

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра _____ *электрических станций* _____
(полное название кафедры)

Утверждаю

Зав. кафедрой _____ *ЭлСт* _____

_____ *А.Г. Русина* _____
(подпись, инициалы, фамилия)

« ____ » _____ 2020 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

_____ *Андерс Михаил Алексеевич* _____

(фамилия, имя, отчество студента – автора работы)

_____ *Разработка цифровой модели дифференциальной защиты на примере терминала* _____

(тема работы)

_____ *НТЦ «Механотроника»* _____

_____ *Факультет энергетики* _____

(полное название факультета)

Направление подготовки _____ *13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника* _____
(код и наименование направления подготовки бакалавра)

**Руководитель
от НГТУ**

_____ *Осинцев А.А.* _____

(фамилия, имя, отчество)

_____ *к.т.н., доцент* _____

(ученая степень, ученое звание)

_____ (подпись, дата)

**Автор выпускной
квалификационной работы**

_____ *Андерс М.А.* _____

(фамилия, имя, отчество)

_____ *ФЭН, ЭН1-63* _____

(факультет, группа)

_____ (подпись, дата)

Консультанты по разделам:

_____ *Экономическая часть* _____

(краткое наименование раздела)

_____ *Охрана труда* _____

(краткое наименование раздела)

_____ *Нормоконтроль* _____

(краткое наименование раздела)

_____ *Б.Н. Мошкин* _____

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

_____ *А.М. Парахин* _____

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

_____ *А.А.Осинцев* _____

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Новосибирск 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра _____ *электрических станций*
(полное название кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой _____ *Русина А.Г.*
(фамилия, имя, отчество)

(подпись, дата)

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ БАКАЛАВРА**

студенту _____ *Андерсу Михаилу Алексеевичу*
(фамилия, имя, отчество)

Направление подготовки _____ *13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника*
(код и наименование направления подготовки бакалавра)

_____ *Факультет энергетики*
(полное название факультета)

Тема _____ *Разработка модели дифференциальной защиты на примере терминала НТЦ*
(полное название темы выпускной квалификационной работы бакалавра)
_____ *«Механотроника»*

Исходные данные (или цель работы) _____ *Создание модели дифференциальной защиты трансформатора на базе микропроцессорного терминала релейной защиты БМРЗ от компании НТЦ «Механотроника» в среде программирования MATLAB.*
_____ *Разработка алгоритмов дифференциальной токовой отсечки и дифференциальной защиты с торможением. Изучение основ цифровой обработки сигналов.*

Структурные части работы _____ *Основы и особенности дифференциальной защиты трансформаторов. Устройство и принцип работы микропроцессорного терминала БМРЗ от компании НТЦ «Механотроника». Описание этапов создания модели. Верификация некоторых результатов моделирования. Построение сетевого графика разработки модели. Расчет заземления методом наведенных потенциалов. Техника безопасности при обслуживании цепей релейной защиты.*

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОСОБЕННОСТИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ.....	7
1.1 Принцип действия дифференциальной защиты	7
1.2 Неравенство токов плеч по фазе.....	9
1.3 Неравенство токов плеч по величине	12
1.4 Наличие устройства РПН	15
1.5 Явление броска тока намагничивания	15
2 МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ ТЕРМИНАЛ БМРЗ	21
2.1 Особенности дифференциальной защиты на базе терминала.....	21
2.2 Дифференциальная токовая отсечка	24
2.3 Дифференциальная защита с торможением	25
2.4 Логическая схема дифференциальной защиты терминала	26
3. ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАЩИТЫ В MATLAB.....	30
3.1 Расчетная схема.....	30
3.2 Моделирование аварийного режима.....	30
3.3 Цифровая обработка сигнала	34
3.4 Алгоритм ДТО и ДЗТ	38
3.5 Верификация результатов моделирования.....	40
4 ПОСТРОЕНИЕ СЕТЕВОГО ГРАФИКА РАЗРАБОТКИ МОДЕЛИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ.....	52
4.1 Цели и задачи составления сетевого графика.....	52
4.2 Система сетевого планирования и управления. Сетевой график и его элементы.....	53
4.3 Расчет сетевого графика четырехсекторным способом.....	57
4.4 Привязка сетевого графика к календарю.....	63
5 РАЗДЕЛ ПО БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ТРУДА.....	66
5.1 Расчет защитного заземления методом наведенных потенциалов	66
5.2 Техника безопасности при обслуживании цепей релейной защиты	71

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	77

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время развитие информационных технологий позволило привнести многие модернизации в электроэнергетику. Началась разработка современных цифровых устройств, которые с успехом заменяют старое громоздкое оборудование, тем самым облегчая обслуживание и эксплуатацию.

Технический прогресс успешно используется и в релейной защите. Новые микропроцессорные терминалы – это огромный шаг вперед. Они активно и успешно вытесняют устаревшие блоки релейной защиты, реализованные на электромеханической и микроэлектронной базе. Данные устройства имеют значительные преимущества перед своими «предшественниками». Теперь нет необходимости выстраивать алгоритмы и логику защиты с помощью отдельных реле. Всю эту работу на себя берет программа, которая заложена в терминал. Кроме того, этих программ может быть несколько, что позволяет иметь в одном устройстве несколько вариантов различных защит. Это преимущество существенно уменьшает объемы и масштабы устанавливаемого оборудования на объекте, а также, значительно уменьшаются трудозатраты на обслуживание и эксплуатацию данных устройств. Помимо этого, разработка алгоритмов на основе цифровых сигналов позволяет решить многие проблемы релейной защиты, которые казались неразрешимыми при использовании старых технологий.

В данной работе поставлена задача моделирования дифференциальной защиты трансформатора на базе микропроцессорного терминала БМРЗ от компании НТЦ «Механотроника». Первостепенной целью работы является моделирование основных алгоритмов защиты с помощью использования среды программирования MATLAB, а также изучение основ цифровой обработки сигналов.

1 ОСОБЕННОСТИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

1.1 Принцип действия дифференциальной защиты

Для защиты трансформаторов от междуфазных коротких замыканий, коротких замыканий на землю и от витковых замыканий широкое распространение получила дифференциальная защита. Дифференциальная защита является защитой с абсолютной селективностью, что позволяет ликвидировать короткое замыкание без выдержки времени.

Главный принцип действия дифференциальной защиты основан на сравнении токов в местах установки трансформаторов тока. В качестве основной защиты трансформаторов применяется быстродействующая продольная дифференциальная токовая защита. В данном случае слово «продольная» подразумевает сравнение токов в начале и в конце участка зоны действия защиты, а именно на выводах каждого номинального напряжения трансформатора.

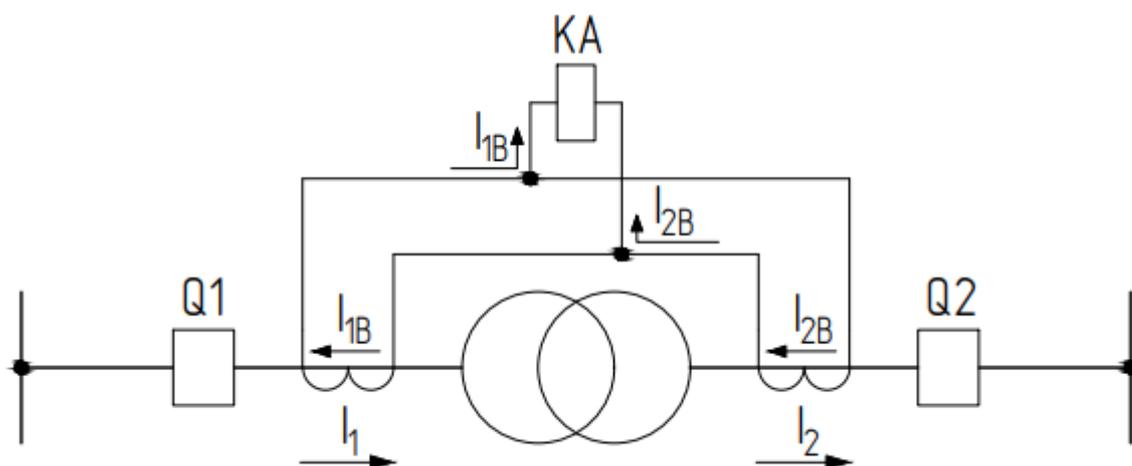


Рисунок 1.1 – Дифференциальная защита двухобмоточного трансформатора при нагрузочном режиме

На рис. 1.1 представлена простейшая схема дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора. На стороне высокого и низкого напряжений установлены трансформаторы тока, которые определяют зону действия защиты, сосредоточенную между ними. Посредством этих

трансформаторов тока формируется вторичная цепь защиты. Во вторичную цепь включен главный исполнительный орган – токовое реле (КА). Токи в реле I_{1B} и I_{2B} , протекающие от разных трансформаторов тока, называются токами плеч защиты. Вторичные обмотки трансформаторов тока соединяются таким образом, чтобы при внешнем коротком замыкании или при нагрузочном режиме, в реле протекала разность токов плеч. Тогда при коротком замыкании в зоне действия защиты (рис. 1.2) ток в реле будет равен сумме токов плеч. Если это значение превысит уставку срабатывания токового реле, то оно сработает и сформирует сигнал на отключение трансформатора.

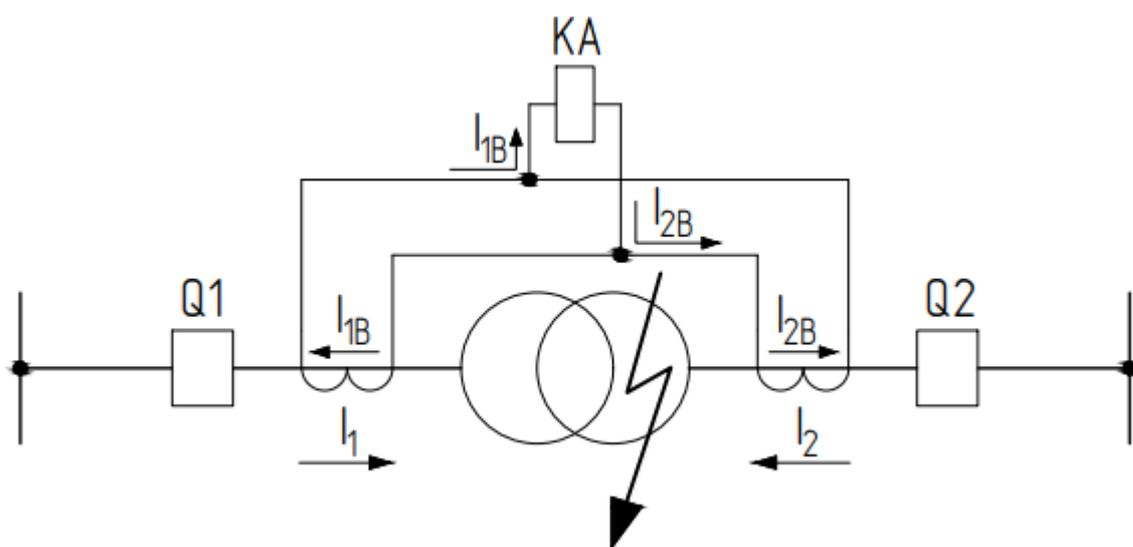


Рисунок 1.2 – Дифференциальная защита двухобмоточного трансформатора при аварийном режиме

Для исправной работы дифференциальной защиты при нагрузочном режиме и режиме внешнего короткого замыкания необходимо обеспечить равенство вторичных токов как по величине, так и по фазе, чтобы ток в реле был равен нулю. Однако в силу конструктивных особенностей трансформаторов и трансформаторов тока добиться идеального равенства вторичных токов плеч не удастся, что ведет к появлению тока небаланса.

1.2 Неравенство токов плеч по фазе

Первой особенностью дифференциальной защиты является неравенство вторичных токов по фазе.

Обмотки силовых трансформаторов могут быть соединены различным способом в зависимости от назначения этого трансформатора, а также от класса напряжения. Обмотки трансформаторов могут соединяться по схеме «звезда» или «треугольник». Многообразие комбинаций исполнения схем обмоток привело к необходимости нормировать их и создать единый стандарт в обозначении. В итоге, был определен принцип, согласно которому каждый вариант соединения обмоток обозначается группой. Всего возможно осуществить 12 групп соединения обмоток. Но на практике широкое распространение получили только 11-я и 12-я группы.

12-я группа соединения осуществляется соединением обмотки высокого и низкого напряжения в звезду. В этом случае первичные токи на обеих сторонах отличаются только в коэффициент трансформации раз и не имеют различий по фазе. Соответственно, вторичные токи также не имеют фазового сдвига относительно друг друга.

В случае различного соединения обмоток, например по схеме «звезда-треугольник», что соответствует 11-ой группе, имеет место отличие первичных, а значит и вторичных, токов по фазе, на угол, который определяется группой соединения.

Поясним образование фазового сдвига на примере рис. 1.3. Векторы токов на стороне высшего напряжения образуют симметричную тройку векторов I_{IA} , I_{IB} , I_{IC} , сдвинутых относительно друг друга на 120° . После трансформации на сторону низшего напряжения в обмотках на одноименных стержнях наводятся токи, которые образуют тройку векторов I_{2a} , I_{2b} , I_{2c} , сдвинутых так же на 120° . Однако на выводах обмотки низшего напряжения из-за схемы соединения «треугольник» токи будут определяться следующим образом

$$\dot{I}_{2A} = \dot{I}_{2a} - \dot{I}_{2b},$$

$$\dot{I}_{2B} = \dot{I}_{2b} - \dot{I}_{2c},$$

$$\dot{I}_{2C} = \dot{I}_{2c} - \dot{I}_{2a}.$$

В результате, сопоставляя векторы одинаковых фаз стороны высокого и низшего напряжений I_{1A} и I_{2A} , можно убедиться, что угол между ними составляет 30° .

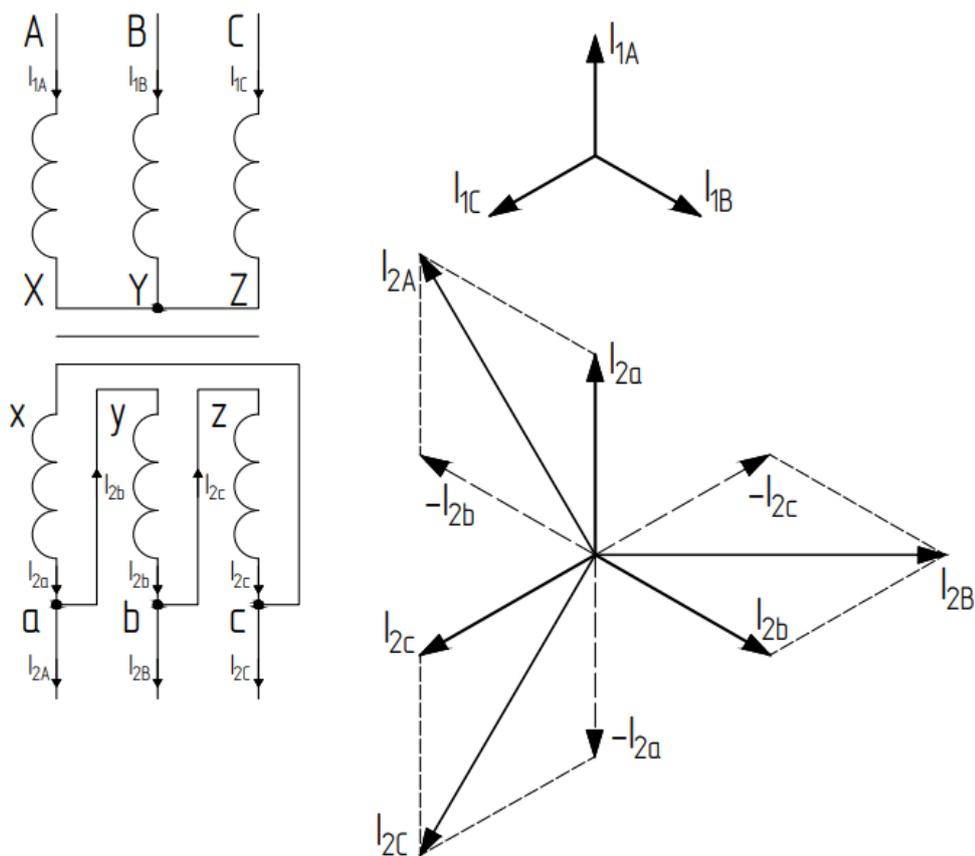


Рисунок 1.3 – Образование углового сдвига между токами силового трансформатора

Наличие данного сдвига приводит к тому, что вторичные токи плеч защиты аналогично сдвинуты по фазе. Это, в свою очередь, является причиной появления тока в реле в режиме нагрузки или внешнего короткого замыкания, а значит, может привести к ложному срабатыванию защиты.

Для решения этой проблемы целесообразно соединить трансформаторы тока на стороне звезды силового трансформатора по схеме «треугольник», а на стороне треугольника – по схеме «звезда» (рис.1.4).

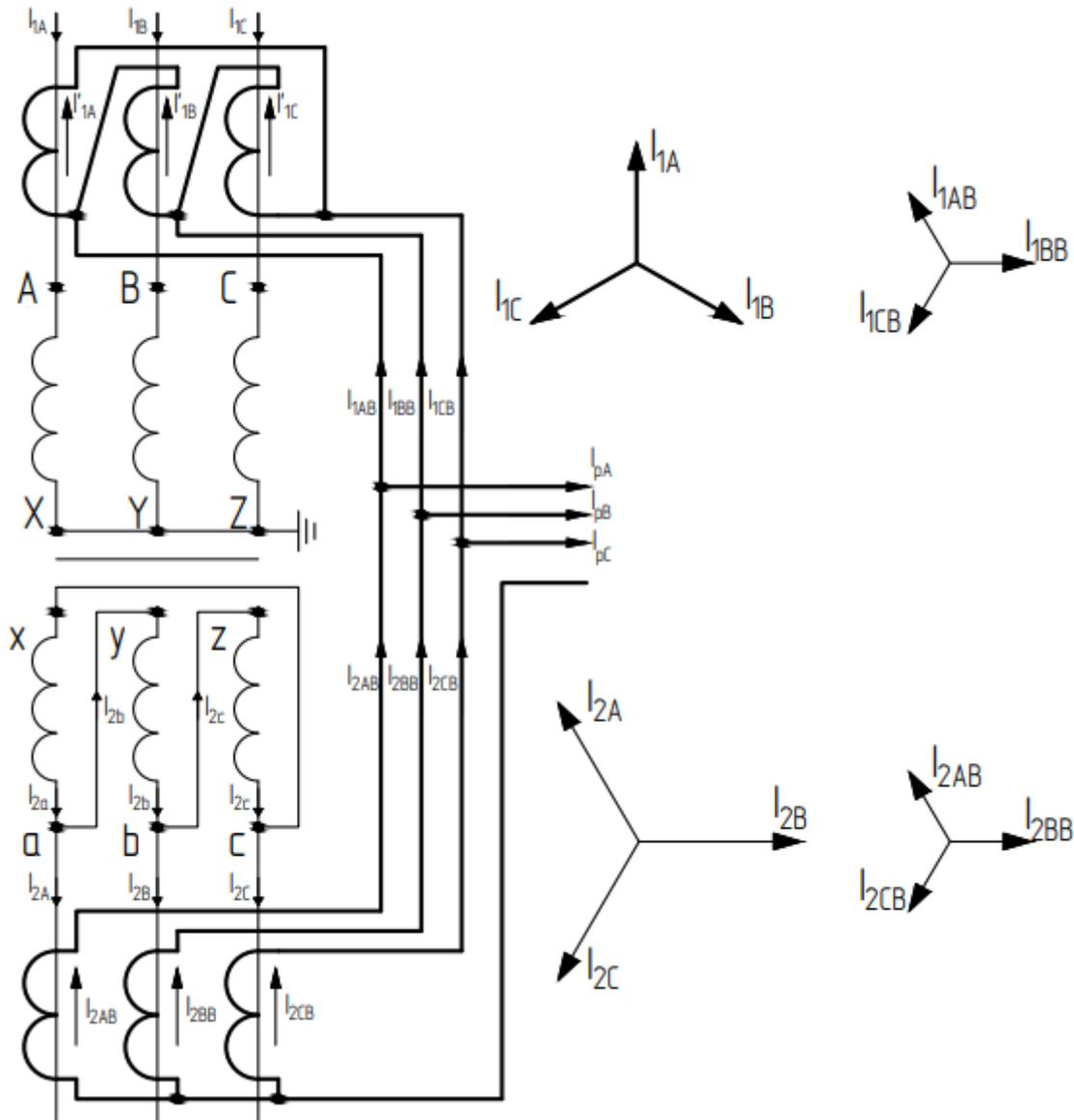


Рисунок 1.4 – Токораспределение и векторные диаграммы токов в схеме дифференциальной защиты

Таким образом, «треугольник» трансформаторов тока, установленных на стороне высшего напряжения, позволит получить токи во вторичной цепи, сдвинутые по фазе относительно первичных токов на угол 30° (векторные диаграммы представлены на рис.1.4). «Звезда» трансформаторов тока на

стороне низшего напряжения не изменит фазовый сдвиг вторичных токов. В итоге, благодаря использованию различных схем соединения трансформаторов тока, вторичные токи не будут отличаться друг от друга по фазе.

1.3 Неравенство токов плеч по величине

Второй особенностью исполнения дифференциальной защиты трансформатора является неравенство первичных токов на сторонах разного напряжения по величине. Эту особенность принципиально никак нельзя устранить, поскольку она является следствием нормальной работы силового трансформатора. Если рассматривать понижающий трансформатор, то ток на стороне низшего напряжения всегда больше, чем ток на стороне высшего напряжения. Вследствие этого при установке одинаковых трансформаторов тока вторичные токи плеч будут отличаться в коэффициент трансформации силового трансформатора раз, что приведет к неправильной работе защиты в нагрузочном режиме или в режиме внешнего короткого замыкания.

Рациональным решением этой проблемы является подбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока таким образом, чтобы в режиме нагрузки или в режиме внешних коротких замыканий вторичные токи в плечах были равны по величине. Однако трансформаторы тока изготавливаются промышленностью на ряд стандартных номинальных коэффициентов трансформации. И очень часто номинальные токи силовых трансформаторов не соответствуют номинальным токам трансформаторов тока. По этой причине во вторичной цепи образуется ток небаланса. Кроме того, этот ток небаланса обусловлен и схемой соединения обмоток трансформаторов тока, что также влияет на их выбор для дифференциальной защиты.

В итоге, равенство токов плеч по модулю будет обеспечено при следующем условии

$$K_T = \frac{K_{TT1}}{K_{TT2}} \cdot \frac{K_{CX2}}{K_{CX1}},$$

где K_T – коэффициент трансформации силового трансформатора; K_{TT1} и K_{TT2} – коэффициенты трансформации трансформаторов тока; K_{CX1} и K_{CX2} – коэффициенты схемы трансформаторов тока.

Для того, чтобы компенсировать ток небаланса, обусловленный неравенством коэффициентов трансформации трансформаторов тока, существуют различные способы. Один из них – это применение во вторичной цепи выравнивающего автотрансформатора (рис.1.5) [1].

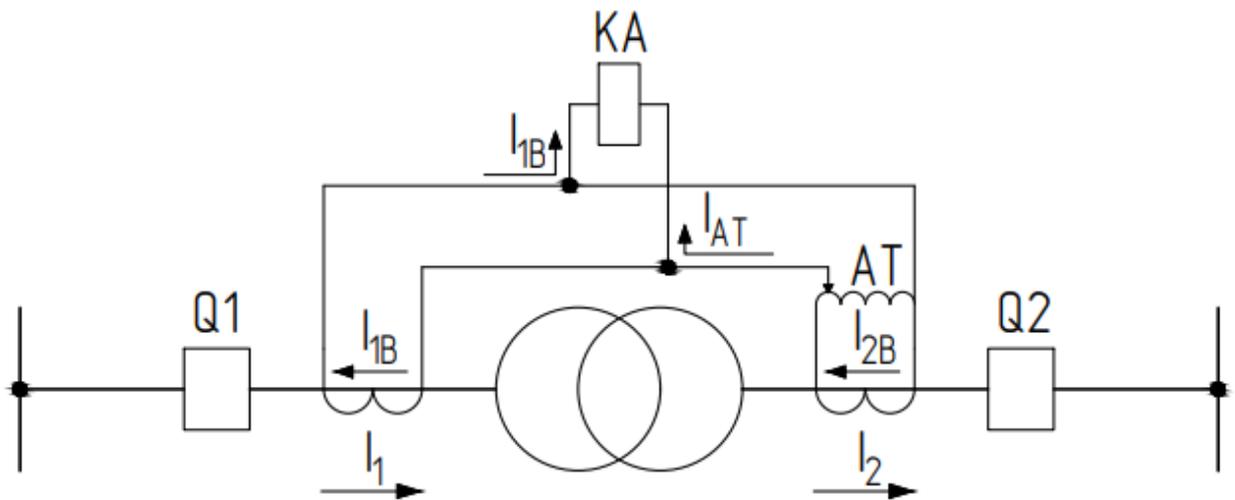


Рисунок 1.5 – Выравнивание вторичных токов с помощью промежуточного автотрансформатора

В одно из плеч защиты устанавливается промежуточный автотрансформатор. Его коэффициент трансформации K_{AT} подбирается таким образом, чтобы его вторичный ток I_{AT} был равен току в противоположном плече защиты I_{1B} .

$$I_{AT} = \frac{I_{2B}}{K_{AT}} = I_{1B}.$$

Из данного выражения определяют необходимый коэффициент трансформации

$$K_{AT} = \frac{I_{2B}}{I_{AT}} = \frac{I_{2B}}{I_{1B}}.$$

Также, для выравнивания токов по модулю может применяться компенсирующий трансформатор (рис.1.6). Он состоит из двух первичных обмоток: уравнивающей и дифференциальной. По уравнивающей обмотке протекает ток одного из плеч защиты. По дифференциальной – разность токов плеч. В результате, в дифференциальной обмотке будет создаваться дифференциальный магнитный поток из-за неравенства токов по величине. Для компенсации этого потока применяется уравнивающая обмотка. Ее число витков подбирается таким образом, чтобы она создавала такой же по величине магнитный поток, как и дифференциальная обмотка, но имеющий противоположное направление. В итоге, результирующий магнитный поток будет равен нулю в режиме нагрузки или внешнего короткого замыкания, и ток в реле КА будет отсутствовать.

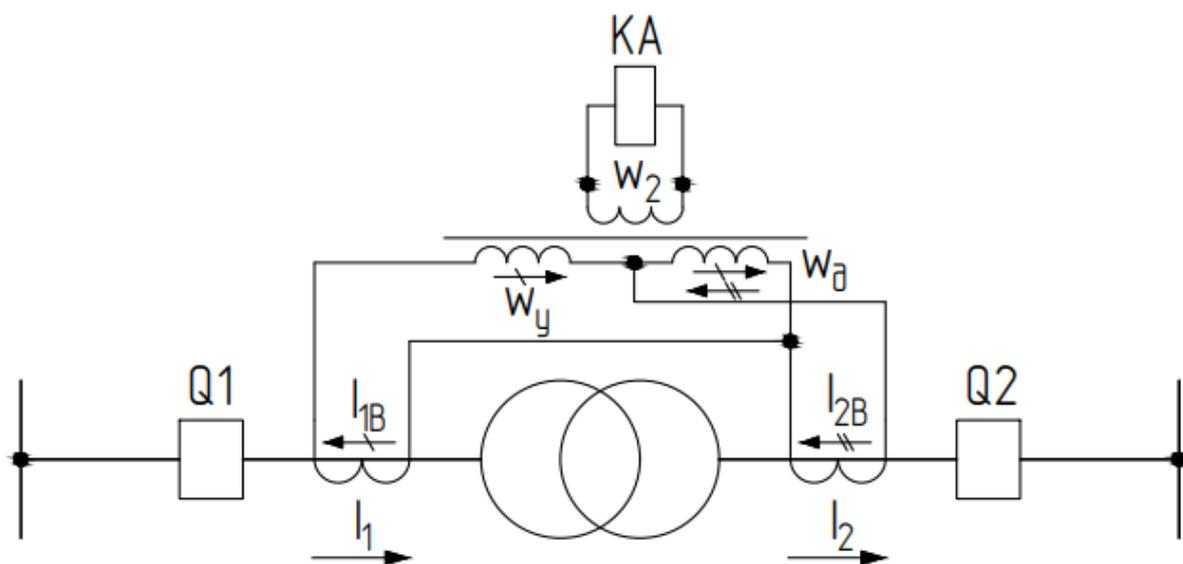


Рисунок 1.6 – Выравнивание вторичных токов с помощью уравнивающих обмоток

1.4 Наличие устройства РПН

На многих силовых трансформаторах предусмотрена возможность регулирования напряжения посредством изменения коэффициента трансформации. Это осуществляется с помощью устройства РПН (регулирование напряжения под нагрузкой).

Регулирование коэффициента трансформации защищаемого трансформатора нарушает соотношение между первичными токами. В связи с этим нарушается равенство вторичных токов защиты, что влечет за собой появление тока небаланса в реле, пропорционального диапазону регулирования.

С этой проблемой при исполнении дифференциальной защиты на электромеханической или на микроэлектронной базе бороться невозможно. Поэтому приходится отстраивать дифференциальное реле от этого тока небаланса, снижая при этом чувствительность защиты.

1.5 Явление броска тока намагничивания

Как известно, ток намагничивания является лишь инструментом для моделирования и объяснения принципа работы трансформатора. На самом деле, в трансформаторе существуют только токи в обмотках, а ток намагничивания нигде не протекает. Однако в схеме замещения (рис.1.7) он имеет место быть. Основное его назначение в ней – моделировать наличие рабочего магнитного потока, осуществляющего передачу энергии с одной стороны на другую. Поэтому для дальнейших рассуждений будем руководствоваться именно схемой замещения трансформатора.

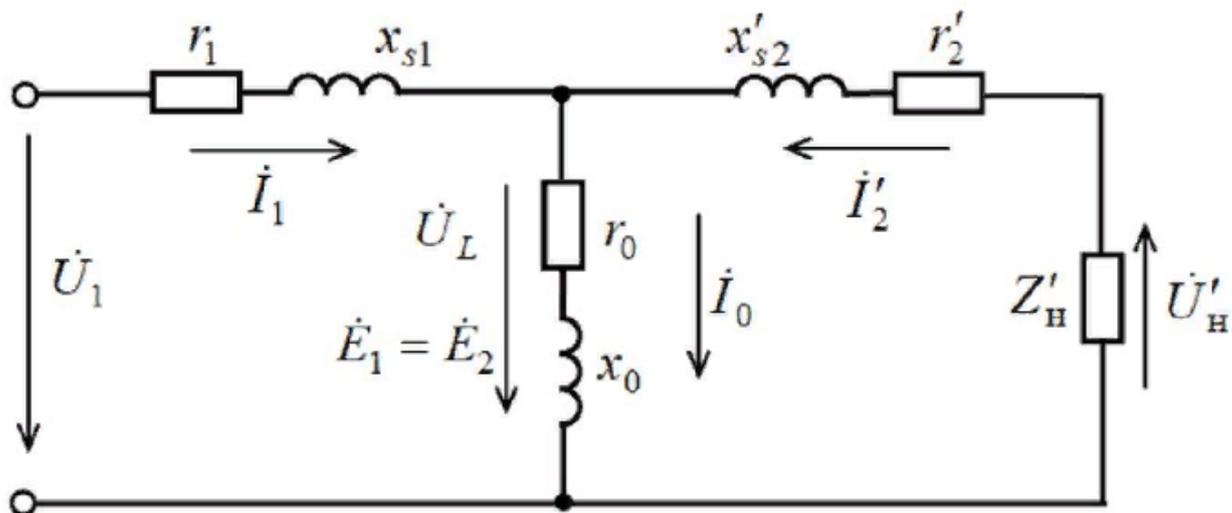


Рисунок 1.7 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора

В нормальном режиме работы силового трансформатора значение намагничивающего тока I_0 не превосходит 1 % от номинального тока, потому что в нормальном режиме работы индуктивное сопротивление ветви намагничивания X_0 очень большое, так как магнитопровод ненасыщен.

Однако при включении трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения внешнего короткого замыкания в питающей обмотке может возникнуть резкий бросок тока намагничивания. Значительное увеличение намагничивающего тока объясняется глубоким насыщением магнитопровода, вследствие чего резко уменьшается индуктивное сопротивление ветви намагничивания. Этот ток имеет затухающий характер, а его амплитуда может достигать десятикратного значения амплитуды номинального тока, и дифференциальная защита воспринимает данное явление как внутреннее короткое замыкание.

При включении трансформатора напряжение на его обмотке появляется внезапно. Такая же ситуация возникает и при скачкообразном восстановлении напряжения на обмотке трансформатора после отключения короткого замыкания. Это резкое появление напряжения приводит к возникновению тока в обмотке, который претерпевает изменения вследствие

возникшего переходного процесса. Так как магнитный поток, создаваемый этим током, пропорционален его величине, то и характер изменения потока будет абсолютно таким же, какой имеет ток. Поэтому в дальнейшем будем сразу же оперировать величиной магнитного потока.

Рассмотрим наиболее тяжелый случай включения трансформатора, а именно включение в момент нулевого мгновенного значения напряжения (рис.1.8).

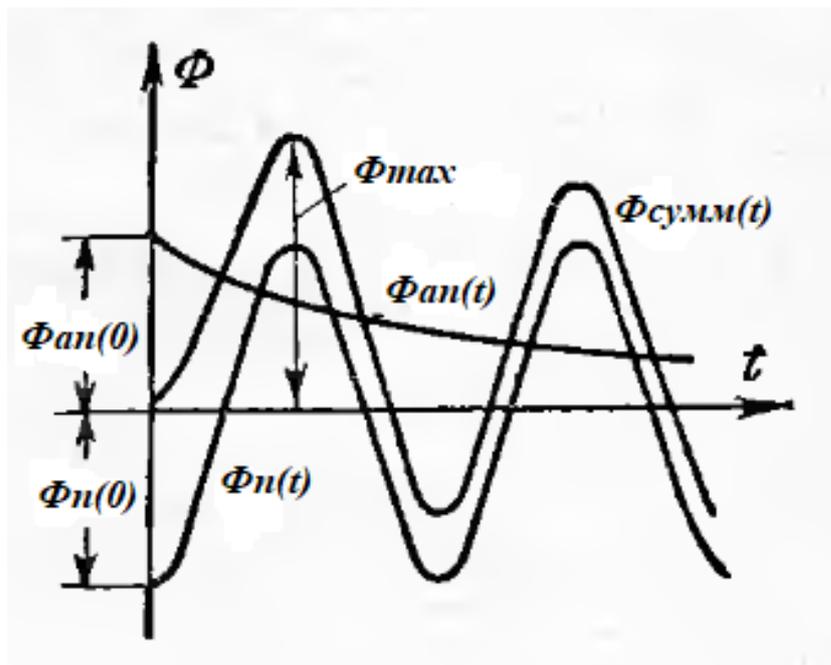


Рисунок 1.8 – Магнитные потоки в сердечнике трансформатора при его включении [1]

Апериодический переходной процесс всегда представляется в виде суммы двух составляющих: периодической и апериодической.

Магнитный поток отстает от напряжения по фазе на 90° . Это значит, что в момент включения периодическая составляющая магнитного потока $\Phi_n(0)$ принимает максимальное отрицательное значение. Поскольку до момента включения трансформатора магнитного потока в сердечнике не было, а суммарный поток $\Phi_{сумм}(t)$ не может измениться скачком, то возникает апериодическая составляющая $\Phi_{an}(t)$, которая, суммируясь с периодической $\Phi_n(t)$, формирует результирующую кривую $\Phi_{сумм}(t) = \Phi_{an}(t) + \Phi_n(t)$. В этом

случае, если не учитывать затухание, максимальное значение потока может достигать удвоенного значения амплитуды периодической составляющей $2\Phi_{nm}$. Кроме того, величина потока может достигать и больших значений, если магнитопровод трансформатора имеет остаточное намагничивание и соответствующий ему остаточный поток совпадает по фазе с апериодическим потоком. Тогда максимальное значение суммарного потока может превышать удвоенное значение периодической составляющей.

При таких больших значениях магнитного потока магнитопровод трансформатора насыщается. В результате, это приводит к значительному увеличению магнитного сопротивления и, как следствие, к уменьшению индуктивного сопротивления ветви намагничивания X_0 , что и обуславливает резкий рост намагничивающего тока. Также, бросок тока намагничивания имеет крайне несинусоидальную форму, что объясняется его построением на рис.1.9.

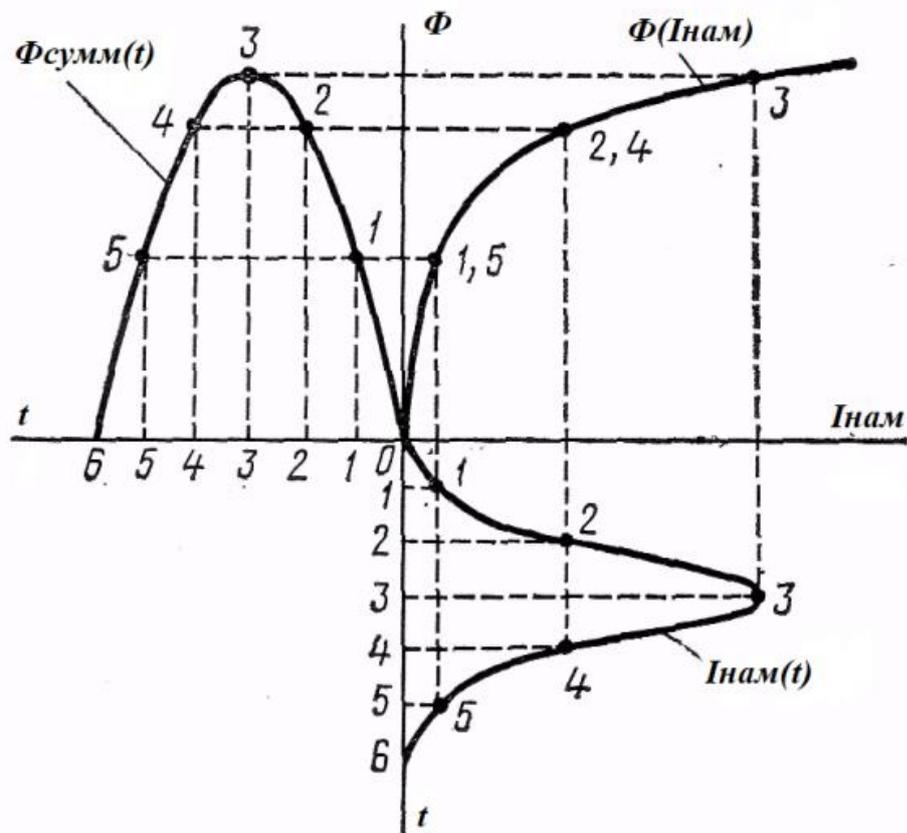


Рисунок 1.9 – Построение броска тока намагничивания [2]

Искажение кривой происходит из-за нелинейной вебер-амперной характеристики сердечника трансформатора. Из рисунка также видно, что при малых потоках ток намагничивания достаточно мал. Однако при увеличении магнитного потока значение намагничивающего тока резко возрастает.

Ток намагничивания появляется только в той обмотке силового трансформатора, на которую подается напряжение. Это следует и из схемы замещения (рис.1.7). Если включается первичная обмотка при разомкнутой вторичной, то ток намагничивания равен току в первичной обмотке $I_0=I_1$. Соответственно этот значительный ток из первичной обмотки через трансформатор тока защиты поступает в реле, вызывая его ложное срабатывание.

Характерными признаками броска тока намагничивания (рис. 1.10) являются [3]

- Однополярность максимальных бросков.
- Время затухания характеризуется постоянной времени трансформатора и сети и может достигать 2-3 с.
- Наличие пауз в апериодическом и условно периодическом броске тока намагничивания.
- Большое содержание второй гармоники в токе намагничивания.



Рисунок 1.10 – Бросок тока намагничивания [1]

Для предотвращения неправильной работы дифференциальной защиты вследствие броска тока намагничивания принимаются специальные меры, а именно

- Отстройка от броска тока намагничивания по величине. Такой способ используется в дифференциальной отсечке, но он существенно загроубляет защиту, снижая ее чувствительность.
- Применение насыщающихся трансформаторов тока, через которые включаются дифференциальные реле тока. Такие трансформаторы тока не пропускают апериодический ток, который составляет значительную часть тока намагничивания.
- Использование различия времени бестоковых пауз в дифференциальном реле при броске тока намагничивания трансформатора и при токе внутреннего короткого замыкания для блокирования действия реле.
- Торможение второй гармоники тока намагничивания, которая при броске тока намагничивания составляет большую долю тока, а при внутренних коротких замыканиях практически отсутствует.

2 МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ ТЕРМИНАЛ БМРЗ

2.1 Особенности дифференциальной защиты на базе терминала

Основными сигналами, поступающими на вход блока, являются фазные токи с обеих сторон трансформатора. Эти сигналы впоследствии оцифровываются и обрабатываются. Поэтому трансформаторы тока подключаются к блоку БМРЗ по схеме «звезда», независимо от схемы соединения обмоток силового трансформатора. Иногда допустимо двухфазное подключение трансформаторов тока для обмоток, соединенных в «треугольник», при этом в качестве сигнала недостающей фазы используется общий провод «неполной звезды» трансформаторов тока, в котором протекает ток недостающей фазы с обратным знаком (рис. 2.1).

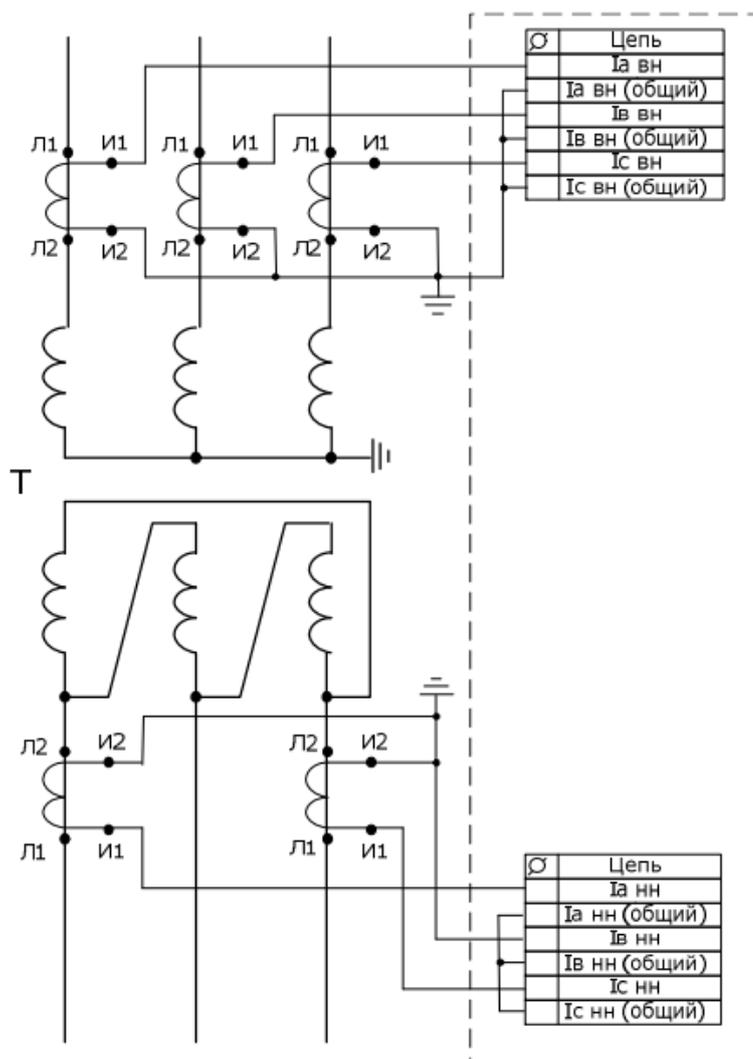


Рисунок 2.1 – Схема подключения вторичных цепей к блоку БМРЗ [4]

Для устранения фазового сдвига между вторичными токами, обусловленного различными комбинациями соединений обмоток силового трансформатора, предусмотрена операция «цифровой треугольник». Эта функция включается автоматически при задании уставки, соответствующей определенной группе соединения обмоток.

Для устранения неравенства вторичных токов по величине предусмотрена операция «цифровое выравнивание». Она производит программный учет фактических значений коэффициентов трансформации трансформаторов тока и силового трансформатора, благодаря чему не требуется применять промежуточные автотрансформаторы или компенсирующие трансформаторы во вторичной цепи.

Проблема нарушения равенства токов из-за устройств РПН также решена в блоках БМРЗ. При изменении отпайки происходит автоматический учет изменения коэффициента трансформации, что позволяет уменьшить ток небаланса и повысить чувствительность защиты.

При внешних однофазных замыканиях на землю появляются токи нулевой последовательности. Эти токи проходят только по фазам той обмотки трансформатора, которая соединена в «звезду». В «треугольнике» токи нулевой последовательности циркулируют, не выходя за его пределы, поэтому в фазных проводах данной обмотки эти токи отсутствуют.

Для того, чтобы обеспечить правильную работу дифференциальной защиты при внешних однофазных коротких замыканиях, в блоках БМРЗ предусмотрено исключение токов нулевой последовательности для обмоток, соединенных по схеме «звезда». Получившиеся вторичные токи называются токами контуров.

После первичной обработки сигналов защита формирует дифференциальный и тормозной токи, на основе которых и реализуется логическая схема защиты. Дифференциальный ток I_d и ток торможения I_T рассчитывается в единицах номинального тока стороны высшего напряжения по формулам [5]

$$I_{\text{д}} = \frac{|\dot{I}_{\text{кВН}} + \dot{I}_{\text{кНН}}|}{\frac{I_{\text{номтр}}^{\text{ВН}}}{K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}}},$$

$$I_{\text{т}} = \frac{|\dot{I}_{\text{кВН}}| + |\dot{I}_{\text{кНН}}|}{2 \cdot \frac{I_{\text{номтр}}^{\text{ВН}}}{K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}}},$$

где $\dot{I}_{\text{кВН}}, \dot{I}_{\text{кНН}}$ – векторы вторичных токов сторон контура, приведенные к стороне высшего напряжения, А; $I_{\text{номтр}}^{\text{ВН}}$ – номинальный первичный ток высокой стороны, А; $K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, установленных на стороне высокого напряжения.

Для предотвращения срабатывания защиты при возникновении броска тока намагничивания в микропроцессорном блоке предусмотрено ее блокирование по результатам гармонического анализа дифференциальных токов. В информационном признаке блокирования (ИПБ), определяющего наличие броска тока намагничивания, использовано процентное соотношение первой и второй гармоники в дифференциальном токе. Однако в некоторых случаях учитывается еще и четвертая гармоника. Например, при схеме соединения обмоток в «треугольник» и разновременном включении фаз при включении трансформатора в режиме, близком к холостому ходу, дифференциальный ток состоит из тока небаланса и броска тока намагничивания. В этом случае вторая гармоника, обусловленная броском тока намагничивания, может быть компенсирована второй гармонической составляющей переходного процесса. Из-за недостаточного значения второй гармоники в дифференциальном токе возможны отказы блокирования защиты. Поэтому в блоках БМРЗ дополнительно используется четвертая гармоника дифференциального тока. Информационный признак блокирования рассчитывается по выражению [5]

$$\text{ИПБ} = \frac{|I_{(100)\text{д}}| + |I_{(200)\text{д}}|}{|I_{(50)\text{д}}|},$$

где $|I_{(100)\text{д}}|$ – действующее значение второй гармоники в дифференциальном токе, А; $|I_{(200)\text{д}}|$ – действующее значение четвертой гармоники в дифференциальном токе, А; $|I_{(50)\text{д}}|$ – действующее значение первой гармоники в дифференциальном токе, А.

Срабатывание дифференциальной защиты блокируется пофазно. Однако алгоритм предусматривает возможность перекрестного блокирования. В этом случае появление блокирующего сигнала хотя бы в одной из фаз блокирует действие дифференциальной защиты по всем трем фазам. Перекрестное блокирование ограничено временем действия, которое задается уставкой. По истечении этого времени перекрестное блокирование прекращается и осуществляется блокирование пофазно.

2.2 Дифференциальная токовая отсечка

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) предназначена для быстрого и селективного отключения короткого замыкания, сопровождающегося значительным увеличением дифференциального тока, в зоне действия защиты. Срабатывание ДТО происходит при превышении дифференциальным током заданной уставки. В свою очередь, уставка срабатывания ДТО выбирается, исходя из двух условий: отстройки от броска тока намагничивания, а также от расчетного максимального тока небаланса (рис. 2.2). Оба варианта отстройки приводят к тому, что отсечка имеет очень малую чувствительность. Возврат дифференциальной токовой отсечки происходит при снижении дифференциального тока ниже уставки с учетом коэффициента возврата.

Также, в блоке БМРЗ предусмотрена возможность блокирования ДТО.

2.3 Дифференциальная защита с торможением

Для увеличения коэффициента чувствительности защиты в блоке БМРЗ предусмотрена дифференциальная защита с торможением (ДЗТ). Ее суть заключается в том, что уставка срабатывания зависит от величины сквозного тока.

Защита также предназначена для быстрого и селективного отключения коротких замыканий, сопровождающихся дифференциальным током малой кратности, в зоне действия защиты.

Дифференциальная защита с торможением имеет два набора уставок: «грубые» и «чувствительные». Расчет «грубых» уставок производится для среднего положения РПН, учитывая максимально возможное значение тока небаланса, при отклонении регулятора напряжения на половину диапазона регулирования. Расчет «чувствительных» уставок подразумевает учет фактического положения РПН, его производят для значения тока небаланса, вызванного отклонением РПН от текущего положения на три ступени, но не менее чем на 5 % от номинального напряжения.

Для каждого набора уставок предусмотрена своя характеристика срабатывания, состоящая из трех участков (рис. 2.2). По оси ординат откладываются значения дифференциального тока, а по оси абсцисс – тормозного тока. Первый участок характеризуется начальным током срабатывания защиты $I_{ДЗТнач}$. Второй и третий участки характеризуются соответствующими коэффициентами торможения $K_{торм2}$ и $K_{торм3}$.

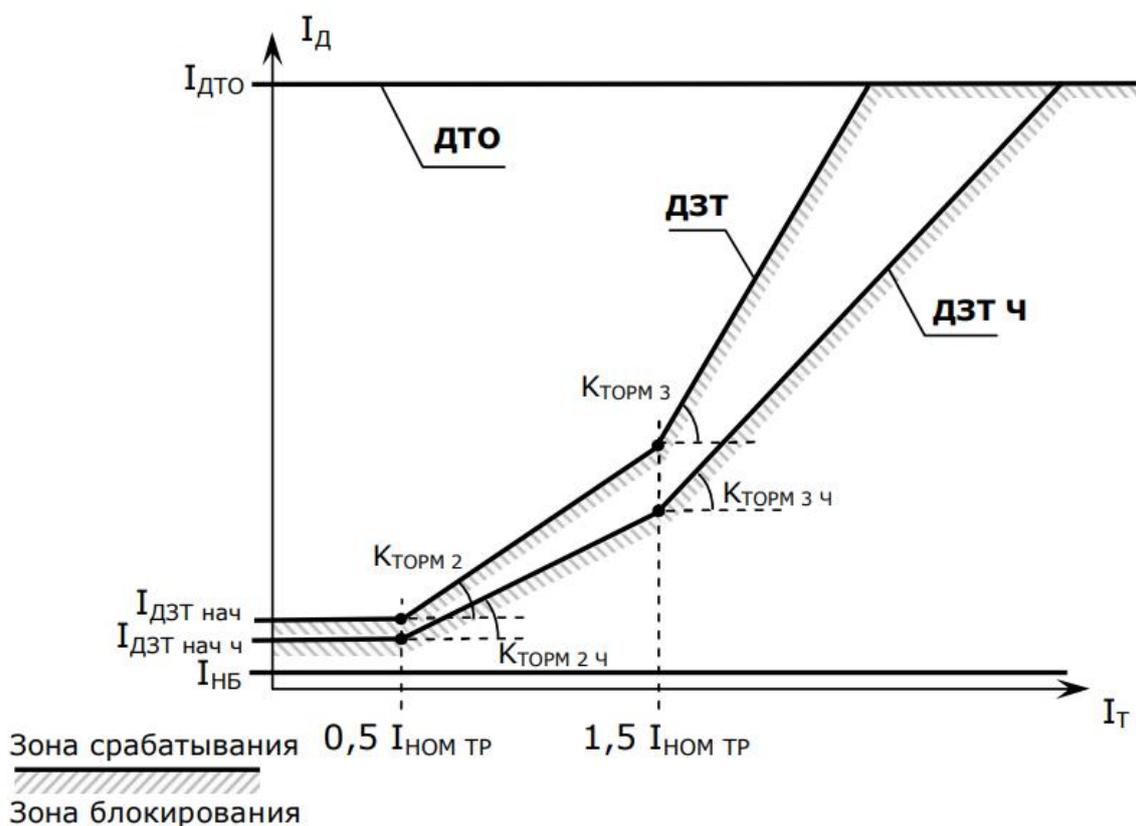


Рисунок 2.2 – Характеристики дифференциальной защиты [5]

Срабатывание дифференциальной защиты с торможением происходит при превышении дифференциальным током значения, которое определяется по характеристике срабатывания (рис. 2.2). Иначе говоря, все точки, характеризующиеся дифференциальным и тормозным токами, которые лежат выше характеристики, попадают в область срабатывания защиты, а те точки, которые лежат ниже – в область блокирования.

2.4 Логическая схема дифференциальной защиты терминала

На рис. 2.3 представлена функциональная схема алгоритма дифференциальной защиты, реализованной с помощью микропроцессорного терминала БМРЗ, которая позволяет изучить принципы и особенности построения защиты на базе этого терминала.

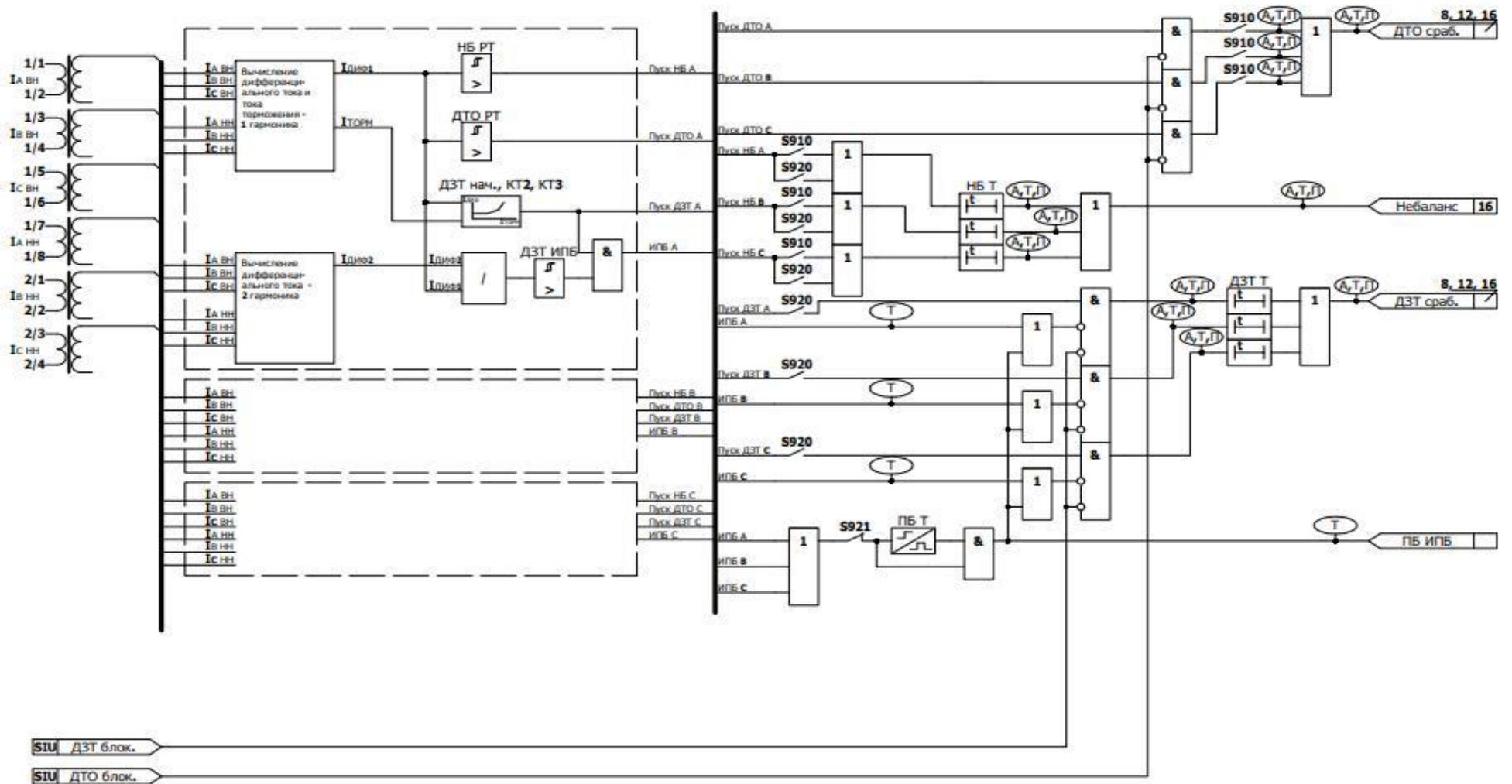


Рисунок 2.3 – Функциональная схема алгоритма дифференциальной защиты

На вход терминала подаются сигналы с трансформаторов тока, а именно токи со стороны высшего напряжения I_{ABH} , I_{BBH} , I_{CBH} и токи со стороны низшего напряжения $I_{АНН}$, $I_{ВНН}$, $I_{СНН}$. Далее эти аналоговые сигналы оцифровываются, и производится расчет дифференциального тока первой гармоники $I_{ДИФ1}$ и тока торможения $I_{ТОРМ}$. Кроме того, предусмотрен отдельный блок для расчета дифференциального тока второй гармоники $I_{ДИФ2}$.

Блок *НБ РТ* необходим для сигнализации тока небаланса. На его вход поступает сигнал $I_{ДИФ1}$, сравнивается с уставкой по току небаланса, и при превышении этой уставки формируется выходной сигнал *ПУСК НБ*.

Блок *ДТО РТ* – это блок дифференциальной токовой отсечки, который вводится в действие программным ключом S910. На его вход поступает сигнал $I_{ДИФ1}$, который сравнивается с уставкой ДТО. Если дифференциальный ток первой гармоники превышает значение уставки, тона выходе этого блока формируется сигнал *ПУСК ДТО*.

Блок *ДЗТ* осуществляет работу дифференциальной защиты с торможением. Он вводится в действие программным ключом S920. На его вход подаются сигналы $I_{ДИФ1}$ и $I_{ТОРМ}$. На основании введенных уставок $I_{ДЗТнач}$, $K_{торм2}$, $K_{торм3}$ в блоке производится расчет характеристики срабатывания дифференциальной защиты с торможением. Если входные сигнала попадают в область срабатывания характеристики, то блок выдает на выходе сигнал *ПУСК ДЗТ*.

Формирование сигнала дифференциального тока второй гармоники необходимо для блокирования защиты в случае броска тока намагничивания. Эту задачу решает блок *ДЗТ ИПБ*. Сначала происходит расчет доли второй гармоники в дифференциальном токе $I_{ДИФ2}$ относительно первой $I_{ДИФ1}$. Затем найденная величина сравнивается с уставкой информационного признака блокирования. Если расчетное значение превышает уставку ИПБ и сформирован сигнал *ПУСК ДЗТ*, то формируется сигнал *ИПБ*, свидетельствующий о наличии броска тока намагничивания.

Все вышеописанные блоки предусмотрены для каждой фазы. И, соответственно, выходные сигналы тоже формируются для каждой фазы.

Рассмотрим подробнее часть схемы, которая отвечает за формирование сигнала на отключение из-за срабатывания дифференциальной токовой отсечки. Сигналы *ПУСК ДТО* со всех трех фаз поступают на логический блок «И», который необходим для возможности блокирования ДТО. Если на этот блок поступает сигнал блокирования ДТО, то отсечка не сработает. Если же сигнал на блокирование отсутствует, то наличие сигнала *ПУСК ДТО* в любой из трех фаз повлечет за собой формирование сигнала на отключение, обусловленного срабатыванием ДТО.

Сигнализация срабатывания дифференциальной защиты с торможением и формирование сигнала на отключение реализуется следующим образом. Сигналы *ПУСК ДЗТ* от каждой из трех фаз поступают на логический блок «И». Этот блок необходим для возможности умышленного блокирования ДЗТ, а также для блокирования срабатывания ДЗТ из-за наличия броска тока намагничивания. При наличии БТН в любой из трех фаз или при срабатывании перекрестного блокирования действие ДЗТ запрещается. В случае отсутствия блокирующих сигналов формируется сигнал на отключение и происходит сигнализация срабатывания ДЗТ. Кроме того, предусмотрена возможность установки выдержки времени на срабатывание посредством блока *ДЗТ T*.

Перекрестное блокирование позволяет запретить действие дифференциальной защиты во всех трех фазах при наличии броска тока намагничивания хотя бы в одной. Его время действия ограничено уставкой по времени *ПБТ T*, по истечении которой блокирование осуществляется пофазно. При отсутствии блокирующих сигналов *ИПБ* от каждой фазы перекрестное блокирование также снимается. Данную функцию можно отключить посредством программного ключа S921.

Сигнализация небаланса осуществляется при введении в действие хотя бы одной из защит ДТО или ДЗТ. Кроме того, предусмотрена установка выдержки времени *НБ T* на срабатывание сигнализации.

3. ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАЩИТЫ В MATLAB

3.1 Расчетная схема

В качестве расчетной схемы для моделирования принята схема, состоящая из двухобмоточного понижающего трансформатора, получающего питание с одной стороны от некоторой системы (рис. 3.1). Возможные варианты аварийных воздействий для анализа поведения защиты – трехфазные короткие замыкания на стороне высокого или низкого напряжений.

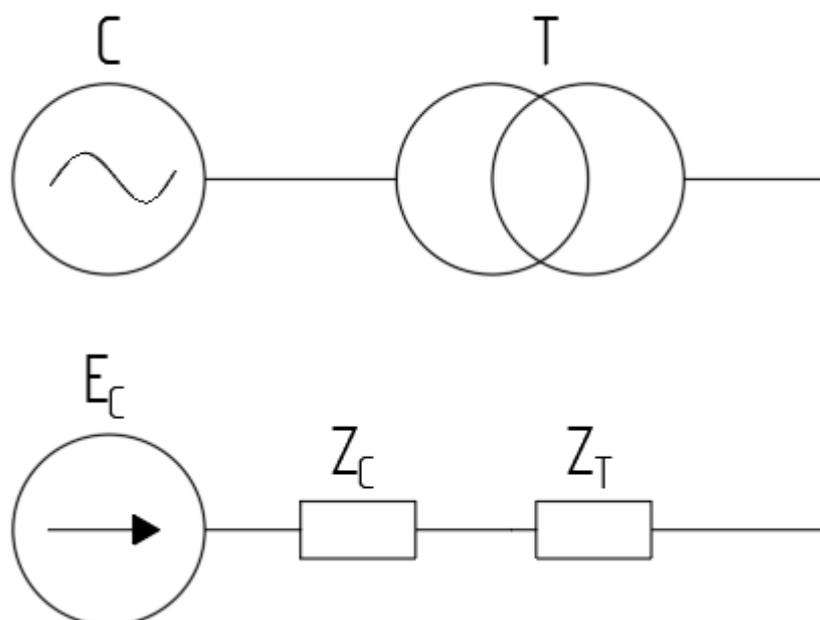


Рисунок 3.1 – Расчетная схема и ее схема замещения

3.2 Моделирование аварийного режима

Главной целью этого этапа моделирования является получение зависимости первичного переходного тока от времени.

При возникновении короткого замыкания начинается переходной процесс, который сопровождается появлением в переходном токе апериодической составляющей. Поэтому для моделирования переходного процесса необходимо рассмотреть три составляющие, которые определяют его. К ним относится составляющая доаварийного режима или нормального режима работы трансформатора, послеаварийная или периодическая составляющая

тока короткого замыкания, определяемая конфигурацией послеаварийной цепи, и апериодическая составляющая, возникающая из-за невозможности тока измениться скачком в момент короткого замыкания.

Процесс реализации этого расчета в MATLAB можно проиллюстрировать с помощью блок-схемы (рис. 3.2).

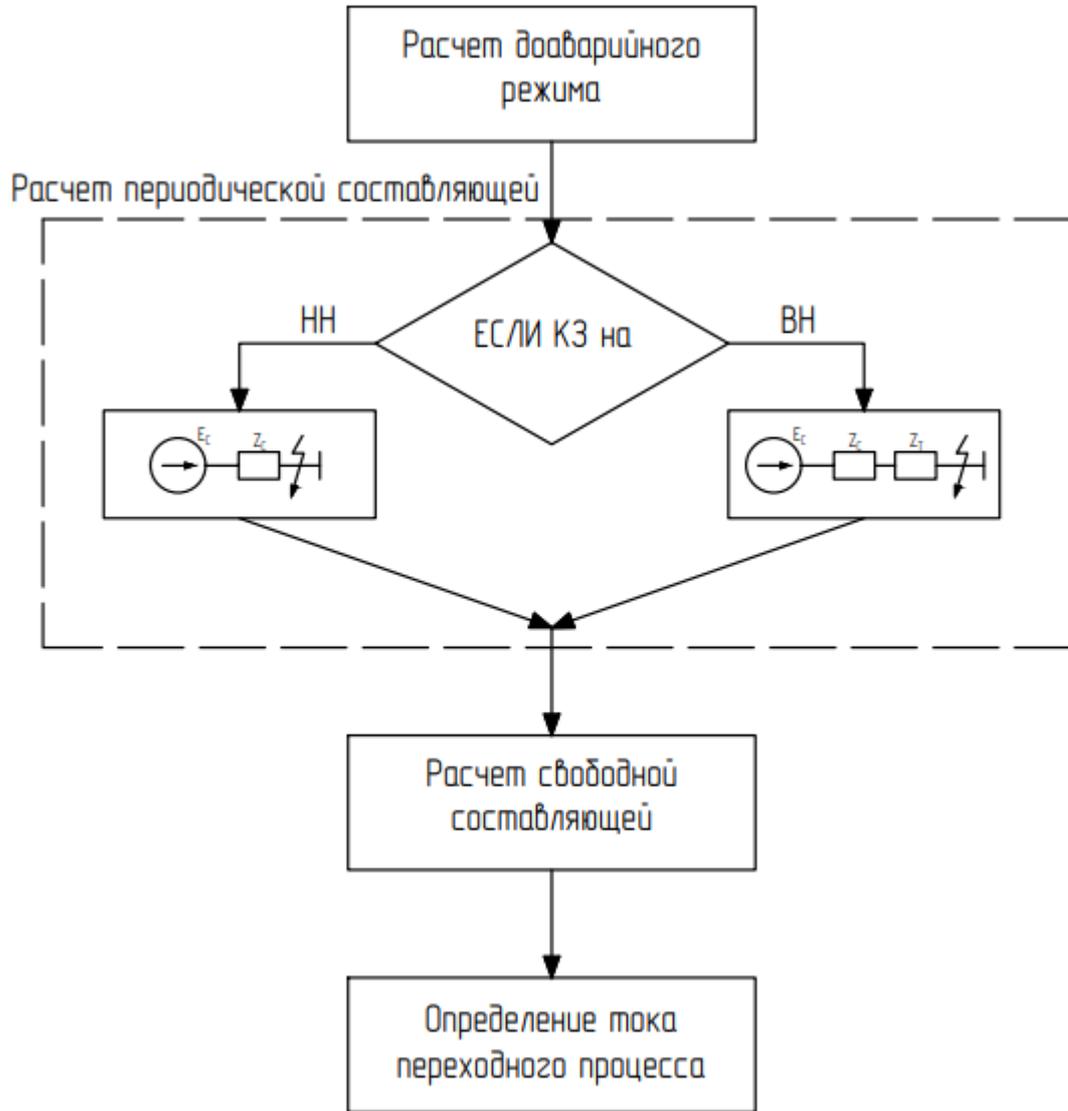


Рисунок 3.2 – Блок-схема расчета переходного тока

Значение доаварийного тока на стороне высокого напряжения определяется по формуле

$$i_{\text{доавар}} = \frac{\dot{S}}{\sqrt{3}U_{\text{вн}}},$$

где S – мощность системы, кВА; $U_{\text{вн}}$ – номинальное напряжение высокой стороны трансформатора, кВ.

Зависимость изменения доаварийного тока от времени можно представить в следующем виде

$$i_{\text{доавар}} = \sqrt{2}|i_{\text{доавар}}|\sin(\omega t + \varphi_{\text{доавар}}),$$

где $\varphi_{\text{доавар}}$ – угол тока доаварийного режима, рад.

Периодическая составляющая тока определяется в зависимости от места короткого замыкания

$$i_{\text{пер}} = \frac{U}{\sqrt{3}\dot{Z}_{\text{сумм}}}.$$

Причем если замыкание на стороне высшего напряжения, то

$$\dot{Z}_{\text{сумм}} = \dot{Z}_{\text{с}}.$$

Если замыкание на стороне низшего напряжения, то

$$\dot{Z}_{\text{сумм}} = \dot{Z}_{\text{с}} + \dot{Z}_{\text{т}},$$

где U – напряжение системы, кВ; $Z_{\text{сумм}}$ – суммарное сопротивление послеаварийной цепи, Ом; Z_c – сопротивление системы, Ом; Z_T – сопротивление трансформатора, Ом.

Зависимость изменения периодической составляющей от времени определяется по выражению

$$i_{\text{пер}} = \sqrt{2} |I_{\text{пер}}| \sin(\omega t + \varphi_{\text{пер}}),$$

где $\varphi_{\text{пер}}$ – угол периодической составляющей тока, рад.

Апериодическая составляющая характеризуется амплитудой и временем затухания. Амплитуда, в свою очередь, определяется разностью мгновенных значений доаварийного тока и периодической составляющей тока короткого замыкания. В общем виде она определяется по выражению

$$i_{\text{апер}} = \left(i_{\text{доавар}}(0) - i_{\text{пер}}(0) \right) e^{-\frac{t}{T_a}},$$

где T_a – постоянная времени апериодической составляющей, с.

В результате, ток переходного процесса формируется путем суммирования периодической и апериодической составляющей

$$i_{\text{пп}}(t) = i_{\text{пер}}(t) + i_{\text{апер}}(t).$$

В качестве примера на рис. 3.3 представлен график изменения тока в фазе А при коротком замыкании на стороне высшего напряжения.

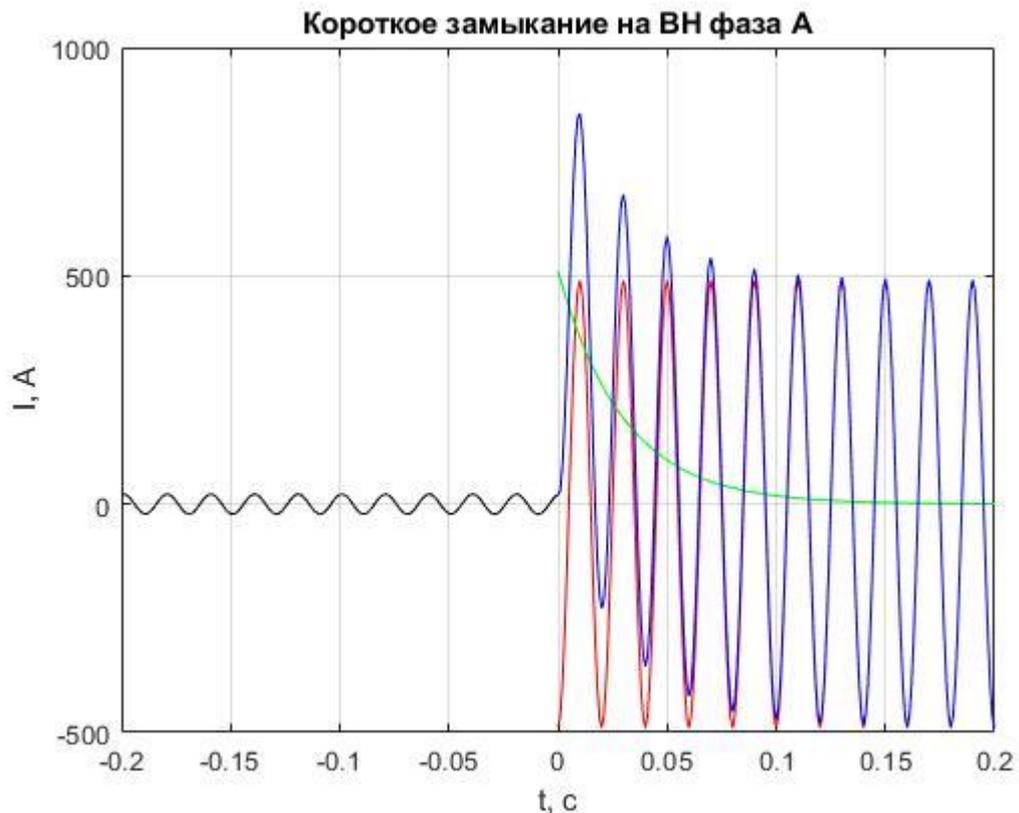


Рисунок 3.3 – График переходного процесса, реализованный с помощью модели

3.3 Цифровая обработка сигнала

После определения первичного переходного тока необходимо смоделировать работу трансформаторов тока, которые формируют вторичные сигналы, поступающие на вход терминала. Изначально планировалось создание полноценной модели трансформаторов тока, учитывающей их погрешность, но в силу объективных причин реализовать задуманное не удалось. Поэтому трансформаторы тока в модели учитываются только их коэффициентом трансформации. Иначе говоря, принимается, что при разработке модели используются «идеальные» трансформаторы тока.

Главная особенность микропроцессорного терминала заключается в том, что он воспринимает на входе аналоговый сигнал, оцифровывает его и на выходе формирует дискретный цифровой сигнал, на основе которого и реализуются все алгоритмы защиты. Поэтому при моделировании была задана

определенная частота дискретизации, которая характерна для всех исходных сигналов. Также, важно отметить, что терминал реализует все алгоритмы для каждого дискретного значения обработанного цифрового входного сигнала.

Основной целью данного этапа разработки модели защиты является формирование дифференциального и тормозного токов.

Поскольку терминал воспринимает входные сигналы непрерывно, то, в первую очередь, необходимо сформировать единый массив, который содержит в себе мгновенные значения доаварийного тока и мгновенные значения тока переходного процесса во вторичной цепи. Для этого изначально создан единый массив i_z , содержащий в себе значения доаварийного и аварийного первичных токов. Так как аварийным воздействием в данной модели является только трехфазное короткое замыкание на стороне высшего и низшего напряжений, то через трансформаторы тока, установленные на стороне низшего напряжения в аварийном режиме ток протекать не будет. Это значит, что в этом случае и во вторичной цепи в одном из плеч защиты вторичный ток будет отсутствовать. Поэтому ток плеча защиты стороны высшего напряжения формируется посредством задания массива данных с учетом первичного тока и коэффициента трансформации трансформаторов тока, а ток плеча защиты стороны низкого напряжения определяется как нулевой массив.

Дифференциальный и тормозной токи определяются по уже известным выражениям [5]

$$I_{\text{д}} = \frac{|\dot{i}_{\text{кВН}} + \dot{i}_{\text{кНН}}|}{\frac{I_{\text{номтр}}^{\text{ВН}}}{K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}}},$$

$$I_{\text{т}} = \frac{|\dot{i}_{\text{кВН}}| + |\dot{i}_{\text{кНН}}|}{2 \cdot \frac{I_{\text{номтр}}^{\text{ВН}}}{K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}}}.$$

Под модулем подразумевается определение действующего значения. В дифференциальном токе – действующее значение суммарного тока плеч, а в тормозном – сумма действующих значений токов плеч защиты.

Действующее значение по своему определению - среднеквадратическое значение переменного тока за период. Для аналогового сигнала оно определяется по выражению

$$I_{д} = \sqrt{\frac{1}{T} \int i^2 dt}.$$

Таким образом, можно определить выражение для нахождения действующего значения при анализе дискретного сигнала

$$I_{д} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n i_k^2},$$

где T –период переменного тока, с; n – количество дискретных значений сигнала, формирующих один период.

Промышленная частота переменного тока равняется 50 Гц. Соответственно длительность одного периода – 20 мс. Выбранная частота дискретизации для моделирования составляет 1 мс. Значит, один период рассматриваемого дискретного сигнала содержит $n=20$ значений.

Чтобы реализовать формирование дифференциального и тормозного тока для каждого значения входного сигнала, создан цикл, который будет обрабатывать каждое значение результирующего массива токов. Также, сформированы «хранилища» – массивы объемом в 20 значений для расчета действующих значений результирующего тока и токов плеч. В них

непосредственно происходит хранение квадратов значений сигнала. Сначала заполняются первые 20 значений, а затем происходит замена старых значений новыми. Суть этих массивов заключается в том, что на протяжении работы главного цикла, они постоянно обновляются новыми значениями, что позволяет вычислять действующее значение непрерывно. В результате, суммирование всех элементов этих массивов в каждую итерацию главного цикла позволяет успешно определять действующие значения.

На рис. 3.4 представлена блок-схема, поясняющая алгоритм обработки входных сигналов.

Главный цикл функционирует до тех пор, пока не будут обработаны все значения массива входного сигнала от первого ($k=1$) до последнего ($k=i_z$). Помимо счетчика для основного массива предусмотрен счетчик *n* для «хранилищ», необходимых для расчета действующих значений. При этом если значение этого счетчика превышает 20, то он сбрасывается до единицы. Затем происходит заполнение массивов, предназначенных для хранения квадратов значений входного сигнала.

После определения действующих значений результирующего тока и токов плеч рассчитываются дифференциальный и тормозной токи, которые сразу же проходят проверку функцией, моделирующей дифференциальную токовую отсечку и дифференциальную защиту с торможением.

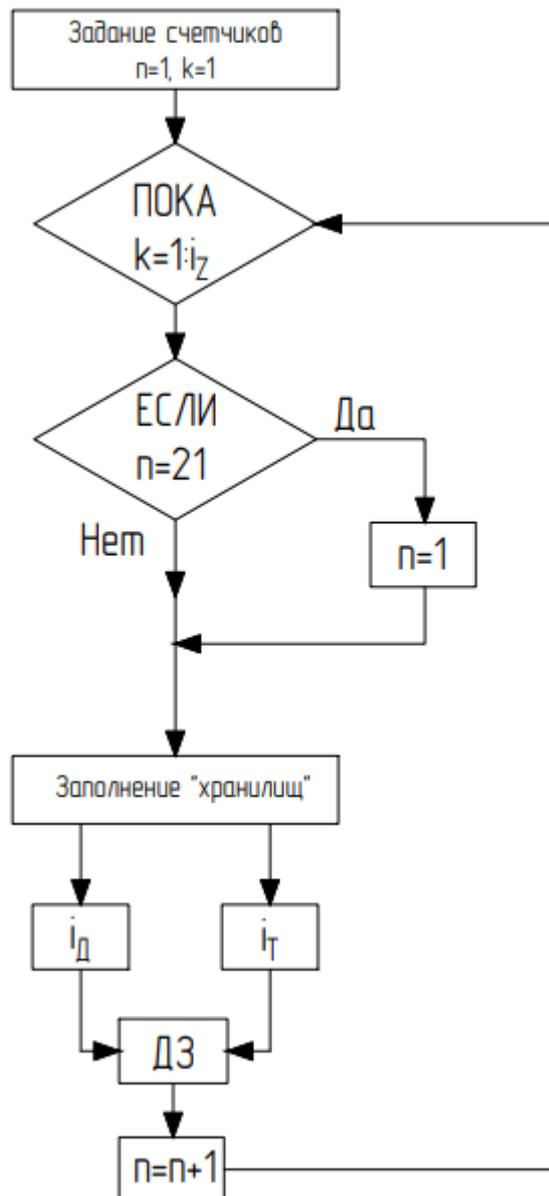


Рисунок 3.4 – Блок-схема анализа и обработки сигнала

3.4 Алгоритм ДТО и ДЗТ

В качестве входных сигналов для реализации алгоритмов дифференциальной токовой отсечки и дифференциальной защиты с торможением принимаются значения дифференциального и тормозного токов. Также, программа подразумевает автоматический расчет уставок защиты и их применение для построения характеристики срабатывания. Таким образом, происходит сопоставление входных значений дифференциального и

тормозного токов с построенной характеристикой срабатывания по алгоритму, представленному на блок-схеме (рис. 3.5).

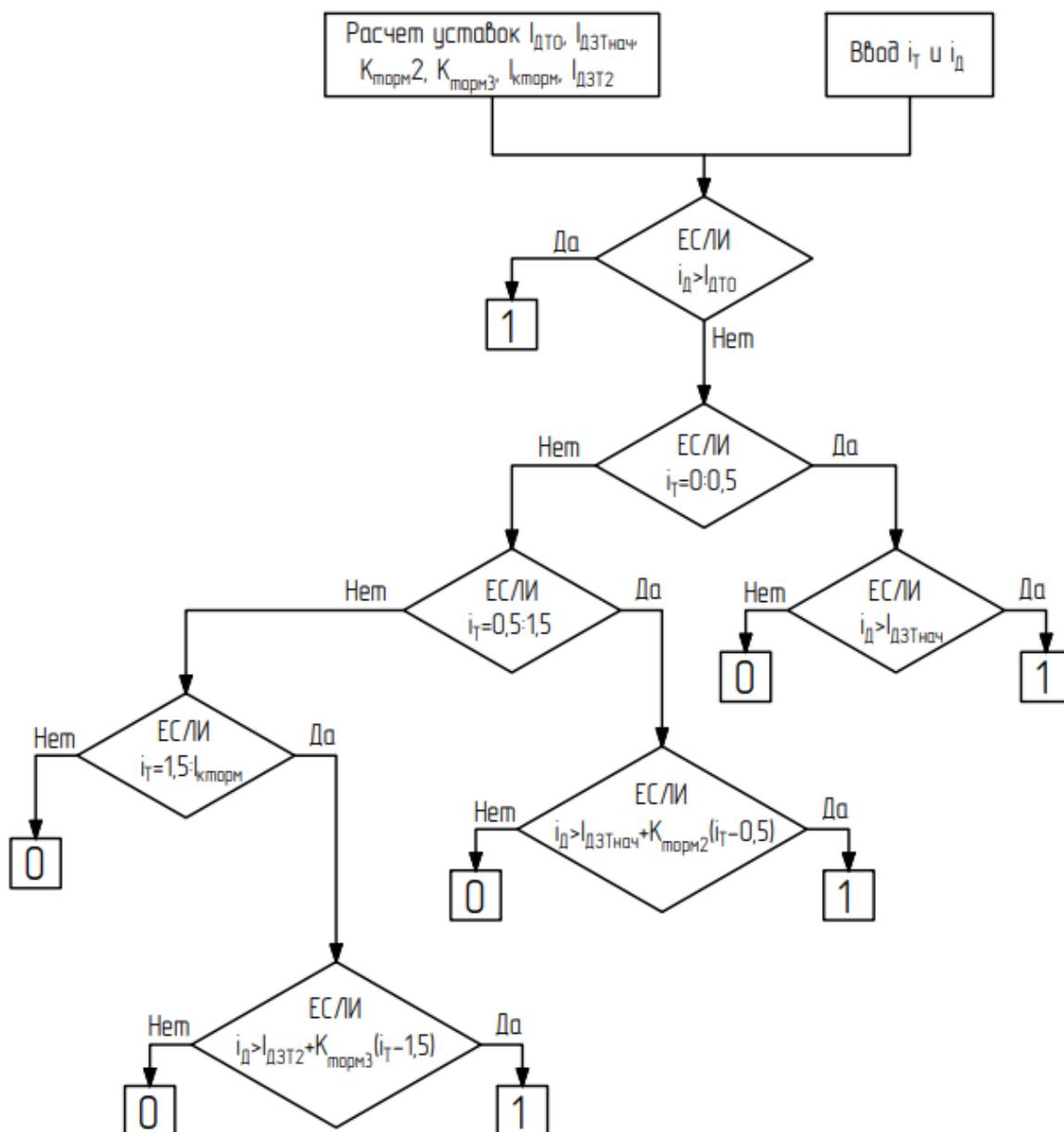


Рисунок 3.5 – Алгоритм срабатывания дифференциальной защиты

Характеристика срабатывания защиты определяется в виде уравнений прямой линии, рассчитанных на основании уставок.

Сначала проверяется срабатывание дифференциальной токовой отсечки, а затем дифференциальной защиты с торможением. В случае срабатывания любой из них формируется логическая единица, а в случае несрабатывания –

логический ноль. После обработки всех значений дифференциального и тормозного тока строится зависимость срабатывания защиты от времени (рис. 3.6).

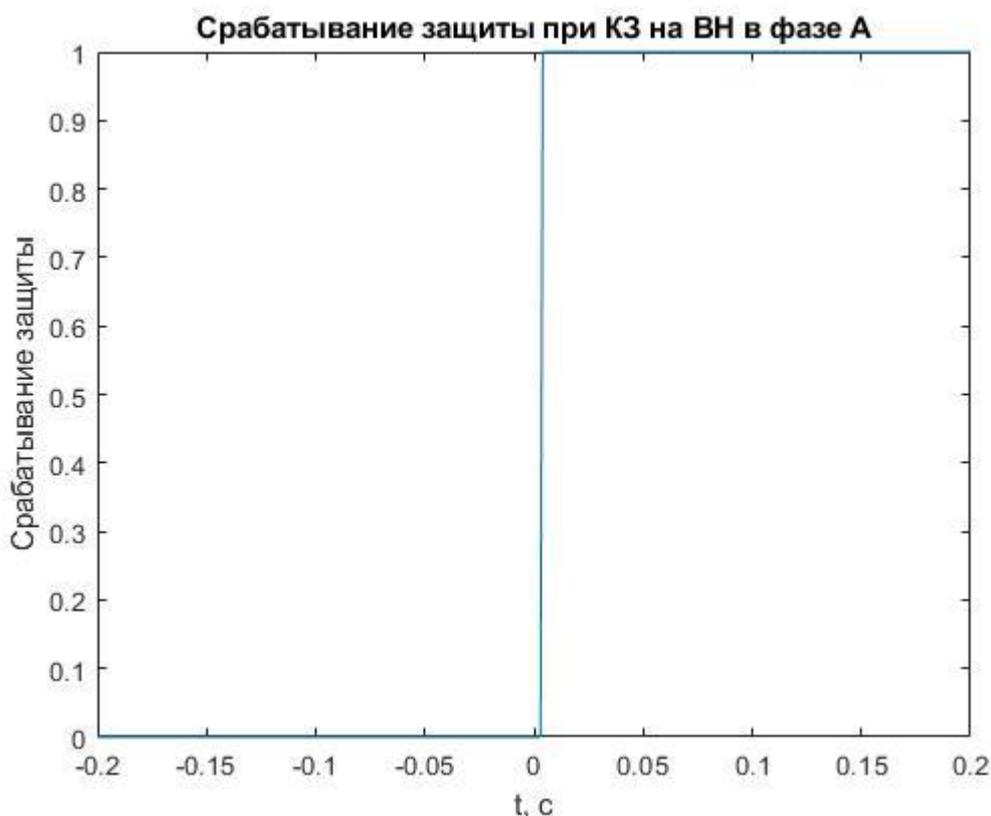


Рисунок 3.6 – Зависимость срабатывания защиты от времени

3.5 Верификация результатов моделирования

С целью определения достоверности моделирования силового трансформатора произведем проверку построенной модели в среде динамического проектирования Simulink. Данный инструмент позволяет с помощью набора библиотек блоков создавать различные системы и анализировать их работу.

Для моделирования трансформатора в Simulink предусмотрен отдельный блок *Three-phase transformer (Two windings)*, который замещает работу трехфазного двухобмоточного трансформатора. Для проведения опыта необходимо рассчитать параметры схемы замещения исследуемого трансформатора. При создании модели в MATLAB в показательных целях был

рассмотрен трансформатор типа ТСЗ-160/6 со схемой соединения обмоток «звезда-треугольник». В табл. 3.1 представлены паспортные данные данного трансформатора [6].

Таблица 3.1 - Паспортные данные трансформатора ТСЗ-160/6

$S_{\text{НОМ}}$, кВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$P_{\text{ХХ}}$, Вт	$P_{\text{К}}$, Вт	$U_{\text{к}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %
160	6	0,4	700	2700	5,5	4

Произведем расчет необходимых параметров трансформатора.

Номинальный ток трансформатора определяется из выражения

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \quad (3.1)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, кВ.

Тогда на основании выражения (3.1) определим номинальные токи стороны высшего и низшего напряжений

$$I_{\text{НОМ1}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 6} = 15,4 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ2}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 230,94 \text{ А}.$$

Учитывая, что ток холостого хода задается относительно номинального тока стороны высшего напряжения, определим полное сопротивление ветви намагничивания по следующей формуле

$$Z_{\text{М}} = \frac{100 \cdot U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}I_{\text{ХХ}}I_{\text{НОМ}}}, \quad (3.2)$$

где $U_{ВН}$ – номинальное напряжение высокой стороны, кВ; I_{xx} – ток холостого хода, %.

Тогда после подстановки известных значений в выражение (3.2) получим

$$Z_M = \frac{100 \cdot 6000}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 15,4} = 5623,54 \text{ Ом}.$$

Потери холостого хода возникают при протекании тока холостого хода через активное сопротивление ветви намагничивания R_M . Формула для расчета следующая

$$P_{xx} = 3 \left(\frac{I_{xx}}{100} I_{1ном} \right)^2 R_M. \quad (3.3)$$

Выразим из выражения (3.3) величину активного сопротивления ветви намагничивания

$$R_M = \frac{700}{3 \cdot \left(\frac{4}{100} \cdot 15,4 \right)^2} = 614,92 \text{ Ом}.$$

Зная величины полного и активного сопротивлений ветви намагничивания, рассчитаем значение индуктивного сопротивления X_M

$$X_M = \sqrt{Z_M^2 - R_M^2}, \quad (3.4)$$

$$X_M = \sqrt{5623,54^2 - 614,92^2} = 5589,82 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление короткого замыкания определяется по выражению (3.5)

$$Z_k = \frac{U_{k\%} U_{BH}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{1НОМ}}, \quad (3.5)$$

где $U_{k\%}$ - напряжение короткого замыкания, %.

Подставим численные значения в выражение (3.5)

$$Z_k = \frac{5,5 \cdot 6000}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 15,4} = 12,37 \text{ Ом}.$$

Потери короткого замыкания обусловлены протеканием номинального тока по продольным ветвям схемы замещения. Формула для расчета следующая

$$P_k = 3I_{1НОМ}^2 R_k. \quad (3.6)$$

Выразим из формулы (3.6) величину активного сопротивления короткого замыкания R_k

$$R_k = \frac{2700}{3 \cdot 15,4^2} = 3,79 \text{ Ом}.$$

Аналогично выражению (3.4) рассчитаем величину индуктивного сопротивления короткого замыкания X_k

$$X_k = \sqrt{12,37^2 - 3,79^2} = 11,78 \text{ Ом}.$$

Для определения активных и реактивных сопротивлений обоих обмоток учтем следующее

$$R_1 = R_2' = \frac{R_k}{2}, \quad (3.7)$$

$$X_1 = X_2' = \frac{X_k}{2}, \quad (3.8)$$

где R_2' и X_2' – приведенные к первичной обмотке активное и реактивное сопротивления вторичной обмотки, Ом.

Подставим численные значения в выражения (3.7)-(3.8)

$$R_1 = R_2' = \frac{3,8}{2} = 1,895 \text{ Ом},$$

$$X_1 = X_2' = \frac{11,78}{2} = 5,89 \text{ Ом}.$$

Чтобы определить действительные сопротивления вторичной обмотки необходимо их приведенные значения пересчитать через коэффициент трансформации

$$R_2 = \frac{R_2'}{\left(\frac{U_{BH}}{U_{HH}}\right)^2}, \quad (3.9)$$

$$X_2 = \frac{X_2'}{\left(\frac{U_{BH}}{U_{HH}}\right)^2}. \quad (3.10)$$

Тогда, подставляя в выражения (3.9)-(3.10) найденные значения, получим

$$R_2 = \frac{1,895}{\left(\frac{6000}{400}\right)^2} = 0,0084 \text{ Ом},$$

$$X_2 = \frac{5,89}{\left(\frac{6000}{400}\right)^2} = 0,0262 \text{ Ом}.$$

В настройках параметров блока трансформатора необходимо указать не индуктивное сопротивление, а индуктивность. Поэтому произведем пересчет индуктивностей обеих обмоток и ветви намагничивания, основываясь на определении индуктивного сопротивления

$$X_L = 2\pi fL, \quad (3.11)$$

где f – частота переменного тока, Гц; L – индуктивность, Гн.

Выразим индуктивность из выражения (3.11)

$$L_1 = \frac{5,89}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 0,0187 \text{ Гн},$$

$$L_2 = \frac{0,0262}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 0,000083 \text{ Гн},$$

$$L_M = \frac{5589,82}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 17,79 \text{ Гн}.$$

После выполненных расчетов введем в блок, моделирующий работу трансформатора, все необходимые параметры (рис. 3.7 – рис. 3.8).

На рис. 3.7 представлены сведения о схемах соединения первичной и вторичной обмотки. Первичные обмотки исследуемого трансформатора соединены по схеме «звезда», а вторичные – по схеме «треугольник». В итоге, имеем 11-ю группу соединения обмоток.

Configuration Parameters

Winding 1 connection (ABC terminals):
Y

Winding 2 connection (abc terminals):
Delta (D11)

Core
Type: Three single-phase transformers
 Simulate saturation

Measurements
None

Рисунок 3.7 – Ввод исходных данных моделируемого трансформатора

На рис. 3.8 приведено диалоговое окно блока, где введены основные параметры трансформатора, рассчитанные ранее.

Configuration Parameters

Units SI

Nominal power and frequency [Pn(VA) , fn(Hz)] [160000 , 50]

Winding 1 parameters [V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(Ohm) , L1(H)] [6000 1.895 0.0187]

Winding 2 parameters [V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(Ohm) , L2(H)] [400 0.0084 0.000083]

Magnetization resistance Rm (Ohm) 614.92

Magnetization inductance Lm (H) 17.79

Saturation characteristic [i1(A) , phi1(V.s) ; i2 , phi2 ; ...] [292.3;0.17774 2903.6]

Рисунок 3.8 – Ввод основных параметров моделируемого трансформатора

Для верификации построенной модели в MATLAB произведем некоторые опыты в Simulink, а именно опыт трехфазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения и опыт нагрузочного доаварийного режима.

На рис. 3.9 представлена схема, состоящая из блока, моделирующего работу трехфазного двухобмоточного трансформатора, источников переменного напряжения, амперметров и осциллографа. Также, в схему

введено сопротивление системы, такое же по величине, как и в разрабатываемой модели в MATLAB. Нагрузочный режим реализован посредством включения сопротивлений нагрузки на стороне низшего напряжения. Величина сопротивлений нагрузки определена исходя из мощности, протекающей через трансформатор, в нормальном режиме.

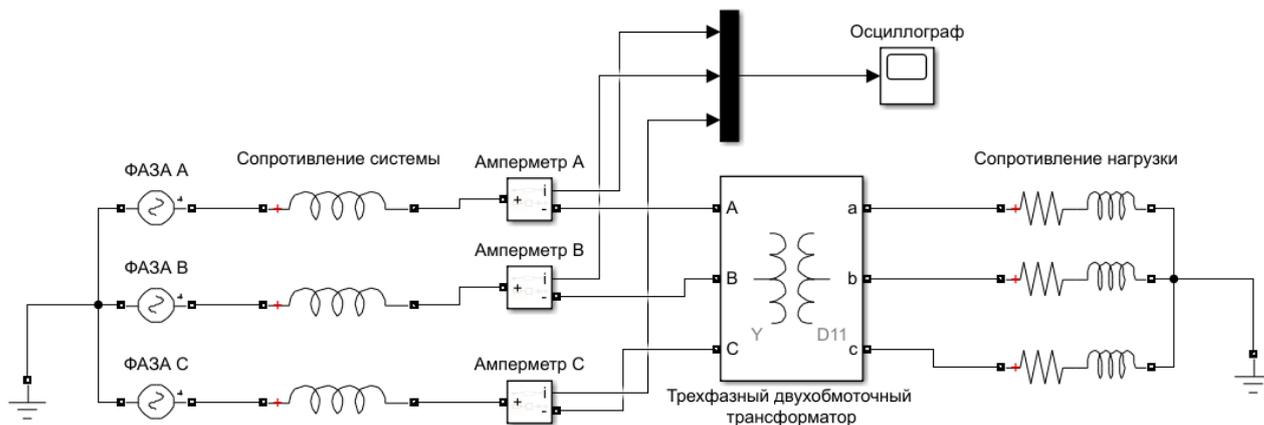


Рисунок 3.9 – Опыт нагрузочного режима трансформатора в Simulink

Результаты проделанного опыта приведены на рис. 3.10 в виде осциллограммы токов. Из рисунка видно, что амплитуда токов составляет порядка 23 А.

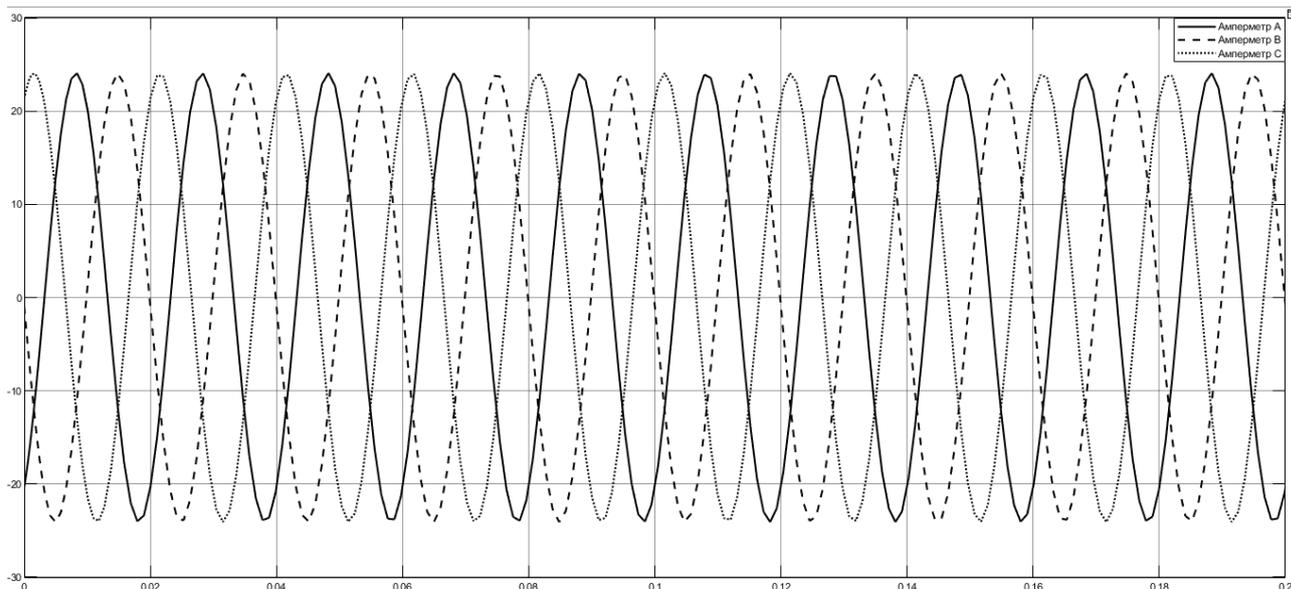


Рисунок 3.10 – Осциллограмма токов на стороне высшего напряжения при нагрузочном режиме трансформатора

На рис. 3.11 представлена аналогичная рис. 3.9 схема за исключением сопротивлений нагрузки. Данный опыт позволяет оценить величину периодической составляющей переходного тока при коротком замыкании на стороне низшего напряжения.

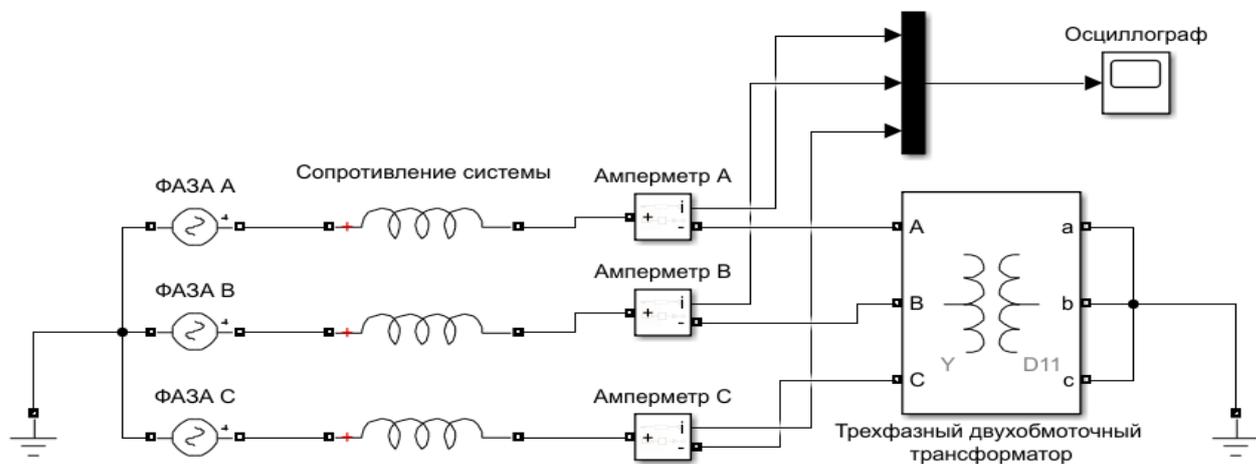


Рисунок 3.11 – Опыт трехфазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения

На рис. 3.12 представлены результаты опыта, соответствующего схеме на рис. 3.11. Из осциллограммы можно установить, что амплитуда токов составляет порядка 260 А.

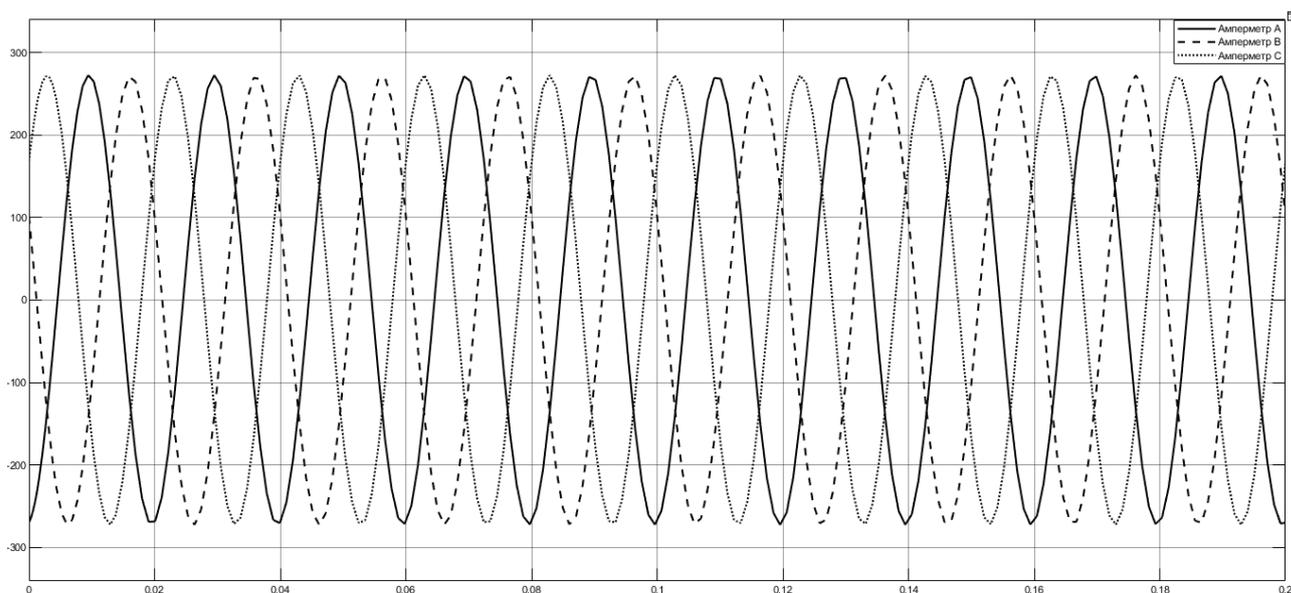


Рисунок 3.12 – Осциллограмма токов на стороне высшего напряжения при трехфазном коротком замыкании на стороне низшего напряжения

Для того, чтобы сопоставить результаты опытов в Simulink и результаты моделирования в MATLAB, приведем осциллограммы переходных токов в каждой фазе, полученные в результате разработки модели (рис. 3.13 – рис. 3.15).

Амплитуда доаварийного тока составляет порядка 22 А, а амплитуда периодической составляющей тока короткого замыкания составляет порядка 220 А.

Основываясь на результатах эксперимента, следует отметить, что результаты моделирования силового трансформатора не являются предельно точными. Однако можно полагать, что разработанная модель силового трансформатора является удовлетворительной, поскольку сравниваемые амплитуды доаварийного тока и тока периодической составляющей не значительно отличаются друг от друга.

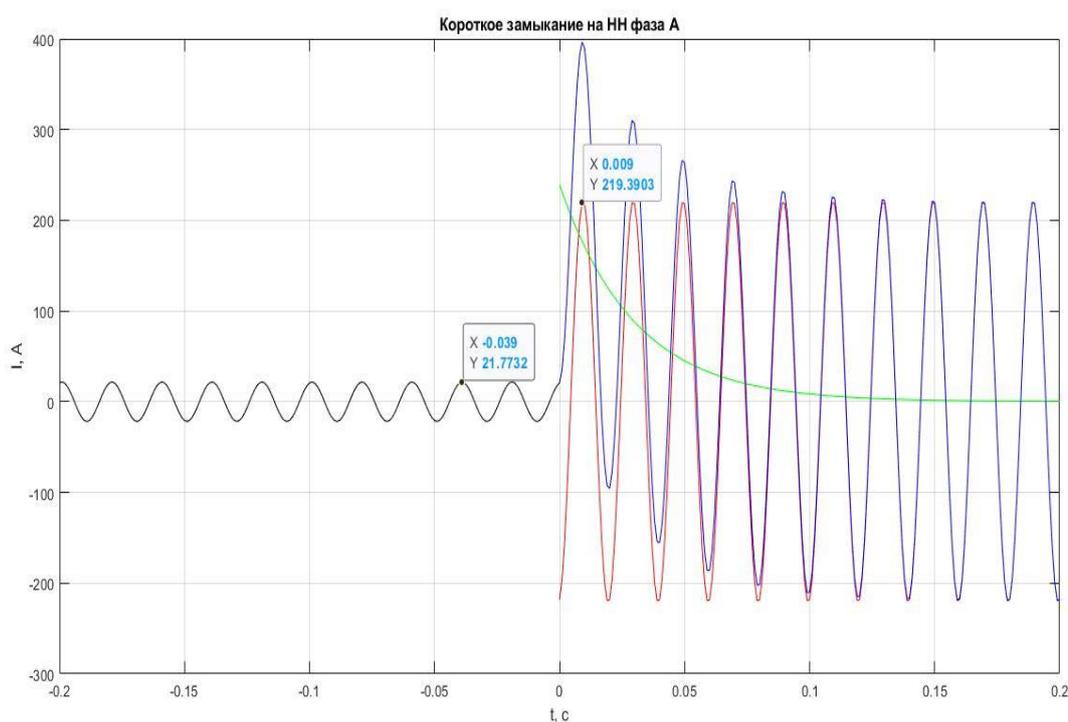


Рисунок 3.13 – Осциллограмма тока фазы А на стороне высшего напряжения при трехфазном коротком замыкании на низкой стороне

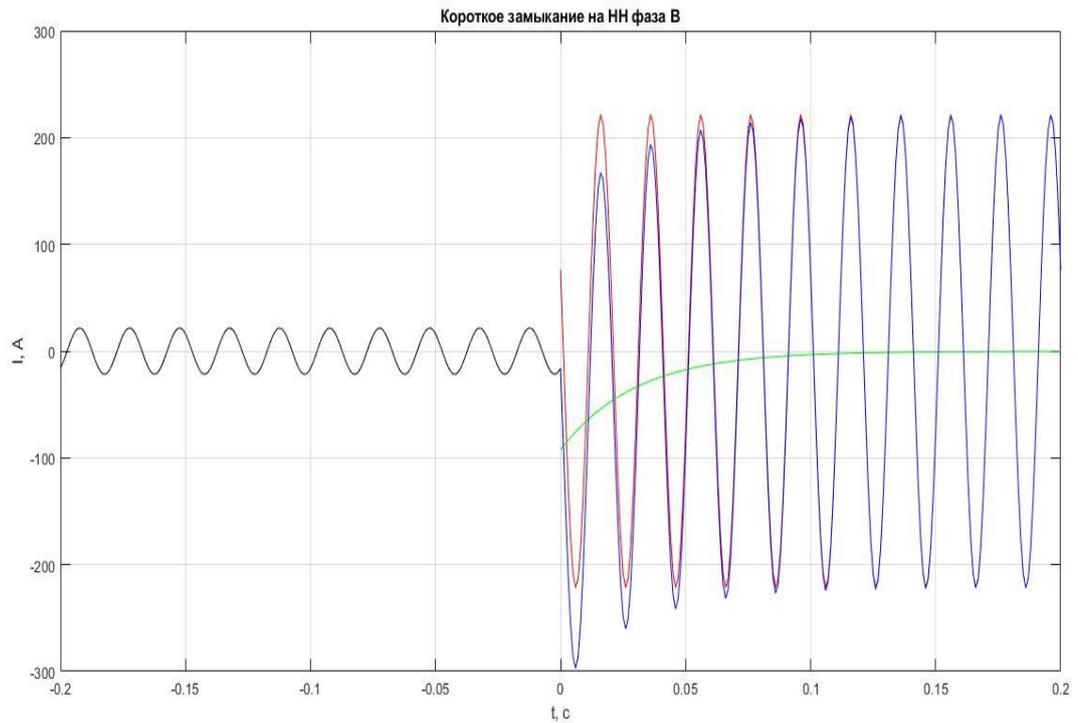


Рисунок 3.14 – Осциллограмма тока фазы В на стороне высшего напряжения при трехфазном коротком замыкании на низкой стороне

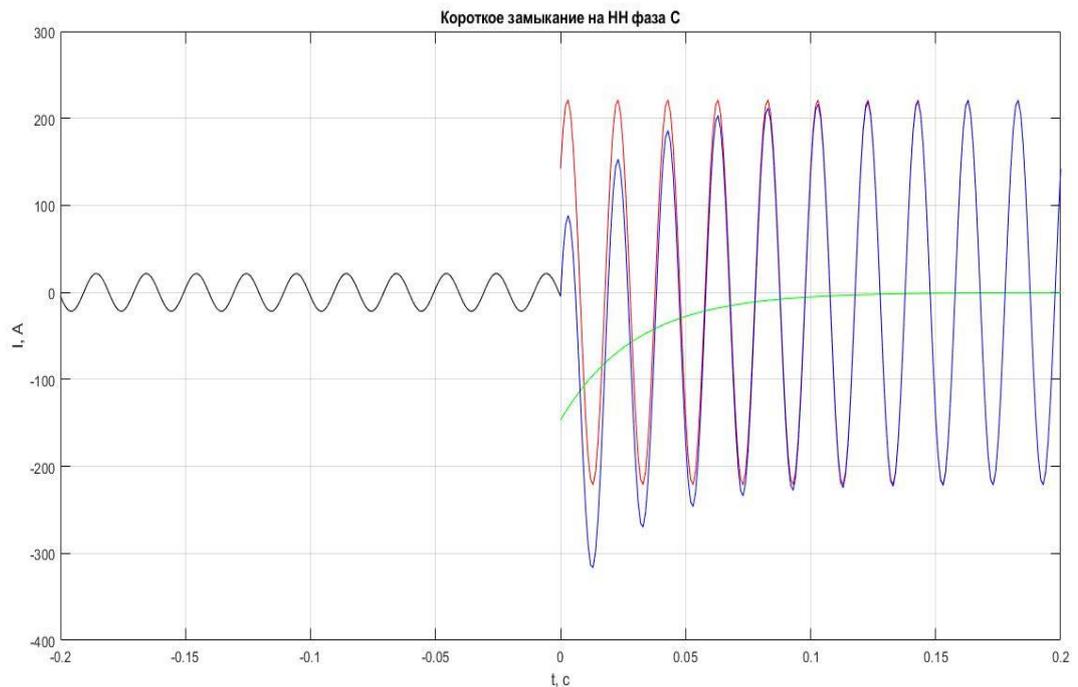


Рисунок 3.15 – Осциллограмма тока фазы С на стороне высшего напряжения при трехфазном коротком замыкании на низкой стороне

Погрешность определения амплитуды тока в нормальном режиме составляет около 4 %, а в режиме короткого замыкания – 15 %.

Возникшие различия можно объяснить тем, что при программировании в MATLAB рассматривалась модель идеального силового трансформатора без учета ветви намагничивания. В свою очередь, в Simulink блок *Three-phase transformer (Two windings)* реализует стандартную кривую намагничивания с учетом сопротивлений ветви намагничивания в схеме замещения. Поэтому разработанная модель не является совершенной и требует дальнейшего развития.

Верификация работы алгоритмов дифференциальной защиты планируется при проведении дальнейших исследований.

4 ПОСТРОЕНИЕ СЕТЕВОГО ГРАФИКА РАЗРАБОТКИ МОДЕЛИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

4.1 Цели и задачи составления сетевого графика

Перед выполнением любого объема работ требуется осуществить его основательное и полноценное планирование. При решении различных задач в области электроэнергетики используется метод сетевого планирования и управления. Его применение оправдано в трудовых процессах, характеризующихся определенной последовательностью операций и ограниченностью ресурсов времени.

Разработка сетевого графика в рамках выполнения данной работы позволяет организовать и скоординировать процесс моделирования дифференциальной защиты, а именно:

- заранее запланировать объем работы, установить последовательность этапов выполнения,
- контролировать каждый этап и следить за ходом работы,
- рационально планировать время выполнения каждого этапа.

Построение сетевого графика позволяет установить затраты времени на разработку модели, которое определяется расчетом суммарной продолжительности критического пути.

Для реализации этого необходимо разделить процесс создания модели на этапы, на отдельные пункты, каждый из которых имеет определенный запас времени. На основании этого необходимо рассчитать суммарную продолжительность всех этапов, а также рассчитать время их ранних и поздних начал.

Основной целью данного раздела является разработка оптимального графика синтеза модели, который позволит установить объем работы и продолжительность каждого ее этапа.

Обозначим структуру задач, необходимых для выполнения данного раздела:

- необходимо, определив все этапы работы, составить сетевой график разработки модели дифференциальной защиты трансформатора,
- необходимо произвести расчет параметров сетевого графика, используя разработанную для этого методику,
- необходимо выполнить временную привязку данного сетевого графика к календарю.

Таким образом, на основании построенного сетевого графика разработки модели и его привязки к календарю можно определить дату, когда необходимо приступить к началу работы, чтобы завершить ее в установленный срок.

4.2 Система сетевого планирования и управления. Сетевой график и его элементы

Система сетевого планирования и управления (СПУ) предназначена для достижения поставленной задачи путем управления деятельностью одного или многих коллективов людей, участвующих в создании единого комплекса. Она дает возможность заранее планировать последовательность и взаимосвязь работ, входящих в комплекс, следить за выполнением каждой работы, выявлять и устранять появляющиеся в ходе работ задержки [7].

Для наглядного обозначения структуры работ и их взаимосвязей в системе СПУ используется сетевой график, который позволяет:

- установить взаимосвязь между отдельными этапами работы,
- повысить эффективность использования имеющихся ресурсов,
- изменять последовательность выполнения работ с целью поиска оптимального пути,
- повысить продуктивность работы в силу обозначения временных рамок выполнения,

- структурировать объем информации, необходимый для выполнения работы.

Для понимания алгоритма построения сетевого графика необходимо ввести некоторые определения и понятия.

Графическое изображение процессов, выполнение которых необходимо для достижения поставленных целей, с указанием взаимосвязей между этими процессами называется сетевой моделью.

Сетевая модель с рассчитанными сроками выполнения каждого этапа работы называется сетевым графиком. Основными элементами сетевого графика являются [7]:

- работа – некоторый процесс, для выполнения которого необходимы затраты времени и ресурсов,
- событие – результат выполнения одного или нескольких этапов всей работы,
- ожидание – технологический или организационный перерыв между этапами работы,
- зависимость – фиктивная работа, которая не требует затрат времени и ресурсов и вводится в график для отражения правильной взаимосвязи между работами.

На сетевом графике работа и ожидание обозначаются сплошной стрелкой, а зависимость – пунктирной стрелкой. Важно отметить, что длина и направление стрелок никак не связаны с действительной продолжительностью работ. Продолжительность работы обозначается под стрелкой, а наименование работы – над стрелкой. Все события пронумерованы и изображаются в форме круга. Работа, ожидание и зависимость могут шифроваться номерами двух событий, их ограничивающих.

При построении сетевого графика необходимо соблюдать следующие правила [7]:

- направление всех стрелок принимается слева направо,
- сетевой график не должен иметь лишних пересечений, большинство работ следует изображать горизонтальными линиями,
- если одно событие служит началом двух или более работ, заканчивающихся другими событиями, вводится зависимость и дополнительное событие,
- на графике не должно быть замкнутых контуров.

В сетевом графике непрерывная последовательность этапов работы и зависимостей называется путем. Продолжительность пути определяется суммой продолжительностей составляющих его работ. В связи с этим вводят понятия полного пути и критического пути. Полный путь – это путь от исходного события до завершающего. Критический путь – путь, обладающий наибольшей продолжительностью между исходным и конечным событиями. Продолжительность критического пути определяет срок выполнения работы.

Работы, которые лежат на критическом пути, называются критическими работами. Соответственно, сокращение или увеличение их продолжительности изменяет суммарную продолжительность выполнения всех работ. Процесс выполнения работы считается завершенным, когда закончены все критические работы.

На рис. 4.1 представлен сетевой график разработки модели дифференциальной защиты трансформатора. Основные события обозначены кругами, наименование работ указаны над стрелкой, а их продолжительность – под стрелкой. Жирными линиями обозначены работы, лежащие на критическом пути.

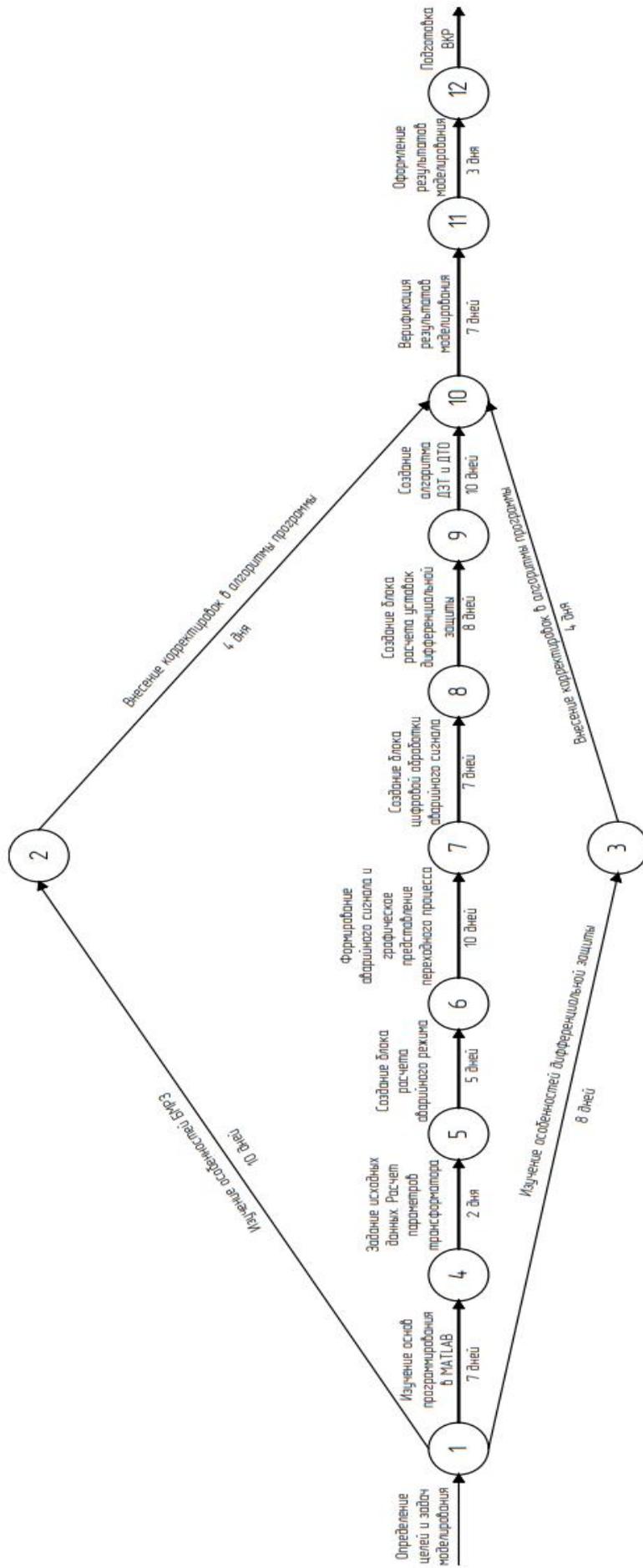


Рисунок 4.1 – Сетевой график моделирования дифференциальной защиты трансформатора

Для расчета сетевого графика необходимо определить раннее и позднее начала и окончания работ, критический путь и работы, лежащие на нем, а также необходимо рассчитать запасы времени и обозначить привязку к календарю.

Раннее начало работы определяется продолжительностью самого длинного пути от начального события до начала данной работы. Раннее окончание работы определяется суммой раннего начала и продолжительности данной работы.

Позднее начало работы – это самый поздний срок, когда может быть начата работа без изменений продолжительности критического пути. Позднее окончание работы – сумма позднего начала работы и продолжительности данной работы.

Время, на которое можно перенести начало работы без изменения общего срока ее выполнения называется общим запасом времени. Он определяется как разность позднего и раннего начала или позднего и раннего окончания работы.

Время, на которое можно перенести начало работы или увеличить ее продолжительность без изменения раннего начала последующих работ называется частным запасом времени.

В табл. 4.1 представлены длины путей и продолжительность работ, соответствующих построенному сетевому графику (рис. 4.1).

Таблица 4.1 - Длины путей и продолжительность выполнения работ по сетевому графику

Путь	Продолжительность, рабочие дни
1-2-10-11-12	$10+4+7+3=24$
1-3-10-11-12	$8+4+7+3=22$
1-4-5-6-7-8-9-10-11-12	$7+2+5+10+7+8+10+7+3=59$

4.3 Расчет сетевого графика четырехсекторным способом

Четырехсекторный способ является наиболее удобным способом расчета сетевого графика.

Поясним данный расчет с помощью некоторых схем. Событие сетевого графика, которое рассматривается в конкретный момент времени, обозначается буквой i . Все предшествующие ему события обозначаются буквой h , а последующие — буквой j (рис. 4.2). События, следующие после j , обозначаются буквой k .

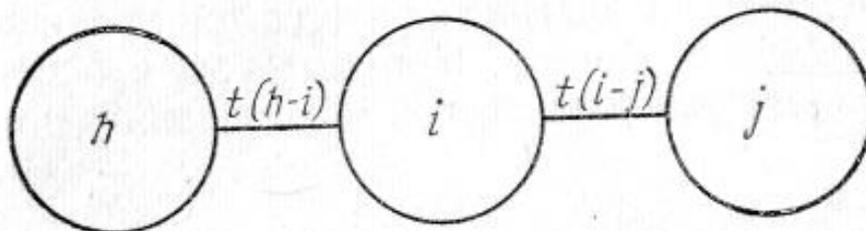


Рисунок 4.2 – Обозначение элементов сетевого графика [7]

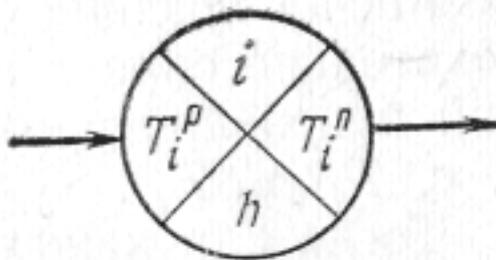


Рисунок 4.3 – Четырехсекторная система обозначения элементов сетевого графика [7]

Помимо этого, каждое событие графика разбивается на четыре сектора (рис. 4.3). В верхнем секторе записывается номер данного события. В левом секторе — наиболее ранний возможный срок совершения данного события, а в правом — наиболее поздний допустимый срок его совершения. В нижнем секторе записывается номер того из предшествующих событий, которое указывает на направление пути наибольшей продолжительности, ведущего к данному событию. Указание в нижнем секторе даст возможность определить критический путь сетевого графика — после расчета ранних сроков совершения событий.

Расчет сети производится слева направо, начиная от исходного события, срок которого принимается равным нулю. Самый ранний возможный срок окончания каждого события определяется как

$$T_i^p = \max[T_h^p + t_{h-i}], \quad (4.1)$$

где t_{h-i} – продолжительность соответствующей работы.

Определение поздних сроков окончания работ производится последовательно справа налево, от конца к началу. Принимается, что ранние и поздние сроки завершающего события совпадают.

$$T_i^n = \min[T_j^n + t_{i-j}]. \quad (4.12)$$

Все критические события не имеют резервов времени, поэтому их ранние и поздние сроки совпадают. Для всех остальных событий резерв определяется как

$$R_i = T_j^n - T_j^p. \quad (4.13)$$

Самый ранний возможный срок начала каждой работы равен раннему сроку совершения ее начального события

$$T_{i-j}^{p.n.} = T_i^p. \quad (4.14)$$

Поздний допустимый срок окончания каждой работы равен позднему сроку свершения ее конечного события

$$T_{i-j}^{n.o.} = T_i^n. \quad (4.15)$$

Сроки раннего окончания и позднего начала каждой работы находятся по следующим выражениям

$$T_{i-j}^{\text{p.o.}} = T_{i-j}^{\text{p.n.}} + t_{i-j} = T_i^p + t_{i-j}, \quad (4.16)$$

$$T_{i-j}^{\text{п.н.}} = T_{i-j}^{\text{п.н.}} + t_{i-j} = T_i^n - t_{i-j}. \quad (4.17)$$

После этого для каждой работы рассчитывается полный (общий) резерв времени и свободный (частичный).

Полный резерв времени работы – запас времени, который можно использовать на данной работе без ущерба для конечного срока всего комплекса работ. Однако из-за использования этого запаса времени сроки выполнения последующих работ становятся все более напряженными. Полное использование этого запаса приводит к тому, что последующие работы лишаются резерва времени.

Свободный резерв времени работы – запас времени, использование которого не влияет на время выполнения последующих работ.

Расчет обоих резервов времени производится по следующим формулам

$$R_{i-j} = T_j^n - T_j^p - t_{i-j}, \quad (4.18)$$

$$r_{i-j} = T_j^p - T_i^p - t_{i-j}. \quad (4.19)$$

На основании выражений (4.1) – (4.9) произведем расчет сетевого графика. В табл. 4.2 представлен численный расчет сетевого графика (рис.4.5).

Таблица 4.2 – Расчет сетевого графика

Шифры работ	Ранние		Поздние		Резервы		Даты ранних начал
	начала	окончания	начала	окончания	общие	частные	
1-2	0	10	35	45	35	0	2/3/2020
1-4	0	7	0	7	0	0	2/3/2020
1-3	0	8	37	45	37	0	2/3/2020
2-10	10	14	45	49	35	35	13/3/2020
4-5	7	9	7	9	0	0	10/3/2020
5-6	9	14	9	14	0	0	12/3/2020
6-7	14	24	14	24	0	0	19/3/2020
7-8	24	31	24	31	0	0	2/4/2020
8-9	31	39	31	39	0	0	12/4/2020
9-10	39	49	39	49	0	0	23/4/2020
3-10	8	12	45	49	37	37	11/3/2020
10-11	49	56	49	56	0	0	8/5/2020
11-12	56	59	56	59	0	0	19/5/2020

На рис. 4.4 представлена линейная диаграмма разработки модели дифференциальной защиты.

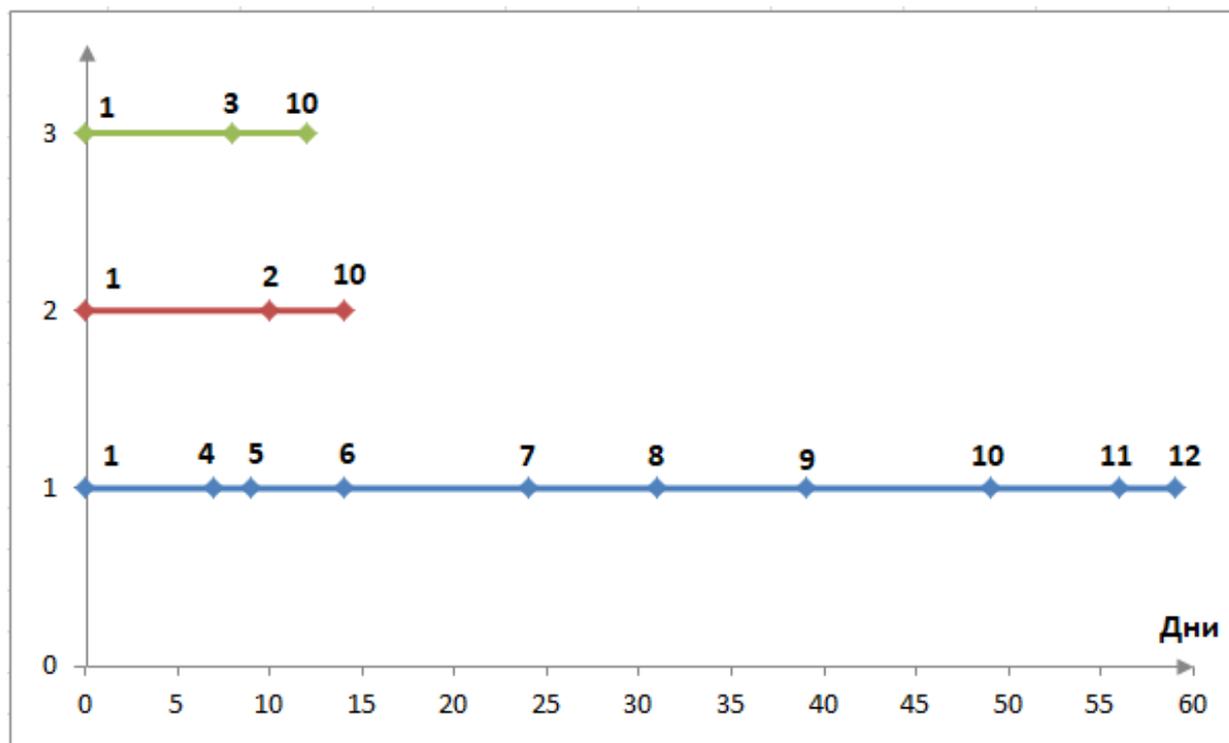


Рисунок 4.4 – Линейная диаграмма разработки модели

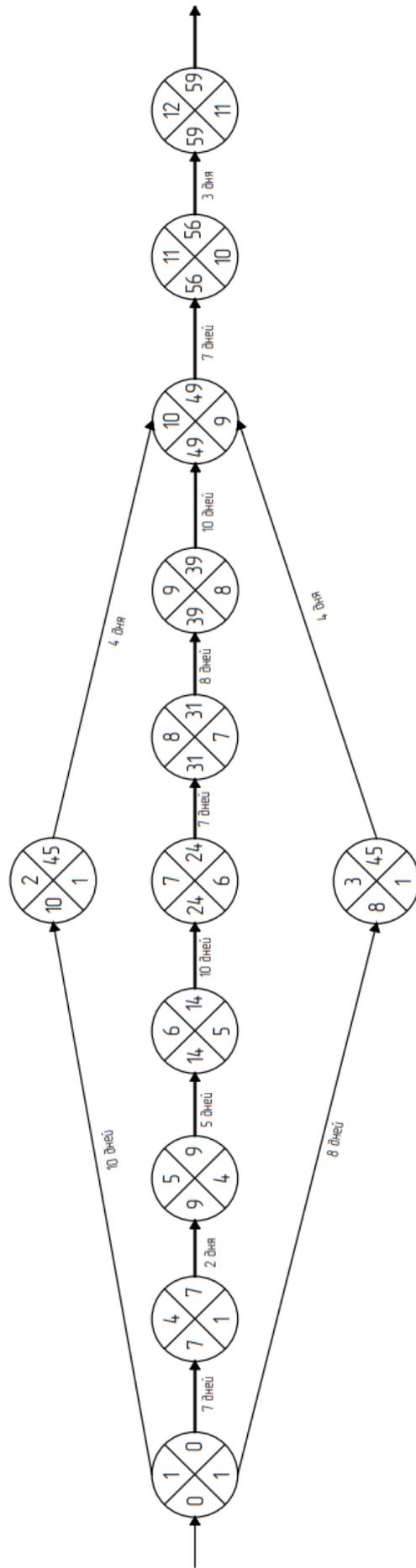


Рисунок 4.5 — Расчет сетевого графика четырехсекторным методом

4.4 Привязка сетевого графика к календарю

Для более наглядного контроля процесса выполнения работы по сетевому графику в расчетной таблице указываются календарные даты выполнения тех или иных работ по ранним началам (табл. 4.2).

Привязка сетевого графика к календарю осуществляется с помощью таблицы подсчета рабочих календарных дат (табл. 4.3).

В данной таблице записываются месяца и числа за исключением выходных и праздничных дней. Номер месяца указан римскими цифрами, а числа указаны в вертикальных колонках. Внизу таблицы приведен табель рабочих дней, который представлен непрерывным рядом чисел. Каждая строка соответствует конкретному месяцу, а количество чисел в каждой строке – количеству рабочих дней в рассматриваемом месяце.

Руководство по использованию таблицы следующее. Пусть датой начала разработки модели является 2 марта 2020 года (понедельник). По известным данным ранних начал определяется число в табеле рабочих дней. Затем от найденного числа необходимо подняться до единицы в переводном графике. В результате этого действия определяется строка, по которой можно определить календарную дату раннего начала работы.

Основываясь на данном алгоритме, заполним последний столбец табл. 4.3.

Таблица 4.3 – Подсчет календарных дат на 2020 год

	Рабочие дни по календарю			Переводной график																						
	Ш	IV	V	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З	И	К	Л	М	Н	О	П	Р	С	Т	У	Ф	Х	Ц	Ч
А	2	1	4	1																						
Б	3	2	5	2	1																					
В	4	3	6	3	2	1																				
Г	5	6	7	4	3	2	1																			
Д	6	7	8	5	4	3	2	1																		
Е	9	8	11	6	5	4	3	2	1																	
Ж	10	9	12	7	6	5	4	3	2	1																
З	11	10	13	8	7	6	5	4	3	2	1															
И	12	13	14	9	8	7	6	5	4	3	2	1														
К	13	14	15	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1													
Л	16	15	18	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1												
М	17	16	19	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1											
Н	18	17	20	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1										
О	19	20	21	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1									
П	20	21	22	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1								
Р	23	22	25	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1							
С	24	23	26	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1						
Т	25	24	27	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1					
У	26	27	28	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1				
Ф	27	28	29	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1			
Х	30	29		21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1		
Ц	31	30		22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	
Ч	-	-		23	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Табель рабочих дней				А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З	И	К	Л	М	Н	О	П	Р	С	Т	У	Ф	Х	Ц	Ч
	Ш			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
	IV			23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	
	V			45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64			

В данном разделе ВКР разработан и рассчитан сетевой график выполнения модели дифференциальной защиты трансформатора. Все данные о сроках выполнения работ были установлены с ориентиром на реальные затраты времени при разработке модели. В результате, был определен критический путь, который показывает максимальную продолжительность работы.

Также, был освоен четырехсекторный метод расчета сетевого графика, построен линейный график выполнения работ, произведен расчет ранних и поздних начал и окончаний работ, а также резервов времени.

Кроме того, после проделанного расчета была осуществлена привязка сетевого графика к календарным датам, что позволило сделать вывод о том, что работа будет выполнена в установленный срок.

5 РАЗДЕЛ ПО БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ТРУДА

5.1 Расчет защитного заземления методом наведенных потенциалов

Необходимо рассчитать заземление подстанции 110/10 кВ в двухслойном грунте методом наведенных потенциалов по допустимому сопротивлению [8]. Понижающая подстанция имеет два трансформатора 110/10 кВ с эффективно заземленной нейтралью со стороны 110 кВ. Размеры подстанции (А×В) равны А= 65, В=80. В качестве естественных заземлителей использовать систему трос – опоры двух подходящих линий напряжением 110 кВ с длиной пролета $l=250$ м. Сечение троса $S_{тр}=40$ мм² и сопротивление заземления опоры $R_{оп}=16$ Ом. В качестве горизонтальных заземлителей применить полосовую сталь сечением 40×4 мм. В качестве вертикальных заземлителей применить прутковую сталь диаметром $d=12$ мм и длиной $l_B=5$ м. Расчетные удельные сопротивления верхнего и нижнего слоев грунта $\rho_1=235$ Ом·м и $\rho_2=95$ Ом·м, а также мощность верхнего слоя грунта $h_1=2,8$ м. Глубина траншеи 0,8 м.

Территория подстанции занимает площадь

$$S = A \cdot B = 65 \cdot 80 = 5200 \text{ м}^2.$$

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{R_{оп} \cdot \frac{0,15 \cdot l}{S_{тр} \cdot n_T}} = \frac{1}{2} \sqrt{16 \cdot \frac{0,15 \cdot 250}{40 \cdot 1}} = 1,9 \text{ Ом}.$$

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя:

Сопротивление растеканию тока согласно ПУЭ должно быть не более 0,5 Ом для электроустановок выше 1000 В при эффективно заземленной нейтрали:

$$R_3 = 0,5 \text{ Ом},$$

$$R_{И} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} = \frac{1,9 \cdot 0,5}{1,9 - 0,5} = 0,67 \text{ Ом.}$$

По предварительной схеме заземлителя (рис. 5.1.) определим суммарную длину горизонтальных и количество вертикальных электродов.

Поперечные заземлители будем прокладывать в соответствии с ПУЭ [9] на глубине 0,5..0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними принимаем, исходя из максимально возможных при прокладывании заземлителей от периферии к центру: 0,4;5;6;7,5;9;11;13,5;16;20 м. Вертикальные электроды разместим по периметру на расстоянии 10 м друг от друга.

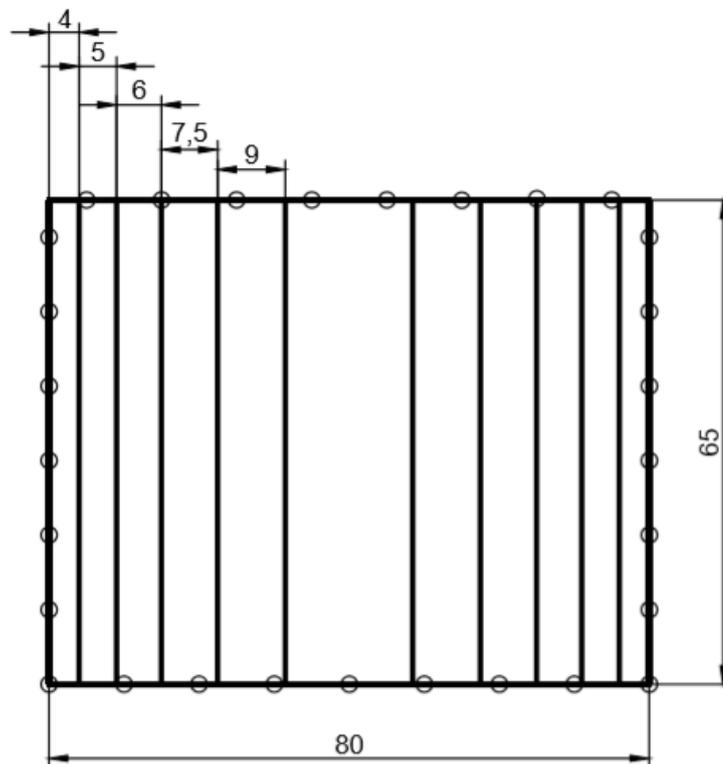


Рисунок 5.1 – Предварительная схема заземлителя

Количество вертикальных электродов

$$n = 29.$$

Длина вертикальных электродов

$$L_B = n \cdot l_B = 29 \cdot 5 = 145 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных электродов

$$L_{\Gamma} = 12 \cdot 65 + 2 \cdot 80 = 960 \text{ м.}$$

Составим расчетную модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью $S=5200 \text{ м}^2$ (рис. 5.2).

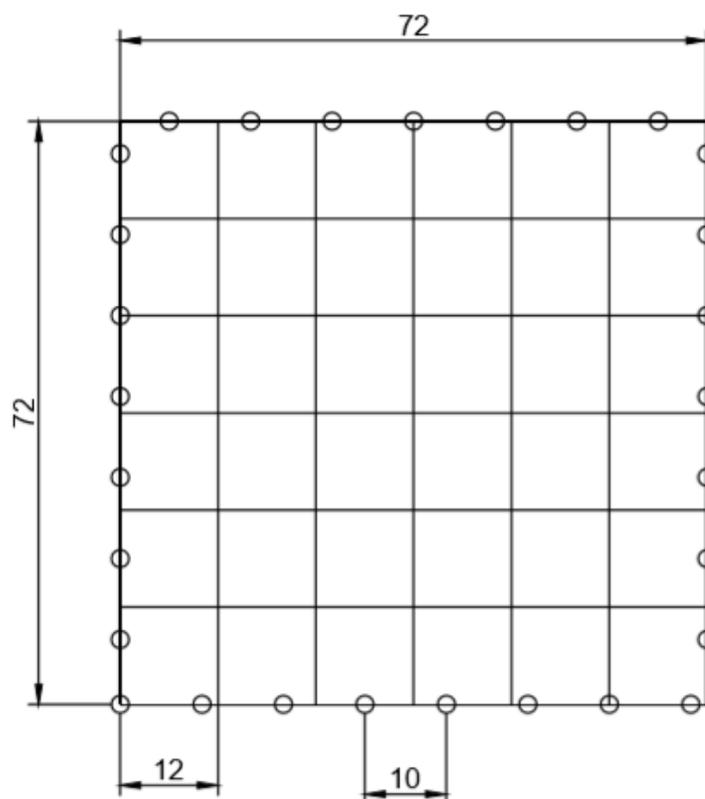


Рисунок 5.2 – Расчетная модель заземлителя

- Длина одной стороны модели:

$$\sqrt{S} = \sqrt{5200} = 72,11 \text{ м} \approx 72 \text{ м.}$$

- Количество ячеек по одной стороне:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{960}{2 \cdot 72} - 1 = 5,67 \text{ м} \approx 6 \text{ м.}$$

Уточним суммарную длину горизонтальных электродов

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (m + 1) \cdot \sqrt{S} = 2(6 + 1) \cdot 72 = 1008 \text{ м.}$$

- Длина стороны ячейки модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{72}{6} = 12 \text{ м.}$$

- Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n} = \frac{4 \cdot 72}{29} = 9,93 \text{ м} \approx 10 \text{ м.}$$

- Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_{\text{В}} = l_{\text{В}} \cdot n = 5 \cdot 29 = 145 \text{ м.}$$

- Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_{\text{В}} + t_{\text{В}}}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,8}{72} = 0,0806.$$

- Относительная длина верхней части вертикального заземлителя, т.е. части, находящейся в верхнем слое земли:

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_{\text{в}}}{l_{\text{в}}} = \frac{2,8 - 0,8}{5} = 0,4.$$

- Расчетное удельное сопротивление грунта:

Предварительно найдем отношение удельных электрических сопротивлений верхнего и нижнего слоев грунта

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{235}{95} = 2,47.$$

Поскольку $1 < \rho_1/\rho_2 < 10$, то значение коопределяем следующим образом

$$k = 0,43 \cdot \left(l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a\sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right) = 0,43 \cdot \left(0,4 + 0,272 \cdot \ln \frac{10\sqrt{2}}{5} \right) = 0,294.$$

Определим эквивалентное удельное электрическое сопротивление грунта

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k = 95 \cdot \left(\frac{235}{95} \right)^{0,294} = 122 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определим искомого расчетного сопротивления

$$R_{\text{И}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{в}}}.$$

Определим коэффициент А для $0 < t_{\text{отн}} < 0,1$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{\text{отн}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,0806 = 0,376 ,$$

$$R_{\text{И}} = 0,376 \cdot \frac{122}{72} + \frac{122}{1008 + 145} = 0,73 \text{ Ом.}$$

Это сопротивление практически совпадает с требуемым сопротивлением искусственного заземлителя (0,67 Ом).

Общее сопротивление заземлителя подстанции с учетом сопротивления естественного заземлителя определяется как

$$R_{\text{З}} = \frac{R_{\text{И}} \cdot R_{\text{е}}}{R_{\text{И}} + R_{\text{е}}} = \frac{0,73 \cdot 1,9}{0,73 + 1,9} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Таким образом, искусственный заземлитель подстанции должен быть выполнен из горизонтальных пересекающихся электродов сечением 4×40 мм общей длиной не менее 1008 м и вертикальных стержневых электродов диаметром 12 мм и длиной 5 м в количестве не менее 29 штук, размещенных равномерно по контуру заземления. Глубина погружения горизонтальных электродов в землю 0,8 м. При этих условиях сопротивление искусственного заземлителя в самое неблагоприятное время года не будет превышать 0,73 Ом, а суммарное сопротивление заземлителя подстанции в целом 0,5 Ом. Общее сопротивление заземлителя подстанции не превышает величины, установленной ПУЭ [9].

5.2 Техника безопасности при обслуживании цепей релейной защиты

Для обеспечения безопасной работы при проверке различных устройств релейной защиты, а также, чтобы не допустить ложного отключения присоединения, защита которого проверяется, или других смежных присоединений необходимо соблюдать особые меры предосторожности.

Проверка должна осуществляться специально обученным персоналом. Перед началом проверки персонал подготавливает рабочее место. Для этого вторичные цепи и защита, которые подлежат обслуживанию, выводятся из работы, и с них снимается питание. Панели смежных защит, которые расположены вблизи с проверяемой защитой, ограждаются щитами или завешиваются специальными шторами. Место работы должно быть обозначено плакатами «Работать здесь» [10].

Персонал службы релейной защиты перед началом работ проходит инструктаж и получает допуск к работе. После допуска к работе персонал продолжает подготовку рабочего места, чтобы максимально обезопасить проверку и не допустить ложного отключения оборудования, находящегося в работе.

Все цепи отключения и включения, которые относятся к панели, находящейся в проверке, должны быть отсоединены на измерительных зажимах и изолированы, даже в том случае, если выходные цепи были предварительно отключены оперативным персоналом с помощью ключей и накладок. Также, отсоединяются и изолируются все цепи, связывающие проверяемое устройство с другими панелями.

Переменное напряжение и оперативный ток должны подаваться на проверяемое устройство от предохранителей или автоматов, специально установленных для проверок. Эта мера необходима для того, чтобы короткие замыкания, которые могут возникнуть при проверке в проверяемых цепях, не нарушили функционирование защит, остающихся в работе.

Токовые цепи обязательно закорачиваются и только после этого отсоединяются. Если в данных токовых цепях включены еще и другие защиты, которые могут ложно сработать при производимых операциях в токовых цепях, то эти защиты необходимо вывести из работы на время производства переключений.

Во избежание поражения электрическим током при прикосновении к конструкциям или корпусам оборудования, оказавшимся под напряжением,

применяются различные защитные меры. В качестве этих мер могут быть использованы защитное заземление, выравнивание потенциалов, защитное отключение, разделяющие трансформаторы и другие защитные средства [10].

Лица, принимаемые на работу, связанную с непосредственным обслуживанием, ремонтом, испытанием или наладкой электротехнического оборудования, обязаны пройти медицинское освидетельствование в соответствии со списком производств и профессий, утверждённых приказом Министерства здравоохранения к работе в электроустановках. Также, эти лица после принятия на работу проходят стажировку в течение двух-четырёх недель. До истечения этого времени они работают под наблюдением опытного основного работника. При этом оба лица в равной степени отвечают за нормальную работу оборудования. Лишь после стажировки новый работник может быть допущен к самостоятельной работе.

Допуск к стажировке и самостоятельной работе оформляется специальным распоряжением с обязательным указанием о том, что работник прошёл проверку знаний правил техники безопасности. В процессе текущей работы весь производственный персонал в обязательном порядке проходит систематическое производственное обучение и обучение безопасным методам работы.

Практикантам и стажерам, разрешается пребывание в помещении, в котором расположено электрооборудование и электроаппараты ограниченное время и под постоянным надзором опытного работника. Их нельзя допускать к самостоятельной работе и присваивать III и выше квалификационные группы по электробезопасности [10].

Оперативный персонал до назначения на самостоятельную работу проходит теоретическую подготовку, обучается на рабочем месте, осваивает инструкции, правила технической эксплуатации и правила техники безопасности в объёме, необходимом для его рабочего места. Обучение контролирует начальник цеха или лицо, ответственное за эксплуатацию установок. По окончании обучения специальная квалификационная комиссия

проверяет знание правил техники безопасности у работника и присваивает ему соответствующую квалификационную группу по электробезопасности [10].

Для ремонтного персонала обязательны инструктажи на рабочем месте и курсовое обучение. Для высококвалифицированных рабочих организуется тематические курсы и лекции. Инструктаж проводят руководители цехов, подстанций, лабораторий, смен, участков и мастера в рабочее время. Цель инструктажа – обучить каждого рабочего правильным и безопасным методам работы, уходу за оборудованием, применению инструкций и правил в рабочей установке.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы, основываясь на микропроцессорном терминале релейной защиты от компании НТЦ «Механотроника», была построена модель дифференциальной защиты трансформатора от трехфазных коротких замыканий в среде программирования MATLAB.

В конечном счете, разработанная программа представляет собой совокупность нескольких блоков. Во-первых, исследуемый трансформатор реализован как «идеальная» модель. При его моделировании не учитывались параметры ветви намагничивания схемы замещения трансформатора, а соответственно и кривая намагничивания. Во-вторых, аварийное воздействие представлено только трехфазными короткими замыканиями на сторонах высшего и низшего напряжений. Кроме того, моделируемые трансформаторы тока так же реализованы в формате «идеальной» модели без учета насыщения и кривых намагничивания. Основной блок защиты построен только на алгоритме дифференциальной токовой отсечки и дифференциальной защиты с торможением.

Изначально предполагалось, что разрабатываемая модель будет более информативной и показательной. Были поставлены цели внедрения достоверных моделей трансформаторов тока и силового трансформатора, увеличения разнообразия аварийных воздействий, включая двухфазные короткие замыкания, а также создания блока информационного признака блокирования от случайного воздействия броска тока намагничивания. Также на всем протяжении разработки модели предполагалась тщательная работа непосредственно с самим терминалом релейной защиты, результаты которой послужили бы верификацией проделанных исследований. Поэтому имеющиеся результаты следует воспринимать как начало серьезной работы, которая в дальнейшем будет продолжена.

Тем не менее, в процессе работы были освоены среды программирования и моделирования MATLAB и Simulink, которые являются очень удобными

инструментами для решения технических и инженерных задач. Кроме того, были изучены принципы и основы работы микропроцессорных устройств, таких как БМРЗ, которые на сегодняшний день представляют собой вершину в развитии релейной защиты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чернобровов Н.В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд 4-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1971. – 642 с.
2. Федосеев, А. М. Релейная защита электроэнергетических систем / А. М. Федосеев. – М. : Госэнергоиздат, 1952. – 480 с.
3. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 1991. – 496 с.
4. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-163-УЗТ-01 [Электронный ресурс] // Руководство по эксплуатации. ДИВГ.648228.039 - 24.01 РЭ – НТЦ «Механотроника». – Режим доступа: <https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-150/bmrz-163-uzt-01.pdf> – Загл. с экрана.
5. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная защита [Электронный ресурс] // Методические указания по расчету уставок. СТО ДИВГ-055-2013 – НТЦ «Механотроника». – Режим доступа: https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/transformatory_avtotransformatoav-dif.tokovaya_zashita.pdf – Загл. с экрана.
6. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
7. Сетевое планирование в электроэнергетике. Экономика и менеджмент в техносфере: метод. пособие / Новосиб. гос. техн. ун-т; сост.: С.С. Чернов, Е.В. Малькова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 26 с.
8. Проектирование и расчет защитного заземления: метод. пособие / Новосиб. гос. техн. ун-т; сост.: А.М. Парахин, О.В. Тихонова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 48 с.
9. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – Седьмое издание перераб. и доп. – М.: ЗАО Энергосервис, 2002. – 275 с.

10. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭЭУ). Приказ от 24.07.2013 г. № 328н [Электронный ресурс] // Министерство труда и социальной защиты РФ. – Режим доступа: <http://www.rosmintrud.ru/docs/mintrud/orders/161> – Загл. с экрана.

11. Консультационный центр MATLAB компании Softline [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://matlab.exponenta.ru/gui/index.php>. – Загл. с экрана.