

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Балаковский инженерно-технологический институт — филиал федерального  
государственного автономного образовательного учреждения высшего образования  
«Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»

АПРОБАЦИЯ

## **РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине  
«Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»  
для студентов направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и  
электротехника» очной и заочной форм обучения

## ВВЕДЕНИЕ

Курсовая работы выполняется на базе курса лекций по дисциплине «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» и предназначена для систематизации, расширения и закрепления теоретических знаний и практических навыков студентов.

Студент в рамках профессиональных компетенций должен приобрести навык самостоятельного решения небольшого объема задач при проектировании релейной защиты и автоматики систем электроснабжения. Все решения, принятые в процессе выполнения курсовой работы, должны быть обоснованы автором работы. За принятые технические решения и проведенные расчеты в процессе выполнения курсовой работы ответственность несет студент, являющийся автором работы. В курсовой работе могут быть введены элементы научно-исследовательской работы, выполняемой в институте или на производстве.

## ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Электрические системы, в соответствии с их назначением, большую часть времени обеспечивают потребителей качественной электрической энергией. Но какими бы надежными ни были эти системы, в них неизбежно возникают повреждения и ненормальные режимы, которые в свою очередь могут приводить к возникновению аварий [1].

С целью обеспечения нормального электроснабжения хотя бы части потребителей, предотвращения ненормальных режимов, приводящих к возникновению и развитию аварии, возможного разрушения повреждённого электрооборудования в системах электроснабжения должны быть реализованы устройства противоаварийной автоматики, основу которых составляют системы релейной защиты.

**Ненормальные режимы** обычно связаны относительно с небольшими отклонениями значений напряжения, тока и (или) частоты от допустимых значений [2]. К ненормальным режимам относят перегрузки, однофазные замыкания на землю

в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью, а также понижение уровня масла в расширителе масляного трансформатора [3].

**Повреждения** чаще всего сопровождаются значительным увеличением тока в элементах энергосистемы и глубоким понижением напряжения. Наиболее частыми и опасными повреждениями являются короткие замыкания [4].

**Аварии** – это нарушения работы электроэнергетической системы или её части, сопровождающиеся недоотпуском электроэнергии потребителям или недопустимым ухудшением её качества, разрушением основного оборудования, возникновением угрозы здоровью и жизни людей. Ненормальные режимы создают возможность возникновения повреждений, а не выявленные вовремя повреждения могут приводить к авариям [4].

Релейная защита – это комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого (при повреждениях) выявления и отделения от сети повреждённых элементов этой сети в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы исправной части этой сети [4].

Назначением устройств автоматики, устанавливаемых в энергосистемах, является:

быстрое отключение поврежденного элемента;

прекращение ненормальных режимов работы (например, перегрузки) элементов системы;

быстрое восстановление электропитания потребителей, автоматически отключенных от источника питания вследствие возникшего в системе повреждения;

поддержание на заданном уровне напряжения у потребителей;

пуск и останов синхронных машин;

отключение части потребителей при возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме, от которой система электроснабжения получает питание, и их включение после ликвидации дефицита и т. д. [5].

При отключении устройством защиты одного из элементов системы электроснабжения, например линии или трансформатора, часть потребителей электроэнергии обесточиваются. Восстановление питания таких потребителей осуществляется, как правило, автоматически устройствами автоматического

повторного включения (АПВ) или автоматического включения резервного источника питания (АВР) [5].

Поддержание заданного уровня напряжения обеспечивается воздействием на возбуждение установленных в системе синхронных машин (синхронных двигателей СД, синхронных генераторов СГ ТЭЦ или синхронных компенсаторов СК), изменением коэффициента трансформации понижающих трансформаторов или включением и отключением секций конденсаторных батарей (БК). Регулирование напряжения в системе электроснабжения проводится в основном автоматически, для чего синхронные машины оборудуются устройствами автоматического регулирования возбуждения (АРВ), трансформаторы — устройствами автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ), а батареи конденсаторов — устройствами автоматического управления включением и отключением секций этих батарей (АУБК) [5].

Появление дефицита активной мощности в энергосистеме вызывает понижение частоты. Наличие большого дефицита мощности чревато опасностью лавинообразного снижения частоты, результатом которого является развал системы, т. е. авария, вызывающая прекращение электропитания всех потребителей. Поэтому баланс генерируемой и потребляемой активных мощностей в энергосистеме при отсутствии необходимых резервов может быть восстановлен лишь путем отключения части менее ответственных потребителей. Эта задача решается с помощью устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), устанавливаемых на подстанциях. Отключенные устройствами АЧР потребители после ликвидации дефицита мощности и восстановления нормального значения частоты в энергосистеме автоматически включаются в работу устройствами частотного АПВ (ЧАПВ) [5].

В энергосистемах автоматизируется также процесс подключения к сети синхронных генераторов СГ, синхронных двигателей СД, синхронных компенсаторов СК и других электроустановок [5].

Все перечисленные выше устройства относятся к устройствам локальной автоматики, так как они воздействуют на отдельные элементы энергосистемы по заранее заданному жесткому алгоритму вне зависимости от режима работы других элементов системы. Существует также общесистемная автоматика,

поддерживающая в нормальном режиме работы энергосистемы требуемые значения частоты, напряжения в узлах системы, перетоков активной и реактивной мощности, а также автоматика, предотвращающая развитие аварийных процессов в энергосистеме (противоаварийная автоматика) [5].

Ни один элемент электроэнергетической системы (генератор, трансформатор, линия электропередачи, сборные шины и др.) не обладают абсолютной надежностью. С большей или меньшей вероятностью он может быть поврежден, причем подавляющее большинство повреждений сопровождается возникновением короткого замыкания. Режим короткого замыкания опасен для энергосистемы: устойчивая работа энергосистемы может быть нарушена, из-за существенного искажения параметров режима энергосистемы потребители электроэнергии теряют электропитание, длительное существование токов короткого замыкания разрушает повредившийся элемент энергосистемы до неремонтопригодного состояния [5].

Назначением релейной защиты является выявление поврежденного элемента и быстрое его отключение от энергосистемы. Кроме того, устройства релейной защиты должны предупреждать повреждение элемента энергосистемы в случае возникновения ненормального и опасного для него режима работы (перегрузка, неполнофазный режим и др.) [5].

Основные требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты.

**Селективность.** Под селективностью РЗ понимается способность устройства релейной защиты выявить и отключить именно поврежденный элемент энергосистемы, а не какой-либо иной, хотя при наличии короткого замыкания нарушается нормальная работа многих элементов энергосистемы [5].

**Быстродействие,** т.е. способность релейной защиты в кратчайший промежуток времени (лучше всего мгновенно) выявить и отключить поврежденный элемент энергосистемы [5].

**Чувствительность.** Под чувствительностью РЗ понимается способность устройства релейной защиты четко отличать режим короткого замыкания любого вида (трехфазное, двухфазное, однофазное короткое замыкание) от всевозможных, даже утяжеленных режимов работы защищаемого объекта при отсутствии короткого замыкания [5].

**Надежность.** Под надежностью РЗ понимается отсутствие отказов или ложных срабатываний релейной защиты, что обеспечивается как функциональной, так и аппаратной надежностью устройства защиты [5].

Устройства релейной защиты реагируют на значения параметров режима защищаемого объекта (ток, напряжение, направление мощности и др.) [5].

Функциональная схема защиты как устройства автоматического управления (рис. 1) содержит следующие основные органы:

- **измерительный орган ИО**, непрерывно контролирующий состояние защищаемого объекта и определяющий условия срабатывания (или несрабатывания) в соответствии со значениями параметров электрических сигналов, поступающих на его вход от измерительных преобразователей ИП.

- **логический орган ЛО**, формирующий логический сигнал при выполнении определенных условий [5].

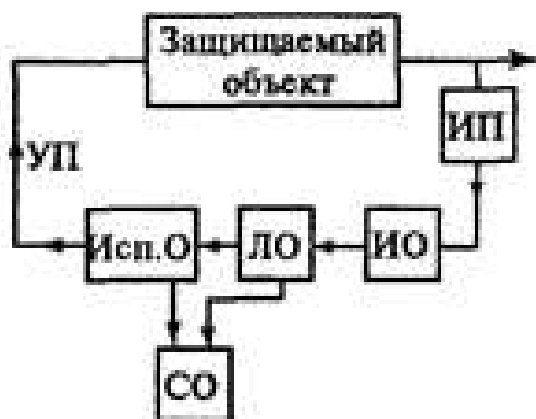


Рисунок 1 - Функциональная схема защиты как устройства автоматического управления

**Исполнительный орган Исп. О**, формирующий на основе сигнала логического органа управляющее воздействие УВ на выключатель защищаемого объекта [5].

Дополнительно в схеме защиты предусматривается сигнальный орган СО, формирующий логические сигналы о срабатывании защиты [5].

Защиты подразделяют на основные и резервные:

*Основной* называется защита, предназначенная для работы при всех или части видов КЗ в пределах всего защищаемого элемента со временем, меньшим, чем у других установленных защит [5].

*Резервной* называется защита, предусматриваемая для работы вместо основной защиты данного элемента при ее отказе или выводе из работы, а также вместо защит смежных элементов при их отказе или отказах выключателей смежных элементов [5].

В соответствии со способами обеспечения селективности при внешних КЗ различают две группы защит: с абсолютной селективностью и с относительной селективностью [5].

Относительную селективность имеют защиты, на которые по принципу действия можно возложить функции резервных при КЗ на смежных элементах. С учетом этого такие защиты в общем случае должны выполняться с выдержками времени [5].

Абсолютную селективность имеют защиты, селективность которых при внешних КЗ обеспечивается их принципом действия, т. е. защита способна сработать только при КЗ на защищаемом элементе. Поэтому защиты с абсолютной селективностью выполняются без выдержек времени [5].

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются возрастанием тока. Поэтому первыми в энергосистемах появились *токовые защиты*, действующие в тех случаях, когда ток в защищаемом элементе превышает заданное значение. Такие защиты выполняются плавкими предохранителями и реле. Токковые защиты могут, кроме полных токов фаз, использовать также слагающие обратной и нулевой последовательностей тока, практически отсутствующие в нормальном режиме. Если сравнивать действующее значение тока (или его симметричных составляющих) с заданными значениями, то защита будет иметь относительную селективность. Если же сравнивать комплексы токов по концам защищаемого элемента, то указанную защиту называют *дифференциальной токовой*. Этот принцип позволяет выполнить защиту с абсолютной селективностью [5].

В качестве измерительных органов применяются также *минимальные реле напряжения*, которые срабатывают, когда значение воздействующей величины становится меньше заданного [5].

Защиты напряжения могут фиксировать повреждения и по появлению слагающих напряжения обратной и нулевой последовательностей. В этих случаях измерительные органы выполняются на основе максимальных реле напряжения [5].

В ряде случаев не удастся выполнить защиты на основе отмеченных простейших принципов. Поэтому применяется **дистанционный** принцип, который предусматривает совместное использование тока и напряжения защищаемого объекта таким образом, что при КЗ в измерительном органе защиты (реле сопротивления) формируется сигнал, пропорциональный сопротивлению петли КЗ [5].

При реализации защит с относительной селективностью для элементов системы, получающих питание от двух или более источников питания, для обеспечения их селективности возникает необходимость фиксировать направление мощности КЗ и тем самым обеспечивать их действие при условии определенного направления этой мощности (например, от шин - в линию). В этих случаях рассмотренные токовые и дистанционные защиты выполняются **направленными**. Способность определять направление мощности обеспечивается применением специальных органов направления мощности (как правило, в токовых защитах) или приданием направленности действия измерительному органу (направленные реле сопротивления в дистанционных защитах) [5].

## ОФОРМЛЕНИЕ РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Расчетно-пояснительная записка оформляется в соответствии с «ГОСТ 2.105-95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам» на одной стороне стандартного листа белой бумаги формата А4 ГОСТ 6656-76 (210x297 мм). Расчетно-пояснительная записка составляет объем примерно 30 страниц машинописного текста. Используемый шрифт для компьютерного набора: Times New Roman, высота 14, интервал – полуторный. Абзацы в тексте начинают отступом, равным пяти ударам пишущей машинки (15 - 17 мм). Расстояние от рамки формы до границ текста в начале и в конце строк – не менее 3 мм. Расстояние от верхней или нижней строки текста до верхней или нижней рамки должно быть не менее 10 мм. Выравнивание текста – по ширине. Все слова должны быть разделены только одним пробелом. После знака препинания выставляется пробел, перед знаком препинания пробел не допускается. Все заголовки



выполняются заглавными (прописными) буквами и с новой страницы. Не нумеруются следующие заголовки: задание, содержание, введение, заключение, список использованной литературы, приложения. Все не нумерующиеся заголовки форматируются по центру; все нумерованные заголовки – с абзацного отступа.

Подзаголовки – строчными буквами без подчеркиваний и других отметок.

Перенос слов в заголовках и подзаголовках не допускается. В конце заголовков и подзаголовков точки не проставляются. В случае названия из нескольких предложений, первое предложение от второго отделяется точкой, а в конце второго предложения точка не ставится. Заголовки следует печатать с прописной буквы без точки в конце, не подчеркивая. Переносы слов в заголовках не допускаются. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой. Расстояние между заголовком и текстом при выполнении документа машинописным способом должно быть равно 3-4 интервалам, при выполнении рукописным способом - 15 мм. Расстояние между заголовками раздела и подраздела - 2 интервала, при выполнении рукописным способом - 8 мм. Каждый раздел текстового документа рекомендуется начинать с нового листа (страницы). Сноски в тексте используются только при необходимости пояснения текста, а используемая литература выносится в отдельный раздел и ссылка на нее делается в тексте в квадратных скобках

Содержание расчетно-пояснительной записки: титульный лист, содержание (оформляется по форме 9 приложения А ГОСТ 2.106-96), задание, введение (оформляется по форме 9а приложения А ГОСТ 2.106-96), основная часть (оформляется по форме 9а приложения А ГОСТ 2.106-96), заключение (оформляется по форме 9а приложения А ГОСТ 2.106-96), список использованной литературы (оформляется по форме 9а приложения А ГОСТ 2.106-96), приложения (оформляется по форме 9а приложения А ГОСТ 2.106-96). Рекомендуется в приложения к расчетно-пояснительной записке внести схемы релейной защиты, разработанные в процессе выполнения курсовой работы. Рекомендуемые разделы основной части проекта: 1. Анализ нормальных режимов электроэнергетической сети. 2. Расчет токов короткого замыкания. 3. Выбор защит и расчет их уставок. 4. Описание принятых средств релейной защиты.

## ОФОРМЛЕНИЕ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Графическая часть курсовой работы оформляется в соответствии с ГОСТ 2.701-2008, ГОСТ 2.702-2011, ГОСТ 2.710-81, ГОСТ 2.721-74. Графическая часть курсовой работы включает три листа: 1. Схема замещения заданного участка электроэнергетической сети. 2. Схема релейной защиты силового трансформатора. 3. Схема релейной защиты линии.

### ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

#### 1. Анализ нормальных режимов электроэнергетической сети.

Анализ нормальных режимов контролируемой сети проводится с целью установления значений максимальных рабочих токов в местах установки устройств релейной защиты. Определяются места установки устройств релейной защиты в зависимости от способа питания потребителей (один или несколько источников питания). Рассчитываются значения максимальных рабочих токов в линиях электропередачи с учетом возможного вывода ряда элементов из рабочего состояния.

Максимальный рабочий ток фазы линии определяется как, кА:

$$I_{p.\max.w} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}U_w} \quad (1)$$

где:  $S_{\max}$  - величина максимальной мощности, передаваемой линией электропередачи, кВт.

$U_w$  - величина напряжения, передаваемого по линии электропередачи, кВ.

При расчете рабочих максимальных токов в линиях электропередачи принимается, что все трансформаторы работают с номинальной нагрузкой.

Площадь поперечного сечения проводов для линий электропередачи определяется по допустимым длительным токам в соответствии с требованиями ПУЭ.

## 2. Расчет токов короткого замыкания

### 2.1. Параметры схемы замещения.

Необходимо определить действующие значения токов короткого замыкания во всех местах (по схеме) установки защит (местах контроля тока защит) в максимальном и минимальном режимах работы электрической системы при повреждениях в расчетных точках [4].

За расчетные точки принимаются шины всех подстанций, места присоединений трансформаторов к магистральной линии и зажимы обмоток этих трансформаторов [4].

Для выполнения расчетов токов короткого замыкания составляется схема замещения и определяются параметры элементов схемы. Параметры элементов схемы замещения приводятся к одной ступени напряжения.

Активное сопротивление линии, приведенное к выбранной ступени напряжения, Ом:

$$r_w = r_{удw} \cdot l_w \cdot \left( \frac{U_{номб}}{U_{номw}} \right)^2 \quad (2)$$

где:  $r_{удw}$  – удельное активное сопротивление линии электропередачи и ее протяженность, Ом/км;

$l_w$  – протяженность линии, км;

$U_{номб}$  – значение номинального напряжения выбранной ступени напряжения, кВ;

$U_{номw}$  – значение номинального напряжения линии электропередачи, кВ.

Индуктивное сопротивление линии электропередачи, Ом:

$$x_w = x_{удw} \cdot l_w \cdot \left( \frac{U_{номб}}{U_{номw}} \right)^2 \quad (3)$$

где:  $x_{удw}$  – среднее значение сопротивление линии электропередачи и ее протяженность, Ом/км (допустимо принять  $x_{удw} = 0,4$  Ом/км);

Активное и индуктивное сопротивление линий электропередач выбранной ступени напряжения определяются как:

$$r_w = r_{удw} \cdot l_w \quad (4)$$

$$x_w = x_{удw} \cdot l_w \quad (5)$$

Значения параметров линий электропередач заносятся в таблицу 1.

Таблица 1 - Значения параметров линий электропередач

Обозначение параметра	Значение параметра линии электропередач			
	W1	W2	W3	Wn
$U_{ном}$ , кВ				
$I_{p.max}$ , кА				
Марка провода				
$r_{удw}$ , Ом/км				
$x_{удw}$ , Ом/км				
$l_w$ , км				
$r_w$ , Ом				
$x_w$ , Ом				

Сопротивления трансформаторов определяются с учетом их паспортных данных:

$$r_T = P_{кт} \cdot \frac{U_{номб}^2}{S_{номТ}^2} \quad (6)$$

где  $P_{кт}$  – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт.

$S_{номТ}$  – номинальная мощность трансформатора.

Индуктивное сопротивление трансформаторов находится по формуле:

$$x_T = \frac{U_{кт}}{100} \cdot \frac{U_{номб}^2}{S_{номТ}} \quad (7)$$

где  $U_{кт}$  – короткого замыкания трансформатора, %.

Рассчитанные значения параметров трансформаторов заносятся в таблицу 2.

Внутреннее сопротивление эквивалентного источника питания определяется по формуле, Ом:

$$x_c = \frac{U_{номб}^2}{S_{к}^{(3)}} \quad (8)$$

где:  $S_{к}^{(3)}$  – полная мощность короткого замыкания на шинах подстанции №1 (дана в задании), МВА.

Таблица 2 – Параметры трансформаторов

Обозначение параметра	Значение параметра трансформаторов					
	T1	T2	T3	T4	T5	Tn
$S_{ном}$ , кВА						
$P_k$ , кВт						
$U_k$ , %						
$r_T$ , Ом						
$x_T$ , Ом						

## 2.2. Определение значений токов короткого замыкания

Значения токов КЗ определяются по методике расчета токов при симметричных замыканиях без учета подпитки со стороны нагрузок. Для конкретных расчетных условий составляется отдельная схема замещения на основе схемы электрической сети и исходной схемы замещения [4].

Расчетную схему замещения необходимо составлять таким образом, чтобы просчитать как минимальные, так и максимальные аварийные токи. Величина аварийных токов будет зависеть от электрической удаленности точки короткого замыкания от источника питания. Помимо составления расчетных схем необходимо определить как величину максимального тока короткого замыкания в рассматриваемой схеме, так и величину минимального аварийного тока.

Максимальный ток короткого замыкания без учета подпитки со стороны нагрузок при условии одностороннего питания определяется как, кА:

$$I_{k \max Kn}^{(3)} = \frac{E_c / \sqrt{3}}{\sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} \quad (9)$$

где:  $r_{\Sigma}$  и  $x_{\Sigma}$  - суммарное активное и индуктивное сопротивления от источника питания до точки короткого замыкания соответственно, Ом;

$E_c$  – ЭДС электроэнергетической системы или источника питания, кВ.

Минимальный ток короткого замыкания, возникающие в месте установки защиты для линий электропередачи можно рассматривать как двухфазные токи короткого замыкания:

$$I_{k \max Kn}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{E_c / \sqrt{3}}{\sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} \quad (10)$$

Для трансформаторов, работающих в трехфазной электрической сети с глухозаземленной нейтралью со вторичным напряжением 0,4 кВ, возможны еще и однофазные короткие замыкания. Токи в линии электропередачи при этих коротких замыканиях могут иметь меньшие значения, чем при двухфазных замыканиях. Поэтому дополнительно необходимо определить значения токов при однофазных коротких замыканиях за трансформаторами [4]. Эти токи на стороне 0,4 кВ с учетом переходного сопротивления в месте повреждения и эквивалентного сопротивления питающей электрической сети определяются в соответствии с [6].

Значения токов в фазных выводах обмоток 0,4 кВ трансформаторов при однофазных КЗ на зажимах этих обмоток, кА:

$$I_{kn}^{(1)} = \frac{E_{\phi}}{Z_m^{(1)}/3} \quad (11)$$

где:  $Z_m^{(1)}$  – полные сопротивления трансформаторов при однофазных КЗ, учитывающие переходные сопротивления в месте повреждения и эквивалентное сопротивление электрической сети от источника питания до трансформатора.

Токи в линии электропередачи на стороне 10 кВ при однофазных замыканиях за трансформаторами, кА:

$$I_{kmin}^{(1)} = \frac{I_{kn}^{(1)}}{N_m} \quad (12) \text{ где } N_m \text{ – номинальный коэффициент трансформации трансформатора.}$$

Токи, возникающие при КЗ в местах установки других защит, определяются по аналогичной методике. Для их определения необходимо использовать еще и другие схемы замещения рассматриваемой электрической системы [4]. После определения всех необходимых расчетных значений токов короткого замыкания составляется сводная таблица 3.

Таблица 3 – Токи короткого замыкания в местах установки защит

Место контроля тока КЗ (место установки защиты)	Номер расчетной точки КЗ	Максимальный ток КЗ, $I_{kmax}^{(3)}$ , кА		Минимальный ток КЗ, $I_{kmin}^{(2)}$ , кА		Минимальный ток КЗ, $I_{kmin}^{(1)}$ , кА
		Порядковый номер рисунка схемы замещения	Значение тока КЗ, кА	Порядковый номер рисунка схемы замещения	Значение тока КЗ, кА	
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
Линия W1						
Линия Wn						

### 3. Выбор защит и расчет их уставок

#### 3.1. Защита трансформаторов с напряжением вторичных обмоток 0,4 кВ.

Трансформаторы с напряжением вторичных обмоток 0,4 кВ мощностью до 0,63 МВ·А подключаются к электрической сети через предохранители. Предохранители для трансформаторов выбираются по следующим условиям [4]:

1. Номинальное напряжение предохранителя должно соответствовать номинальному напряжению сети.
2. Номинальный ток предохранителя должен быть больше максимального рабочего тока трансформатора.
3. Номинальный ток отключения предохранителя должен быть больше максимального тока КЗ в месте установки предохранителя.
4. Предохранитель не должен срабатывать при бросках тока намагничивания при подключении трансформатора к питающей сети в режиме холостого хода.

Первому условию удовлетворяют предохранители типа ПКТ.

Максимальные рабочие токи трансформаторов, А, определяются с учетом допустимой перегрузки:

$$I_{\text{раб max Tн}} = k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{ном Tн}} \quad (13)$$

где  $k_{\text{пер}} = 1.4 - i$  коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов (для большинства отечественных трансформаторов допускается перегрузка до 40% номинальной мощности) [4].

Для отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора необходимо иметь номинальный ток плавкой вставки в 1,5...2 раза больше номинального тока трансформатора [3].

Сделанный выбор должен соответствовать рекомендациям проектных и эксплуатирующих предприятий [7].

#### 3.2. Защита, устанавливаемая на магистральной воздушной линии электропередачи.

В соответствии с рекомендациями ПУЭ и заданием на курсовую работу для выявления междуфазных замыканий на магистральной линии, в начале линии

устанавливается ступенчатая токовая защита, выполненная на основе реле типа РТ-40. Первая ступень – селективная токовая отсечка без выдержки времени срабатывания, а вторая – МТЗ. Для выявления однофазных замыканий на землю, которые могут возникнуть на магистральной линии, на подстанции, откуда получает питание магистральная линия, предусматривается установка устройства контроля изоляции сети 10 кВ [7]. Режимы работы потребителей, присоединенных к шинам 10 кВ этой подстанции, должны допускать отключение питания для поиска поврежденного присоединения при срабатывании устройства контроля изоляции. Выбирается ток срабатывания (первичный) первой ступени защиты (селективной токовой отсечки). По условию отстройки от токов КЗ в конце первого участка магистральной линии в месте присоединения трансформатора [4]:

$$I_{сзв-мо1} = k_3 \cdot I_{кmax wKn}^{(3)} \quad (14)$$

где  $k_3 = 1,2$  – коэффициент запаса.

По условию отстройки от бросков тока намагничивания всех трансформаторов, присоединенных к магистральной линии электропередачи [4]:

$$I_{сзв-мо1} \geq (3-5) \cdot (\sum I_{номТ}) \quad (15)$$

где:  $\sum I_{номТ}$  – сумма номинальных рабочих токов трансформаторов, подключенных к магистральной линии.

Из полученных значений следует выбрать больший ток срабатывания защиты, как удовлетворяющий обоим условиям.

Оценка протяженности зоны, контролируемой первой ступенью защиты, производится графическим методом. Для этого строится график зависимости токов КЗ от расстояния (от начала магистральной линии) до места КЗ (рис. 2). Кроме того, наносится прямая, изображающая ток срабатывания первой ступени защиты [4].



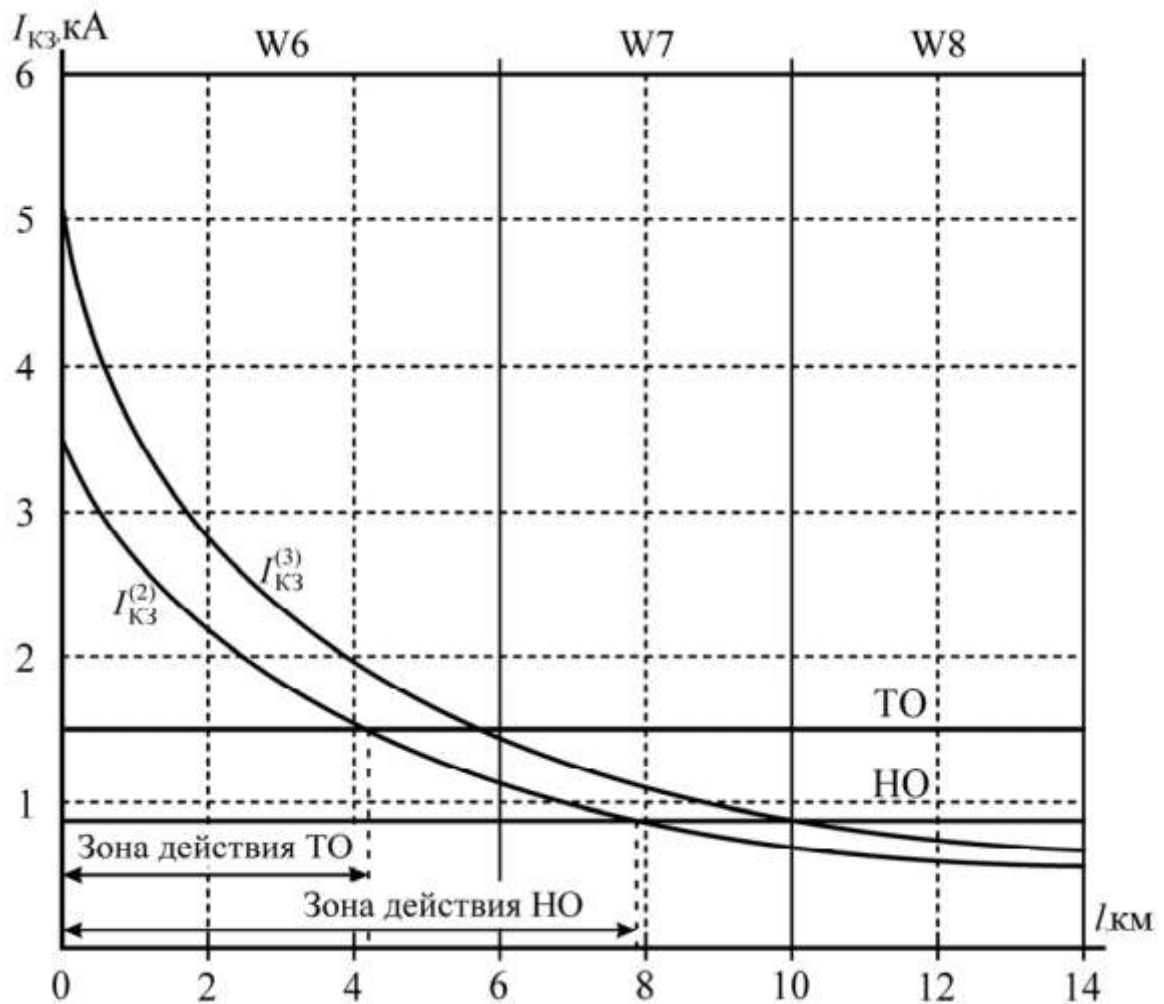


Рисунок 2 – Графический метод оценки протяженности зоны, контролируемой первой ступенью защиты

Зона, контролируемая первой ступенью защиты, должна составлять не менее 30% суммарной длины магистральной линии. В случае удаленности этой линии от источника питания и сравнительно небольшие значения токов КЗ при повреждениях, можно считать первую ступень защиты достаточно эффективной. В этих условиях защиту в целом можно выполнить двухступенчатой [4].

Выбираются уставки следующей ступени защиты – МТЗ. По току она отстраивается от максимального рабочего тока в контролируемой линии, А:

$$I_{сзв-МТЗ} \geq \frac{k_3 \cdot k_{сз}}{k_e} \cdot I_{раб\ max\ w4} \quad (16)$$

где  $k_3$  – коэффициент запаса,  $k_3 = 1.2$ ;

$k_e$  – коэффициент возврата,  $k_e = 0.85$ ;

$k_{сз}$  – коэффициент самозапуска для нагрузок линии,  $k_{сз} = 1.2$ .

Выдержка времени срабатывания ступени МТЗ определяется по условию согласования с предохранителями. Для этого необходимо использовать графический метод, т.к. времятоковые характеристики предохранителей приводятся в справочниках только в виде графиков. По справочным данным строятся расчетные характеристики предохранителей (смещенные по оси токов вправо на 20%), выбранных для трансформаторов подключенных к магистральной линии (рис. 3). Границы характеристик предохранителей соответствуют значениям максимальных токов в расчетных точках подключения трансформаторов [4].

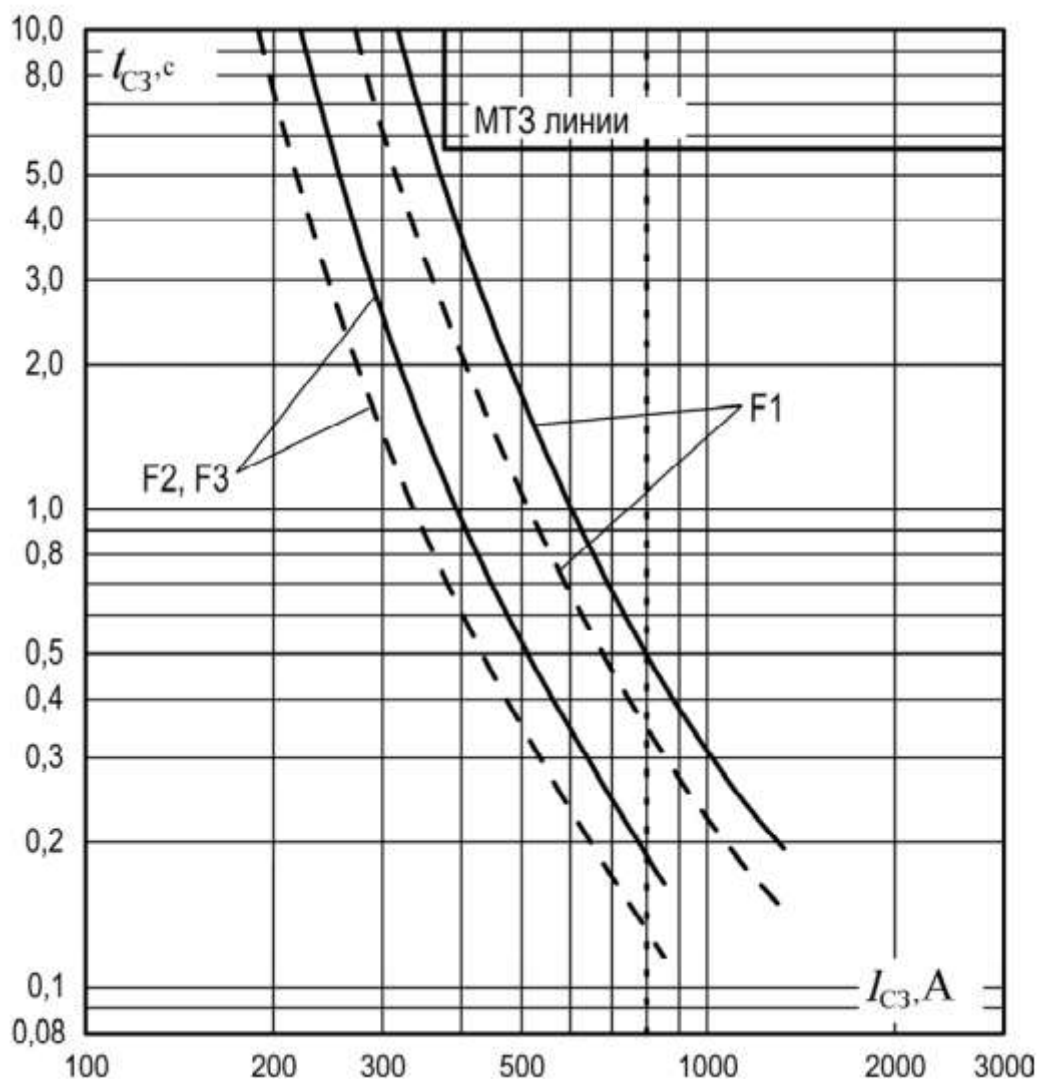


Рисунок 3 – Графический метод выбора выдержки времени срабатывания ступени МТЗ по условию согласования с предохранителями

Для согласования при приемлемых выдержках времени срабатывания необходимо увеличить (снизить) ток срабатывания ступени МТЗ. Даже при максимальном токе срабатывания по условиям чувствительности в режиме основного действия выдержка времени срабатывания должна быть не

значительной. Большое время выдержки не проходит по условиям термической устойчивости оборудования [4].

В этих условиях защиту, устанавливаемую на линии W6, целесообразно выполнить трехступенчатой. Правила устройства электроустановок это не запрещают. Первая ступень – селективная токовая отсечка (ток срабатывания определен); вторая – неселективная токовая отсечка с выдержкой времени срабатывания; третья – МТЗ. Выбираются уставки второй ступени защиты. Ток срабатывания второй ступени защиты определяется по условию ограничения контролируемой зоны в пределах магистральной линии, А [4]:

$$I_{сзв-мо2} = k_з \cdot I_{кmaxw}^{(3)} \quad (17)$$

где  $I_{кmaxw}^{(3)}$  - максимальный ток КЗ в конце контролируемой зоны.

С целью обеспечения селективной работы второй ступени защиты и предохранителей, можно выбрать время тока срабатывания второй ступени больше на ступень селективности наибольшего из всех времени срабатывания предохранителя трансформатора.

Выбираются трансформаторы тока для магистральной линии. Целесообразно выбрать ТТ с номинальным первичным током, превышающим максимальный рабочий ток в линии в 2-3 раза.

Выбираются реле и определяются параметры их срабатывания.

Ток срабатывания реле тока:

$$I_{с.р.в-мо1,мо2,МТЗ} \geq \frac{k_{сх}}{k_{mm}} \cdot I_{с.з.в-мо1,мо2,МТЗ} \quad (18)$$

где:  $k_{сх}$  – коэффициент схемы, определяется в зависимости от вида соединения первичных обмоток ТТ;

$k_{mm}$  – коэффициент трансформации принятого трансформатора тока.

Оценивается чувствительность защиты. Для первой и второй ступеней показателем чувствительности является протяженность контролируемой зоны.

Коэффициент чувствительности третьей ступени защиты в режиме основного действия (должен быть больше 1,5):

$$k_{ч.осн} = \frac{I_{кminw}^{(2)}}{I_{с.з.в-МТЗ}} \quad (19)$$

где:  $I_{кminw}^{(2)}$  - значение минимального тока КЗ при повреждении в конце контролируемой магистральной линии.

Чувствительность МТЗ в режиме резервного действия оценивается по минимальному току КЗ  $I_{\text{кminwmpрез}}^{(2)}$  при повреждении за трансформатором на зажимах обмотки низкого напряжения, подключенному в конце магистральной линии (коэффициент чувствительности должен быть больше 1,2):

$$k_{\text{ч.рез}} = \frac{I_{\text{кminwmpрез}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.в-МТЗ}}} \quad (19)$$

В случае, если коэффициент чувствительности в режиме резервного действия меньше 1,2, то для резервирования основных защит трансформаторов (предохранителей), подключенных к магистральной линии, необходимо применение специальной резервной защиты или изменение параметров электрической сети. Однако, реально допускается эксплуатация подобных электрических сетей без резервирования защит (рис. 4.) [4].

Выбираются вспомогательные реле по их характеристикам в справочных данных. Осуществляется проверка трансформаторов тока. Для этого определяется его максимальная кратность расчетного первичного тока по отношению к номинальному первичному току ТТ:

$$k_{10} = \frac{I_{1\text{расч}}}{I_{1\text{номТТ}}} \quad (20)$$

По кривой предельных кратностей  $k_{10}$  определяется максимально допустимая вторичная нагрузка ТТ (полное сопротивление), при которой полная погрешность ТТ не превышает 10%.

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ определяется как сумма сопротивлений подключенных к его вторичной обмотки реле, а также сопротивлений проводников в сигнальном кабеле и сопротивление переходных контактов:

$$Z_{\text{нрасч}} = \sum r_{\text{пр}} + \sum Z_{\text{реле}} + \sum r_{\text{пер}} \quad (21)$$

где  $\sum r_{\text{пр}} - \dot{i}$  активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле, принимаемое равным 0.05 Ом;

$\sum r_{\text{пер}} - \dot{i}$  активное сопротивление переходных контактов, принимаемое равным 0.1 Ом.

Сопротивление реле:

$$Z_{\text{реле}} = \frac{S_p}{I_{\text{срmin}}^2} \quad (22)$$

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ должно быть меньше допустимого, в противном случае необходимо выбрать другой трансформатор тока или схему подключения реле.

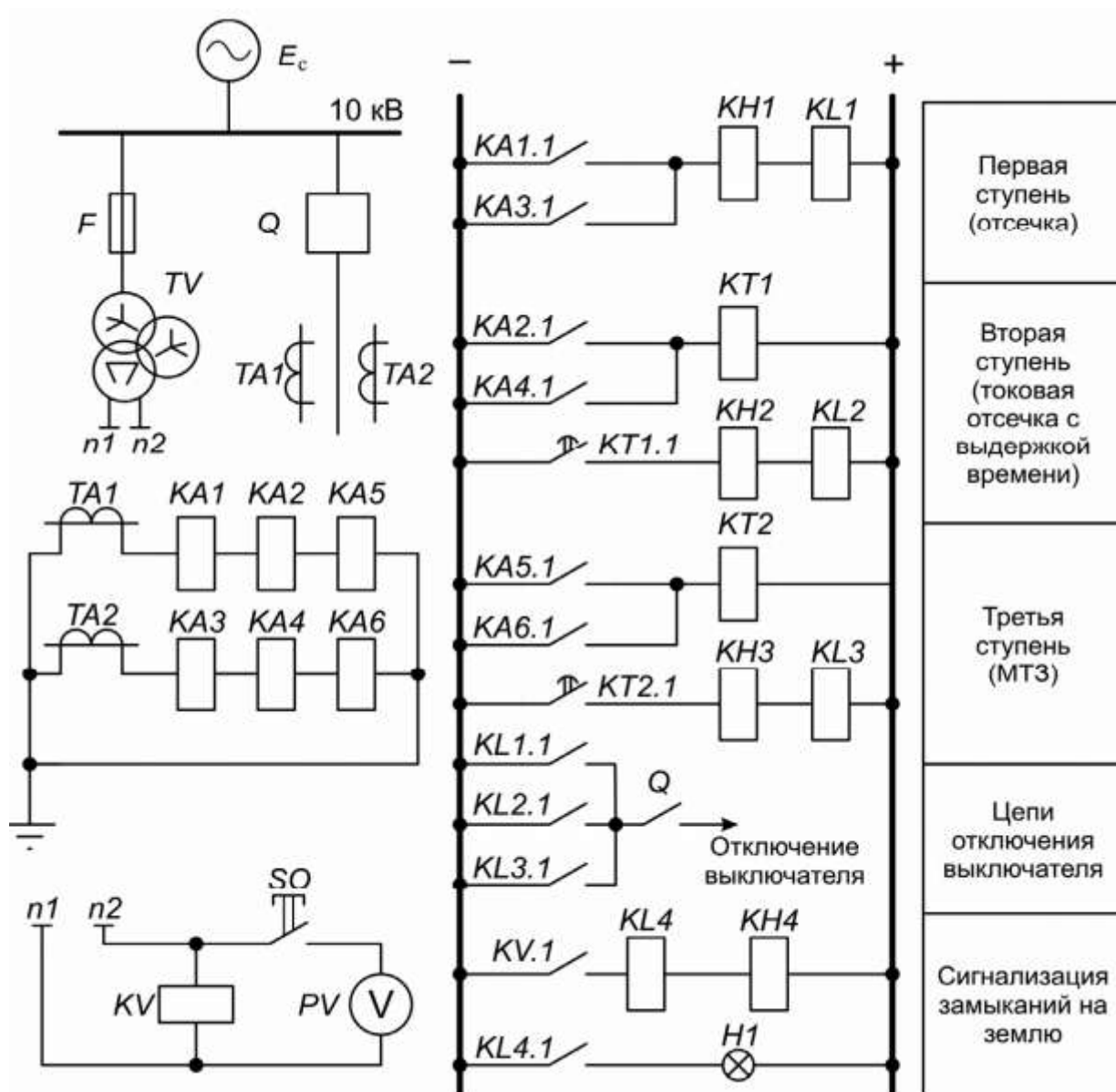


Рисунок 4 – Принципиальная и оперативная схема защиты

3.3. Защиты, устанавливаемые на трансформаторе с напряжением вторичных обмоток больше 0,4 кВ.

В соответствии с требованиями ПУЭ на трансформаторах мощностью должны быть установлены следующие защиты:

1. Газовая защита для выявления повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и понижения уровня масла.

2. Продольная дифференциальная токовая защита для выявления внутренних повреждений и повреждений на выводах.

3. Максимальная токовая защита для выявления внешних КЗ.

4. Максимальная токовая защита для выявления перегрузок.

Выбирается газовая защита на основе реле, установленного заводом-изготовителем трансформатора. В защите используются контакты первой (на сигнал) и второй (на отключение) ступеней защиты. Определяются величины для уставок дифференциальной защиты, устанавливаемой на трансформаторе и их значения (табл. 4) и средние значения первичных и вторичных номинальных токов в плечах защиты (табл. 5) [4].

Таблица 4 – Максимальные и минимальные токи КЗ

Наименование величины	Численное значение
Максимальный сквозной ток при трехфазном КЗ за трансформатором, приведенный к стороне низшего напряжения, $I_{кmaxT\ KHH}^{(3)}$ , кА	
Максимальный сквозной ток при трехфазном КЗ за трансформатором, приведенный к стороне высшего напряжения, $I_{кmaxT\ KBH}^{(3)}$ , кА	
Минимальный сквозной ток при двухфазном КЗ за трансформатором, приведенный к стороне низшего напряжения, $I_{кminT\ KHH}^{(3)}$ , кА	
Минимальный сквозной ток при двухфазном КЗ за трансформатором, приведенный к стороне высшего напряжения, $I_{кminT\ KBH}^{(3)}$ , кА	

Проверяется возможность использования дифференциальной токовой отсечки на основе реле РТ-40.

Определяется первичный ток небаланса:

$$I_{нб} = (k_{анер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}) \cdot I_{кmaxT\ KHH}^{(3)} \quad (23)$$

где  $k_{анер}$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока КЗ (принимается  $k_{анер} = 2$  для дифференциальной токовой защиты).

$k_{одн}$  – коэффициент однотипности, ( $k_{одн} = 1$ );

$\varepsilon$  – максимальная допустимая погрешность ТТ ( $\varepsilon = 0,1$ );

$\Delta U_{рег}$  – диапазон регулирования коэффициента трансформации трансформатора;

$\Delta f_{выр}$  – относительное значение составляющей тока небаланса от неточности выравнивания вторичных токов в плечах защиты, которое определяется:

$$\Delta f_{выр} = \frac{I_{2\ HH} - I_{2\ BH}}{I_{2\ HH}} \quad (24)$$

Средние значения первичных и вторичных номинальных токов в плечах защиты определяются и представляются в виде таблицы 5.

Таблица 5 – Номинальные токи в плечах защиты

Наименование величины	Численное значение для стороны	
	$U_{номВН}, \text{кВ}$	$U_{номНН}, \text{кВ}$
Первичный номинальный ток трансформатора $I_{1ВН}, I_{1НН}, \text{А}$	$\frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}$	$\frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}$
Коэффициенты трансформации ТТ $k_{ТТВН}, k_{ТТНН}$	$\frac{I_{ттвн1}}{5}$	$\frac{I_{ттнн1}}{5}$
Схема соединения ТТ		
Коэффициенты схемы $k_{СХВН}, k_{СХНН}$	$k_{СХВН}$	$k_{СХНН}$
Вторичные токи в плечах защиты	$\frac{\frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \cdot k_{СХВН}}{\frac{I_{ттвн1}}{5}}$	$\frac{\frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} \cdot k_{СХНН}}{\frac{I_{ттнн1}}{5}}$

Определяем значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{сз} = k_3 \cdot I_{нб} \quad (25)$$

где  $k_3 = 1,3$  – коэффициент запаса.

По условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{сз} = (3-4) \cdot I_{1нн} \quad (26)$$

Выбирается наибольшее значение из расчетных для тока срабатывания защиты.

Проверяем чувствительность защиты. Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{рmin}}}{I_{\text{сз}}} \quad (27)$$

где  $I_{\text{рmin}} = \frac{k_{\text{сxnн}} \cdot I_{\text{кminТКНН}}^{(3)}}{k_{\text{ттнн}}}$  - ток в реле на стороне низшего напряжения;

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{сxnн}} \cdot I_{\text{сз}}}{k_{\text{ттнн}}} \text{ - ток срабатывания реле.}$$

Значение коэффициента чувствительности должно быть больше допустимого  $k_{\text{ч}} > 2$ , в противном случае необходимо проверить возможность использования дифференциальной защиты с насыщающимися промежуточными трансформаторами без торможения (на основе реле РНТ-565).

Определяется максимальное значение первичного тока небаланса, приведенного к стороне высшего напряжения.

$$I_{нб} = (k_{анер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рез}) \cdot I_{кmaxT KBH}^{(3)} \quad (28)$$

Значение первичного тока срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{сз} = k_3 \cdot I_{нб}$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{сз} = k_0 \cdot I_{1вн} \quad (29)$$

где  $k_{отс} = 1,3$  - коэффициент отстройки защиты от броска тока намагничивания.

Проверяем чувствительность защиты. Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{рmin}}{I_{ср}} \quad (30)$$

где  $I_{рmin} = \frac{k_{схвн} \cdot I_{кminT KBH}^{(3)}}{k_{ТТ ВН}}$  - ток в реле на стороне низшего напряжения;

$$I_{ср} = \frac{k_{схвн} \cdot I_{сз}}{k_{ТТ ВН}} \text{ - ток срабатывания реле.}$$

Определяется число витков обмоток реле (табл. 6). Плечо защиты с большим вторичным током (сторона низшего напряжения) можно принять за основную сторону и подключить к рабочей (дифференциальной) обмотке реле. Однако подключение может быть произведено только к уравнильным обмоткам реле (рис. 5).

Таблица 6 – Определение числа витков обмоток реле

Наименование величины	Численное значение
Предварительное значение тока срабатывания реле на стороне ВН, $I_{срвн}$ , А	
Расчетное число витков обмотки реле на стороне ВН $w_{вн расч} = \frac{F_{ср}}{I_{срвн}}$ , где $F_{ср} = 100$ - МДС срабатывания реле серии РНТ-560, А	
Выбранное число витков $w_{вн}$	
Ток срабатывания реле с учетом выбранного числа витков $I_{срвн} = \frac{F_{ср}}{w_{вн}}$	
Первичный ток срабатывания защиты на стороне ВН $I_{сзвн} = I_{срвн} \cdot \frac{k_{ттвн}}{k_{схвн}}$	
Первичный ток срабатывания защиты на стороне НН	



$I_{сз\text{нн}} = I_{сз\text{вн}} \cdot \frac{U_{\text{ном вн}}}{U_{\text{ном нн}}}$	
<p>Расчетное число витков обмотки реле на стороне НН</p> $w_{\text{нн расч}} = w_{\text{вн}} \cdot \frac{I_{2\text{вн}}}{I_{2\text{нн}}}$	
<p>Выбранное число витков <math>w_{\text{нн}}</math></p>	
<p>Составляющая тока небаланса от неточного выравнивания мдс обмоток дифференциального реле</p> $\left  \frac{w_{\text{нн расч}} - w_{\text{нн}}}{w_{\text{нн}}} \right  \cdot I_{\text{к max T KBH}}^{(3)}$	
<p>Ток небаланса с учетом третьей составляющей</p> $I_{\text{нбу}} = I_{\text{нб}} + \left  \frac{w_{\text{нн расч}} - w_{\text{нн}}}{w_{\text{нн}}} \right  \cdot I_{\text{к max T KBH}}^{(3)}$	
<p>Ток срабатывания защиты на стороне ВН с учетом уточненного значения тока небаланса <math>I_{сз\text{вн}} = k_3 \cdot I_{\text{нбу}}</math></p>	
<p>Ток срабатывания реле при уточненном значении тока небаланса <math>I_{ср\text{вн}} = \frac{k_{сх\text{вн}} \cdot I_{сз\text{вн}}}{k_{\text{тт вн}}}</math></p>	
<p>Минимальное значение коэффициента чувствительности при уточненных параметрах</p> $k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р min}}}{I_{ср\text{вн}}}$	

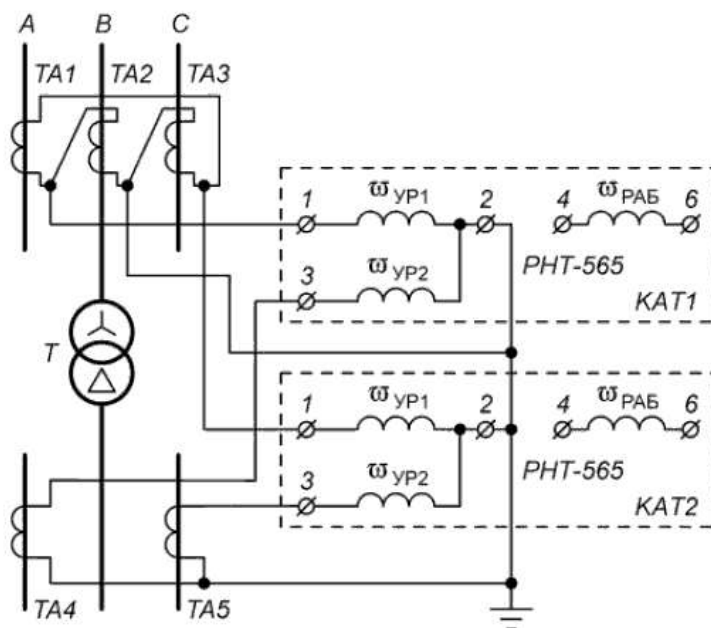


Рисунок 5 – Схема дифференциальной защиты трансформатора, выполненной на реле РНТ-565

Чувствительность дифференциальной защиты можно повысить, если ее выполнить с торможением на реле типа ДЗТ-11. Определяются параметры дифференциальной защиты с торможением. Первичный ток небаланса, А, приведенный к стороне высшего напряжения, без учёта третьей составляющей тока небаланса, обусловленной неточностью выравнивания МДС плеч защиты:

$$I_{нб} = (k_{анер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег}) \cdot I_{кmaxTKBH}^{(3)} \quad (31)$$

Ток срабатывания защиты, А, выбирается только по условию отстройки от броска тока намагничивания при минимальном коэффициенте трансформации силового трансформатора, соответствующем крайнему положению регулятора:

$$I_{сзBH} = 1,5 \cdot I_{1вн} \quad (32)$$

Определяются числа витков обмоток реле ДЗТ (табл. 7.)

Таблица 7 – Определение числа витков обмоток реле ДЗТ

Наименование величины	Численное значение
Предварительное значение тока срабатывания реле на стороне ВН, $I_{срвн}$ , А	
Расчетное число витков обмотки реле на стороне ВН $w_{вн\ расч} = \frac{F_{ср}}{I_{срвн}}$ , где $F_{ср} = 100$ - МДС срабатывания реле, А	
Выбранное число витков $w_{вн}$	
Ток срабатывания реле с учетом выбранного числа витков $I_{срвн} = \frac{F_{ср}}{w_{вн}}$	
Первичный ток срабатывания защиты на стороне ВН $I_{сзвн} = I_{срвн} \cdot \frac{k_{ттвн}}{k_{схвн}}$	
Первичный ток срабатывания защиты на стороне НН $I_{сзнн} = I_{сзвн} \cdot \frac{U_{номвн} \cdot (1 - \Delta U_{рег})}{U_{номнн}}$	
Расчетное число витков обмотки реле на стороне НН $w_{нн\ расч} = w_{вн} \cdot \frac{I_{2вн}}{I_{2нн}}$	
Выбранное число витков $w_{нн}$	
Составляющая тока небаланса от неточного выравнивания мдс обмоток дифференциального реле	

Наименование величины	Численное значение
$\frac{W_{нн\ расч} - W_{нн}}{W_{нн}} \cdot I_{к\ max\ T\ КВН}^{(3)}$	
Ток небаланса с учетом третьей составляющей	
$I_{нбу} = I_{но} + \left  \frac{W_{нн\ расч} - W_{нн}}{W_{нн}} \right  \cdot I_{к\ max\ T\ КВН}^{(3)}$	
Выбирается число витков уравнивающей обмотки	
$w_{ур1} = w_{нн}$ на стороне НН	
Выбирается число витков уравнивающей обмотки	
$w_{ур2} = w_{вн}$ на стороне ВН	
Абсолютная погрешность выравнивания МДС обмоток в плечах защиты $\Delta F = \left  w_{нн} \cdot I_{2нн} - w_{вн} \cdot I_{2вн} \right $	

Схема включения обмоток реле показана на рис. 6. Определяется число витков тормозной обмотки реле ДЗТ, необходимое для того, чтобы реле не срабатывало при максимальном сквозном токе. Тормозная обмотка включается в плечо защиты на стороне НН.

Расчетное число витков тормозной обмотки:

$$w_m \geq \frac{k_3 \cdot I_{нбнн} \cdot w_p}{I_{к\ max\ T\ КНН}^{(3)} \cdot \tan \alpha} \quad (33)$$

где:  $I_{нбнн}$  – ток небаланса, приведенный к стороне ВН с использованием минимального коэффициента трансформации силового трансформатора, А:

$$I_{нбнн} = I_{нбвн} \cdot \left( \frac{U_{вн} \cdot (1 - \Delta U)}{U_{нн}} \right)$$

$w_p$  - расчетное число витков рабочей обмотки в плече защиты, где включена тормозная обмотка;

$\tan \alpha = 0.87$  - тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к тормозной характеристике реле.

$k_3$  - коэффициент запаса (можно принять равным 1,5).

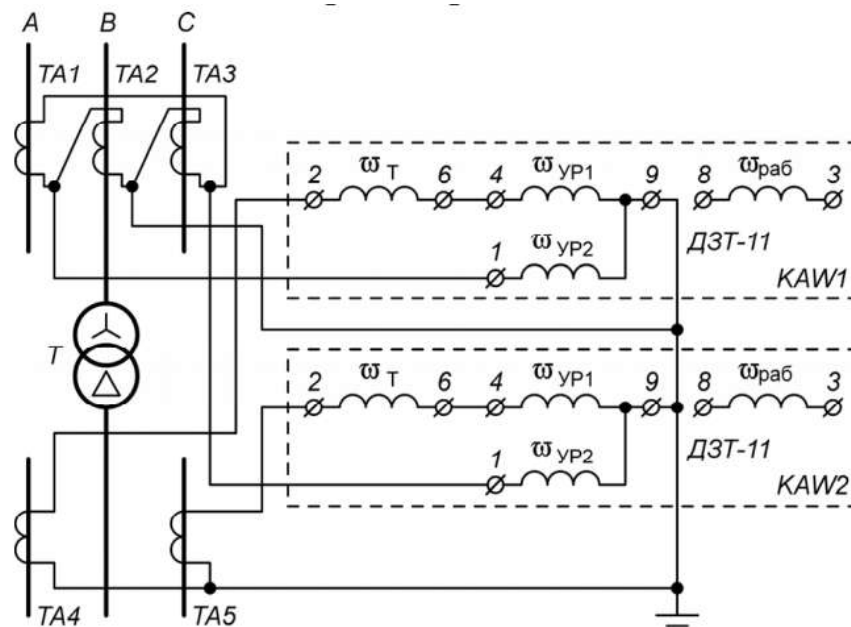


Рисунок 6 – Схема дифференциальной защиты трансформатора, выполненной на реле ДЗТ-11

В тормозной обмотке реле ДЗТ-11 может быть установлено только следующее число витков: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24) [4]. Проверяется чувствительность защиты (коэффициент чувствительности должен быть больше 2):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р min}}}{I_{\text{ср вн}}}$$

Ток срабатывания МТЗ трансформатора для выявления внешних КЗ определяется по условиям отстройки от токов в максимальных рабочих режимах и от токов самозапуска, возникающих в послеаварийном режиме в обмотках трансформатора:

$$I_{\text{сз внкз}} \geq I_{\text{раб max}} \quad (34)$$

$$I_{\text{сз внкз}} = \frac{k_3}{k_6} \cdot I_{\text{сз авт}} \quad (35)$$

где  $I_{\text{сз авт}}$  – максимальный ток самозапуска в послеаварийном режиме в обмотке ВН трансформатора соответственно

Максимальный ток самозапуска в обмотке трансформатора обусловлен электродвигателями в нагрузке:

$$I_{\text{сз авт}} = k_{\text{сз н}} \cdot \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (36)$$

Кроме этого, МТЗ от внешних КЗ должна быть согласована с защитами, установленными на отходящей линии и на линиях, отходящих к нагрузке Н, по току и по времени:

$$I_{с3м2} = k_o \cdot k_{с3w} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}} \quad (37)$$

$$t_{с3м2} = t_{с3w} + \Delta t \quad (38)$$

где  $k_o$  – коэффициент отстройки, равный 1.1;

$\Delta t$  –  $\dot{i}$  ступень селективности, равная 0.5.

Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ за трансформатором (должен быть больше 1,5):

$$k_{\dot{c}} = \frac{I_{к\dot{m}и\dot{m}вн}^{(2)}}{I_{с3м}} \quad (39)$$

Осуществляется выбор реле.

Выбираем параметры МТЗ трансформатора от перегрузки.

Первичный ток срабатывания определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН, где установлена защита:

$$I_{с3пт} = \frac{k_{\dot{z}}}{k_{\dot{b}}} \cdot I_{н\dot{o}м\dot{m}} \quad (40)$$

Защита подключена к тем же ТТ, что и МТЗ от внешних КЗ.

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср\dot{п}т} = \frac{k_{с\dot{x}} \cdot I_{с3пт}}{k_{пт\dot{вн}}} \quad (41)$$

Схема защиты трансформатора с дифференциальной защитой на основе реле ДЗТ-11 (рис. 7): схемы силовых и вторичных цепей (рис. 7 а), схема оперативных цепей защиты (рис. 7 б).

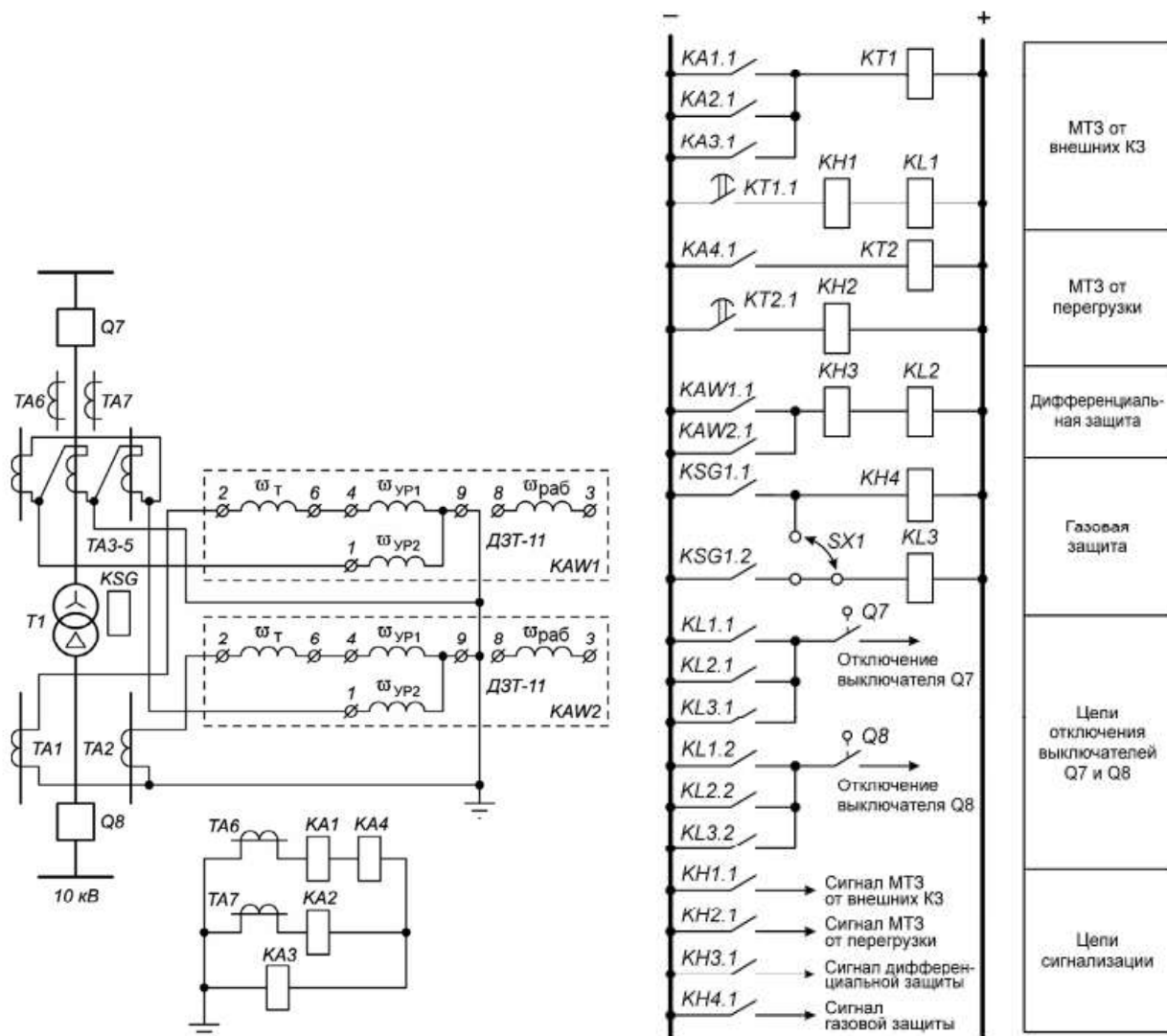


Рисунок 7 – а - схемы силовых и вторичных цепей; б - схема оперативных цепей защиты

#### 4. Описание принятых средств релейной защиты

Дается краткое описание принятых средств релейной защиты. Дается описание принципа работы схем оперативных цепей защиты. Представляются основные характеристики спроектированной защиты.

### ЗАЩИТА КУРСОВОЙ РАБОТЫ

В процессе выполнения курсовой работы студент обязан посещать консультации и соблюдать график работы. Полностью оформленная расчетно-пояснительная записка сдается руководителю. После успешного допуска к защите,

студент защищает курсовую работу в установленный срок перед комиссией, установленной кафедрой.

Защита курсовой работы предусматривает доклад (не более 5-7 мин.) и ответы на вопросы членов комиссии и присутствующих. Студент должен показать полное представление о спроектированной релейной защите, обосновать принятые технические решения, уметь дать четкие объяснения. Результаты защиты оцениваются дифференцированной оценкой, при этом учитывается творческий подход студента к решению поставленной задачи, степень самостоятельности, соблюдение графика работы, качество расчетно-пояснительной записки и графической части проекта.

### Литература

1. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
2. Чернобровов Н.В. Релейная защита: учеб. пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1974. – 680 с.
3. Беркович М.А. Основы техники релейной защиты / М.А. Беркович, В.В. Молчанов, В.А. Семенов. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с.
4. Булычев А.В. Релейная защита распределительных сетей в примерах и задачах с решениями: учеб. пособие / А.В. Булычев, А.А. Наволочный. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2010. – 202 с.
5. Кривенков В.В. Релейная защита и автоматика: учебное пособие по курсу «Релейная защита и автоматизация» / Под ред. А.Ф. Дьякова - М.: Издательство МЭИ, 2004. - 32 с.
6. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ / А.В. Беляев. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
7. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия, 1976. – 288 с.

## **РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине  
«Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»  
для студентов направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и  
электротехника» очной и заочной форм обучения

Составил: Губатенко Марк Сергеевич