_0$  в момент времени  $t_2$  и обозначается «ВЧС  $3U_{02}$ »;
- далее вычисляются приращения ВЧС  $3U_0$  и НЧ  $3U_0$ :
  - $\Delta \text{ВЧС } 3U_0 = \text{ВЧС } 3U_{02} - \text{ВЧС } 3U_{01}$ ;
  - $\Delta \text{НЧ } 3U_0 = \text{НЧ } 3U_{0\max} - \text{НЧ } 3U_{01}$ ;
- если:
  - $\Delta \text{ВЧС } 3U_0 > 10 \text{ В}$ ;
  - Направления ВЧС  $3I_0$  ВЧС  $3U_{01}$  в момент времени  $t_1$  противоположны;
  - $\Delta \text{НЧ } 3U_0 > 30 \text{ В}$  и противоположно  $3I_0$ ,

фиксируется пробой фазной изоляции. Результат записывается в счетчик пробоев – прибавляется 1 к переменной « $proboi$ »;

– измерения блокируются до перехода НЧ  $3U_0$  через 0. Все измерения прекращаются и удаляются из памяти, кроме регистрации НЧ  $3U_0$ ;

– после перехода НЧ  $3U_0$  через ноль цикл повторяется начиная с измерения с точностью до 0,1 А и направления (знака) ВЧС  $3I_0$ .

Помимо данной ветви алгоритма так же происходит параллельный отсчет 1,5 с от момента времени  $t_1$  (автоматически задающаяся уставка) если:

- переменная  $proboi > 0$ ;
- действующее значение НЧ  $3U_0$  в течение 1,5 с не снизилось до 16 В или менее, спустя 0,6 с с момента превышения уставки ВЧС  $3I_0$ ,

выдается сигнал «Однофазное замыкание на землю на контролируемом присоединении».

– В случае, если в течение 1,5 с действующее значение НЧ  $3U_0$  приняло значение 16 В или ниже, выдается сигнал «Клевоч на контролируемом присоединении».

– Для реализации счетчика числа самоустранившихся замыканий необходимо фиксировать факт наличия самоустранения и накапливать число самоустранений. Для этого контролируется переход через ноль действующего

значения высокочастотной составляющей напряжения  $3U_0$ . При наличии нескольких самоустранений в течение 1,5 секунд (установленный вручную период контроля параметров) выдается сигнал «Неустойчивое замыкание на контролируемом присоединении».

Для удобства восприятия разработанного алгоритма необходимо представить его в графическом виде. В силу большого числа условий, выполнение которых необходимо контролировать, графическое представление алгоритма было разделено на три части: алгоритм, иллюстрирующий последовательность фиксации требуемых параметров режима – на рисунке 19, алгоритм по фиксации однофазного замыкания – на рисунке 20, алгоритм идентификации однофазного замыкания – на рисунке 21.

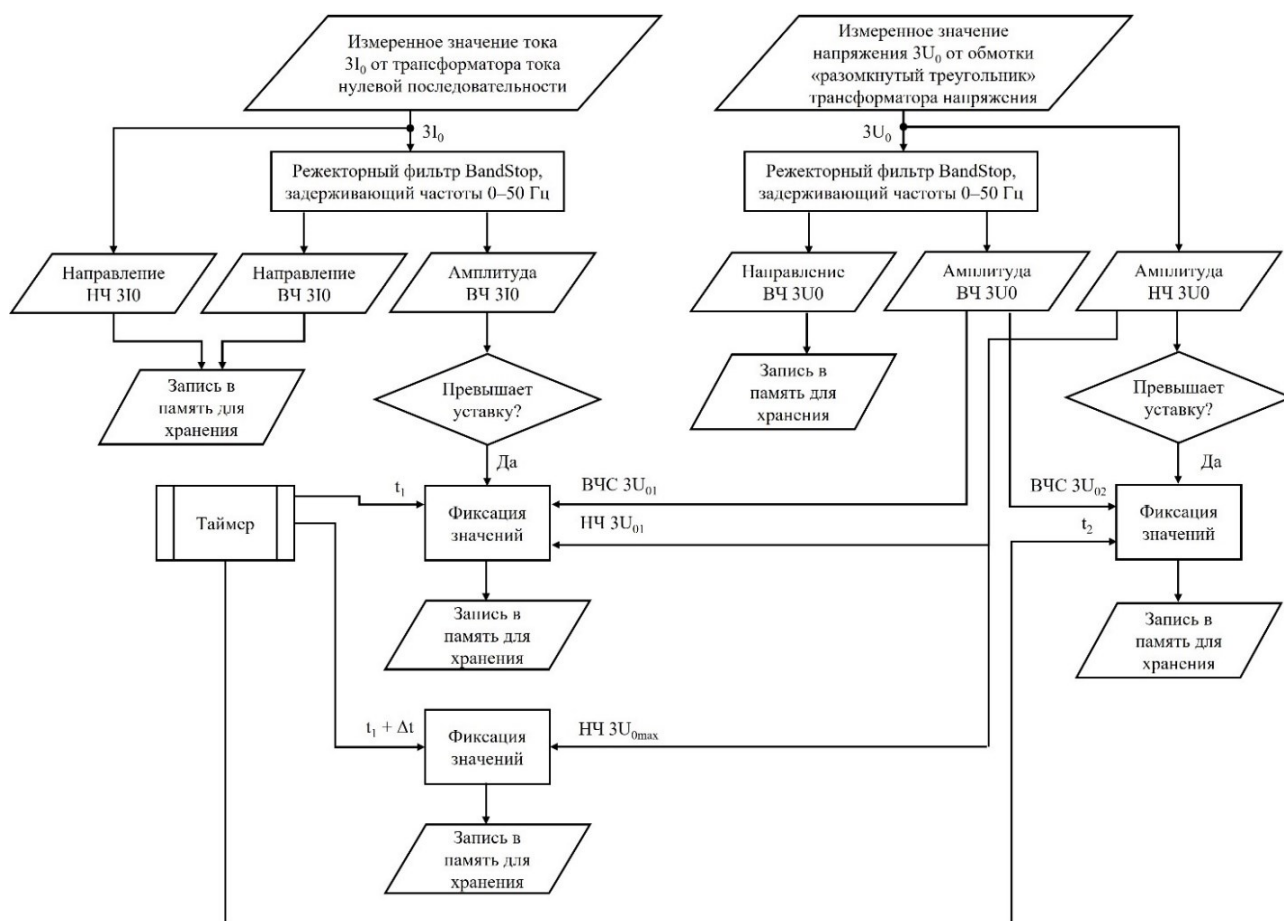


Рисунок 19 – Алгоритм процесса фиксации параметров режима

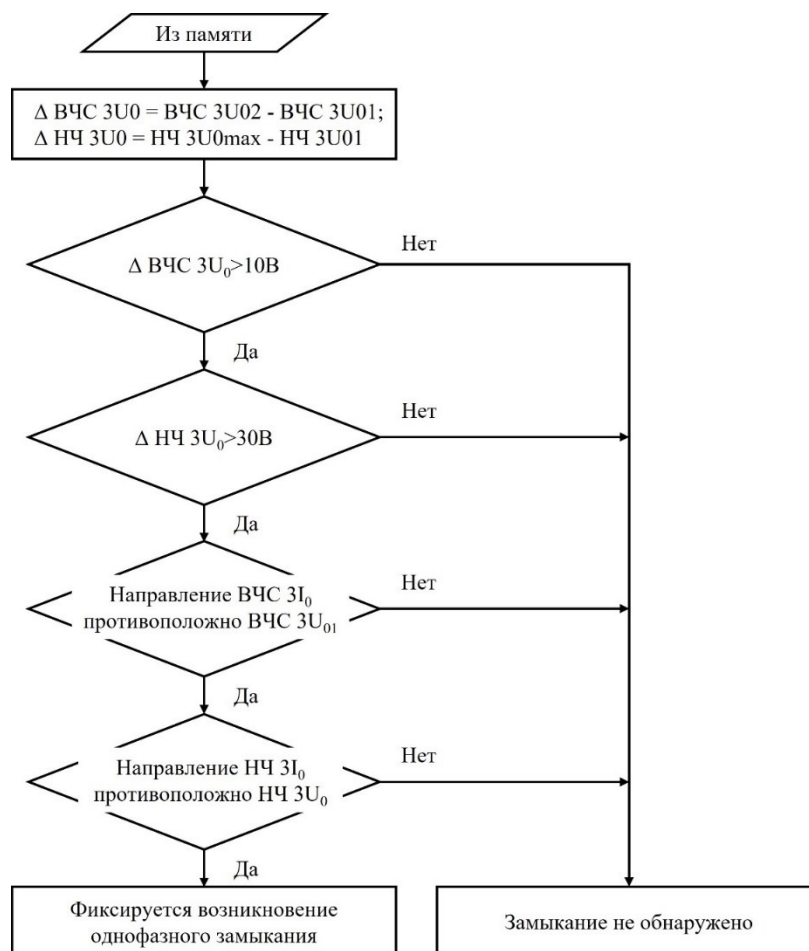


Рисунок 20 – Алгоритм определения наличия замыкания

После визуализации двух, наиболее объемных частей алгоритма, можно выделить ту часть, которая позволяет идентифицировать однофазное замыкание.

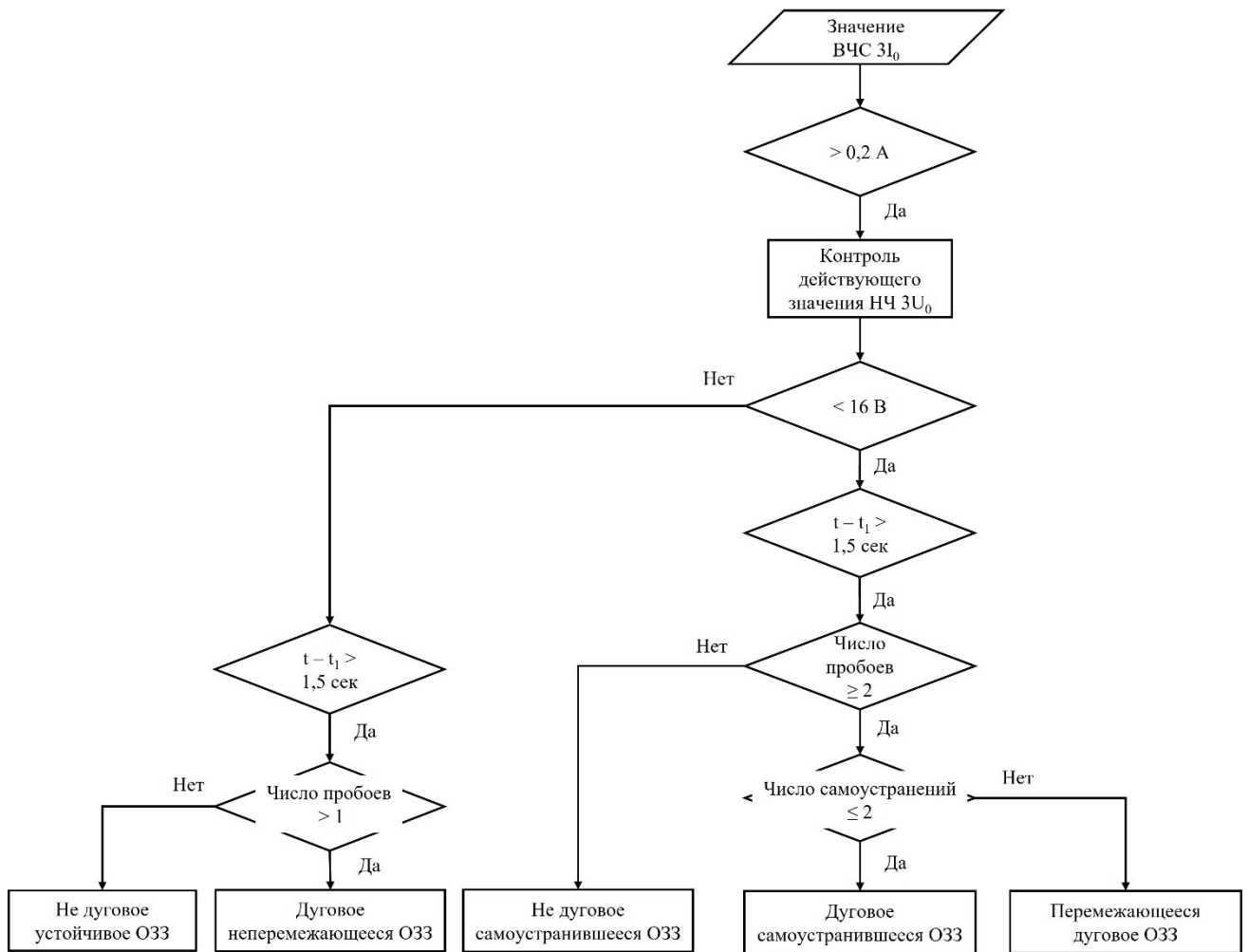


Рисунок 21 – Алгоритм идентификации однофазного замыкания

На рисунке 21 видно, что для идентификации однофазного замыкания используются два параметра: «Число пробоев» и «Число самоустранений». Нетривиальными задачами оказалась разработка метода фиксации самоустранений.

В данном случае необходимо было однозначно определять относительно непродолжительные промежутки времени (порядка 300-400 мс) в течение которых происходило восстановление изоляции, а затем её повторный пробой.

При анализе параметров, которые можно получить при обработке сигналов, поступающих от измерительных трансформаторов, было принято решение использовать среднеквадратическое значение напряжения  $3U_0$ , осциллограмма которого представлена на рисунке 22.



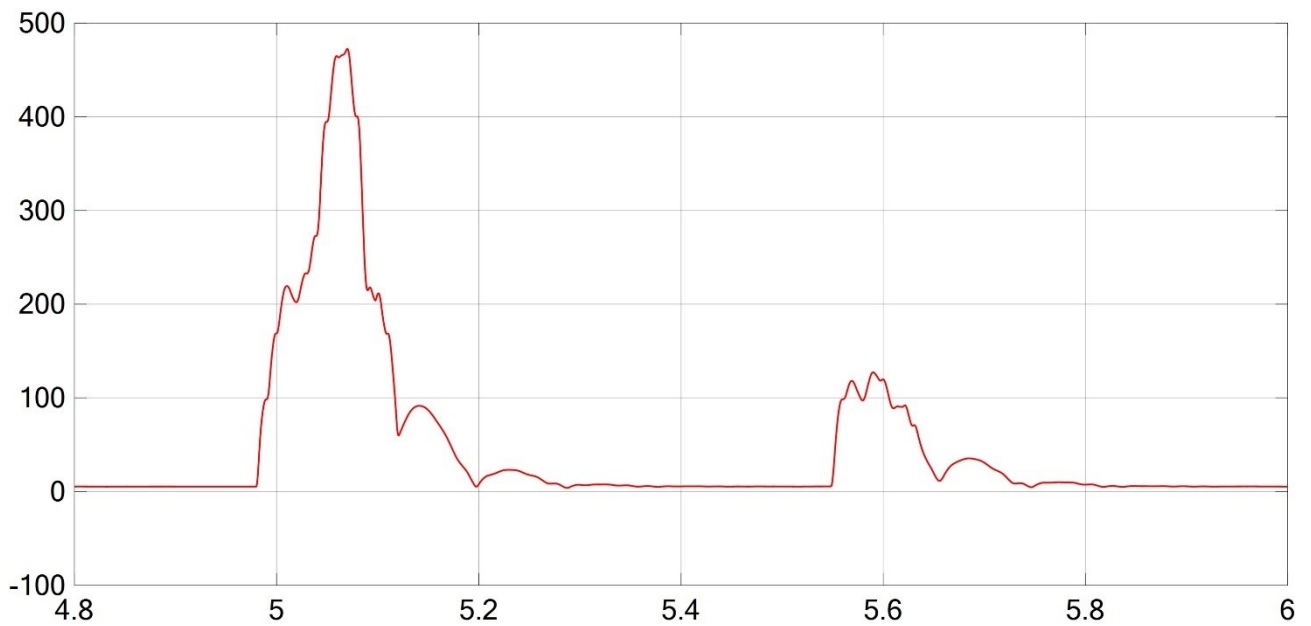


Рисунок 22 – Среднеквадратическое значение напряжения  $3U_0$

На осциллограмме видно, что замыкание самоустранилось первый раз в момент времени  $\sim 5,35$  с и второй раз в момент времени  $\sim 5,85$  с. Так, фиксируя самоустранение после первого замыкания и, оставляя запас на последующее, было решено установить для идентификации дуговых перемежающихся замыканий число самоустранений не менее трех. Данное условие, совместно с наличием счетчика пробоев, позволит однозначно определять горение перемежающейся дуги.

Вместе с тем, фиксация числа самоустранений позволит оперативно определить вид замыкания и принять необходимые меры.

### 3.3 Математическое моделирование предложенного алгоритма

Для проверки корректности работы предложенного алгоритма было принято решение смоделировать процесс работы алгоритма с использованием программного комплекса MATLAB/Simulink. В данной среде была построена модель, схема которой представлена в приложении А.

Непосредственно алгоритм по идентификации однофазных замыканий был формализован в виде программного кода на языке C в Matlab и реализован на базе модели микропроцессора с частотой дискретизации, равной 1250 Гц. Листинг кода представлен в приложении Б.

Для проверки правильности работы разработанного алгоритма данные осциллограмм с зафиксированными на них однофазными замыканиями, были преобразованы из формата COMTRADE в формат, читаемый MATLAB/Simulink.

После загрузки данных и проверки корректности вторичных величин тока и напряжения, был смоделирован процесс работы алгоритма. Для наглядности представления результатов полученные сигналы показаны совместно с осциллограммами токов и напряжений нулевой последовательности, а также с наложенными на них высокочастотными составляющими, объединенными на рисунках 23-24.

Из рисунка 23 видно, что в сети возникло однофазное замыкание. По величине тока можно предположить, что замыкание происходило через переходное сопротивление, меньшее сопротивления дуги. Из величины напряжения можно судить о том, что сопротивление замыкания было значительно больше нуля, следовательно, замыкание не металлическое. Таким образом, моделируемое замыкание – однофазное замыкание через переходное сопротивление.

По выделенным высокочастотным составляющим можно видеть значительный их вклад в амплитуды токов и напряжений нулевой последовательности. Из чего можно сделать вывод о корректности применения и высокой достоверности их при применении в качестве маркеров однофазных замыканий.

Проводя сопоставление сигнала, полученного от счетчика пробоев, и осциллограмм высокочастотных составляющих можно видеть, что условия для фиксации пробоев и накопления их в счетчике могут складываться не только при горении перемежающейся дуги, но и в режимах неустойчивых замыканий через переходное сопротивление.

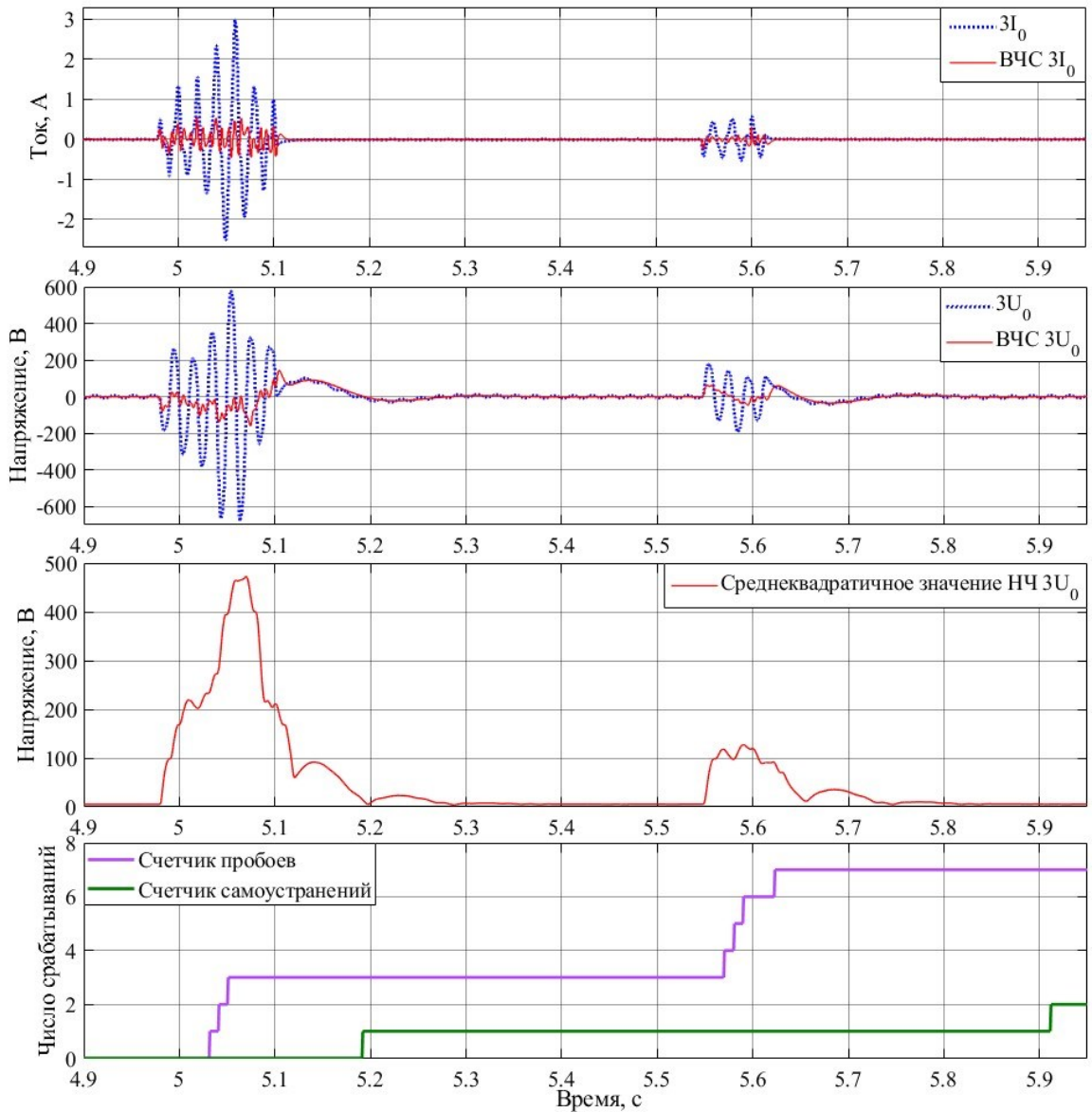


Рисунок 23 – Моделирование двухкратного самоустранившегося замыкания

Таким образом, счетчик пробоев представляет собой один из индикаторов устойчивости замыкания. Стоит отметить, что описание рассматриваемого замыкания не может быть приведено в работе в силу запрета, наложенного на раскрытие подробной информации об обстоятельствах рассматриваемого аварийного случая. Автор, понимая контекст замыкания, может сделать вывод о наличии перемежающейся дуги в процессе замыкания. При этом небольшая длина дуги и условия ее существования обеспечили достаточно большой уровень

емкостного тока, протекающего через место замыкания в заземленные конструкции.

Рассматривая работу счетчика самоустранений, очевидна взаимосвязь фиксации самоустранений и снижения среднеквадратичного значения низкочастотной составляющей напряжения  $3U_0$  ниже уставки. Алгоритм работы счетчика не фиксирует значение среднеквадратичного значения, а определяет его скорость изменения. В тот момент, когда скорость изменения становится равной нулю, фиксируется самоустранение.

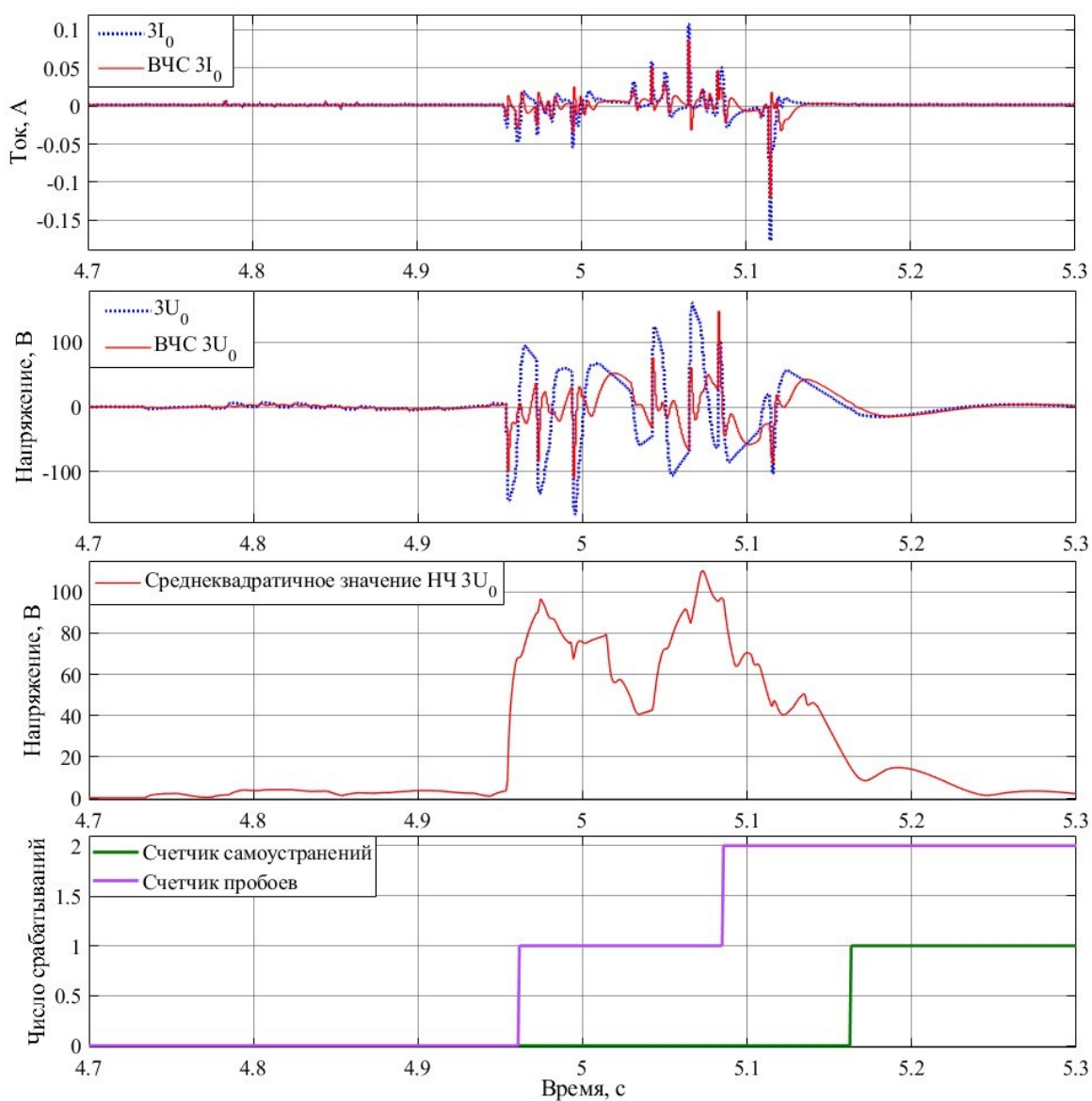


Рисунок 24 – Моделирование однократного дугового самоустранившегося замыкания

Анализируя дуговое замыкание, осциллограммы действия алгоритма при котором представлены на рисунке 24, вновь можно видеть, что условия для фиксации пробоя складываются только в моменты совпадения заданных условий.

В данном случае, несмотря на очевидный характер замыкания – дуговое, перемежающееся, счетчик числа пробоев не набирает значительного количества пробоев. При этом счетчик самоустраниний надежно фиксирует самоустранение замыкания.

### **3.4 Уточнение алгоритма идентификации однофазных замыканий**

Анализируя полученные в предыдущем пункте данные, можно заключить, что счетчик пробоев позволяет фиксировать те моменты замыкания, в которых выполнен ряд заданных условий. Условия, в свою очередь, позволяют жестко отстроиться от теоретически возможных, схожих с замыканием режимов. Чем большее значение принимает счетчик пробоев, тем надежнее контакт с землей. Если контакт с землей надежен, значит замыкание происходит, преимущественно не через высоковольтную дугу, а через сопротивление с устойчивым контактом «поврежденная фаза – сопротивление замыкания - земля». В случае с дуговым замыканием, напротив, после фиксации начала замыкания, счетчик не набирает большое количество пробоев, так как контакт «поврежденная фаза – дуга - земля», как правило, нельзя считать устойчивым.

Подводя итог вышесказанному, можно заключить, что применение счетчика пробоев хоть и возможно, но требует расширения алгоритма в части анализа полученных показателей с применением законов нечеткой логики, что позволит не указывать жесткие границы (фиксированная уставка), а отстраиваться от нескольких параметров режима для учета полученного значения счетчика пробоев.

Счетчик самоустраниний позволяет надежно определять самоустранение замыкания. При совмещении полученного от счетчика сигнала с выдержкой

времени можно определить самоустранилось замыкание полностью, либо пробои продолжаются.

Учитывая вновь полученные данные, можно уточнить алгоритм идентификации однофазных замыканий на землю. Измененный алгоритм представлен на рисунке 25.

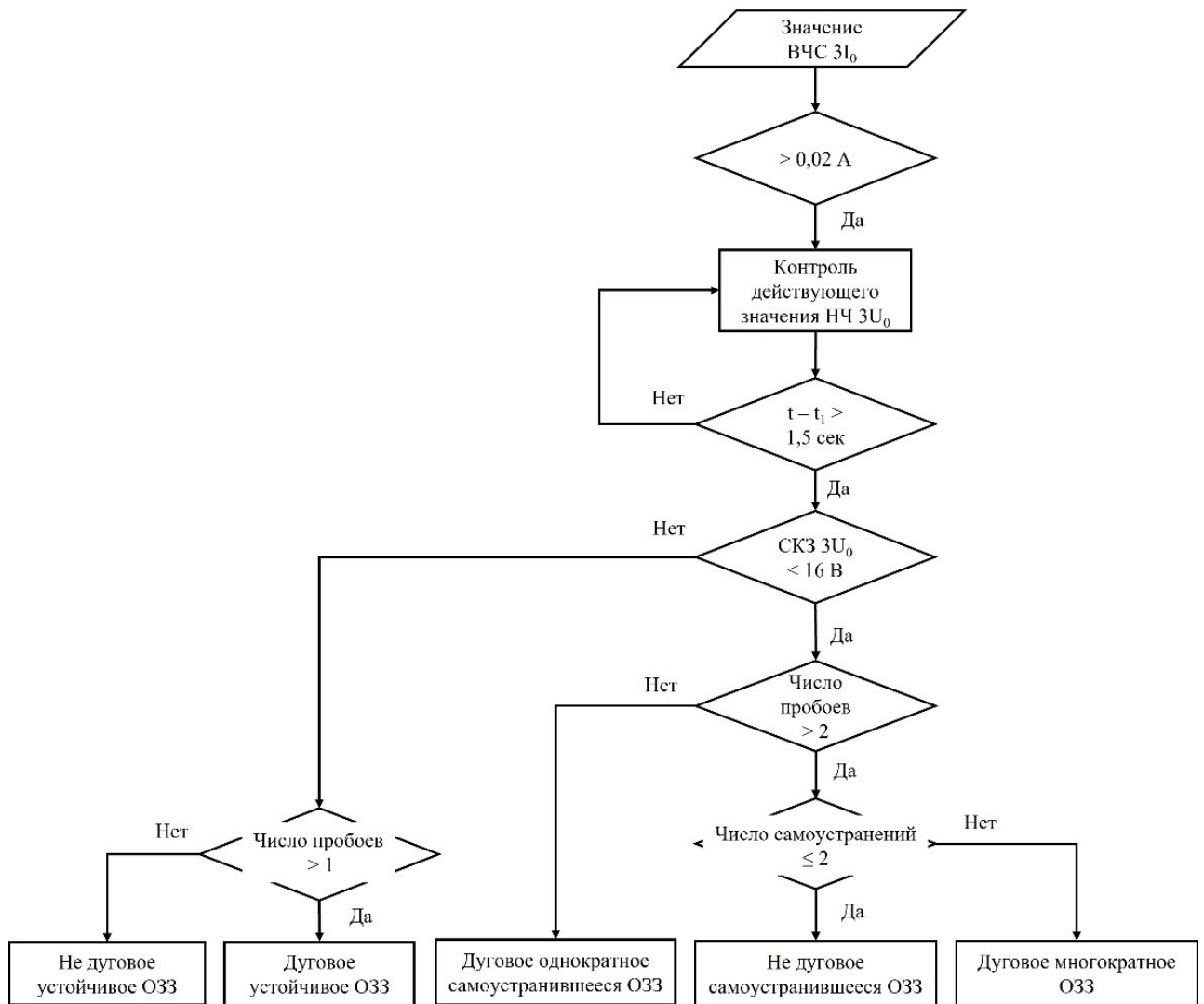


Рисунок 25 – Уточненный алгоритм идентификации однофазных замыканий

Уточненный алгоритм корректирует ход идентификации замыкания, и производит контроль параметров режима работы сети в течение 1,5 секунд после появления замыкания. После этого, сформировав требуемые сигналы и собрав статистику в счетчиках, формирует выходной сигнал, либо воздействие.

Выдержка времени позволяет определить самоустранится замыкание, либо будет устойчивым. После этого алгоритм, используя счетчики пробоя и самоустранений, определяет характер замыкания: дуговое оно, либо через переходное сопротивление.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении магистерской диссертации было изучено современное положение в области алгоритмов определения места повреждения в сетях среднего напряжения, к которым можно отнести и сети собственных нужд гидроэлектростанций. Стоит сказать, что исследованию однофазных замыканий в сетях собственных нужд гидроэлектростанций посвящено очень малое количество исследований. Найдены исследования в области изучения перенапряжений, возникающих при дуговых замыканиях применительно к сетям собственных нужд.

В ходе изучения сетей собственных нужд при прохождении практик на предприятиях были определены особенности конструирования и эксплуатации данных сетей. Анализ процесса поиска и устранения однофазных замыканий показал возможный способ сокращения времени на устранение замыкания – определение места повреждения с дальнейшей локализацией поврежденного участка, либо элемента. Данную задачу можно считать перспективной и принять в качестве дальнейшего направления исследования.

После получения осциллограмм однофазных замыканий было произведено их разложение с применением ряда известных математических функций. Были выделены высокочастотные составляющие тока и напряжения нулевой последовательности, а также получено среднеквадратическое значение напряжения нулевой последовательности. Для заданных параметров составлен алгоритм, позволяющий достоверно определять наличие однофазного замыкания в защищаемой сети.

После разработки алгоритма была составлена его математическая модель и произведено моделирование работы алгоритма с использованием осциллограмм реальных замыканий. В результате моделирования получены осциллограммы выходных сигналов, формируемых при работе алгоритма.

Анализ выходных сигналов позволил уточнить алгоритм и более точно интерпретировать получаемые данные. Следует так же отметить, что



опробывание алгоритма только на двух осциллограммах однофазных замыканий нельзя считать достаточным, хоть такая проверка и способствовала лучшему пониманию получаемых величин и их интерпретации в рамках идентификации однофазных замыканий.

Подводя итог выполненной магистерской диссертации, стоит отметить представление данной работы на следующих конференциях и семинарах с последующей публикацией промежуточных результатов работы в сборниках материалов данных мероприятий:

– XVII Международная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ – 2021», 19-24 апреля 2021 г., получен диплом лауреата I степени, статья опубликована в сборнике трудов конференции;

– VIII Всероссийская научно-практическая конференция молодых ученых, специалистов, аспирантов, студентов и школьников «ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ», 14-16 апреля 2021 г., получен диплом лауреата I степени, статья опубликована в сборнике трудов конференции;

– 93-е заседание международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», учрежденного при Институте систем энергетики им. Л. А. Мелентьева, 13-17 сентября 2021 г., получен сертификат участника, статья опубликована в сборнике трудов семинара, ведется работа по публикации в англоязычном сборнике (индексация Scopus, на 12.06.2022 в связи с неопределенной внешнеполитической обстановкой, публикация все еще не произведена);

– 15th INTERNATIONAL CONFERENCE OF ACTUAL PROBLEMS OF ELECTRONIC INSTRUMENT ENGINEERING, 19-21 ноября 2021, получен сертификат участника, статья опубликована в англоязычном сборнике трудов семинара (индексация WoS и Scopus);

– XVIII Международная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ – 2022», 25–30 апреля 2022 г., получен сертификат участника, статья опубликована в сборнике трудов конференции.

Помимо публикаций, представленных выше, на разработанный алгоритм было получено «СВИДЕТЕЛЬСТВО о государственной регистрации программы для ЭВМ» №2022612513 от 28 февраля 2022 г., «Программный комплекс по идентификации режимов однофазного замыкания и места повреждения в кабельных и воздушных линиях сетей с изолированной нейтралью». Скан свидетельства представлен в Приложении Б.

Таким образом, имея право интеллектуальной собственности на разработанный алгоритм, предполагается его дальнейшее улучшение и развитие, путем дополнения функциональности с применением законов нечеткой логики, вейвлет-преобразований и алгоритма по локализации места повреждения.

Привлекательность алгоритма обусловлена его универсальностью и отсутствием привязки к сетям конкретного назначения. При этом возможность подстройки алгоритма делает его универсальным и позволяет применять не только для защиты сетей собственных нужд гидроэлектростанций, но и в общем для защиты сетей среднего напряжения.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ВВИ – высоковольтные испытания;
- ВЧ – высокочастотные;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- НЧ – низкочастотные;
- ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;
- ОМП – определение места повреждения;
- ОС – оперативная служба;
- ПТС – производственно-техническая служба;
- СМО – служба мониторинга оборудования;
- СН – собственные нужды;
- ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;
- ТНЗНП – токовая направленная защита нулевой последовательности;
- ТПЛ М – токопровод литой с медным проводником;
- ТТНП – трансформатор тока нулевой последовательности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лихачев, Ф. А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и компенсацией ёмкостных токов / Ф. А. Лихачев – Москва : Энергия, 1971. – 157 с.
2. Невретдинов, Ю. М. Исследования перенапряжений при перемежающихся замыканиях на землю в сети собственных нужд ГЭС / Ю. М. Невретдинов // Труды Кольского научного центра РАН. – 2011. - №5. – С. 142-149.
3. Определение места повреждения ЛЭП с использованием многосторонних измерений / М. В. Шарыгин, В. Ю. Вуколов, М. Д. Обалин, А. А. Петров // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2020. - № 71. – С. 134-142.
4. Комплекс технических решений для защиты и селективной сигнализации однофазных замыканий на землю в распределительных кабельных сетях 6-10 кВ / В. А. Шуин, О. А. Добрягина, Е. С. Шагурина, Т. Ю. Шадрикова // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2020. - № 71. – С. 252-261.
5. Исследование возможности применения метода наложения для реализации алгоритмов определения мест повреждений в сетях с изолированной нейтралью / А. Л. Куликов, В. Ю. Осокин, Д. И. Бездушный, А. А. Лоскутов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2020. - № 71. – С. 153-159.
6. Анализ режима однофазного замыкания на землю в сетях с комбинированным заземлением нейтрали с помощью вейвлет-преобразования / Д. С. Осипов, Н. Н. Долгих, Д. С. Сатпаев, Е. Г. Андреева // Омский научный вестник. – 2018. - №5. - С. 76-81.
7. Мирошник, В. Ю. Методы и алгоритмы для определения места однофазного замыкания на землю в сетях 6-35 кВ с использованием параметров

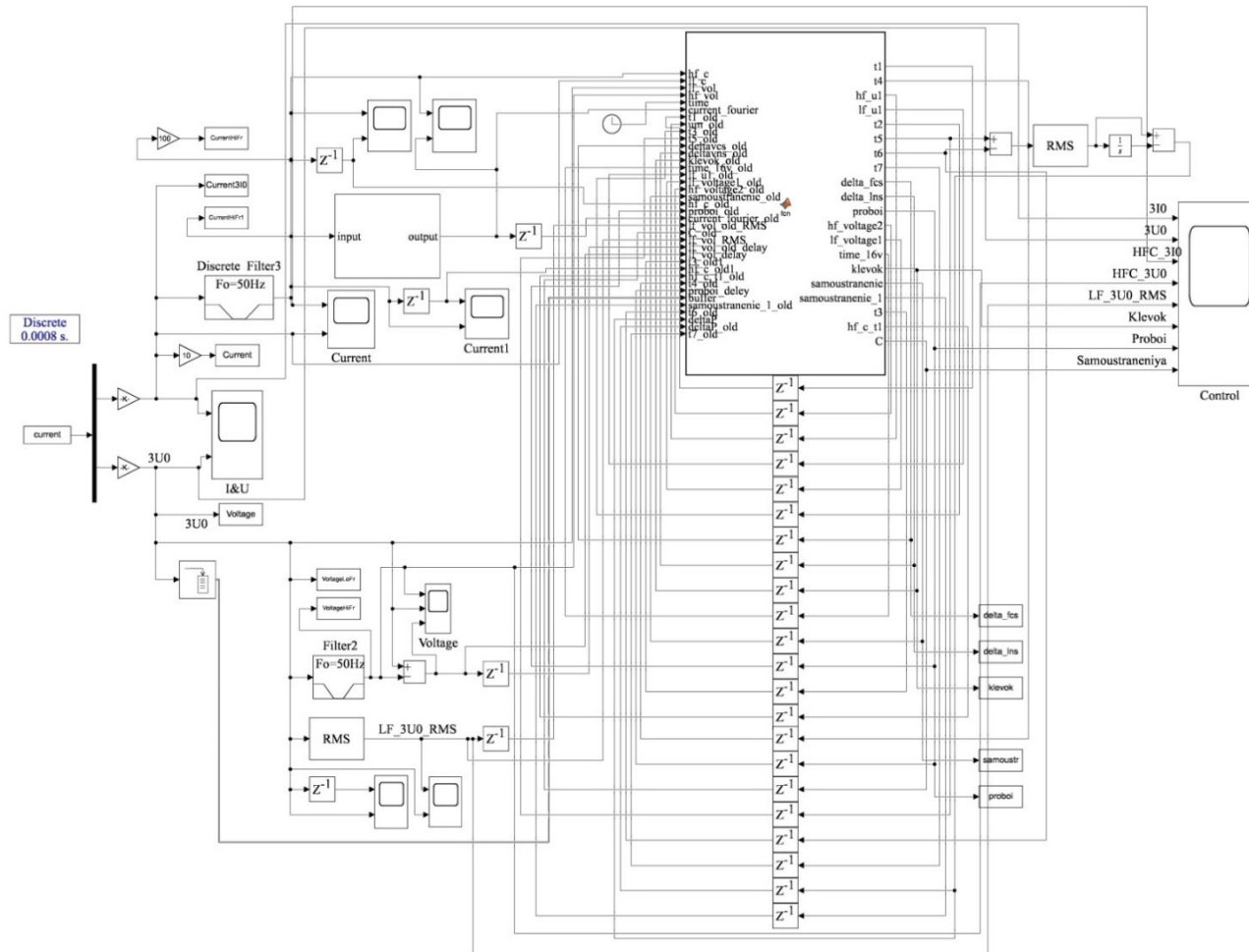
аварийного режима / В. Ю. Мирошник, Д. В. Батулько, А. А. Ляшков // Омский научный вестник. – 2017. - №1. - С. 62-66.

8. СТО 70238424.27.140.020-2010. Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования : дата введения 2010-09-30. – Москва : НП «ИНВЭЛ», 2010. – 30 с.

9. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования : дата введения 1997-05-08. – Москва : РАО «ЕЭС РОССИИ», 2000. – 72 с.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

Схема модели алгоритма в среде MATLAB/Simulink



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Листинг программного кода, на языке С в MatLab©

```
function [t1, t2, t3, t4, t5, t6, t7, hf_u1, lf_u1, delta_fcs, delta_lns, proboi,
hf_voltage2, lf_voltage1, time_16v, klevok, samoustranenie, samoustranenie_1,
hf_c_t1, C]=fcn(hf_c, lf_c, lf_vol, hf_vol, time, current_fourier, t1_old, t3_old, t4_old,
t5_old, t6_old, t7_old, um_old, deltavcs_old, deltavns_old, klevok_old, time_16v_old,
lf_u1_old, lf_voltage1_old, hf_voltage2_old, samoustranenie_old, hf_c_old,
proboi_old, current_fourier_old, lf_vol_old_RMS, C_old, lf_vol_RMS,
lf_vol_old_delay, lf_vol_delay, t3_old1, hf_c_old1, hf_c_t1_old, proboi_deley,
buffer, samoustranenie_1_old, deltaP, deltaP_old)
    proboi=proboi_old;
    C=C_old;
    t1=t1_old;
    hf_u1=um_old;
    lf_u1=lf_u1_old;
    t2=t3_old;
    t5=t5_old;
    t6=t6_old;
    delta_fcs=deltavcs_old;
    delta_lns=deltavns_old;
    klevok=klevok_old;
    time_16v=time_16v_old;
    lf_voltage1=lf_voltage1_old;
    hf_voltage2=hf_voltage2_old;
    samoustranenie=samoustranenie_old;
    samoustranenie_1=samoustranenie_1_old;
    t3=t3_old;
    t4=t4_old;
    hf_c_t1=hf_c_t1_old;
    t7=t7_old;

    if (hf_c<=-0.02)&&(hf_c_old>=-0.02)||((hf_c>0.02)&&(hf_c_old<0.02))&&(t1==0)
        hf_u1=hf_vol;
        lf_u1=lf_vol;
        t1=time;
        hf_c_t1=hf_c;
    end

    if ((abs(lf_vol_RMS)<=16)&&(abs(lf_vol_old_RMS)>=16))
        time_16v=time;
    end

end
```

```

if (t1+0.002==time)&&(t4==0)
    for i=1:40
        maxin=max(abs(buffer));
        lf_voltage1=buffer(i);
    end
    t4=time;
end

if ((hf_c>=-0.02)&&(hf_c_old<=-0.02)||((hf_c_old>=0.02)&&(hf_c<=0.02))&&(t2==0))
    t2=time;
    hf_voltage2=hf_vol;
    delta_fcs=hf_voltage2-hf_u1;
    delta_lns=lf_voltage1-lf_u1;
end

if (abs(delta_fcs)>10)&&(((hf_c<0)&&(hf_vol>0))||((hf_c>0)&&(hf_vol<0)))&&(abs(delta_lns)>30)&&(((delta_lns<0)&&(lf_c>0))||((delta_lns>0)&&(lf_c<0)))&&(t3==0))
    proboi=proboi+1;
    t3=1;
end

if (((time-t1)>0.05)&&(abs(lf_vol_RMS)>16)&&(proboi>0))
    klevok=1;
end

if (((time-t1)<1.5)&&((lf_vol_RMS)<16)&&(proboi>0)&&(t5==0))
    samoustranenie=1;
    samoustranenie_1=samoustranenie_1+1;
    t5=time;
end

if (samoustranenie_1_old==0)&&(t6==0)&&(samoustranenie==1)&&((time-t1)<1.5))
    t6=time;
end

if (((deltaP>0)&&(deltaP_old<0))||((deltaP<0)&&(deltaP_old>0))||((deltaP>0)&&(deltaP_old==0)))&&(proboi>=1)
    C=C+1;
end

```



```
if
((lf_vol_old_delay<0)&&(lf_vol_delay>0))||((lf_vol_delay<0)&&(lf_vol_old_delay>
0))
    hf_c=0;
    t2=0;
    t3=0;
    t4=0;
    lf_c=0;
    hf_vol=0;
    hf_voltage2=0;
    lf_voltage1=0;
    hf_u1=0;
    delta_fcs=0;
    delta_lns=0;
    hf_c_t1=0;
    time_16v=0;
    t5=0;
    t6=0;
end
end
```

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



### СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022612513

**Программный комплекс по идентификации режимов  
однофазного замыкания и места повреждения в  
кабельных и воздушных линиях сетей с изолированной  
нейтралью**

Правообладатель: *Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Сибирский федеральный университет» (СФУ) (RU)*

Авторы: *Ачитаев Андрей Александрович (RU), Кожмякин  
Вячеслав Евгеньевич (RU)*

Заявка № 2021669234

Дата поступления 25 ноября 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 28 февраля 2022 г.



Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

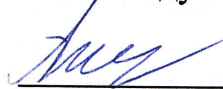
Ю.С. Зубов

Министерство науки и высшего образования  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

И. о. заведующего кафедрой

 А.А. Ачитаев  
подпись

« 13 » 06 2022 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Разработка алгоритма идентификации однофазных замыканий

тема

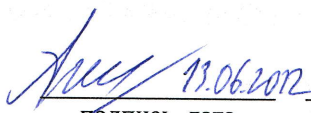
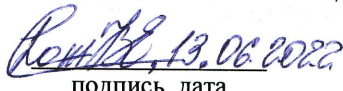
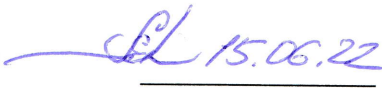
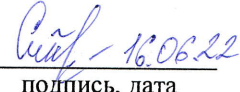
в сетях собственных нужд ГЭС

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

код и наименование направления

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

код и наименование магистерской программы

Руководитель	 подпись, дата	Канд. техн. наук, и. о. зав. каф. ГГЭС Саяно-Шушенского филиала ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет» ученая степень, ученое звание, должность, место работы	А.А. Ачитаев инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		В.Е. Кожемякин инициалы, фамилия
Рецензент	 подпись, дата	Инженер 2 категории участка РЗиПА СРЗАиМ Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» ученая степень, ученое звание, должность, место работы	В.В. Кислер инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата		К.П. Синельникова инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022