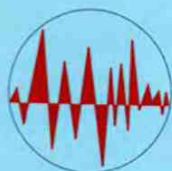


А.В. Булычев, А.А. Наволочный

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ



**А. В. Булычев
А. А. Наволочный**

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Пособие для практических расчетов

Москва
ЭНАС
2011

Digitized by Evgeny Chernodanov

УДК 621.316.925

ББК 31.27-05

Б90

Булычев А. В., Наволочный А. А.

Б90 Релейная защита в распределительных электрических сетях : Пособие для практических расчетов / А. В. Булычев, А. А. Наволочный. – М. : ЭНАС, 2011. – 208 с. : ил.

ISBN 978-5-4248-0006-1

Кратко изложены основы теории защит, используемых в электрических сетях напряжением 6–35 кВ. Рассмотрены токовые и дифференциальные защиты, устанавливаемые на линиях электропередачи и трансформаторах. Представлены подробно комментированные примеры расчета характеристик релейной защиты и выбора параметров срабатывания отдельных защит. Приведена методика решения комплексной задачи согласования защит в распределительной сети, содержащей взаимосвязанные линии электропередачи, трансформаторы и электрические нагрузки.

Книга предназначена для углубленного изучения теоретических и практических аспектов релейной защиты и может служить практическим пособием при выполнении расчетов параметров эксплуатируемых защит, а также при проектировании новых систем электрообеспечения.

Для специалистов проектных организаций и предприятий, эксплуатирующих электрические сети и системы, преподавателей и студентов высших учебных заведений электроэнергетического профиля.

УДК 621.316.925

ББК 31.27-05

ISBN 978-5-4248-0006-1

© А. В. Булычев, А. А. Наволочный, 2011

© ООО НЦ «ЭНАС», 2011

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].

При возникновении повреждения или нежелательного режима управление электрическими системами должно осуществляться по особым алгоритмам. Это необходимо, чтобы и в экстремальных условиях все же обеспечить нормальное электроснабжение хотя бы части потребителей, предотвратить развитие аварии и снизить возможные объемы разрушения поврежденного электрооборудования. Для реализации этих особых алгоритмов управления используются средства противоаварийной автоматики, основу которых составляет релейная защита [1–5].

Релейная защита – это огромная управляющая система, представляющая собой совокупность согласованно и целенаправленно действующих взаимосвязанных разнообразных по природе элементов и автоматических устройств. Она охватывает практически все основные элементы электроэнергетической системы (крупные и мелкие) – от генераторов, вырабатывающих электрическую энергию, до приемников электрической энергии, преобразующих ее в другие виды энергии.

Независимо от того, какие принципы положены в основу отдельных устройств релейной защиты для выявления повреждений, система в целом должна безошибочно находить поврежденные элементы и отделять их от исправной части электроэнергетической системы. Ключевую роль в решении этой задачи играет логика целенаправленного взаимодействия устройств и параметры их срабатывания, обеспечивающие реализацию процедур взаимодействия.

Расчеты, выполняемые с целью определения конкретных значений параметров срабатывания устройств релейной защиты, имеют

в связи с этим высочайшую практическую значимость и создают методическую базу для согласования устройств релейной защиты в единой электроэнергетической системе.

Методология расчетов релейной защиты для решения конкретных задач предусматривает поэтапное подробное и тщательное исследование объектов, на которых устанавливаются устройства релейной защиты, и электроэнергетической системы в целом. Выявляются предельные нормальные режимы контролируемых защитами объектов и определяются характеризующие их параметры. С учетом принципов действия защит и возможных повреждений контролируемых элементов электрических систем определяются предельные значения токов при коротких замыканиях. На основе полученных параметров режимов и коротких замыканий формируется структура системы релейной защиты.

Другим важным этапом расчетов является определение параметров срабатывания защит и итерационный процесс взаимного согласования (корректировки параметров срабатывания) с применением графического представления характеристик защит (карт селективности).

Подробно рассмотренные в книге примеры построения на основе изложенного подхода системы релейной защиты электрических сетей напряжением 6–35 кВ, надеемся, позволят читателям получить ясное и целостное представление о процессе проектирования релейной защиты.

В первой главе кратко изложены основные понятия, термины и определения теории релейной защиты. Приведены требования к устройствам релейной защиты и автоматики с учетом возможных алгоритмов ликвидации основных видов повреждений и ненормальных режимов электроэнергетических систем.

Во второй главе рассматривается теория построения токовых защит с применением различной элементной базы. Сформулирован подход к расчету и выбору параметров аппаратуры защиты.

В третьей главе во всей возможной полноте показаны методы решения комплексной практической задачи построения релейной защиты системы электроснабжения. Приведенные примеры расчета параметров релейной защиты основаны на конкретной схеме системы электроснабжения. При необходимости такие расчеты могут быть адаптированы к иным схемам электрических сетей.

Четвертая глава содержит примеры, отражающие специфику согласования средств релейной защиты, выполненных на микропроцессорной и электромеханической базе. Микропроцессорные средства релейной защиты все шире применяются в современной

электроэнергетике. В то же время продолжают использоваться и электромеханические устройства, имеющие собственные неоспоримые достоинства. В связи с этим возникает необходимость координации микропроцессорных и электромеханических защит, установленных на смежных участках сети.

В приложениях содержатся необходимые справочные материалы, использование которых поможет решить и многие другие конкретные задачи, связанные с релейной защитой.

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

1.1. Определения основных понятий

Ненормальные режимы обычно связаны с относительно небольшими отклонениями величин 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 (КЗ).

Аварии — это нарушения работы электроэнергетической системы или ее части, сопровождающиеся недоотпуском электроэнергии потребителям или недопустимым ухудшением ее качества, разрушением основного оборудования, возникновением угрозы здоровью и жизни людей. Ненормальные режимы создают возможность возникновения повреждений, а вовремя не выявленные повреждения могут приводить к возникновению аварий.

Релейная защита — это комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого выявления и отделения от сети поврежденных элементов этой сети при их повреждениях и в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы исправной части сети.

Действия средств релейной защиты организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. На рис. 1.1 приведена схема электрической сети, содержащей линии электропередачи W1–W6 разных уровней напряжения, трансформаторы T1–T4, электродвигатель M1, предохранители F1–F3, коммутационные аппараты и эквивалентный источник питания E_c . Отдельные устройства релейной защиты, установленные на отдельных элементах электроэнергетических систем (генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи, электродвигателях и др.), объединены в единую систему релейной защиты общей целью функционирования.

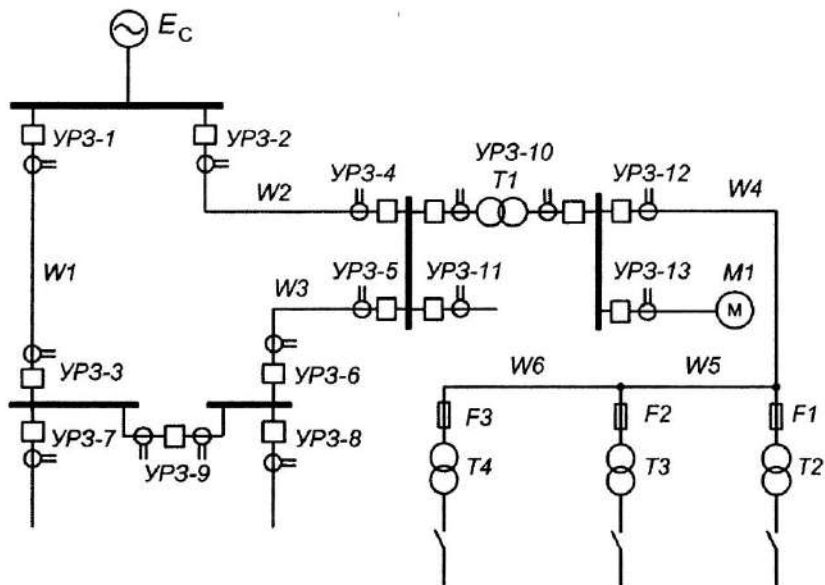


Рис. 1.1. Пример схемы распределительной сети

В соответствии с этим принципом отдельные устройства релейной защиты (например, УРЗ-1–УРЗ-13) функционально связаны между собой практически только общей логикой действий. Причем каждое устройство релейной защиты для локализации повреждения может воздействовать только на коммутационные аппараты того объекта, на котором это устройство установлено.

Система релейной защиты, как правило, включает в себя устройства, разные не только по принципам выявления повреждений, но и по способам воздействия на контролируемый объект. Так, единой логике действий должны подчиняться как сложнейшие многофункциональные устройства релейной защиты, воздействующие на выключатели и другие аппараты управления, так и простейшие защитные устройства (например, предохранители), в которых функции выявления и коммутации поврежденной электрической цепи совмещены. На рис. 1.1 предохранители F1, F2, F3 показаны в цепях питания трансформаторов T2–T4.

В некоторых случаях устройства релейной защиты формируют лишь световые и звуковые сигналы, а отделение поврежденного элемента от исправной части электрической сети может производиться вручную оперативным персоналом.

Согласованность действий устройств, расположенных на значительных расстояниях друг от друга, как правило, достигается за счет

определенных параметров срабатывания (без применения физических каналов связи). Эти параметры, в основном, определяют точность и эффективность действия всей системы релейной защиты. В свою очередь, это определяет живучесть электроэнергетических систем и степень риска развития аварийных ситуаций при возникновении повреждений.

Логические связи действуют в любых условиях и не подвержены воздействию внешних электрических и электромагнитных помех. Во многом благодаря этому свойству релейная защита имеет высочайшую степень надежности.

1.2. Основные свойства релейной защиты

Селективность – это свойство релейной защиты, характеризующее ее способность выявлять и отделять от электрической сети только поврежденные элементы. Другими словами, селективность – это избирательность действия.

Средства релейной защиты могут обладать абсолютной или относительной селективностью.

Быстродействие – это свойство релейной защиты, характеризующее скорость выявления и отделения от сети поврежденных элементов. Быстродействие показывает, насколько быстро средства релейной защиты реагируют на возникновение тех или иных видов повреждений.

Показателем быстродействия является *время срабатывания защиты* – это интервал времени от момента возникновения повреждения до момента отделения от сети поврежденного элемента. Наиболее быстродействующие защиты имеют время срабатывания $t_{сз} = 0,04 - 0,10$ с. Медленные защиты могут иметь время срабатывания до нескольких секунд.

От релейной защиты не во всех случаях требуется высокое быстродействие. При возникновении некоторых ненормальных режимов достаточно дать предупредительный сигнал дежурному персоналу. На энергетических объектах без постоянного дежурного персонала производится отключение неисправного оборудования, но обязательно с выдержкой времени [3].

Чувствительность – это свойство, характеризующее способность релейной защиты выявлять повреждения в конце установленной для нее зоны действия в минимальном режиме работы энергосистемы. Другими словами, защита должна чувствовать те виды повреждений и ненормальных режимов, на которые она рассчитана, в любых состояниях работы защищаемой электрической системы.

Показателем чувствительности является *коэффициент чувствительности*, который для максимальных защит (реагирующих на возрастание контролируемой величины) определяется как отношение минимально возможного значения сигнала, соответствующего отслеживаемому повреждению, к установленному на защите параметру срабатывания (уставке).

Например, коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты линии электропередачи, работающей в сети с глухозаземленной нейтралью, определяется так:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К MIN}}^{(1)}}{I_{\text{СЗ}}},$$

где $I_{\text{К MIN}}^{(1)}$ — значение тока однофазного КЗ при повреждении в конце защищаемой линии в минимальном режиме работы энергосистемы;

$I_{\text{СЗ}}$ — ток срабатывания защиты.

В ряде случаев оценивается также чувствительность к повреждениям на соседнем (следующем по отношению к источнику) защищаемом объекте (т.е. в режиме дальнего резервирования).

Надежность — это свойство, характеризующее способность релейной защиты действовать правильно и безотказно при всех видах повреждений и ненормальных режимов, для устранения которых она предназначена, и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима, при которых действие данной защиты не предусмотрено [3]. Иными словами, надежность — это свойство релейной защиты, характеризующее ее способность выполнять свои функции в условиях эксплуатации, ремонта, хранения и транспортировки.

Показателями надежности являются *время безотказной работы* и *интенсивность отказов* — количество отказов за единицу времени.

Так как неправильно действующая защита может сама служить причиной возникновения аварий, ее надежность должна быть обеспечена в достаточно высокой степени. Например, для защит линий электропередачи предельно допустимым считается один отказ за десять лет работы, а для защит генераторов — один отказ за несколько сотен лет.

1.3. Основные виды повреждений, которые выявляют средства релейной защиты

Наиболее тяжелыми видами повреждений любой энергосистемы являются КЗ. Самыми тяжелыми и разрушительными из них являются *трехфазные* КЗ (рис. 1.2, а). При расчете токов КЗ, как правило,

вводят определенные допущения [6]. Так, обычно не учитывают переходное сопротивление в месте КЗ и активную составляющую внутреннего сопротивления генератора, а сопротивления всех трех фаз считают одинаковыми. С учетом таких допущений трехфазное КЗ является симметричным, то есть $E_A = E_B = E_C = E_\Phi$; $I_A = I_B = I_C$. Ток трехфазного КЗ:

$$I_K^{(3)} = |I_A| = |I_B| = |I_C| = \frac{E_\Phi}{Z_K} = \frac{E_\Phi}{\sqrt{r_L^2 + (x_\Gamma + x_L)^2}},$$

где x_Γ — внутреннее индуктивное сопротивление генератора (активным обычно пренебрегают);

r_L и x_L — соответственно, активное и индуктивное сопротивления линии.

Ток каждой фазы отстает от создающей его э.д.с. на угол $\varphi_K = \arctg \frac{x_\Gamma + x_L}{r_L}$ (рис. 1.2, б). Для линий 110 кВ этот угол составляет 60–78°; для линий 750 кВ — 86–88° [3].

Меньшую опасность с точки зрения устойчивости параллельной работы генераторов представляют *двухфазные* КЗ (рис. 1.3, а). При таком КЗ ток в неповрежденной фазе практически отсутствует ($I_A \approx 0$), а в поврежденных фазах токи равны по величине ($I_B = -I_C$, рис. 1.3, б). Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = |I_B| = |I_C| = \frac{\sqrt{3}E_\Phi}{2Z_K} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{E_\Phi}{\sqrt{r_L^2 + (x_\Gamma + x_L)^2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^{(3)} \approx 0,866 \cdot I_K^{(3)}.$$

Ток *однофазных* КЗ в сети с глухозаземленной нейтралью (рис. 1.4) следует находить с учетом сопротивления цепи заземления ($\dot{z}_3 = r_3 + j \cdot x_3$):

$$I_K^{(1)} = |I_C| = \frac{E_\Phi}{\sqrt{(r_L + r_3)^2 + (x_\Gamma + x_L + x_3)^2}}.$$

В сетях с изолированной или компенсированной нейтралью однофазные замыкания короткими не являются (так как проводимость в месте повреждения не шунтирует источник питания) и обычно не требуют быстрого отключения (рис. 1.5, а). Такой ненормальный режим работы указанной сети (сети с малым током замыкания на землю) принято называть *однофазным замыканием на землю*.

В месте замыкания возникает емкостной ток \dot{I}_3 , обусловленный распределенными емкостями фазных проводников сети относительно земли. В сущности, это однофазный ток (ток нулевой последовательности), распределенный между тремя фазами. Вторым

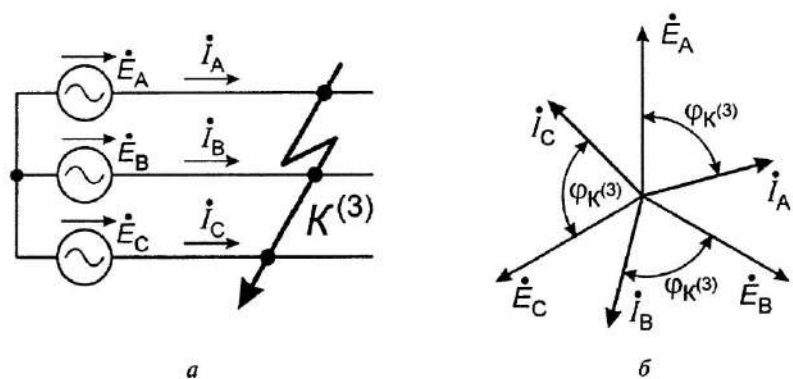


Рис. 1.2. Схема (а) и векторная диаграмма (б) трехфазного КЗ

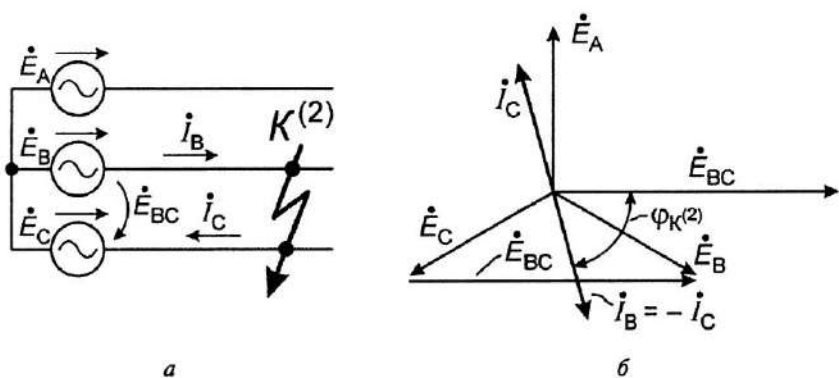


Рис. 1.3. Схема (а) и векторная диаграмма (б) двухфазного КЗ

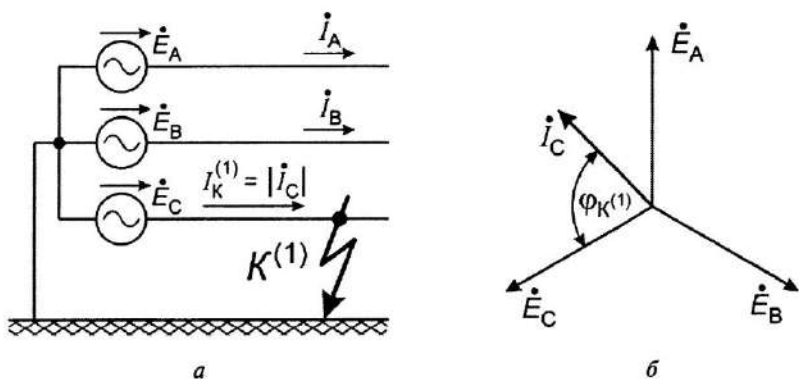


Рис. 1.4. Схема (а) и векторная диаграмма (б) однофазного КЗ

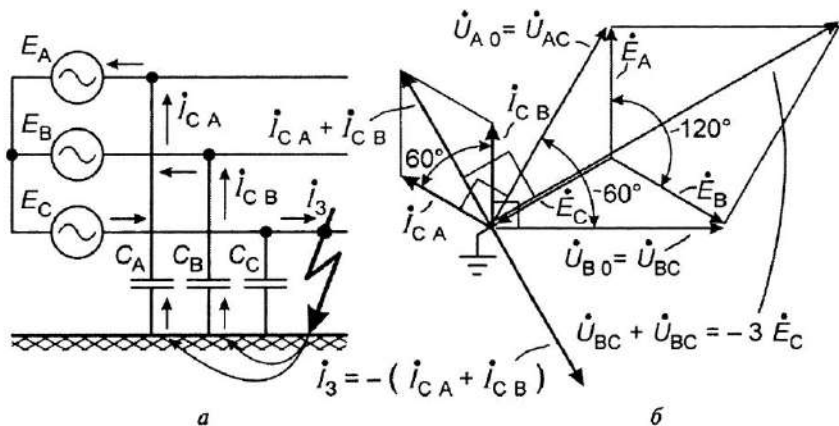


Рис. 1.5. Схема (а) и векторная диаграмма (б) однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью

проводником для этого тока является земля и заземленные грозозащитные тросы линий электропередачи (если они имеются).

При расчете этого тока обычно пренебрегают активными и реактивными сопротивлениями генератора и линии, поскольку они значительно меньше емкостного сопротивления сети. Ток замыкания на землю равен геометрической сумме токов в фазах А и В (\dot{I}_{CA} и \dot{I}_{CB} соответственно) и противоположен им по фазе (рис. 1.5, б):

$$\dot{I}_3 = -(\dot{I}_{CA} + \dot{I}_{CB}) = -\left(\frac{\dot{U}_{A0}}{j\omega C_A} + \frac{\dot{U}_{B0}}{j\omega C_B} \right),$$

где \dot{U}_{A0} и \dot{U}_{B0} — напряжения неповрежденных фаз А и В относительно земли (фактически это линейные напряжения \dot{U}_{AC} и \dot{U}_{BC});

$\frac{1}{j\omega C_A}$ и $\frac{1}{j\omega C_B}$ — реактивные сопротивления изоляции фаз А и В.

Учитывая, что $\dot{U}_{AC} + \dot{U}_{BC} = -3\dot{E}_C$ (см. рис. 1.5, б), а также считая емкости фаз относительно земли одинаковыми ($C_A = C_B = C_C = C$), получим:

$$\dot{I}_3 = -j\omega C (\dot{U}_{AC} + \dot{U}_{BC}) = 3j\omega C \dot{E}_C \quad \text{или} \quad I_3 = 3 U_\Phi \omega C = 6\pi U_\Phi f C,$$

где U_Φ — фазное напряжение сети.

Основные неблагоприятные факторы, возникающие при однофазных замыканиях на землю, — повышение напряжений неповрежденных фаз относительно земли до линейных и сравнительно не-

большой емкостной ток в месте замыкания. Они способствуют возникновению других, более тяжелых видов КЗ и затрудняют поиск повреждения.

В электрических сетях напряжением 6–35 кВ начинает широко применяться *резистивное заземление нейтрали* [7]. Различают следующие виды такого заземления:

низкоомное резистивное заземление нейтрали. Нейтраль сети соединяется с землей через небольшое сопротивление. При однофазном замыкании на землю возникает значительный ток, достаточный для работы релейной защиты на отключение;

высокоомное резистивное заземление нейтрали. Нейтраль сети соединяется с землей через большое сопротивление (соизмеримое с емкостным сопротивлением фаз относительно земли). Ток, возникающий при однофазном замыкании на землю, достаточен для определения поврежденного присоединения и работы релейной защиты на сигнал;

комбинированное заземление нейтрали. Этот вид заземления осуществляется путем присоединения высокоомного резистора параллельно дугогасительному реактору (ДГР). Он позволяет снижать уровень перенапряжений при неточной настройке реактора, а также способствует работе на сигнал простых релейных защит.

Способы реализации резистивного заземления связаны с особенностями устройства электрических сетей. В сетях, где нет выводов нейтралей обмоток (это, как правило, сети 6–10 кВ), заземляющий резистор подключается к искусственной нулевой точке, создаваемой ТЗН (рис. 1.6, а), образованной первичными обмотками специального трансформатора заземления нейтрали (ТЗН) со схемой соединения обмоток «звезда с нулевым выводом/треугольник» (рис. 1.6, а).

Если имеется трехобмоточный силовой трансформатор с выведенной на крышку трансформатора нейтралью обмотки (обычно

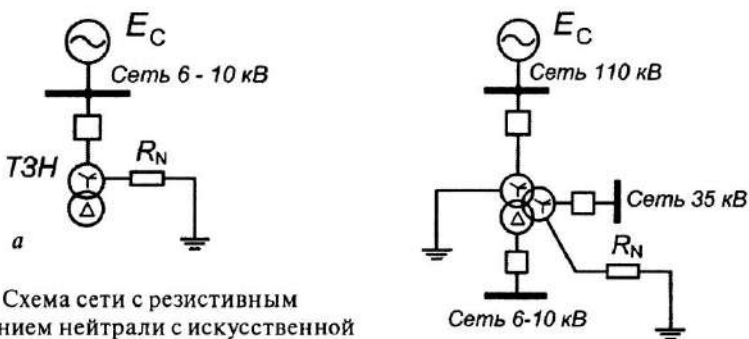


Рис. 1.6. Схема сети с резистивным заземлением нейтрали с искусственной нулевой точкой, создаваемой ТЗН (а) и нулевым выводом трансформатора (б)

в сетях 20 и 35 кВ), то заземляющий резистор присоединяется к этому выводу (рис. 1.6, б).

Комбинированное заземление осуществляется путем подключения заземляющего резистора параллельно ДГР к имеющимся электрическим цепям (рис. 1.7, а и б).

Определить токи при однофазных замыканиях на землю в этих электрических сетях можно следующим образом.

В сети с непосредственным присоединением резистора к нейтрали трансформатора на основе схемы замещения (рис. 1.8) комплексные токи в месте повреждения и в заземляющем резисторе соответственно определяются так:

$$\dot{I}_3 = g \cdot \dot{U}_3 = \frac{g(g_N + j3\omega C)}{(g + g_N) + j3\omega C} \dot{E}_C;$$

$$\dot{I}_N = g_N \cdot \dot{U}_N = \frac{g_N \cdot g}{(g + g_N) + j3\omega C} \dot{E}_C.$$

Здесь g и g_N — соответственно проводимости места повреждения и заземляющего резистора; $g = 1/R_{\Pi}$, где R_{Π} — сопротивление в месте повреждения; $g_N = 1/R_N$, где R_N — сопротивление заземления нейтрали; \dot{U}_N и \dot{U}_3 — векторы напряжений нейтрали и поврежденной фазы относительно земли соответственно; \dot{E}_C — вектор фазной э.д.с. поврежденной фазы C ; C — емкость фазы относительно земли.

При низкоомном заземлении нейтрали $\omega C \ll g_N$. Поэтому можно принять $\omega C = 0$. Тогда векторы токов в месте повреждения и в заземляющем резисторе равны и определяются так:

$$\dot{I}_3 = \dot{I}_N = \frac{g \cdot g_N}{g + g_N} \dot{E}_C.$$

Для действующих значений этих токов можно записать:

$$I_3 = I_N = \frac{g \cdot g_N}{g + g_N} E_C.$$

При стационарных металлических замыканиях $g_N \ll g$ и $g + g_N \approx g$. В этих условиях действующие значения токов в месте повреждения и в заземляющем резисторе можно определить так:

$$I_3 = I_N \approx E_C g_N = E_C / R_N.$$

Токи при однофазных замыканиях на землю в сетях с резистивным заземлением искусственной нулевой точки можно определить по аналогичной методике.

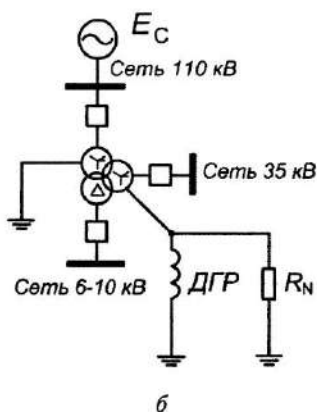
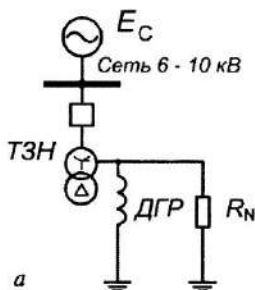


Рис. 1.7. Схема сети с комбинированным заземлением нейтрали с искусственной нулевой точкой, создаваемой ТЗН (а) и нулевым выводом трансформатора (б)

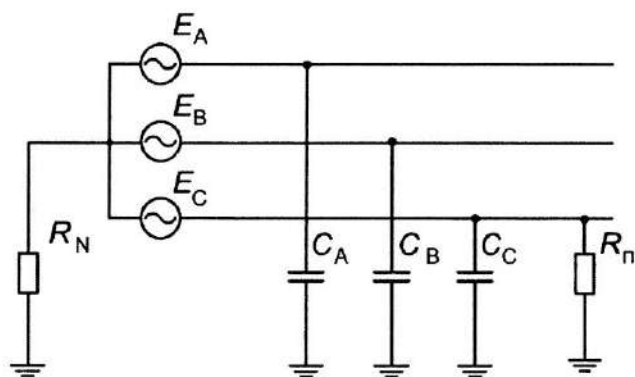
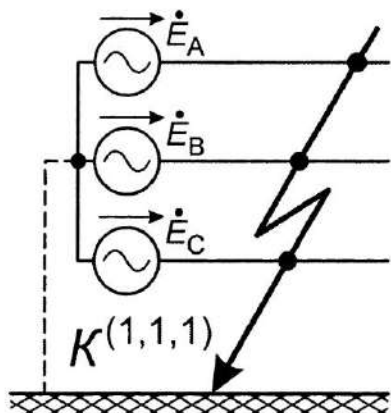


Рис. 1.8. Схема замещения сети с непосредственным резистивным заземлением нейтрали

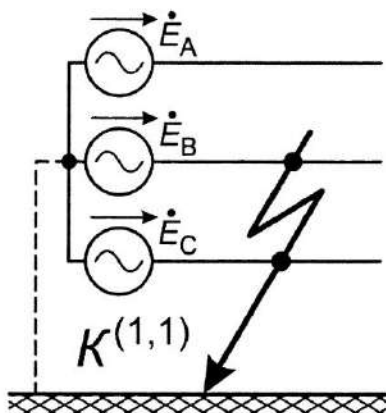
В реальных условиях, как правило, $z_{0T} \ll R_N$ (где z_{0T} – сопротивление нулевой последовательности заземляющего трансформатора) и z_{0T} можно принять равным нулю. Тогда для тока в месте установки защиты при стационарном металлическом однофазном замыкании на землю можно записать:

$$I_3 = I_N \approx E_C / R_N.$$

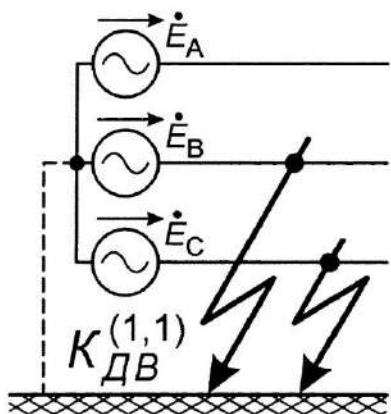
Реже возможны и другие, более сложные виды замыканий, представляющие собой различные сочетания рассмотренных выше: *трехфазное КЗ на землю* (рис. 1.9, а), *двухфазное КЗ на землю* (рис. 1.9, б), *двойное КЗ на землю* (рис. 1.9, в).



a



б



в

Рис. 1.9. Схемы сети при трехфазном КЗ на землю (*а*), двухфазном КЗ на землю (*б*), двойном КЗ на землю (*в*)

Перечисленные замыкания могут иметь место как в сетях с глухозаземленной нейтралью, так и в сетях с изолированной (компенсированной) нейтралью.

2. ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ

Подавляющее большинство повреждений в электрических системах сопровождаются повышением тока, поэтому именно ток целесообразно использовать в качестве входного сигнала для средств релейной защиты.

Защиты, которые оценивают состояние защищаемого объекта по току, называют *токовыми*. Токовые защиты начинают действовать при выходе значения контролируемого тока за установленные границы. Эти границы, задаваемые тем или иным способом на чувствительных элементах защиты, принято называть *уставками*.

Действующее значение тока в месте установки защиты, при котором защита начинает действовать, называют *током срабатывания защиты*. Действующее значение тока в месте установки защиты, при котором защита возвращается в исходное состояние, называют *током возврата защиты*. Отношение тока возврата защиты к току ее срабатывания называется *коэффициентом возврата*.

Как правило, чувствительные к току элементы — токовые реле — включаются в защищаемую сеть за трансформаторами тока (ТТ). В этом случае ток срабатывания реле (уставка) I_{CP} и ток срабатывания защиты $I_{\text{CЗ}}$ связаны следующим соотношением:

$$I_{\text{CP}} = \frac{k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}}} \cdot I_{\text{CЗ}},$$

где $k_{\text{ТТ}}$ — коэффициент трансформации ТТ;

$k_{\text{СХ}}$ — коэффициент схемы, показывающий, во сколько раз ток в обмотке реле больше, чем ток во вторичной обмотке ТТ.

Значение коэффициента схемы определяется схемой соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле.

Токовые защиты должны устанавливаться на защищаемом участке электрической сети со стороны источника питания. Если электрическая сеть включает в себя несколько источников, то защиты на контролируемом объекте следует устанавливать со стороны каждого источника питания, а сами защиты в этом случае должны обладать направленностью действия.

Наиболее часто защиты реагируют на повышение тока. Поэтому они являются защитами максимального типа и называются *максимальными токовыми защитами*.

Существует два вида токовых защит максимального типа, различающиеся способами обеспечения селективной работы: токовые отсечки и максимальные токовые защиты с выдержкой времени срабатывания.

2.1. Токовые отсечки

Токовые отсечки – это быстродействующие токовые защиты максимального типа, селективность действия которых обеспечивается за счет ограничения зоны действия (то есть выбором только уставки по току).

В сетях с односторонним питанием токовые отсечки устанавливаются в начале защищаемого участка со стороны источника питания.

Поскольку токи КЗ зависят от удаленности места повреждения от источника питания, то можно подобрать такое значение тока срабатывания отсечки, при котором в зону ее действия будет входить только контролируемый объект. Так, ток срабатывания токовой отсечки ТО1 (рис. 2.1) должен быть больше максимально возможного тока КЗ на смежном присоединении, то есть на линии W2. Поскольку ток КЗ при повреждении в начале линии W2 практически равен току КЗ при повреждении в конце линии W1, для выбора уставки обычно рассчитывают ток КЗ при повреждении на подстанции ПС2 – при КЗ в граничной между линиями точке К1.

Условие выбора тока срабатывания отсечки в этом случае может быть записано так:

$$I_{\text{СТО1}} > I_{\text{КМАХ(К1)}}^{(3)},$$

где $I_{\text{КМАХ(К1)}}^{(3)}$ – действующее значение тока КЗ в максимальном режиме работы энергосистемы при повреждении в точке К1.

2.1.1. Выбор уставок токовых отсечек

При расчетах уставок быстродействующих защит (к которым относится и токовая отсечка) необходимо учитывать возможное влияние аperiodической составляющей тока КЗ [1]. С этой целью в условие выбора включают *коэффициент запаса*, значение которо-

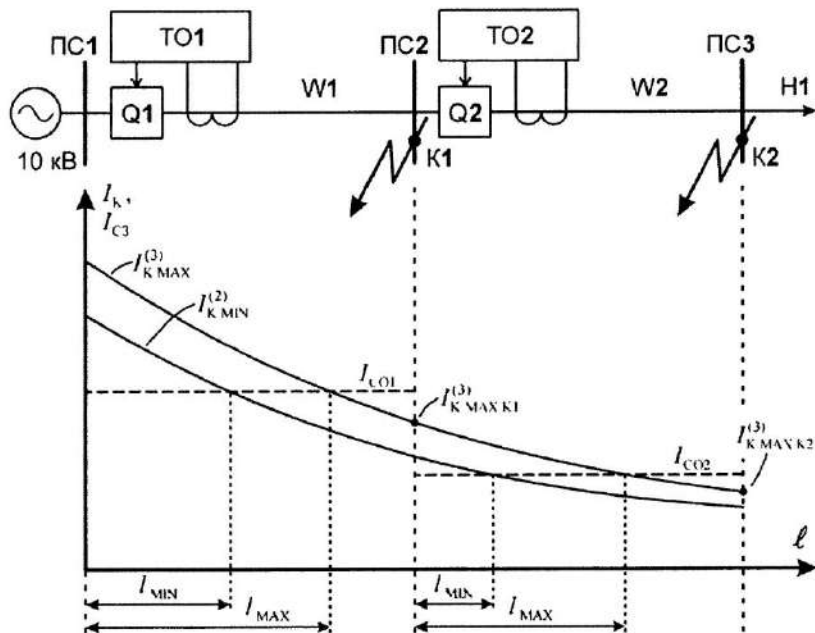


Рис. 2.1. Схема сети с токовыми отсечками и диаграмма токов КЗ

го зависит от типа чувствительного элемента (токового реле) и защищаемого объекта:

$$I_{C\text{ТО1}} = k_3 \cdot I_{K\text{ MAX}}^{(3)}(K1).$$

Возможные значения коэффициента запаса приведены в табл. 2.1 [4].

Таблица 2.1

Значения коэффициента запаса для токовых отсечек
мгновенного действия

Тип реле	Защищаемый объект	
	линия	трансформатор
РТ-40	1,2–1,3	1,3–1,4
РТ-80	1,5–1,6	1,6

Токовые отсечки без выдержки времени, установленные для защиты трансформаторов или линий, от которых далее питаются силовые трансформаторы, необходимо дополнительно отстраивать

от бросков тока намагничивания, возникающих при включении (восстановлении питания) указанных трансформаторов.

Зона действия токовой отсечки линии определяется графически по точке пересечения кривой изменения тока КЗ и горизонтальной линии, соответствующей уставке. В зависимости от вида КЗ и режима работы энергосистемы положение правой границы зоны действия отсечки может изменяться (токовая отсечка обладает *относительной селективностью*), а ширина зоны действия может принимать значения от I_{MIN} до I_{MAX} (см. рис. 2.1). В пределах минимальной зоны действия I_{MIN} отсечка выявляет любые КЗ в любом режиме работы энергосистемы. За пределами максимальной зоны I_{MAX} , напротив, никакое КЗ отсечкой выявлено не будет. Поэтому обычно зоной действия отсечки считают минимальную зону I_{MIN} .

Эффективность отсечек оценивается по коэффициенту чувствительности или по длине зоны действия [4]:

– для отсечек *трансформаторов* чувствительность определяется по току самого «легкого» КЗ (определяемого режимом заземления нейтрали) в месте установки отсечки в минимальном режиме работы энергосистемы; при этом должно выполняться условие: $k_{\text{ч}} \geq 2$;

– при расчете коэффициента чувствительности отсечек *блоков «линия–трансформатор»* используют минимально возможный ток при КЗ в конце линии (то есть на границе между линией и трансформатором): $k_{\text{ч}} \geq 1,5$;

– токовая отсечка линии считается эффективной, если зона ее действия охватывает не менее 15–20 % от общей протяженности линии.

Так как токовая отсечка мгновенного действия контролирует лишь часть объекта, ее использование в качестве единственной защиты данного объекта недопустимо.

2.1.2. Схемы токовых отсечек

Отсечки, выполненные по *трехфазной трехрелейной схеме* (рис. 2.2), применяются для защиты электрических сетей напряжением 110 кВ и выше (сетей с глухозаземленной нейтралью). Трансформаторы тока устанавливаются в каждой из трех фаз контролируемой сети. Вторичные обмотки ТТ и катушки токовых реле соединяют по схеме «звезда/звезда» (Y/Y); при этом в нормальном режиме токи в реле равны вторичным токам ТТ, то есть $k_{\text{CX}} = 1$.

Так как в сетях 110 кВ и выше обычно дополнительно устанавливают специальную токовую защиту нулевой последовательности от КЗ на землю, может быть использована разновидность этой схемы без токового реле КА2 (то есть фактически двухфазная двухрелейная схема) [5].

Назначение блок-контакта SQ заключается в своевременном разрыве цепи питания катушки отключения YAT выключателя Q после его отключения, вызванного срабатыванием защиты. Тем самым исключается возможность обгорания контактов KL1.1 под действием дуги.

Двухфазная двухрелейная схема (рис. 2.3) используется, главным образом, для защиты в электрических сетях с изолированной или компенсированной нейтралью (обычно 6–35 кВ). Здесь трансформаторы тока устанавливаются в двух фазах защищаемой сети (как правило, в фазах А и С), а вторичные обмотки ТТ и катушки реле соединяются по схеме «неполная звезда/неполная звезда». В этом случае также $k_{CX} = 1$.

2.2. Неселективные отсечки

К защитам головных участков электроэнергетических систем, как правило, предъявляются повышенные требования по быстродействию. Это связано с необходимостью обеспечения устойчивости параллельной работы синхронных генераторов и энергосистемы в целом. Применение токовых отсечек оказывается не всегда эффективным, так как из-за увеличенных сечений проводников головных линий токи КЗ при повреждениях в начале и в конце линии отличаются незначительно. В результате обеспечить приемлемую зону действия и селективность отсечки обычно не удается.

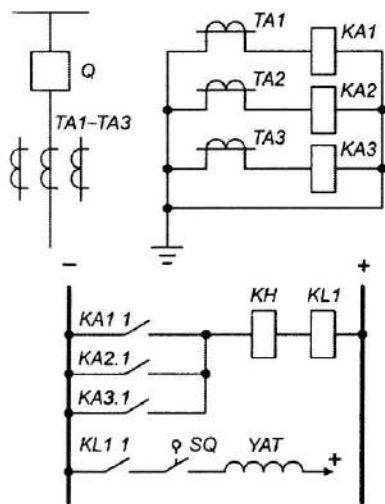


Рис. 2.2. Схема трехфазной трехрелейной токовой отсечки

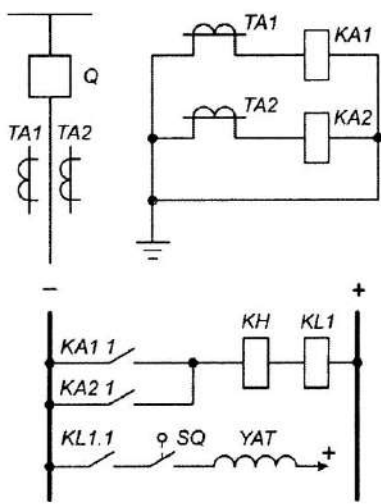


Рис. 2.3. Схема двухфазной двухрелейной токовой отсечки

В таких ситуациях могут быть использованы неселективные токовые отсечки.

Неселективные отсечки — это токовые защиты максимального типа, которые могут действовать при повреждениях не только в пределах контролируемого объекта, на котором они установлены, но и за его пределами. Селективность действия неселективных отсечек обеспечивается за счет введения выдержки времени или применения дополнительных технических средств.

2.2.1. Неселективная токовая отсечка с выдержкой времени

С целью расширения зоны, контролируемой токовой отсечкой, можно допустить возможность ее действия при КЗ на смежной линии (рис. 2.4). Селективное действие неселективной отсечки в этом случае можно обеспечить за счет ограничения зоны ее действия пределами действия быстродействующей защиты следующей линии и небольшой выдержкой времени срабатывания.

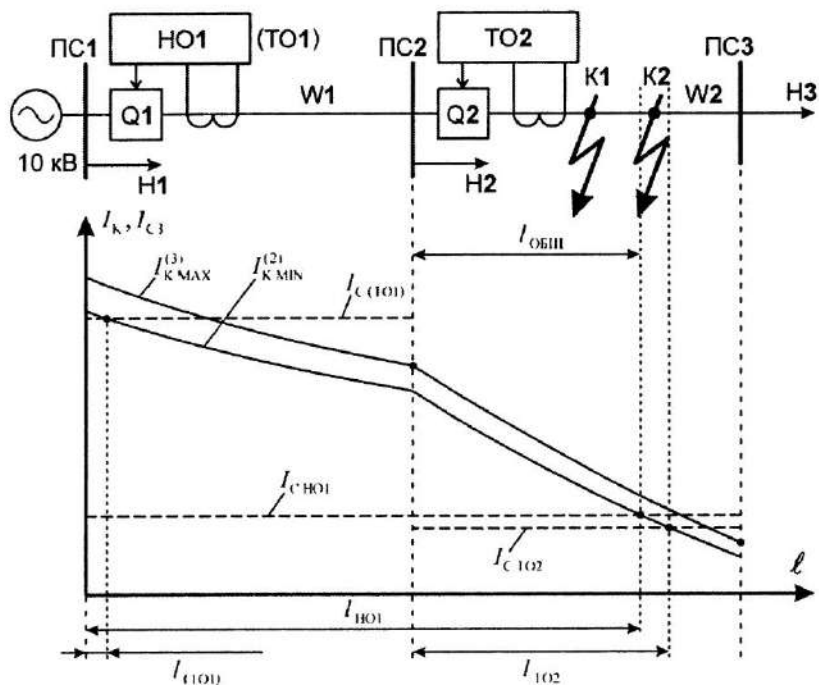


Рис. 2.4. Схема сети с неселективной токовой отсечкой и диаграмма токов КЗ

Так, установка токовой отсечки мгновенного действия ТО1 на линию W1, очевидно, неэффективна ввиду очень ограниченной зоны действия ($I_{(ТО1)}$). Для защиты линии W1 в этом случае целесообразно использовать неселективную отсечку НО1, которую и по току, и по времени следует отстроить от токовой отсечки ТО2 линии W2:

$$I_{CНО1} > I_{CТО2} \text{ или } I_{CНО1} = k_3 \cdot I_{CТО2}; \quad t_{CНО1} = t_{CТО2} + \Delta t,$$

где $I_{CТО2}$ – ток срабатывания токовой отсечки ТО2 линии W2;

k_3 – коэффициент запаса неселективной отсечки;

$t_{CНО1}$ – время срабатывания токовой отсечки ТО2, $t_{CНО1} \approx 0,1$ с;

Δt – ступень селективности, $\Delta t = 0,4-0,6$ с.

Выдержка времени неселективной отсечки обычно составляет 0,3–0,8 с [5]. За это время аperiodическая составляющая тока КЗ практически полностью затухает, поэтому значения коэффициента запаса принимают в пределах 1,1–1,2 независимо от типа реле [4]. Кроме того, по этой же причине (наличие выдержки времени) нет необходимости в дополнительной отстройке от бросков тока намагничивания силовых трансформаторов.

При таком выборе уставок на линии W2 образуется общая зона действия $I_{общ}$. При КЗ за пределами этой зоны, но в пределах зоны действия $I_{ТО2}$ отсечки ТО2 (точка К2) срабатывает только токовая отсечка ТО2, отключая поврежденную вторую линию. На К3 в зоне $I_{общ}$ (точка К1) реагируют обе отсечки: селективная ТО2 и неселективная первой линии НО1, однако «своя» отсечка ТО2 работает быстрее (практически, мгновенно), и точно так же будет отключена только поврежденная линия W2. Неселективная отсечка при этом вернется в исходное состояние, так и не успев сработать. При К3 в пределах линии W1 будет селективно работать неселективная отсечка НО1.

Схема токовой отсечки с выдержкой времени приведена на рис. 2.5. Требуемая выдержка времени неселективной отсечки создается при помощи реле времени КТ1.

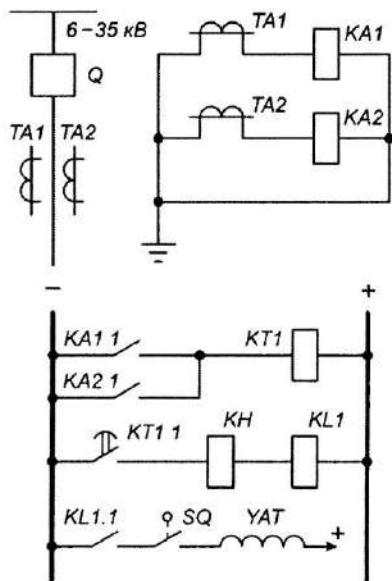


Рис. 2.5. Схема двухфазной двухрелейной токовой отсечки с выдержкой времени срабатывания

2.2.2. Неселективная токовая отсечка без выдержки времени

Неселективная токовая отсечка без выдержки времени применяется, когда по условиям обеспечения устойчивой работы энергосистемы или обеспечения термической устойчивости защищаемого оборудования требуется мгновенное отключение всех или части поврежденных элементов [4]. Исправить неселективное действие токовой отсечки при КЗ на смежных присоединениях можно с помощью устройств автоматического повторного включения (АПВ) или автоматического включения резервного источника питания (АВР).

Устройство АПВ (рис. 2.6) устанавливается на линии W1 и действует на выключатель Q1.

Если КЗ произошло на линии W2 в общей зоне $I_{\text{ОБЩ}}$ действия селективной отсечки ТО2 и неселективной отсечки НО1 (точка К2), обе отсечки сработают одновременно. В результате обе линии W1 и W2 оказываются отключенными своими выключателями. После отключения линии W1 устройство АПВ, обеспечив определенную выдержку времени, подаст сигнал на повторное включение выключателя Q1. Линия W1 вновь включается, и питание подстанции ПС2 восстанавливается. Поврежденная линия W2 остается в отключенном состоянии.

Если в исходном состоянии электрической сети КЗ произошло вне общей зоны действия защит $I_{\text{ОБЩ}}$, но в зоне действия $I_{\text{ТО2}}$ токовой отсечки ТО2 (точка К3), то под действием этой защиты будет быстро отключена только линия W2. Неселективная отсечка НО1 действовать не должна, и линия W1 остается во включенном состоянии.

При КЗ на линии W1 (точка К1) под действием неселективной отсечки НО1 будет отключена линия W1. Устройство АПВ повторно включит линию, и, если КЗ оказалось устойчивым (не ликвидировалось за время действия АПВ), неселективная отсечка НО1 вновь

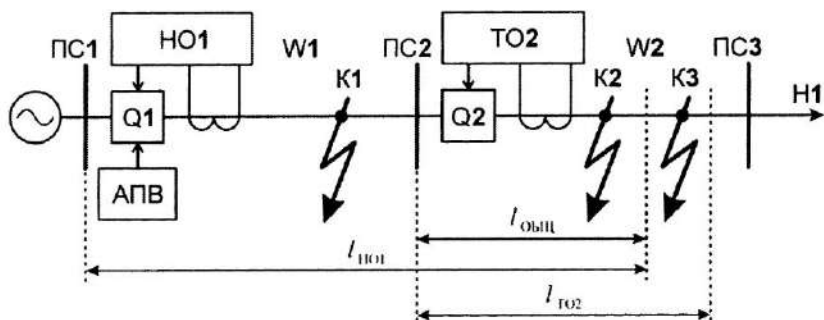


Рис. 2.6. Схема сети с неселективной токовой отсечкой и АПВ

отключит линию W1. Количество включений линии W1 (обычно одно) ограничивается устройством АПВ.

Ток срабатывания неселективной токовой отсечки выбирается по условию ее надежного срабатывания в тех зонах, где трехфазные КЗ вызывают снижение напряжения до значений, при которых нарушается устойчивая работа энергосистемы [5]:

$$I_{\text{CHO1}} \leq \frac{U_{\text{CMIN}}}{\sqrt{3} k_3 (1 + k_0) z_{\text{CMIN}}},$$

где U_{CMIN} – междуфазное напряжение питающей энергосистемы в минимальном режиме ее работы, которое можно принять равным 0,9–0,95 номинального;

z_{CMIN} – сопротивление энергосистемы в минимальном режиме работы до места установки неселективной отсечки;

k_3 – коэффициент запаса, $k_3 = 1,1–1,2$;

k_0 – коэффициент, учитывающий допустимое снижение напряжения при трехфазных КЗ; в приближенных расчетах для обеспечения динамической стойкости синхронных генераторов $k_0 \geq 1,5$, синхронных электродвигателей – $k_0 \geq 1,0$ [4, 5].

Кроме этого, необходимо, чтобы при КЗ в общей зоне действия отсечек на линии W2 собственное время срабатывания отсечки ТО2 не превышало время срабатывания неселективной отсечки НО1.

2.3. Максимальные токовые защиты

Максимальные токовые защиты (МТЗ) – это токовые защиты максимального типа, селективность действия которых обеспечивается выбором различных выдержек времени срабатывания.

Как правило, МТЗ используются в электрических сетях с односторонним питанием. Они устанавливаются в начале каждого контролируемого объекта со стороны источника питания (рис. 2.7).

Выдержки времени срабатывания защит должны нарастать по мере приближения к источнику питания: $t_{\text{C31}} > t_{\text{C32}} > t_{\text{C33}} > t_{\text{C3H4}}$.

При КЗ на линии W3 (например, в точке КЗ) токи в линиях от источника до точки КЗ увеличатся и все три обтекаемые током КЗ защиты МТЗ1–МТЗ3 могут начать действовать. Среди перечисленных защит МТЗ3 имеет наименьшую выдержку времени и поэтому срабатывает первой, отключая только поврежденную линию W3. Остальные защиты вернуться в исходное состояние, так и не успев сработать.

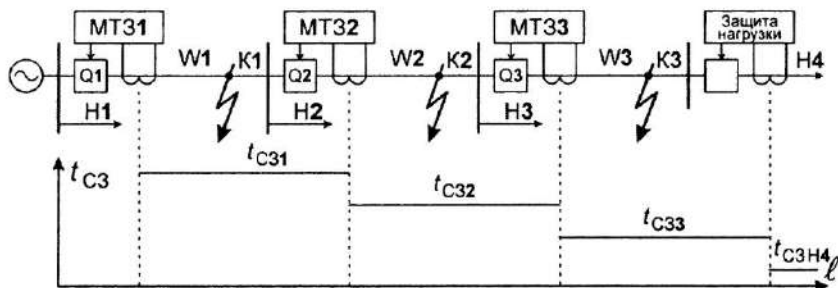


Рис. 2.7. Схема сети с МТЗ и временная диаграмма

При КЗ на линии W2 (в точке К2) током КЗ обтекаются защиты МТЗ1 и МТЗ2. Из них меньшей выдержкой времени обладает МТЗ2. Именно она должна сработать первой и отключить поврежденную линию W2.

При КЗ на линии W1 должна сработать защита МТЗ1.

2.3.1. Выбор уставок МТЗ

Ток срабатывания МТЗ выбирается исходя из следующих условий.

Во-первых, ток срабатывания должен быть больше максимального рабочего тока, чтобы защита не действовала при нормальной работе системы:

$$I_{C3 \text{ MAX}} > I_{\text{РАБ MAX}}$$

Во-вторых, ток возврата защиты должен быть больше тока самозапуска в послеаварийном режиме работы системы, чтобы защита возвращалась в исходное положение после селективного отключения поврежденного оборудования другой защитой:

$$I_{\text{ВЗ}} > I_{\text{СЗП}}$$

Так, при КЗ в начале линии W2 (рис. 2.8) токи в местах установки защит МТЗ1 и МТЗ2 увеличиваются, токовые реле этих защит срабатывают и реле времени начинают отсчет установленных на них выдержек времени. Одновременно снижается напряжение на шинах подстанции ПС2 и двигатели М, также питающиеся от шин этой подстанции, затормаживаются. Часть из них при этом отключается, другая часть в соответствии с технологическими требованиями остается подключенной к сети. После отключения линии W2 защитой МТЗ2 начинается процесс самозапуска этих двигателей, при котором ток в месте установки МТЗ1 равен току самозапуска электродвигателей. В этих условиях необходимо, чтобы МТЗ1 все же вернулась в исходное состояние, прервав отсчет времени.

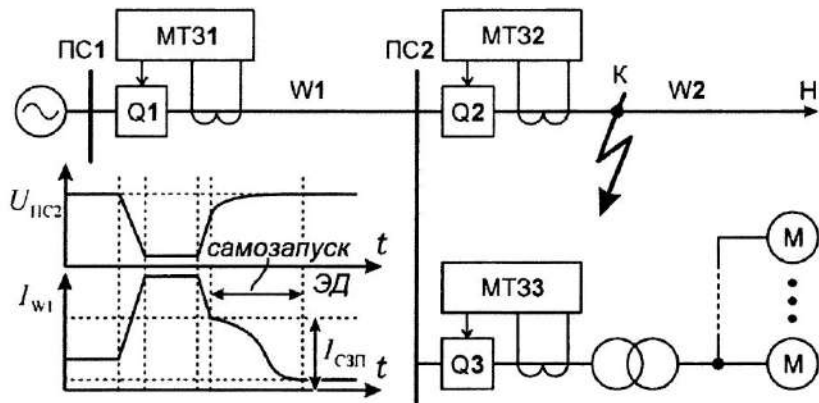


Рис. 2.8. Схема сети с МТЗ и диаграммы напряжений и токов при КЗ на смежной линии

Учитывая, что ток срабатывания защиты и ток ее возврата связаны коэффициентом возврата ($k_B = I_{B3}/I_C$), а также используя коэффициент запаса k_3 , второе условие можно переписать в виде:

$$I_{C3} = \frac{k_3 \cdot I_{C3П}}{k_B}.$$

Для реле РТ-40, РТ-80, РТ-90 $k_3 = 1,1-1,2$, $k_B = 0,8-0,85$ [4].

Если максимальное значение тока самозапуска неизвестно, его можно определить приближенно на основании коэффициента самозапуска, показывающего, во сколько раз ток самозапуска больше максимального рабочего тока. Тогда:

$$I_{C3} = \frac{k_3 \cdot k_{C3П}}{k_B} \cdot I_{РАБ\ МАХ}.$$

Здесь I_{C3} и $k_{C3П}$ — соответственно ток самозапуска электродвигателей в месте установки защиты и коэффициент самозапуска.

Выдержки времени срабатывания МТЗ при каскадном соединении линий должны возрастать по мере приближения к источнику питания (см. рис. 2.7):

$$t_{C33} = t_{C3Н4} + \Delta t;$$

$$t_{C32} = t_{C33} + \Delta t;$$

$$t_{C31} = t_{C32} + \Delta t,$$

где $t_{C3Н4}$ — время срабатывания собственной защиты нагрузки;

Δt — ступень селективности; при использовании электромеханических реле времени $\Delta t = 0,4-0,6$ с.

2.3.2. Схемы МТЗ

Полная звезда (трехфазная трехрелейная схема, рис. 2.9; $k_{сх} = 1$) применяется редко, так как в сетях 6–35 кВ при двойных замыканиях на землю она может приводить к неселективному отключению поврежденных линий. Чувствительность такой защиты, установленной на трансформаторах 110 кВ и выше, необходимо искусственно снижать, не допуская действия защиты при внешних однофазных КЗ. В сетях 110 кВ и выше обычно используют дистанционную защиту [5].

Неполная звезда (двухфазная двухрелейная или трехрелейная схема, рис. 2.10) используется для защиты в электрических сетях 6–35 кВ, то есть в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью, где не может быть однофазных КЗ. Для уменьшения вероятности неселективных отключений при двойных замыканиях на землю ТТ во всей сети устанавливают на одноименных фазах (обычно А и С). На трансформаторах со схемами соединения обмоток «звезда/треугольник» (Y/Δ) и «треугольник/звезда» (Δ/Y), а также на линиях, питающих такие трансформаторы, следует использовать *трехрелейную* схему [5]: при двухфазном КЗ на стороне низшего напряжения (НН) трансформатора ток КЗ в одной из фаз на стороне высшего напряжения (ВН) будет в два раза выше, чем в двух других. В одном из трех случаев двухфазных КЗ этой фазой будет являться

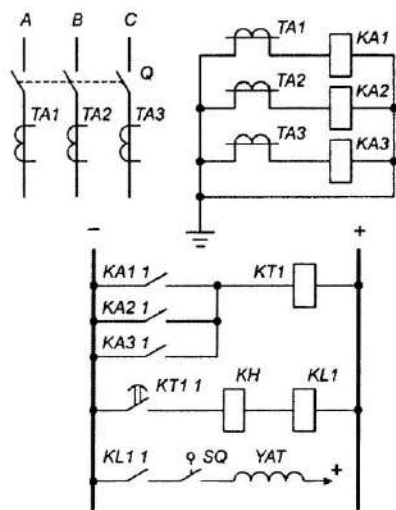


Рис. 2.9. Схема трехфазной трехрелейной МТЗ с выдержкой времени срабатывания

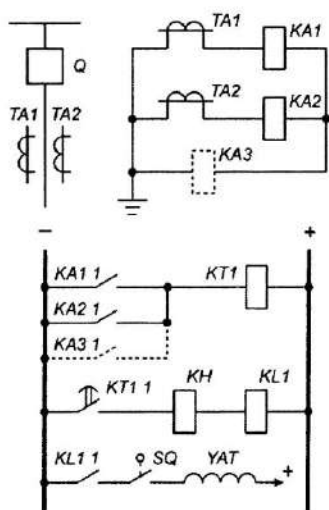


Рис. 2.10. Схема двухфазной двухрелейной (трехрелейной) МТЗ с выдержкой времени срабатывания

фаза В, не охваченная защитой, и чувствительность защиты снизится в два раза. Для повышения чувствительности в этом случае в обратный провод двухфазной схемы следует включить дополнительное реле КА3 (показано пунктиром на рис. 2.10).

Треугольник (обмотки реле соединяются по схеме звезды, а вторичные обмотки трансформаторов тока – по схеме треугольника, рис. 2.11; $k_{сх} = \sqrt{3}$; схема оперативного тока такая же, как для полной звезды – см. рис. 2.9) используется для защиты трансформаторов 35 кВ и выше.

Защита, выполненная по этой схеме, не действует при внешних однофазных КЗ (в отличие от схемы полной звезды).

На двухобмоточных трансформаторах со схемой соединения обмоток «звезда/треугольник» (Y/Δ) одно из трех реле может быть исключено [5] без ухудшения чувствительности защиты (реле КА2 на рис. 2.11).

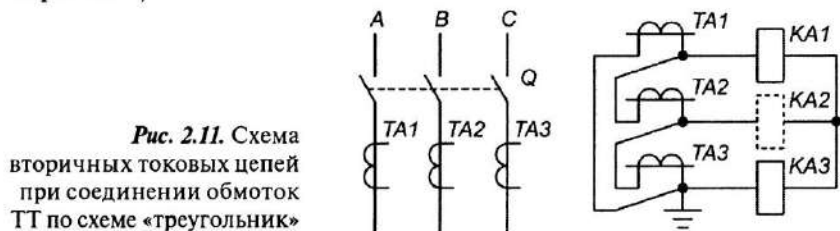


Рис. 2.11. Схема вторичных токовых цепей при соединении обмоток ТТ по схеме «треугольник»

Неполный треугольник (двухфазная однорелейная схема, рис. 2.12; $k_{сх} = \sqrt{3}$) ввиду значительных недостатков допустимо использовать только для защиты электродвигателей выше 1 кВ мощностью не более 2 МВт [3, 5]. Этот способ соединения вторичных токовых цепей иногда называют схемой включения реле «на разность токов двух фаз».

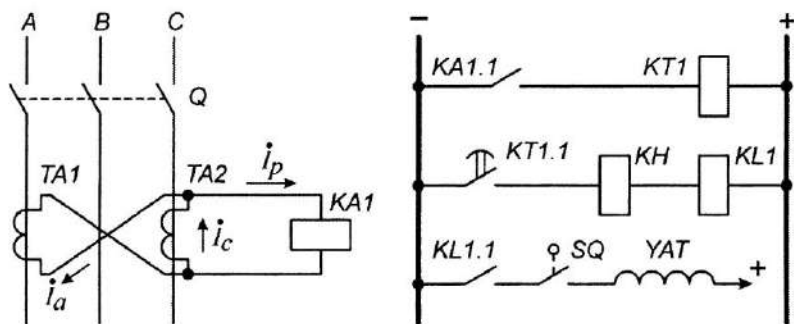


Рис. 2.12. Схема двухфазной однорелейной МТЗ с выдержкой времени срабатывания

2.4. Трехступенчатые токовые защиты

Для того чтобы обеспечить надежную защиту электрических сетей при повреждениях, часто недостаточно использовать защиту одного вида. Так, токовые отсечки обеспечивают быстрое выявление повреждений, но имеют зоны нечувствительности в конце контролируемого объекта. МТЗ имеют достаточно протяженные зоны действия, но их приходится выполнять с большими выдержками времени срабатывания, особенно на головных участках сетей, где требуется высокое быстродействие. Для того чтобы максимально использовать достоинства защит разных типов, их объединяют в один комплекс.

Наибольшее распространение получили трехступенчатые токовые защиты. В качестве первой ступени используются токовые отсечки мгновенного действия (селективные токовые отсечки). В качестве второй – токовые отсечки с выдержкой времени срабатывания (неселективные токовые отсечки). В качестве третьей ступени – МТЗ.

Трехступенчатые токовые защиты могут быть неполными. Например, на головной линии W1 (рис. 2.13), как правило, устанавли-

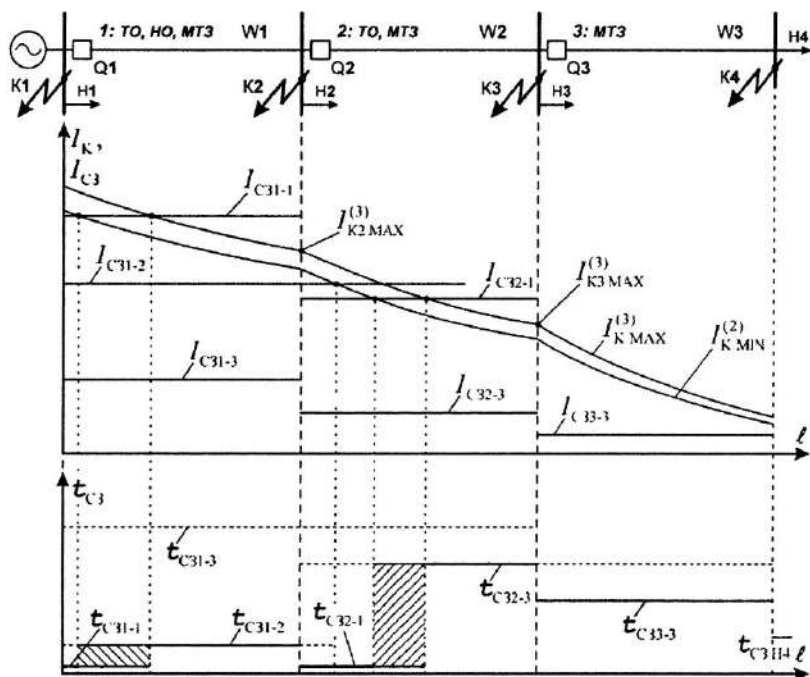


Рис. 2.13. Схема сети с трехступенчатыми токовыми защитами и соответствующие диаграммы токов КЗ и времени срабатывания

ваются все ступени защиты. На смежных с головным участком сети линиях (W2) чаще используют только две ступени: первую и третью. На удаленных от источника питания объектах сети (линия W3) обычно достаточно только третьей ступени защиты – МТЗ.

Расчеты целесообразно вести начиная с наиболее удаленной от источника питания линии (W3). Первичный ток срабатывания третьей ступени защиты 3 определяется так:

$$I_{C33-3} = \frac{k_3}{k_B} I_{C3АП W3} = \frac{k_3 k_{C3АП W3}}{k_B} I_{РАБ МАХ W3},$$

где $I_{C3АП W3}$ и $I_{РАБ МАХ W3}$ – соответственно значение тока самозапуска в послеаварийном режиме и максимальное значение рабочего тока в линии W3 в нормальном режиме;

k_3 – коэффициент запаса (для защит, имеющих выдержку времени);

k_B – коэффициент возврата;

$k_{C3АП W3}$ – коэффициент самозапуска для линии W3.

Выдержка времени срабатывания третьей ступени защиты 3:

$$t_{C33-3} = t_{C3H4} + \Delta t,$$

где t_{C3H4} – максимальное время срабатывания защит нагрузок, с которыми третья ступень защиты 3 может иметь общую зону действия;

Δt – ступень селективности.

Параметры срабатывания МТЗ второй и первой линий определяются аналогично:

$$I_{C32-3} = \frac{k_3}{k_B} I_{C3АП W2} = \frac{k_3 k_{C3АП W2}}{k_B} I_{РАБ МАХ W2},$$

$$t_{C32-3} = \max(t_{C33-3}, t_{C3H3}) + \Delta t,$$

$$I_{C31-3} = \frac{k_3}{k_B} I_{C3АП W1} = \frac{k_3 k_{C3АП W1}}{k_B} I_{РАБ МАХ W1},$$

$$t_{C31-3} = \max(t_{C32-3}, t_{C3H2}) + \Delta t.$$

Первичный ток срабатывания первой ступени (отсечки мгновенного действия) второй линии:

$$I_{C32-1} = k_3 \cdot I_{K3МАХ}^{(3)},$$

где k_3 – коэффициент запаса (для защит мгновенного действия);

$I_{K3МАХ}^{(3)}$ – максимальное значение тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ в конце второй линии.

Аналогично определяется ток срабатывания первой ступени защиты 1:

$$I_{C31-1} = k_3 \cdot I_{K2\text{МАХ}}^{(3)}$$

Вторая ступень защиты I должна быть отстроена от тока срабатывания первой ступени защиты, установленной на следующей (второй) линии:

$$I_{C31-2} = k_{31-2} \cdot I_{C32-1} = k_{31-2} \cdot k_{32-1} \cdot I_{K3\text{МАХ}}^{(3)}$$

где k_{31-2} и k_{32-1} — коэффициенты запаса по току второй ступени защиты первой линии и первой ступени второй линии соответственно; в общем случае значения этих коэффициентов различны, так как первая ступень защиты не имеет выдержки времени, а вторая — с целью обеспечения селективности действия — имеет.

По времени вторая ступень защиты I также должна быть отстроена от времени действия быстродействующих защит отходящих присоединений (вторая линия), с которыми имеет общую зону действия:

$$t_{C31-2} = t_{C32-1} + \Delta t,$$

где t_{C32-1} — время действия первой ступени защиты 2.

Токи срабатывания реле (вторичные токи) отдельных ступеней защит вычисляются так:

$$I_{CP} = \frac{k_{CX}}{k_T} \cdot I_{C3},$$

где I_{C3} — первичный ток срабатывания соответствующей ступени защиты;

k_{CX} — коэффициент схемы;

k_T — коэффициент трансформации ТТ защиты.

Базовая схема токовой трехступенчатой защиты, устанавливаемой на отходящей линии электропередачи 10 кВ, показана на рис. 2.14.

Чувствительность первых ступеней защит оценивается по величине зоны действия. Зона действия, как правило, определяется графически.

Чувствительность вторых ступеней может оцениваться по величине зоны действия или по значению коэффициента чувствительности. Если зона действия второй ступени полностью охватывает контролируемую линию, то третья ступень защиты этой линии выполняет только резервные функции. Если же зона действия второй

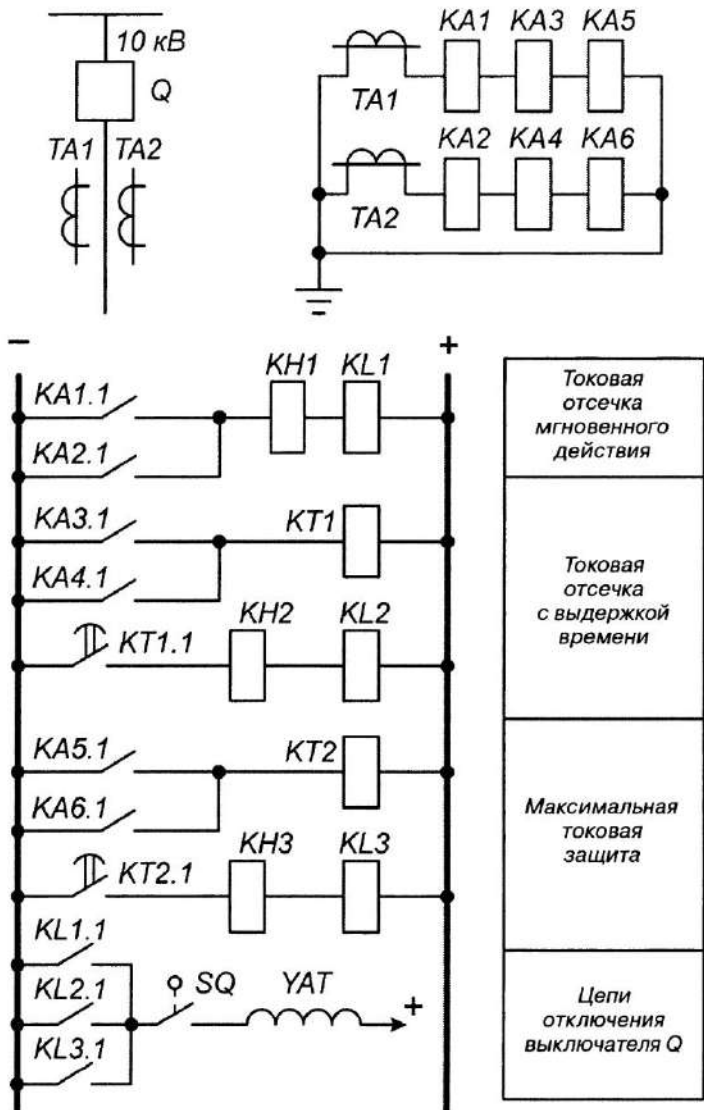


Рис. 2.14. Схема токовой трехступенчатой защиты

ступени меньше длины контролируемой линии, то третья ступень защиты линии является основной.

Чувствительность третьих ступеней защит оценивается по коэффициенту чувствительности, как у отдельных МТЗ.

2.5. Направленные токовые защиты

Направленная защита — это защита, действующая только при определенном направлении (знаке) мощности КЗ [2].

2.5.1. Принцип действия

В электрических сетях с двухсторонним питанием и в кольцевых сетях обычные токовые защиты не могут действовать селективно. Например, в электрической сети с двумя источниками питания (рис. 2.15), где выключатели и защиты установлены с обеих сторон каждой линии, при повреждении в точке К1 должны выполняться следующие условия выбора выдержек времени срабатывания МТЗ:

$$t_{C32} < t_{C33} < t_{C34} < t_{C35} < t_{C36}.$$

При КЗ в точке К2:

$$t_{C31} < t_{C32} < t_{C33} \text{ и } t_{C34} < t_{C35} < t_{C36}.$$

При КЗ в точке К3:

$$t_{C31} < t_{C32} < t_{C33} < t_{C34} < t_{C35}.$$

Как видно, эти требования противоречивы и не могут быть выполнены в одной системе защит.

Для обеспечения селективного действия токовых защит в этих условиях необходимо использовать дополнительный признак, характеризующий расположение места повреждения относительно защит. В качестве этого признака можно использовать направление мощности КЗ в месте установки защиты.

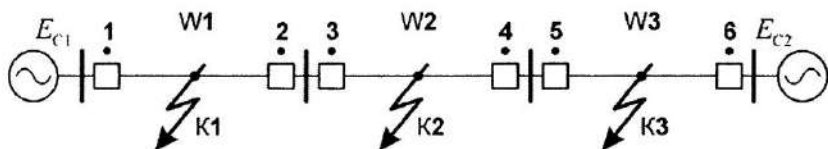


Рис. 2.15. Схема сети с направленными токовыми защитами

Для того чтобы обеспечить селективное действие МТЗ, нужно разрешить действовать только тем защитами, направление мощности КЗ в месте установки которых — от шин к линии. Тогда согласование по времени срабатывания необходимо только для тех защит, которым действие разрешено (рис. 2.16).

С учетом этого, при коротком замыкании в точке К1:

$$t_{C32} < t_{C34} < t_{C36};$$

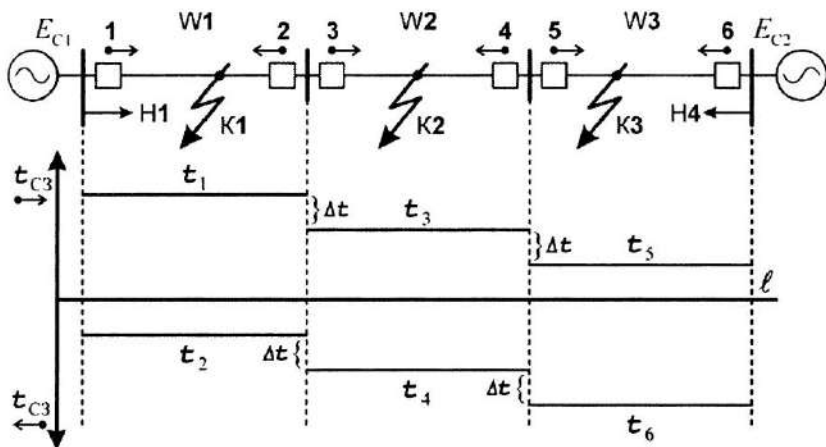


Рис. 2.16. Схема сети с направленными токовыми защитами и временные диаграммы

в точке К2:

$$t_{C31} < t_{C33} \text{ и } t_{C34} < t_{C36};$$

в точке К3:

$$t_{C31} < t_{C33} < t_{C35}.$$

При таких условиях требования к соотношению выдержек времени срабатывания отдельных защит, обеспечивающие их селективное действие, не противоречат друг другу. Следовательно, система защиты реализуема.

2.5.2. Реле направления мощности

Для того чтобы определить направление мощности, передаваемой по контролируемой электрической сети, в месте установки защиты используют специальное реле — *реле направления мощности*. Отечественная промышленность выпускает реле направления мощности двух видов: индукционные (серий РБМ-170 и РБМ-270) и микроэлектронные (типа РМ-11 и РМ-12) [3].

Индукционное реле направления мощности [2, 3] имеет две обмотки, размещенные на полюсах замкнутого стального магнитопровода 1 (рис. 2.17). Одна из них, токовая (4) включается во вторичные цепи ТТ, и ток в ней (I_p) определяется вторичным током ТТ. Вторая — потенциальная (5) — подключается ко вторичной обмотке трансформатора напряжения (ТН), и ток в ней (I_H) пропорционален подведенному напряжению (U_H). Между полюсами расположен

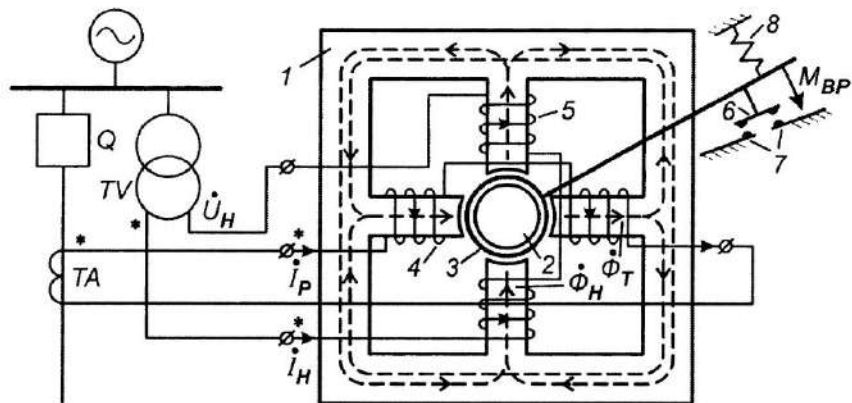


Рис. 2.17. Структурная схема индукционного реле направления мощности

внутренний стальной сердечник 2 цилиндрической формы и алюминиевый ротор 3, имеющий форму стакана. На роторе укреплен контактный мостик 6. При направлении мощности КЗ от шин в линию этот мостик замыкает неподвижные выходные контакты 7 (реле срабатывает). Возврат реле происходит под воздействием противодействующей пружины 8.

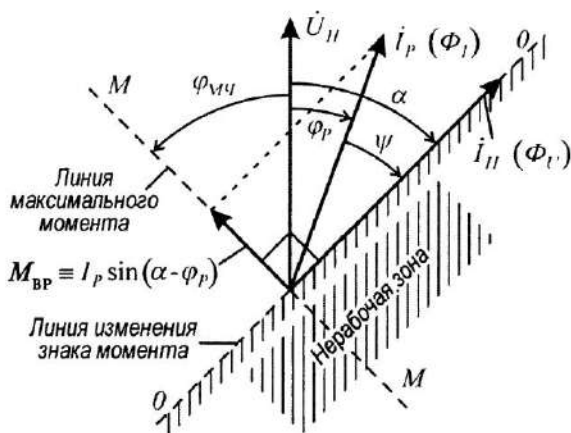
Магнитные потоки, создаваемые катушками с соответствующими токами, сдвинуты в пространстве на угол 90° . Взаимодействие потоков с токами, индуцированными ими в роторе, создает вращающий момент, который заставляет ротор поворачиваться. Если магнитные потоки имеют синусоидальную форму, то вращающий момент $M_{BP} \sim \Phi_I \cdot \Phi_U \cdot \sin\Psi$. Здесь Φ_I и Φ_U — магнитные потоки, создаваемые токовой и потенциальной катушками соответственно; Ψ — электрический угол между магнитными потоками Φ_I и Φ_U .

На рис. 2.18 показана векторная диаграмма, поясняющая принцип действия реле. Приняты следующие обозначения: \dot{I}_P и \dot{U}_H — векторы тока и напряжения, подведенных к реле; φ_p — угол между векторами \dot{I}_P и \dot{U}_H , определяемый параметрами силовой электрической сети и схемой включения реле; \dot{I}_H — вектор тока в потенциальной катушке реле; α — угол между векторами \dot{I}_H и \dot{U}_H (угол внутреннего сдвига), определяемый соотношением активного и реактивного сопротивлений цепи потенциальной катушки.

Учитывая, что $\Phi_I \sim I_P$, $\Phi_U \sim I_H \sim U_H$, а $\Psi = \alpha - \varphi_p$, можно получить:

$$M_{BP} = k_p \cdot U_H \cdot I_P \cdot \sin(\alpha - \varphi_p).$$

Рис. 2.18. Векторная диаграмма индукционного реле направления мощности



В этом выражении k_p — постоянный коэффициент, определяемый параметрами реле, а $U_H \cdot I_p \cdot \sin(\alpha - \varphi_p) = S_p$ — мощность на зажимах реле. Следовательно, вращающий момент реле пропорционален мощности: $M_{BP} = k_p \cdot S_p$, то есть реле реагирует на мощность.

Вращающий момент реле равен нулю, когда $\sin(\alpha - \varphi_p) = 0$. Отсюда следует, что $M_{BP} = 0$, если $\varphi_p = \alpha$ при отставании и если $\varphi_p = (\alpha + 180^\circ)$ при опережении вектором \dot{I}_p вектора \dot{U}_H . Линия, расположенная под этим углом к вектору \dot{U}_H , называется линией нулевых моментов или линией изменения знака момента [2, 3].

Угол φ_p между векторами \dot{I}_p и \dot{U}_H , при котором вращающий момент имеет максимальное значение, принято называть углом максимальной чувствительности $\varphi_{MЧ}$. Линия, расположенная к вектору \dot{U}_H под углом $\varphi_{MЧ}$, называется линией максимального момента.

Если внутренний угол $\alpha = 0$ (рис. 2.19, а), то вращающий момент $M_{BP} = k_p \cdot U_H \cdot I_p \cdot \sin(-\varphi_p)$ в реле пропорционален реактивной мощности, подведенной к реле (*синусное реле* или *реле реактивной мощности*). Эти реле выполняют так, что M_{BP} положителен, если угол $\varphi_p < 0$ (то есть $M_{BP} = k_p \cdot U_H \cdot I_p \cdot \sin \varphi_p$). Угол максимальной чувствительности для синусного реле $\varphi_{MЧ} = 90^\circ$.

Если внутренний угол $\alpha = 90^\circ$ (рис. 2.19, б), то вращающий момент

$$M_{BP} = k_p \cdot U_H \cdot I_p \cdot \sin(90 - \varphi_p) = k_p \cdot U_H \cdot I_p \cdot \cos \varphi_p$$

пропорционален активной мощности, подведенной к реле (*косинусное реле* или *реле активной мощности*). Для косинусного реле $\varphi_{MЧ} = 0^\circ$.

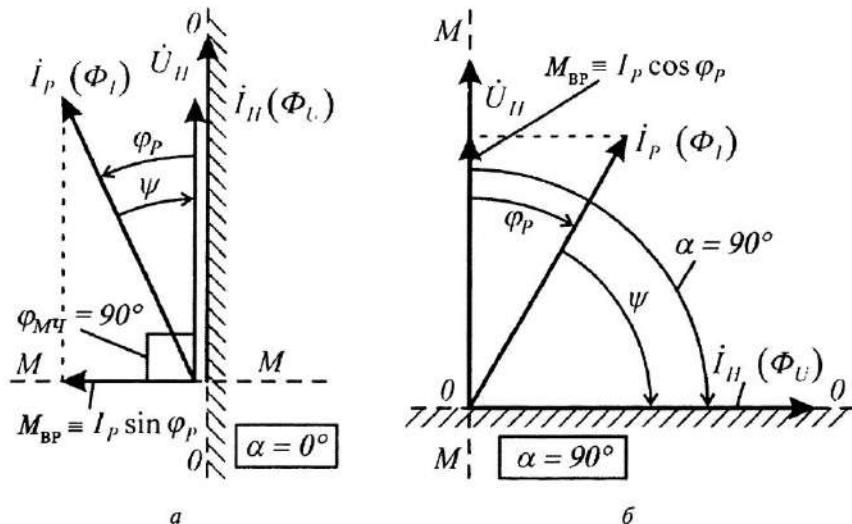


Рис. 2.19. Векторная диаграмма синусного реле или реле реактивной мощности (а) и косинусного реле или реле активной мощности (б)

В реле смешанного типа (см. рис. 2.18) угол α может иметь значения от 0° до 90° . У отечественных реле смешанного типа (РБМ-171, РБМ-271) угол α изменяется дискретно: $\alpha = 45^\circ$ ($\varphi_{\text{МЧ}} = 45^\circ$) или $\alpha = 60^\circ$ ($\varphi_{\text{МЧ}} = 30^\circ$).

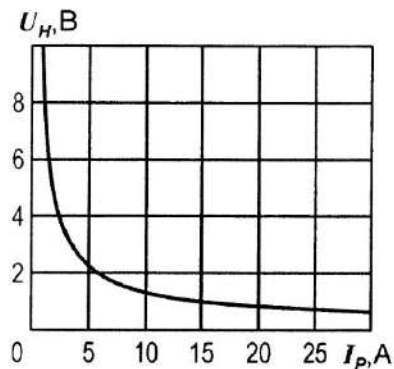
Срабатывание реле направления мощности происходит при выполнении условия:

$$M_{\text{ВР}} \geq M_{\text{ПР}},$$

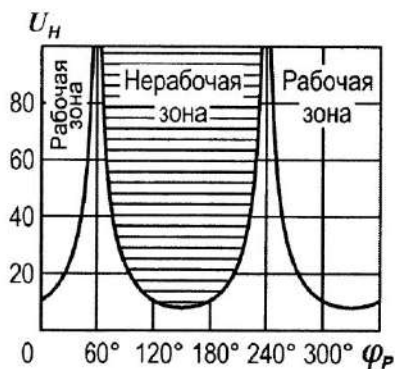
где $M_{\text{ПР}}$ — противодействующий момент, который определяется силой противодействия возвратной пружины, трением в подшипниках реле и силой нажатия контактов при срабатывании реле.

Поскольку вращающий момент реле пропорционален подведенной к нему мощности, то реле срабатывает при определенном произведении $U_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Р}}$. Минимальное значение мощности на зажимах реле, при котором оно срабатывает, принято называть мощностью срабатывания реле $S_{\text{СР}}$. Для большинства индукционных реле $S_{\text{СР}} = (0,2 - 4) \text{ В} \cdot \text{А}$.

Чувствительность реле оценивается по вольт-амперной характеристике, которая представляет собой зависимость напряжения срабатывания реле от тока (рис. 2.20, а), при неизменном угле между векторами $\dot{U}_{\text{Н}}$ и $\dot{I}_{\text{Р}}$, равном углу максимальной чувствительности [3].



а



б

Рис. 2.20. Вольт-амперная (а) и угловая (б) характеристики реле направления мощности

Зависимость мощности срабатывания реле от угла между векторами \dot{U}_H и \dot{I}_p при неизменном токе принято называть угловой характеристикой реле (рис. 2.20, б) [2]. Она определяет зоны срабатывания и несрабатывания реле. Как видно, при углах, соответствующих изменению направления вращающего момента, мощность срабатывания возрастает и стремится к бесконечности. При $\varphi_p = \varphi_{мч}$ мощность срабатывания реле имеет минимальное значение.

Принцип действия микроэлектронных статических реле направления мощности РМ-11 и РМ-12 основан на измерении длительности интервалов времени, при котором напряжение и ток, подведенные к реле, имеют одинаковый знак. Время совпадения знака сигналов измеряется в течение каждого полупериода и сравнивается с уставкой. При определенной продолжительности времени совпадения знаков сигналов реле срабатывает. Эти реле превосходят индукционные по многим основным характеристикам и широко используются в системах релейной защиты [3].

2.5.3. Схемы направленных защит

В отечественных энергосистемах принято использовать в направленных токовых защитах так называемую 90-градусную схему включения реле направления мощности смешанного типа. При этом в токовую катушку первого реле подается через ТТ ток фазы А, а к его потенциальной катушке подводится через ТН линейное напряжение ВС (рис. 2.21, а) [2]. Угол между этими векторами составляет 90°. Отсюда и произошло название схемы включения реле. Такое

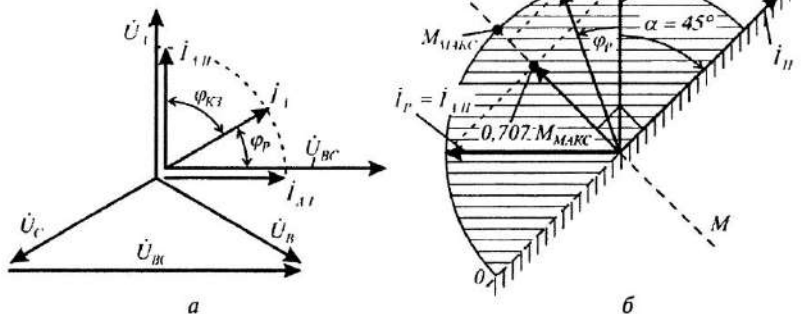


Рис. 2.21. Векторная диаграмма реле направления мощности при 90-градусной схеме включения

сочетание сигналов, подводимых к реле, улучшает его работоспособность при близких КЗ.

Для трехфазного исполнения защиты $\dot{I}_{P1} = \dot{I}_A$; $\dot{U}_{P1} = \dot{U}_{BC}$; $\dot{I}_{P2} = \dot{I}_B$; $\dot{U}_{P2} = \dot{U}_{CA}$; $\dot{I}_{P3} = \dot{I}_C$; $\dot{U}_{P3} = \dot{U}_{AB}$, где \dot{I}_{P1} , \dot{I}_{P2} , \dot{I}_{P3} – векторы токов в токовых катушках первого, второго и третьего реле направления мощности; \dot{I}_A , \dot{I}_B , \dot{I}_C – векторы вторичных токов соответствующих фаз; \dot{U}_{P1} , \dot{U}_{P2} , \dot{U}_{P3} – векторы напряжений, подведенных к потенциальным катушкам первого, второго и третьего реле направления мощности; \dot{U}_{AB} , \dot{U}_{BC} , \dot{U}_{CA} – векторы вторичных линейных напряжений.

На рис. 2.21, б показана векторная диаграмма реле направления мощности, соответствующая 90-градусной схеме включения реле с углом внутреннего сдвига $\alpha = 45^\circ$ ($\varphi_{MЧ} = -45^\circ$) в симметричном режиме контролируемого объекта. Вектор тока \dot{I}_A отстает от вектора фазного напряжения \dot{U}_A при КЗ на контролируемом объекте (например, линии) на угол φ_{K3} , определяемый отношением активной и реактивной составляющих сопротивления контролируемой линии (см. рис. 2.21, а). Вектор \dot{I}_A имеет два предельных положения. Одно – \dot{I}_{A1} – при КЗ за чисто индуктивным сопротивлением ($\varphi_{K3} = 90^\circ$). Другое – \dot{I}_{AII} – при КЗ за чисто активным сопротивлением ($\varphi_{K3} = 0^\circ$, например, при КЗ вблизи места установки реле). Это означает, что угол φ_P между векторами тока $\dot{I}_P = \dot{I}_{P1} = \dot{I}_A$ и напряжения $\dot{U}_H = \dot{U}_{P1} = \dot{U}_{BC}$, подведенными к реле, $\varphi_P = -(90^\circ - \varphi_{K3})$ и может изменяться в симметричном режиме от 0 до 90° (вектор тока опережает вектор напряжения).

Как видно, вращающий момент реле при трехфазных КЗ в зоне действия защиты положителен и близок к максимальному; следовательно, реле надежно срабатывает. При трехфазных КЗ вне зоны

вращающий момент изменяет свое направление на противоположное $\varphi_p \in [180^\circ \dots 270^\circ]$ и реле столь же надежно не срабатывает.

2.5.4. Выбор параметров срабатывания направленных токовых защит

Направленные МТЗ необходимо отстраивать от максимальных рабочих токов с учетом самозапуска электродвигателей в послеаварийных режимах после отключения смежного присоединения, то есть так же, как и обычные ненаправленные МТЗ:

$$I_{CЗ} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{CЗП} = \frac{k_3 \cdot k_{CЗП}}{k_B} \cdot I_{РАБМАХ}.$$

В сетях с глухозаземленной нейтралью направленные МТЗ должны быть также отстроены от токов, возникающих в неповрежденных фазах при однофазных и двухфазных КЗ на землю (если не используется блокировка действия от защит, действующих при замыканиях на землю) [2]:

$$I_{CЗ} = k_3 \cdot I_{НФ},$$

где k_3 — коэффициент запаса ($k_3 = 1,15-1,3$);

$I_{НФ} = I_{РАБМАХ} + k_0 \cdot I_{K0}$ — максимальное значение тока в неповрежденной фазе;

k_0 — доля тока КЗ в неповрежденной фазе $k_0 < 1$;

I_{K0} — максимальное значение тока при однофазном или двухфазном КЗ на землю.

Большее из значений, полученных по первому и второму условиям, принимается за расчетное.

Еще одной мерой, призванной исключить неправильное действие реле направления мощности неповрежденных фаз, является использование особых схем защит (с так называемым пофазным пуском), которые подают сигнал на отключение объекта только тогда, когда срабатывают токовое реле и включенное на ток той же фазы реле направления мощности [2]. Пример схемы двухфазной направленной МТЗ с пофазным пуском показан на рис. 2.22.

Дополнительно смежные защиты, действующие в одном направлении, должны быть согласованы по чувствительности. Токи срабатывания защит должны нарастать при их обходе против направления действия с приращением не менее 10 %. Иначе при токах КЗ, близких по значению к токам срабатывания защит, некоторые из них могут подействовать неселективно.

Защиты необходимо отстраивать от максимальных токов в местах их установок независимо от направления действия защиты

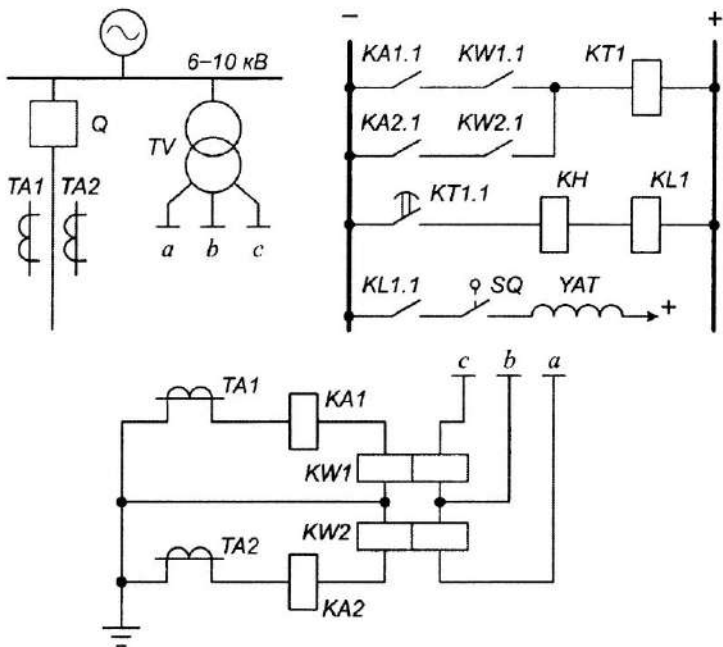


Рис. 2.22. Схема двухфазной направленной МТЗ

и направления передачи мощности для исключения ложного срабатывания при повреждениях цепей напряжения защиты [2]. Если при этом чувствительность защиты недостаточна, то допускается использовать в качестве расчетного ток, соответствующий передаче мощности в направлении действия защиты.

Выдержки времени срабатывания выбираются по условию обеспечения селективности. Согласуются защиты, действующие в одном направлении. Время срабатывания защит должно нарастать ступенчато с приращением Δt при обходе их против направления действия (см. рис. 2.16):

$$t_{\text{СЗ1}} = t_{\text{СЗ3}} + \Delta t; \quad t_{\text{СЗ3}} = t_{\text{СЗ5}} + \Delta t; \quad t_{\text{СЗ5}} = t_{\text{СЗН4}} + \Delta t;$$

$$t_{\text{СЗ6}} = t_{\text{СЗ4}} + \Delta t; \quad t_{\text{СЗ4}} = t_{\text{СЗ2}} + \Delta t; \quad t_{\text{СЗ2}} = t_{\text{СЗН1}} + \Delta t.$$

Здесь $t_{\text{СЗН1}}$ и $t_{\text{СЗН4}}$ — время срабатывания защит, установленных на присоединениях Н1 и Н4 соответственно.

Участок контролируемой электрической сети вблизи места установки защиты, в пределах которого реле направления мощности при КЗ может не сработать из-за недостаточной мощности на его зажимах ($U_{\text{p}} \rightarrow 0$), принято называть *мертвой зоной*.

Границу этой зоны можно определить, опираясь на следующие рассуждения [2]. Пусть напряжение срабатывания реле при КЗ на границе мертвой зоны равно:

$$U_{CP} = \frac{S_{CP}}{I_{PK} \cdot \sin(\alpha - \varphi_P)}$$

Здесь I_{PK} – значение тока в токовой катушке реле при повреждении в начале контролируемого объекта (в месте установки защиты); φ_P – угол между векторами тока и напряжения, подведенными к реле.

При 90-градусной схеме включения реле $\varphi_P = -(90^\circ - \varphi_{K3})$. Угол φ_{K3} между векторами тока и напряжения в первичной цепи определяется соотношением удельных реактивного ($x_{уд}$) и активного ($r_{уд}$) сопротивлений контролируемого объекта:

$$\varphi_{K3} = \text{arctg} \left(\frac{x_{уд}}{r_{уд}} \right)$$

Первичное фазное напряжение срабатывания реле:

$$U_{C3\Phi} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3}} \cdot k_{TH}$$

где k_{TH} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Сопротивление мертвой зоны:

$$z_M = \frac{U_{C3\Phi}}{I_{K3}^{(3)}}$$

Здесь $I_{K3}^{(3)}$ – значение первичного тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ в начале контролируемого объекта (в месте установки защиты).

Тогда протяженность мертвой зоны:

$$l_M = \frac{z_M}{z_{уд}}$$

где $z_{уд} = \sqrt{x_{уд}^2 + r_{уд}^2}$ – удельное полное сопротивление контролируемого объекта.

2.6. Дифференциальные защиты трансформаторов

Принцип действия дифференциальных защит основан на пофазном сравнении токов параллельно установленных защищаемых объектов (*поперечные дифференциальные защиты*) или токов до и после защищаемого объекта (*продольные дифференциальные защиты*).

В отличие от рассмотренных выше максимальных токовых защит (с относительной селективностью) дифференциальные защиты обладают свойством *абсолютной селективности*.

Дифференциальная токовая защита используется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и выше, параллельно работающих трансформаторов мощностью 4 МВ·А и выше, а также трансформаторов мощностью 1 МВ·А и выше, если токовая отсечка последних не обладает достаточной чувствительностью, а МТЗ имеет выдержку времени более одной секунды [3].

Дифференциальная защита трансформаторов имеет ряд особенностей, отличающих ее от продольных дифференциальных защит линий [2, 3, 4].

Во-первых, фазные токи до и после защищаемого трансформатора отличаются *по величине* уже в нормальном режиме его работы (при отсутствии повреждений в зоне действия дифференциальной защиты). Эта ситуация практически может быть разрешена предварительным выравниванием токов в плечах защиты (то есть за ТТ на сторонах ВН и НН) за счет подбора ТТ с нужными коэффициентами трансформации. Кроме того, для реализации дифференциальной защиты промышленностью выпускаются специальные реле серий РНТ и ДЗТ, содержащие уравнительные обмотки с регулируемым числом витков для дополнительного выравнивания токов в плечах защиты.

Во-вторых, токи на сторонах ВН и НН защищаемого трансформатора могут отличаться еще и *по фазам*, когда способы соединения первичных и вторичных обмоток силового трансформатора не совпадают. В этом случае выравнивание вторичных токов достигается изменением способов соединения вторичных обмоток ТТ на обратное по отношению к защищаемому трансформатору (рис. 2.23).

В-третьих, при выборе тока срабатывания дифференциальной защиты необходимо обязательно учитывать бросок тока намагничивания при включении (восстановлении питания) защищаемого силового трансформатора.

В-четвертых, при отстройке тока срабатывания защиты от тока небаланса нужно учитывать две дополнительные составляющие этого тока. Первая обусловлена неполным выравниванием действия вторичных токов при подборе коэффициентов трансформации ТТ или при вынужденном выставлении округленных значений чисел витков уравнительных обмоток. Вторая составляющая вызвана наличием регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой (РПН).

Получили распространение следующие разновидности дифференциальных защит трансформаторов: дифференциальная токовая отсечка, дифференциальная защита без торможения и дифференциальная защита с торможением [2, 3, 4].

Дифференциальная токовая отсечка выполняется на основе обычных токовых реле РТ-40, включенных без насыщающихся ТТ (рис. 2.24). Основное достоинство дифференциальной отсечки — простота и связанные с этим дешевизна и меньшая сложность при выборе уставок. Однако главный недостаток такой защиты — большой ток срабатывания — часто приводит к недостаточной чувствительности и, соответственно, невозможности использования этой разновидности дифференциальной защиты.

Дифференциальная защита без торможения на основе реле серии РНТ (РНТ-565) используется, главным образом, на трансформаторах без РПН. Упрощенная схема реле РНТ-565 представлена на рис. 2.25.

Здесь w_{BT} — вторичная обмотка; w_{K3} — короткозамкнутая обмотка; w_{PAB} — рабочая обмотка, число витков которой может быть выставлено в интервале от 8 до 35 с точностью до одного витка; w_{YR1} и w_{YR2} — уравнивательные обмотки, для каждой из которых может быть выставлено число витков от 0 до 34 также с шагом в один виток.

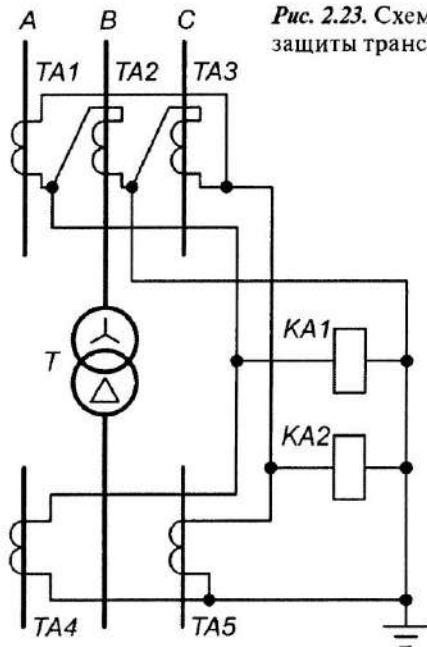


Рис. 2.23. Схема дифференциальной токовой защиты трансформатора на реле тока

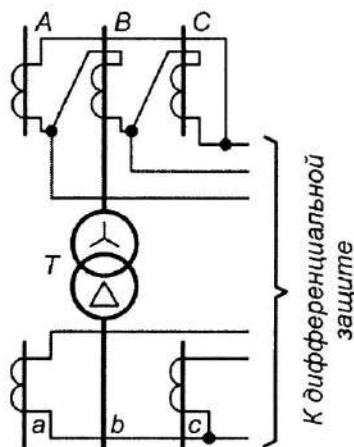


Рис. 2.24. Схема дифференциальной токовой отсечки трансформатора

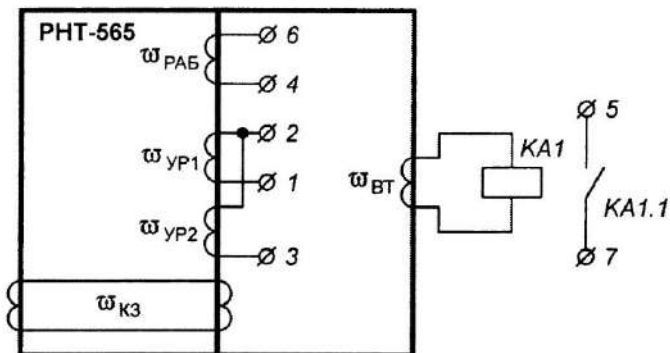


Рис. 2.25. Схема дифференциальной защиты на основе реле серии РНТ (РНТ-565) без торможения

Благодаря использованию в конструкции реле насыщающегося ТТ (НТТ) и короткозамкнутой обмотки удается снизить ток срабатывания защиты и повысить ее чувствительность. Схема одного из возможных вариантов исполнения дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора на основе реле РНТ-565 представлена на рис. 2.26.

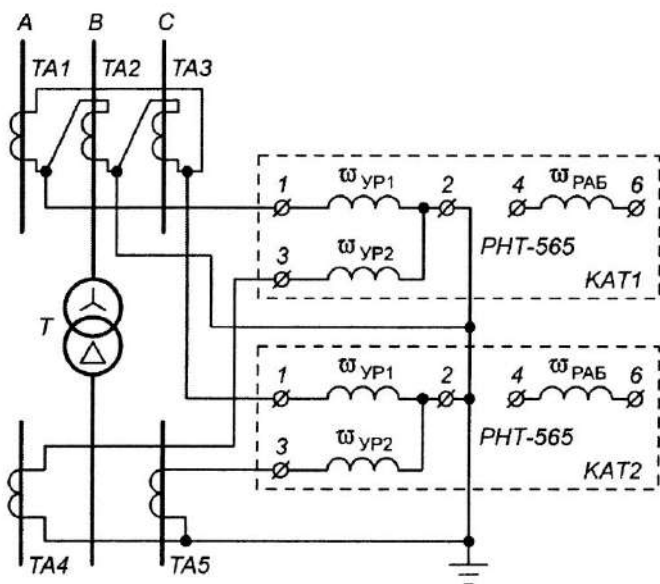


Рис. 2.26. Схема дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора на основе реле РНТ-565

Дифференциальную защиту с торможением на основе реле серии ДЗТ (например, ДЗТ-11) обычно устанавливают на трансформаторах с РПН. На упрощенной схеме реле ДЗТ-11 (рис. 2.27) w_T — так называемая обмотка торможения, число витков которой может быть выставлено из следующего ряда: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24. Характеристики рабочей и уравнивательных обмоток те же, что и для реле РНТ-565. Благодаря наличию обмотки торможения на магнитопроводе НТТ ток срабатывания защиты выбирают только по условию отстройки от броска тока намагничивания (ток небаланса не учитывают). Обычно это приводит к еще большему увеличению чувствительности защиты. Однако существуют ситуации, когда большей чувствительностью обладает все же защита на основе реле РНТ, поэтому в общем случае может быть рекомендован алгоритм выбора разновидности защиты, предполагающий проверку возможности использования каждой из трех перечисленных выше защит в том же порядке.

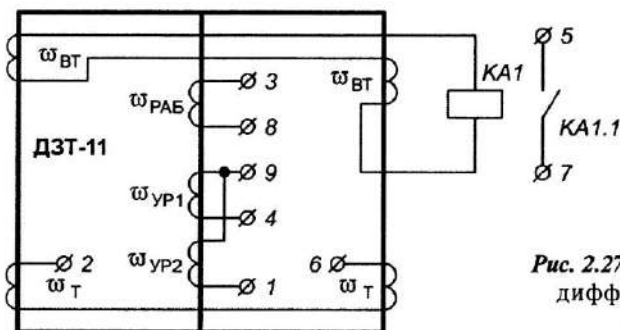


Рис. 2.27. Упрощенная схема дифференциального реле серии ДЗТ (ДЗТ-11)

2.6.1. Выбор тока срабатывания дифференциальных защит

Расчеты дифференциальных защит двухобмоточных трансформаторов с большим диапазоном регулирования напряжения ($\Delta U_{\text{РПН}} \% \geq 10 \%$) следует начинать со стороны ВН, так как именно на этой стороне установлено устройство РПН [4].

Ток срабатывания дифференциальной защиты отстраивается от броска тока намагничивания (для всех защит) и от тока небаланса (кроме защиты с торможением), то есть соответственно:

$$I_{\text{сзВН}} \geq k_{\text{отср}} \cdot I_{\text{номТ}};$$

$$I_{\text{сзВН}} \geq k_3 \cdot I_{\text{нб}},$$

где $k_{\text{отср}}$ — коэффициент отстройки от броска тока намагничивания, для дифференциальной токовой отсечки $k_{\text{отср}} \approx (3,4-4)$, для реле типа РНТ $k_{\text{отср}} = 1,3$, для реле ДЗТ — $k_{\text{отср}} = 1,5$;

$I_{\text{НОМТ}}$ – номинальный ток трансформатора;

k_3 – коэффициент запаса, для дифференциальной токовой отсечки и для реле типа РНТ $k_3 = 1,3$, для реле ДЗТ – $k_3 = 1,5$;

$I_{\text{НБ}}$ – ток небаланса.

При наличии РПН бросок тока намагничивания рассчитывают для его (РПН) крайнего «отрицательного» положения [4]:

$$I_{\text{НОМТ}} = \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ1}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}})},$$

где S_{T} – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ1}}$ – его номинальное первичное напряжение;

$\Delta U_{\text{РПН}}$ – половина полного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН, относительное значение.

Ток небаланса включает в себя три составляющие:

$$I_{\text{НБ}} = I'_{\text{НБ}} + I''_{\text{НБ}} + I'''_{\text{НБ}}.$$

Первая обусловлена погрешностью ТТ:

$$I'_{\text{НБ}} = k_{\text{АПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{КЗ ВНЕШН МАХ ВН}}^{(3)},$$

где $k_{\text{АПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий наличие аperiodической составляющей тока КЗ, $k_{\text{АПЕР}} = 2$ для дифференциальной токовой отсечки, $k_{\text{АПЕР}} = 1$ для защит с НТТ (реле РНТ, ДЗТ);

$k_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности, $k_{\text{ОДН}} = 1$, так как на сторонах ВН и НН установлены различающиеся ТТ;

ε – учитывает допустимую погрешность ТТ за счет потребления тока намагничивания, $\varepsilon = 0,1$;

$I_{\text{КЗ ВНЕШН МАХ ВН}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ за трансформатором (за зоной действия дифференциальной защиты) в максимальном режиме, приведенный к стороне ВН.

Вторая составляющая тока небаланса вызвана наличием РПН:

$$I''_{\text{НБ}} = \Delta U_{\text{РПН}} \cdot I_{\text{КЗ ВНЕШН МАХ ВН}}^{(3)}.$$

Третья обусловлена невозможностью установки на коммутаторах реле РНТ и ДЗТ расчетных дробных чисел витков:

$$I'''_{\text{НБ}} = \left| \frac{w_{\text{ВН РАСЧ}} - w_{\text{ВН}}}{w_{\text{ВН РАСЧ}}} \right| \cdot I_{\text{КЗ ВНЕШН МАХ ВН}}^{(3)}$$

или неполным выравниванием токов в плечах защиты при подборе ТТ:

$$I'''_{\text{НБ}} = \left| \frac{I_{2\text{ВН}} - I_{2\text{ВН}}}{I_{2\text{ВН}}} \right| \cdot I_{\text{КЗ ВНЕШН МАХ ВН}}^{(3)},$$

где $w_{\text{ВН РАСЧ}}$ – расчетное число витков уравнильной обмотки, включенной на стороне ВН;

$w_{\text{ВН}}$ – принятое целое число витков той же обмотки;

$I_{2\text{ВН}}$ и $I_{2\text{НН}}$ – средние значения вторичных номинальных токов за ТТ на сторонах ВН и НН соответственно:

$$I_{2\text{ВН}} = \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ I}}} \cdot \frac{k_{\text{СХВН}}}{k_{\text{ТТВН}}}, \quad I_{2\text{НН}} = \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ II}}} \cdot \frac{k_{\text{СХНН}}}{k_{\text{ТТНН}}}.$$

Здесь $k_{\text{СХ}}$ – коэффициент, учитывающий схему включения вторичных обмоток ТТ и обмоток реле, $k_{\text{СХВН}} = \sqrt{3}$, $k_{\text{СХНН}} = 1$; $k_{\text{ТТ}}$ – коэффициенты трансформации ТТ, установленных на сторонах ВН и НН защищаемого силового трансформатора.

2.6.2. Расчет числа витков обмоток реле РНТ-565 и ДЗТ-11

Определяется ток срабатывания реле для стороны ВН:

$$I_{\text{СРВН}} = \frac{I_{\text{СЗВН}} \cdot k_{\text{СХВН}}}{k_{\text{ТТВН}}}.$$

Рассчитывается и округляется в меньшую сторону число витков уравнильной обмотки на стороне ВН (первой, см. рис. 2.26):

$$w_{\text{ВН РАСЧ}} = \frac{F_{\text{СР}}}{I_{\text{СРВН}}},$$

где $F_{\text{СР}}$ – магнитодвижущая сила, необходимая для срабатывания реле, для реле РНТ-565 и ДЗТ-11 $F_{\text{СР}} = 100 \pm 5 \text{ А} \cdot \text{витков}$.

Рассчитывается и округляется в ближайшую сторону число витков второй уравнильной обмотки (включенной на стороне НН):

$$w_{\text{НН РАСЧ}} = w_{\text{ВН РАСЧ}} \cdot \frac{I_{2\text{ВН}}}{I_{2\text{НН}}}.$$

2.6.3. Проверка чувствительности защиты

Рассчитывается коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{РМ I N}}}{I_{\text{СР}}},$$

где $I_{\text{РМ I N}}$ – ток в реле, соответствующий минимальному току повреждения в зоне действия, от которого защита должна сработать;

$I_{\text{СР}}$ – ток срабатывания реле для той же стороны, для которой выше был определен $I_{\text{РМ I N}}$.

Обычно необходимо, чтобы $k_{\text{Ч}} \geq 2$, в крайнем случае $k_{\text{Ч}} \geq 1,5$ [4].

2.6.4. Особенности расчета дифференциальной защиты без торможения

Производится предварительный расчет тока срабатывания защиты без учета неизвестной третьей составляющей тока небаланса. Далее осуществляется предварительная (по той же причине) проверка чувствительности защиты. Если защита по чувствительности проходит, производится расчет чисел витков уравнильных обмоток, уточняется значение тока небаланса и проверяется надежность отстройки тока срабатывания защиты от уточненного значения тока небаланса. Если отстройка не обеспечена, расчет повторяется вновь для нового значения тока срабатывания, отстроенного от уточненного тока небаланса. Далее, как и для любой разновидности дифференциальной защиты, производится окончательный расчет коэффициента чувствительности и выполняется проверка трансформаторов тока на 10 %-ную погрешность.

2.6.5. Особенности расчета дифференциальной защиты с торможением

Первая особенность связана с отсутствием необходимости учета тока небаланса при выборе тока срабатывания защиты и, соответственно, в упрощении процедуры расчета, которая для реле серии РНТ имела, возможно, рекурсивный характер.

Вторая особенность связана с необходимостью расчета числа витков тормозной обмотки и выбором места ее включения. На двухобмоточных понижающих трансформаторах тормозную обмотку включают в плечо защиты, противоположное стороне источника питания (рис. 2.28), чтобы загроуление действия реле происходило только при внешних КЗ (при повреждениях в зоне действия защиты тормозная обмотка током КЗ не обтекает). Число витков обмотки:

$$w_T = \frac{k_3 \cdot I_{\text{НБНН}} \cdot w_{\text{НН}}}{I_{\text{КЗВНЕШН МАХ НН}}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha},$$

где k_3 — коэффициент запаса, $k_3 = 1,5$;

$I_{\text{НБНН}}$ — ток небаланса, пересчитанный с использованием наименьшего коэффициента трансформации защищаемого трансформатора с РПН на ту сторону, где установлена тормозная обмотка (сторону НН), $I_{\text{НБНН}} = I_{\text{НБВН}} \cdot U_{\text{НОМ I}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}}) / U_{\text{НОМ II}}$;

$w_{\text{НН}}$ — число витков уравнильной обмотки, включенной в то же плечо, что и тормозная (на стороне НН);

$I_{\text{КЗВНЕШН МАХ НН}}^{(3)}$ — ток внешнего трехфазного КЗ в максимальном режиме, приведенный к стороне НН;

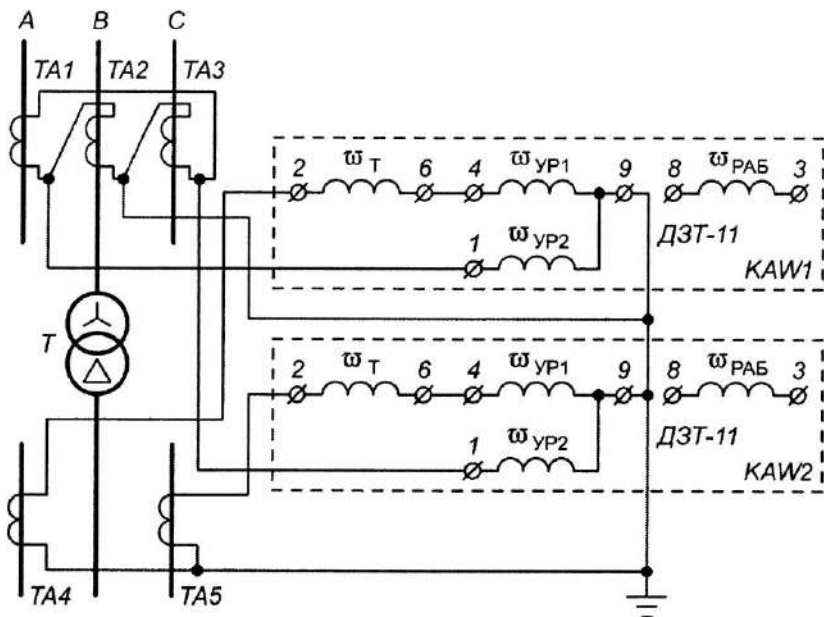


Рис. 2.28. Схема дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора на реле ДЗТ-11

$tg\alpha$ – справочная величина, учитывающая тормозные свойства реле, для реле ДЗТ-11 $tg\alpha = 0,87$.

2.7. Защита предохранителями

Работа плавких предохранителей основана на тепловом действии тока. В нормальных условиях (при токе не более номинального) температура плавкой вставки предохранителя не превышает температуру плавления материала, из которого она изготовлена. При токе больше номинального в предохранителе возникает избыток тепла, температура плавкой вставки повышается и может достигнуть через определенное время значения температуры плавления. Расплавление плавкой вставки предохранителя приводит к разрыву электрической цепи, в которую он последовательно включен.

При определенных (стабильных) параметрах внешней среды предохранителя время расплавления плавкой вставки зависит от тока. Чем больше ток, тем меньше время расплавления плавкой вставки и, следовательно, полное время срабатывания предохранителя. Зависимости времени срабатывания предохранителей от тока обычно

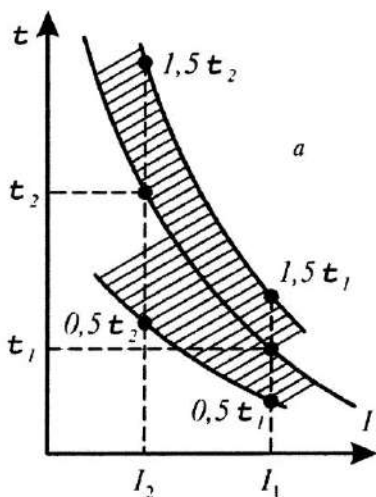
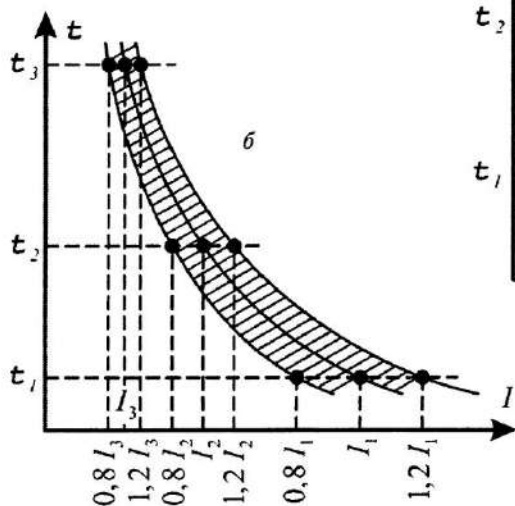
представляются в графическом виде. Их принято называть время-токовыми (защитными) характеристиками предохранителей.

Таким образом, предохранитель, включенный последовательно с контролируемой электрической цепью, обеспечивает выявление в ней повреждений, сопровождающихся повышением тока, и отключение этой цепи в случае ее повреждения (срабатывания предохранителя).

Реальные времятоковые характеристики предохранителей могут отличаться от характеристик, предоставляемых заводами-изготовителями. Так, разброс времени срабатывания предохранителей с номинальным напряжением ниже 1000 В может достигать $\pm 50\%$ (рис. 2.29, а). У предохранителей с номинальным напряжением выше 1 кВ для любого времени срабатывания отклонения значений тока срабатывания не должны превышать $\pm 20\%$ (рис. 2.29, б) [3].

Для обеспечения селективного действия предохранителей их согласование производится по расчетным характеристикам. Они строятся на основе заводских характеристик с учетом возможного разброса (см. рис. 2.29). Расчетные характеристики являются, по сути, границами диапазона, в котором может находиться реальная характеристика предохранителя. Условия селективного действия пре-

Рис. 2.29. Вид времятоковых характеристик предохранителей с номинальным напряжением ниже 1000 В (а) и с номинальным напряжением выше 1 кВ (б)



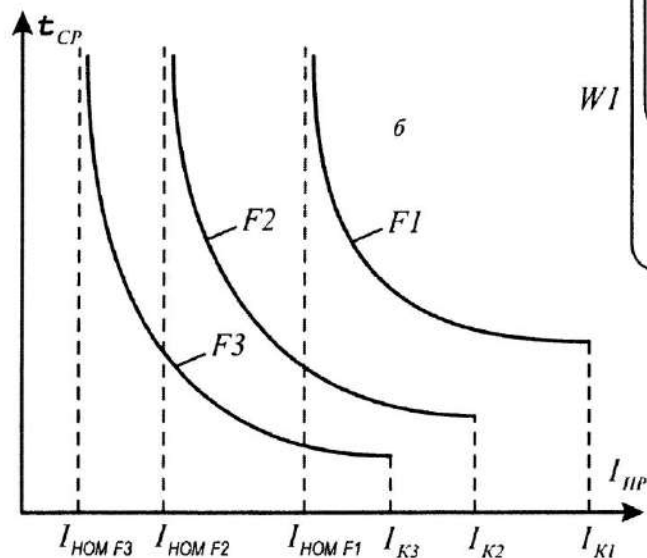
дохранителей должны выполняться для всего диапазона (семейства) характеристик каждого из согласуемых предохранителей.

Селективность действия защит на предохранителях достигается за счет разных значений времени срабатывания отдельных предохранителей. Первым из предохранителей, входящих в цепь питания места КЗ, срабатывает предохранитель, имеющий наименьшее время срабатывания. Он должен быть установлен ближе к месту повреждения, а время срабатывания других предохранителей должно нарастать по мере приближения к источнику питания. Таким образом, с помощью предохранителей реализуется принцип МТЗ.

Для оценки селективности и согласования защит электрической сети расчетные времятоковые характеристики предохранителей строятся в диапазоне токов от нуля до максимально возможного значения тока в каждом предохранителе. Максимально возможный ток в предохранителе — это ток при трехфазном КЗ в месте установки предохранителя в максимальном режиме электрической системы.

Например, в магистральной электрической сети с линией электропередачи W1 установлены три предохранителя F1, F2, F3 (рис. 2.30, а). Характеристика головного

Рис. 2.30. Схема магистральной электрической сети (а) и времятоковые характеристики предохранителей (б)



предохранителя F1 должна быть построена в диапазоне токов от нуля до значения тока в этом предохранителе при трехфазном КЗ в точке K1; характеристика предохранителя F2 на первом присоединении — до значения тока в этом предохранителе при трехфазном КЗ в точке K2; характеристика предохранителя F3 на втором присоединении — до значения тока в этом предохранителе при трехфазном КЗ в точке K3, как показано на рис. 2.30, б. Здесь t_{CP} — время срабатывания предохранителя; $I_{\text{ПР}}$ — ток в предохранителе; $I_{\text{НОМ F1}}$, $I_{\text{НОМ F2}}$, $I_{\text{НОМ F3}}$ — номинальные токи предохранителей F1, F2, F3 соответственно; I_{K1} , I_{K2} , I_{K3} — токи в предохранителях при КЗ в точках K1, K2 и K3 соответственно.

Задача

Пусть имеется радиальная электрическая цепь с тремя предохранителями (рис. 2.31, а), в которой значения номинальных токов нагрузок H1 и H2 равны значениям номинальных токов предохранителей F2 и F3 соответственно. Расчетные характеристики предохранителей показаны на рис. 2.31, б (t_{CP} — время срабатывания предохранителя; $I_{\text{ПР}}$ — ток в предохранителе; $I_{\text{НОМ F2}}$ — значение номинального тока в предохранителе F2). Требуется определить:

1. Отличаются ли значения номинальных токов предохранителей?
2. Не сработает ли какой-либо из предохранителей в нормальных режимах (при токах нагрузок не больше номинальных)?
3. Как будет работать защита предохранителями при увеличении нагрузки (по току) H1 вдвое и при номинальной нагрузке H2?
4. Как будет работать защита предохранителями при увеличении нагрузки (по току) H2 вдвое и при номинальной нагрузке H1?
5. Как будет работать защита предохранителями при увеличении нагрузок (по току) H1 и H2 вдвое?
6. Как будет работать защита предохранителями при КЗ в точках K1, K2, K3?
7. В каких режимах не обеспечивается селективное действие предохранителей?
8. Как добиться правильной селективной работы защиты предохранителями в рассматриваемой электрической цепи?

Решение

1. Номинальным для предохранителя является ток, при котором он может работать длительное время, а время срабатывания стремится к бесконечности. По характеристикам, показанным на рис. 2.31, а, можно предположить, что значения номинальных токов предохранителей ответвлений F2 и F3 одинаковы (хотя защитные характери-

стики имеют разные формы). Значение номинального тока головного предохранителя $F1$ больше и равно примерно утроенному значению номинального тока предохранителя $F2$.

2. В нормальных режимах токи в предохранителях $F2$ и $F3$ не превышают номинального значения и эти предохранители не сработают. Ток в головном предохранителе $F1$ равен сумме токов двух нагрузок, и его максимальное значение есть сумма номинальных значений токов нагрузок $H1$ и $H2$ (два номи-

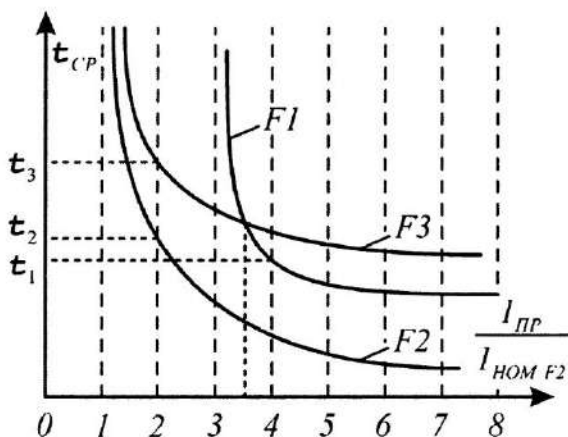
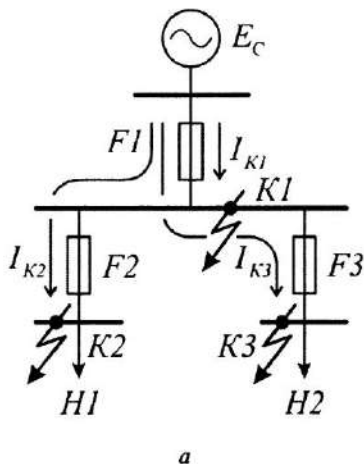


Рис. 2.31. Схема радиальной электрической сети (а) и времятоковые характеристики предохранителей (б)

нальных тока предохранителя $F2$). При этом ток головной предохранитель $F1$ не сработает. Следовательно, все предохранители в нормальном режиме будут работать правильно.

3. При двукратной перегрузке по току предохранителя $F2$ его время срабатывания равно t_2 . Ток в головном предохранителе равен сумме токов нагрузок, то есть трем номинальным токам предохранителя $F2$ (ток в предохранителе $F3$ соответствует номинальному значению). Это есть номинальный ток предохранителя $F1$, и головной

предохранитель при этом токе не работает. Следовательно, работает только предохранитель $F2$ с выдержкой времени, равной t_2 . Условие селективности при этом соблюдается.

4. При двукратной перегрузке по току предохранителя $F3$ его время срабатывания равно t_3 . Токи в головном предохранителе $F1$ и в предохранителе первого присоединения $F2$ равны своим номинальным значениям, поэтому эти предохранители не работают. Следовательно, работает только предохранитель $F3$ с выдержкой времени, равной t_3 . Условие селективности при этом также соблюдается.

5. При токах нагрузок, превышающих номинальные значения вдвое, время срабатывания предохранителя $F2$ равно t_2 , а время срабатывания предохранителя $F3$ равно t_3 . В этих условиях ток в головном предохранителе соответствует четырем номинальным токам предохранителя $F2$. Время срабатывания предохранителя $F1$ при этом токе равно t_1 , причем $t_1 < t_2 < t_3$. Следовательно, первым сработает головной предохранитель $F1$. Условие селективной работы защиты при этом нарушается.

6. При КЗ в точке $K1$ увеличивается ток только в головном предохранителе $F1$. Время срабатывания этого предохранителя будет зависеть от значения тока в нем и определяться времятоковой характеристикой. Срабатывание предохранителя $F1$ вызовет отключение нагрузок $H1$ и $H2$ от источника питания, а предохранители $F2$ и $F3$ останутся в исходном состоянии.

Если в исходном нормальном режиме работы электрической цепи возникнет КЗ в точке $K2$, то возрастет ток в предохранителе первого присоединения $F2$ и в головном предохранителе $F1$. Характеристики этих предохранителей таковы, что при любых общих токах КЗ в них время срабатывания предохранителя $F2$ меньше времени срабатывания предохранителя $F1$ (см. рис. 2.31, б). Следовательно, предохранитель $F2$ сработает первым и селективно отделит место повреждения от исправной части электрической цепи.

Если в исходном нормальном режиме рассматриваемой электрической цепи возникнет КЗ в точке $K3$, то возрастет ток в предохранителе второго присоединения $F3$ и в головном предохранителе $F1$. Характеристики этих предохранителей пересекаются при значении тока, равном примерно 3,5 номинального для предохранителя $F3$ (см. рис. 2.31, б). При токах меньше этого значения время срабатывания предохранителя $F3$ меньше времени срабатывания предохранителя $F1$, а при токах больше этого значения время срабатывания предохранителя $F3$ больше времени срабатывания предохранителя $F1$. Следовательно, в данной ситуации при токах КЗ меньше указанного значения первым будет срабатывать предохранитель $F3$ и условие селективности будет соблюдаться. При токах же больше указан-

ного значения первым сработает предохранитель $F1$ и оба (поврежденное и неповрежденное) присоединения потеряют питание. Здесь условие селективной работы предохранителей нарушается.

7. Селективное действие не обеспечивается в условиях, описанных в пунктах 5 и 6, то есть при токах в предохранителе $F1$, превышающих номинальный ток предохранителя $F2$ более чем в 3,5 раза.

8. Чтобы добиться селективной работы защиты предохранителями в рассматриваемой электрической цепи, необходимо, чтобы время срабатывания головного предохранителя было больше, чем время срабатывания предохранителей присоединений при всех возможных для них значениях тока. Для этого времятоковая характеристика предохранителя $F1$ не должна пересекать характеристик предохранителей $F2$ и $F3$, то есть должна располагаться выше этих характеристик (по оси t_{CP}) во всем рассматриваемом диапазоне токов.

2.8. Защита от однофазных замыканий на землю

Защита от однофазных замыканий на землю может быть реализована на основе двух разных подходов [8]. Во-первых, путем общего (неселективного) контроля состояния изоляции сети относительно земли. Во-вторых, избирательно (селективно) действующими средствами, выявляющими замыкания на землю на отдельных присоединениях.

Общий контроль состояния изоляции и выявление однофазных замыканий на землю, как правило, основаны на непрерывном измерении напряжения нулевой последовательности в контролируемой электрической сети. При этом выявляется лишь факт возникновения замыкания. Но определить по напряжению нулевой последовательности, на каком из присоединений произошло повреждение, невозможно. Поэтому приходится их поочередно отключать. При отключении поврежденного присоединения напряжение нулевой последовательности в сети снижается до фонового уровня. Этот признак и используется при поиске повреждения.

В соответствии с определением симметричных составляющих напряжение нулевой последовательности представляется так:

$$\dot{U}_0 = \frac{1}{3}(\dot{E}_{A0} + \dot{E}_{B0} + \dot{E}_{C0}).$$

Здесь \dot{E}_{A0} , \dot{E}_{B0} , \dot{E}_{C0} – векторы э.д.с. фаз соответственно А, В, С относительно земли.

Отсюда следует, что в нормальном симметричном режиме, когда потенциал нейтрали сети равен нулю, а модули векторов \dot{E}_{A0} , \dot{E}_{B0} , \dot{E}_{C0} равны соответствующим модулям векторов фазных э.д.с., напряжение нулевой последовательности в сети $\dot{U}_0 = 0$.

При замыкании фазы С на землю

$$\dot{E}_{C0} = 0, \dot{E}_{A0} = \dot{E}_{AC}, \dot{E}_{B0} = \dot{E}_{BC}.$$

Тогда

$$\dot{U}_0 = \frac{1}{3}(\dot{E}_{A0} + \dot{E}_{B0} + \dot{E}_{C0}) = \frac{1}{3}(\dot{E}_{A0} + \dot{E}_{B0}) = \frac{1}{3}(\dot{E}_{AC} + \dot{E}_{BC}) = -\frac{1}{3}(3 \cdot \dot{E}_{C0}) = -\dot{E}_{C0}.$$

Как видно, при металлическом замыкании фазы на землю модуль напряжения нулевой последовательности равен модулю фазной э.д.с. сети. Следовательно, действующее значение напряжения нулевой последовательности равно действующему значению фазного напряжения. Интегральное значение этого напряжения можно контролировать непосредственно с помощью реле, которое подключается к нейтрали сети через ТН (рис. 2.32).

Для контроля напряжения нулевой последовательности часто используется фильтр напряжения нулевой последовательности, построенный на основе трехфазного ТН, вторичные обмотки которого соединены по схеме разомкнутого треугольника (рис. 2.33) [8].

Для измерения текущих значений напряжения нулевой последовательности параллельно катушке реле напряжения *KV* подключается и вольтметр *PV* (см. рис. 2.32 и рис. 2.33).

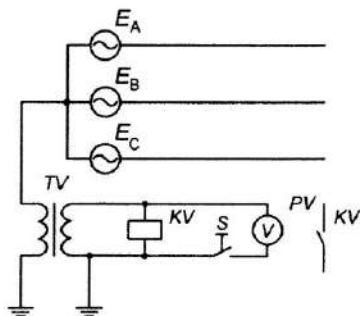


Рис. 2.32. Схема непосредственного контроля напряжения нулевой последовательности

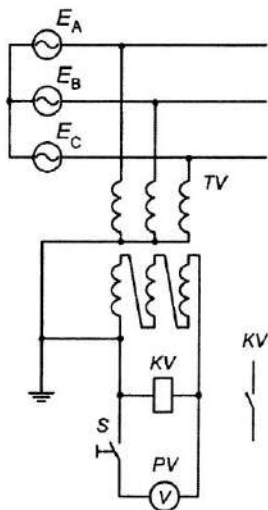


Рис. 2.33. Схема контроля напряжения нулевой последовательности с помощью фильтра на основе ТН

Значение напряжения срабатывания (в масштабе первичных величин) выбирается по условию отстройки от максимально возможного напряжения нулевой последовательности, возникающего в контролируемой сети в нормальных для нее режимах:

$$U_{C3} > U_{\text{ОНР МАХ}}$$

Здесь U_{C3} — действующее (первичное) значение напряжения срабатывания защиты; $U_{\text{ОНР МАХ}}$ — наибольшее возможное в нормальных режимах действующее (первичное) значение напряжения нулевой последовательности в контролируемой сети.

Значение напряжения $U_{\text{ОНР МАХ}}$ определяется предельно допустимым потенциалом нейтрали ($U_{N \text{ МАХ}}$), которое, в свою очередь, обусловлено степенью несимметрии емкостей фаз сети относительно земли:

$$U_{N \text{ МАХ}} = (5 - 10) \% U_{\Phi \text{ НОМ}},$$

где $U_{\Phi \text{ НОМ}}$ — номинальное фазное напряжение сети.

Кроме этого, напряжение нулевой последовательности может возникать в сети как проявление замыканий на землю в смежных (внешних) сетях и погрешностей тракта измерений. В результате совместного воздействия этих двух факторов оно может составить 3–5 % $U_{\Phi \text{ НОМ}}$.

Принимая во внимание возможность появления напряжения нулевой последовательности под действием всех отмеченных факторов, как правило, выбирают:

$$U_{C3} = 0,15 U_{\Phi \text{ НОМ}}.$$

Напряжение срабатывания реле определяется с учетом коэффициента трансформации ТН ($k_{\text{ТН}}$):

$$U_{\text{СР}} = U_{C3} / k_{\text{ТН}}.$$

При стандартном значении максимального выходного напряжения трансформатора (фильтра) напряжения нулевой последовательности 100 В напряжение срабатывания реле равно 15 В. Это значение напряжения срабатывания иногда устанавливается без расчетов, так как оно соответствует минимально возможному напряжению срабатывания реле типа РН-53/60Д, используемого в защитах.

Время срабатывания защиты выбирается исходя из требований отстройки от действия основных (селективных) защит от однофазных замыканий на землю и может приниматься в диапазоне от 0,5 до 9 секунд.

Защиту от однофазных замыканий на землю, способную действовать селективно (автоматически выявлять поврежденное присоединение), можно выполнить по принципу контроля тока нулевой

последовательности в присоединениях. Для реализации этого принципа на каждом присоединении устанавливается трансформатор (фильтр) тока нулевой последовательности (рис. 2.34), в цепь вторичной обмотки которого включается катушка реле тока (рис. 2.35).

При однофазном замыкании на землю на втором присоединении (в точке $K1$) ток нулевой последовательности в месте установки трансформатора $TA0-2$ этого присоединения определяется суммарной емкостью исправной части сети, то есть суммарной емкостью всей сети, кроме собственной емкости поврежденного первого присоединения. Токи нулевой последовательности в местах установки

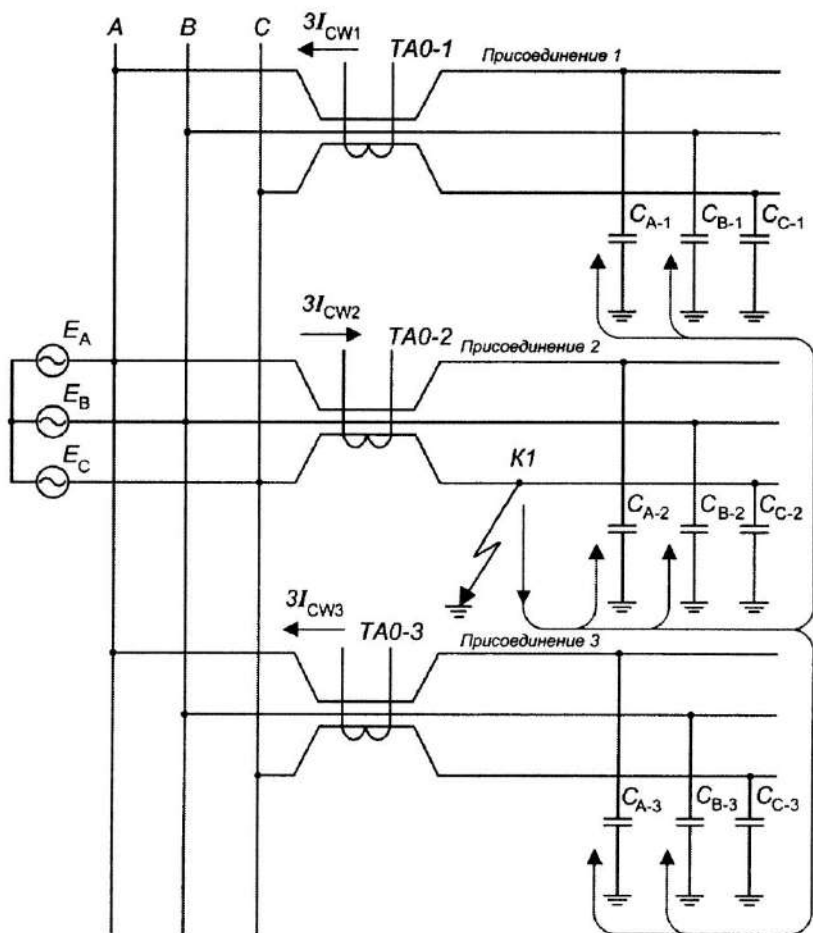


Рис. 2.34. Схема сети и направления токов при однофазном замыкании на землю

других ТТ нулевой последовательности определяются только собственными емкостями присоединений, на которых установлены эти трансформаторы. Например, ток нулевой последовательности в месте установки ТА0-1 определяется емкостями первого присоединения. Если емкости отдельных присоединений примерно одинаковы и присоединений достаточно много, то ток нулевой последовательности поврежденного присоединения значительно больше, чем других, не поврежденных присоединений. Этот признак используется для автоматического выявления поврежденного присоединения. Таким образом, при возникновении однофазного замыкания на одном из присоединений срабатывает реле тока защиты, установленной на этом присоединении, и формируется сигнал на отключение именно поврежденного присоединения.

Ток срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от собственного емкостного тока замыкания на землю контролируемого присоединения. Иными словами, ток срабатывания защиты должен быть больше собственного емкостного тока присоединения ($I_{СПР}$) во всех нормальных режимах работы контролируемого присоединения и при повреждениях на смежных присоединениях:

$$I_{СЗ} > I_{СПР}.$$

Действующее значение первичного тока срабатывания защиты определяется так:

$$I_{СЗ} = k_3 k_{БР} I_{СПР},$$

где k_3 и $k_{БР}$ — соответственно коэффициент запаса и коэффициент отстройки от бросков емкостного тока в переходных режимах.

Значение емкостного собственного тока присоединения определяется в соответствии с п. 1.3:

$$I_{СПР} = 3 \omega C U_{\Phi \text{НОМ}},$$

где ω — угловая частота;

C — емкость одной фазы присоединения относительно земли;

$U_{\Phi \text{НОМ}}$ — номинальное фазное напряжение сети.

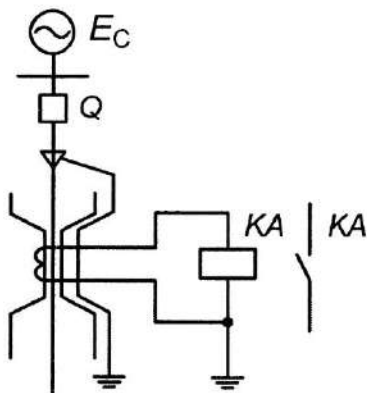


Рис. 2.35. Схема контроля тока нулевой последовательности

Если конфигурация присоединения может изменяться (например, могут подключаться и отключаться участки кабельных линий или обмотки электрических машин), то в качестве расчетного значения емкости принимается максимально возможное значение.

При реализации защиты на электромеханической элементной базе коэффициент запаса принимается равным 1,2–1,3. Второй коэффициент $k_{БР}$ может иметь значения в диапазоне от 2 до 5. Меньшие значения выбираются, если защита выполняется на реле типа РТЗ-51; средние, если на РТЗ-50, и большие – если на РТ-40/0,2.

Ток срабатывания реле определяется так:

$$I_{CP} = I_{C3} / k_{T0},$$

где k_{T0} – коэффициент трансформации ТТ нулевой последовательности.

Если расчетное значение тока срабатывания защиты меньше, чем минимально возможный ток срабатывания защиты (реле), то ток срабатывания защиты принимается равным этому технически достижимому минимальному значению.

Чувствительность защиты, установленной на присоединении с номером K , оценивается по значению коэффициента чувствительности:

$$k_{ЧЗК} = (I_{CW} - I_{CЗК}) / I_{CЗК}.$$

Здесь I_{CW} – суммарный емкостной ток всей сети; $I_{CЗК}$ – емкостной ток присоединения с номером K , на котором установлена защита; $I_{CЗК}$ – ток срабатывания защиты, установленной на присоединении K .

Некоторые данные, необходимые для выбора параметров срабатывания защит от однофазных замыканий на землю, приведены в прил. 9.

Пример

Пусть имеется электрическая сеть с шиной 10 кВ и присоединенными отходящими линиями (рис. 2.36). Параметры сети приведены в табл. 2.2. Требуется определить параметры срабатывания защит, установленных на первом и втором присоединениях.

Ток срабатывания защиты, установленной на первом присоединении (питание электродвигателя), определяется так:

$$I_{C3W1} = k_3 k_{БР} I_{CW1}.$$

Принимаются следующие значения коэффициентов (для реализации на реле типа РТЗ-51 и ТТ нулевой последовательности типа ТЗЛМ): $k_3 = 1,2$; $k_{БР} = 2,5$.

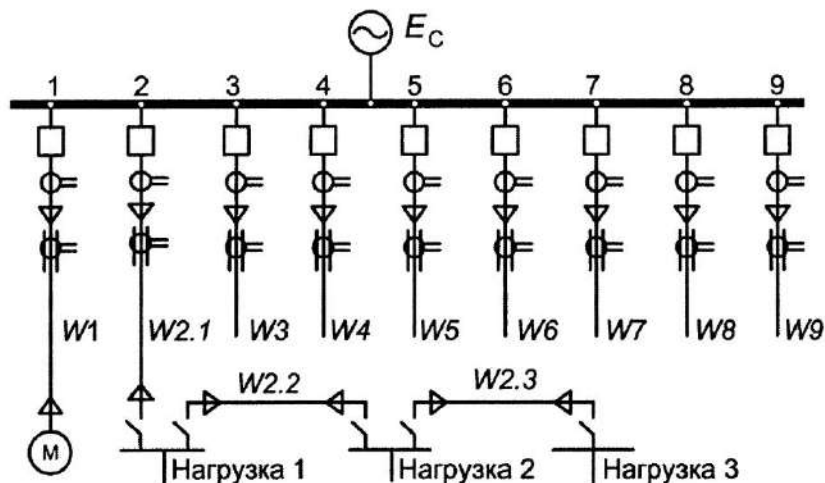


Рис. 2.36. Схема сети с изолированной нейтралью

Емкостной ток первого присоединения определяется суммарной емкостью кабельной линии и обмотки статора электродвигателя:

$$I_{C_{W1}} = 3 \omega (C_{W1} + C_M) U_{\Phi \text{ ном}} = \\ = 3 \cdot 314 \cdot (0,047 + 0,085) \cdot 10^{-6} \cdot 5,78 \cdot 10^3 \approx 0,7 \text{ А.}$$

Здесь $C_{W1} = 0,047$ мкФ – емкость кабельной линии W1, значение которой получено путем умножения удельной емкости кабеля [9] на длину линии (0,2 км); $C_M = 0,085$ мкФ – емкость обмоток статора электродвигателя (табл. П9.1).

Таблица 2.2

Параметр	Значение параметра для присоединения										
	W1	W2			W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9
		W2.1	W2.2	W2.3							
Длина линии, км	0,2	0,8	1,2	1,5	3,1	2,7	2,9	3,3	3,5	2,8	2,4
Сечение, мм ²	150	120	95	70	120	120	120	95	95	95	150
Емкость линии, мкФ	0,047	0,17	0,23	0,24	0,66	0,58	0,62	0,63	0,67	0,53	0,57
Емкость обмотки машины, мкФ	0,085	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Емкостной ток, А	0,7	3,5			3,59	3,16	3,38	3,43	3,65	2,88	3,1

Если в рассматриваемой электрической сети имеются крупные электродвигатели, емкости фаз которых неизвестны, то приближенное значение составляющей емкостного тока (I_{CM}), определяемой обмотками электродвигателя (при внешнем замыкании на землю), можно получить с помощью эмпирических формул [5]:

$$I_{CM} \approx 0,017 \cdot S_{HM} \text{ (при номинальном напряжении 6 кВ);}$$

$$I_{CM} \approx 0,03 \cdot S_{HM} \text{ (при номинальном напряжении 10 кВ).}$$

Здесь $S_{HM} = P_{HM} / (\cos \varphi_H \cdot \eta_H)$ — полная номинальная мощность электродвигателя (МВ·А); P_{HM} — номинальная активная мощность электродвигателя (МВт); $\cos \varphi_H \cdot \eta_H$ — номинальный коэффициент мощности и номинальный к.п.д. электродвигателя соответственно.

Первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{C3W1} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,7 = 2,1 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ЧW1} = (I_{CW} - I_{CW1}) / I_{C3W1} = (27,4 - 0,7) / 2,1 = 12,7 > 1,25.$$

Требования по чувствительности защиты выполняются.

Здесь $I_{CW} = 3 \omega ((C_{W1} + C_M) + C_{W2} + C_{W3-W9}) U_{\Phi \text{ НОМ}}$ — суммарный емкостной ток сети; C_{W3-W9} — суммарная емкость присоединений от W3 до W9; значение $I_{CW} = 3 \cdot 314 \cdot ((0,047 + 0,085) + 4,9) \cdot 10^{-6} \cdot 5,78 \cdot 10^{-3} \approx 27,4 \text{ А.}$

Ток срабатывания защиты, установленной на втором присоединении (линия магистрального типа, протяженность которой может изменяться), определяется так:

$$I_{C3W2} = k_3 k_{БР} I_{CW2}.$$

Значения коэффициентов (для реализации на реле типа РТЗ-51 и ТТ нулевой последовательности типа ТЗЛМ): $k_3 = 1,2$; $k_{БР} = 2,5$.

Емкостной ток второго присоединения определяется суммарной емкостью отдельных участков кабельной линии:

$$\begin{aligned} I_{CW2} &= 3 \omega (C_{W21} + C_{W22} + C_{W23}) U_{\Phi \text{ НОМ}} = \\ &= 3 \cdot 314 \cdot (0,17 + 0,23 + 0,24) \cdot 10^{-6} \cdot 5,78 \cdot 10^{-3} \approx 3,5 \text{ А.} \end{aligned}$$

Здесь $C_{W21} = 0,17 \text{ мкФ}$; $C_{W22} = 0,23 \text{ мкФ}$; $C_{W23} = 0,24 \text{ мкФ}$ — емкости отдельных участков кабельной линии W2, значения которых получены путем умножения удельной емкости кабеля на длину участка линии [9].

Тогда первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{C3W2} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 3,5 = 10,5 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч\omega_2} = (I_{C\omega} - I_{C\omega_2}) / I_{C3\omega_2} = (27,4 - 3,5) / 10,5 = 2,27 > 1,25.$$

Требования по чувствительности выполняются.

Защита от однофазных замыканий на землю, способная действовать селективно, в электрических сетях с резистивным заземлением нейтрали может быть выполнена по принципу контроля тока нулевой последовательности в присоединениях (так же как и в сетях с изолированной нейтралью).

Методика выбора параметров срабатывания защит от однофазных замыканий на землю, устанавливаемых в сетях этого типа, определяется их особенностями.

Выбор тока срабатывания защит (так же как и защит, устанавливаемых в сетях с изолированной нейтралью) производится по условию отстройки от собственного тока присоединения при внешнем замыкании (этот ток равен емкостному току присоединения, как и в сети с изолированной нейтралью):

$$I_{C3} > I_{C3ПР}; \quad I_{C3} = k_3 k_{БР} I_{C3ПР}.$$

Однако значения коэффициента отстройки от бросков емкостного тока могут находиться в диапазоне от 1 до 1,5, что позволяет приблизить токи срабатывания к значениям $I_{C3ПР}$. Это обусловлено сравнительно низким уровнем броска тока при внешних однофазных замыканиях на землю в сетях с резистивным заземлением нейтрали [5].

При низкоомном заземлении нейтрали активная составляющая тока в месте повреждения и в месте установки защиты на поврежденном присоединении значительно больше емкостной составляющей. Емкостной составляющей тока можно пренебречь и считать, что защита реагирует на активную составляющую контролируемого тока. Тогда коэффициент чувствительности защиты можно определить так:

$$k_{ч\omega K} = I_{RW} / I_{C3\omega K}.$$

Здесь $I_{RW} = E_{\Phi} / R_N$ — активная составляющая тока в месте установки защиты на поврежденном присоединении; E_{Φ} — действующее значение фазной э.д.с. сети; R_N — сопротивление заземляющего резистора; $I_{C3\omega K}$ — ток срабатывания защиты, установленной на присоединении с номером K .

Если учесть, что ток при повреждении на контролируемом присоединении в этих сетях составляет несколько десятков ампер (определяется параметрами заземляющего резистора), то можно получить значительно более высокую чувствительность защиты

от однофазных замыканий на землю, чем в сетях с изолированной нейтралью.

Пример

Пусть имеется электрическая сеть 10 кВ (рис. 2.37) с резистивным заземлением нейтрали. Основные параметры сети приведены в табл. 2.3. Требуется определить параметры срабатывания защит, установленных на первом и втором присоединениях, как и в предыдущем примере.

Ток срабатывания защиты, установленной на первом присоединении (питание электродвигателя), определяется так:

$$I_{\text{сзв1}} = k_3 k_{\text{БР}} I_{\text{св1}}$$

При реализации защиты на основе реле типа РТЗ-51 и ТТ нулевой последовательности типа ТЗЛМ можно принять: $k_3 = 1,2$; $k_{\text{БР}} = 1,25$.

Емкостной ток первого присоединения, определяемый суммарной емкостью кабельной линии и обмотки статора электродвигателя (табл. 2.3): $I_{\text{св1}} = 0,7$ А.

Таблица 2.3

Параметр	Значение параметра для присоединения										
	W1	W2			W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9
		W2.1	W2.2	W2.3							
Длина линии, км	0,2	0,8	1,2	1,5	3,1	2,7	2,9	3,3	3,5	2,8	0,1
Сечение, мм ²	150	120	95	70	120	120	120	95	95	95	95
Емкость линии, мкФ	0,047	0,17	0,23	0,24	0,66	0,58	0,62	0,63	0,67	0,53	0,02
Емкость обмотки машины, мкФ	0,085	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Емкостной ток, А	0,7	3,5			3,59	3,16	3,38	3,43	3,65	2,88	0,1

Первичный ток срабатывания защиты: $I_{\text{сзв1}} = 1,2 \cdot 1,25 \cdot 0,7 = 1,05$ А.

Коэффициент чувствительности защиты, установленной на первом присоединении:

$$k_{\text{чв1}} = I_{\text{RW}} / I_{\text{сзв1}} = 57,8 / 1,05 = 55 > 1,25.$$

Здесь $I_{\text{RW}} = E_{\text{Ф}} / R_{\text{N}} = 5,78 \cdot 10^3 / 100 = 57,8$ А. Требования по чувствительности выполняются.

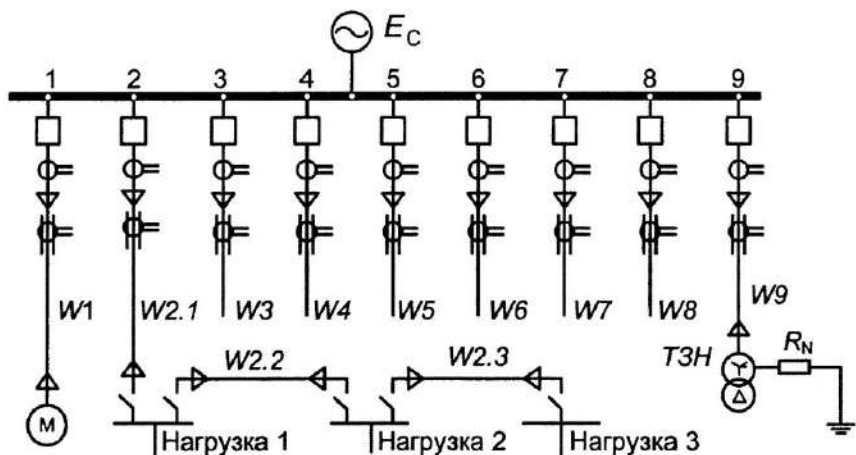


Рис. 2.37. Схема сети с резистивным заземлением нейтрали

Ток срабатывания защиты, установленной на втором присоединении:

$$I_{C3W2} = k_3 k_{BP} I_{CW2}.$$

Здесь можно принять следующие значения коэффициентов: $k_3 = 1,2$; $k_{BP} = 1,25$. Емкостной ток второго присоединения (табл. 2.3) $I_{CW2} = 3,5$ А.

Тогда первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{C3W2} = 1,2 \cdot 1,25 \cdot 3,5 = 5,25 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ЧW1} = I_{RW} / I_{C3W2} = 57,8 / 5,25 = 11 > 1,25.$$

Требования по чувствительности выполняются. Причем, как видно, чувствительность защит в сети с резистивным заземлением нейтрали значительно выше, чем в сети с изолированной нейтралью при аналогичных параметрах.

2.9. Микропроцессорные средства релейной защиты

Более двух десятилетий назад появились и начали применяться для защиты объектов энергосистем микропроцессорные устройства. За прошедший период времени была оптимизирована структура их аппаратной части, значительно улучшены эксплуатационные характеристики. Цифровые средства релейной защиты постепенно

заменяют аналоговые. Этому процессу способствует ряд преимуществ, которыми обладают современные микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики перед устройствами, выполненными на традиционной электромеханической базе:

- выполнение самодиагностики (автоматической проверки исправности отдельных модулей и устройства в целом с индикацией состояния и блокировкой выходов устройства при его неисправности) и диагностики первичного оборудования;

- автоматическая регистрация режимов, событий и аварийных процессов, что позволяет уменьшить время на выяснение причин аварий;

- упрощение расчета уставок, увеличение их точности и точности измерений, уменьшение ступеней селективности, что снижает время действия защит и вероятность значительного повреждения оборудования;

- низкая потребляемая мощность по цепям питания и измерения (как правило, нет необходимости проверки ТТ и ТН по точности);

- возможность объединения устройств защиты и автоматики в составе автоматизированной системы управления с обеспечением дистанционного изменения уставок, удаленного контроля режима работы энергообъекта и состояния самого устройства защиты, передачи зарегистрированных аварийных процессов на рабочее место оператора (рис. 2.38);

- реализация новых функций и эксплуатационных возможностей (учет ресурса отключающей способности выключателя, хранение нескольких наборов конфигурации и уставок, восстановление формы кривой тока при насыщении ТТ и т. д.).

Немаловажным является также то обстоятельство, что обладая, как правило, незначительными габаритами, цифровое устройство реализует алгоритмы всех защит и устройств автоматики, требующихся для отдельных энергообъектов согласно действующим Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [12]. При этом обеспечено гибкое конфигурирование терминала защиты: в действие можно ввести только те защиты и виды автоматики, которые требуются. Возможно также подключение к терминалу внешних защит, в нем не реализованных.

Микропроцессорные устройства, комплекты и шкафы защит выпускаются как зарубежными («ABB», «Siemens», «GEC Alsthom»), так и отечественными (НТЦ «Механотроника», ЗАО «Радиус-автоматика», ОАО «ВНИИР», НЦ «Бреслер», ООО «Экра» и др.) предприятиями. Номенклатура и основные параметры некоторых отечественных цифровых средств релейной защиты приведены в прил. 10.

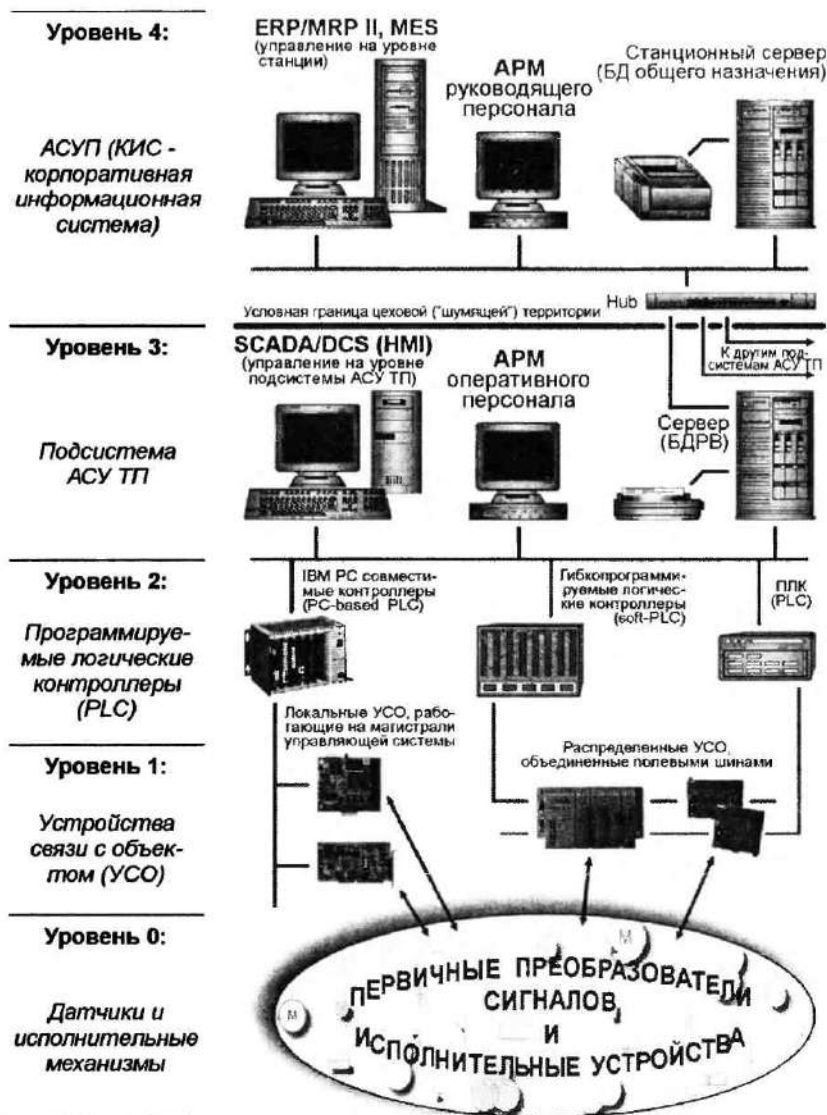


Рис. 2.38. Структурная схема микропроцессорной системы релейной защиты

Вне зависимости от фирмы-производителя микропроцессорные терминалы обычно обеспечивают:

- сигнализацию срабатывания защит и автоматики, индикацию положения выключателя;
- местное и дистанционное управление выключателем;
- контроль положения выключателя и исправности его цепей управления;
- местный и дистанционный ввод уставок защит и автоматики, а также их хранение и отображение;
- двухстороннюю передачу данных между устройством защиты и системой управления (и/или компьютером) по одному из стандартных каналов связи;
- отображение измеряемых (например, фазных токов) и вычисляемых (например, тока обратной последовательности) параметров защищаемого объекта;
- учет внешних дискретных сигналов управления и блокировок при работе устройства;
- контроль работоспособности самого терминала;
- гальваническую развязку входов и выходов устройства от всех внешних цепей.

Следует учитывать, что функциональные возможности терминала (точность измерений, ввод уставок с собственного пульта или через интерфейс связи с компьютером, индикация на светодиодном или жидкокристаллическом текстовом или графическом дисплее, память событий, осциллографирование аварийных процессов, набор функций защиты и автоматики) в известной степени определяются ответственностью объекта защиты и влияют на стоимость терминала. Номенклатура производимых цифровых средств защиты и автоматики включает как простые, недорогие малогабаритные устройства (например, серия «OmegaProt» фирмы «Парма Прот»), так и сложные, функционально насыщенные устройства значительной стоимости (серия «EuroProt» той же фирмы). Некоторые производители называют свои простые микропроцессорные устройства защиты цифровыми реле, позиционируя их тем самым как недорогую замену электромеханическому реле (например, унифицированная, весьма обширная серия комплектных цифровых реле TOP-100 ИЦ «Бреслер»).

3. ПРИМЕР ПОСТРОЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10–35 КВ

Требуется разработать релейную защиту для системы электро-снабжения, схема которой представлена на рис. 3.1.

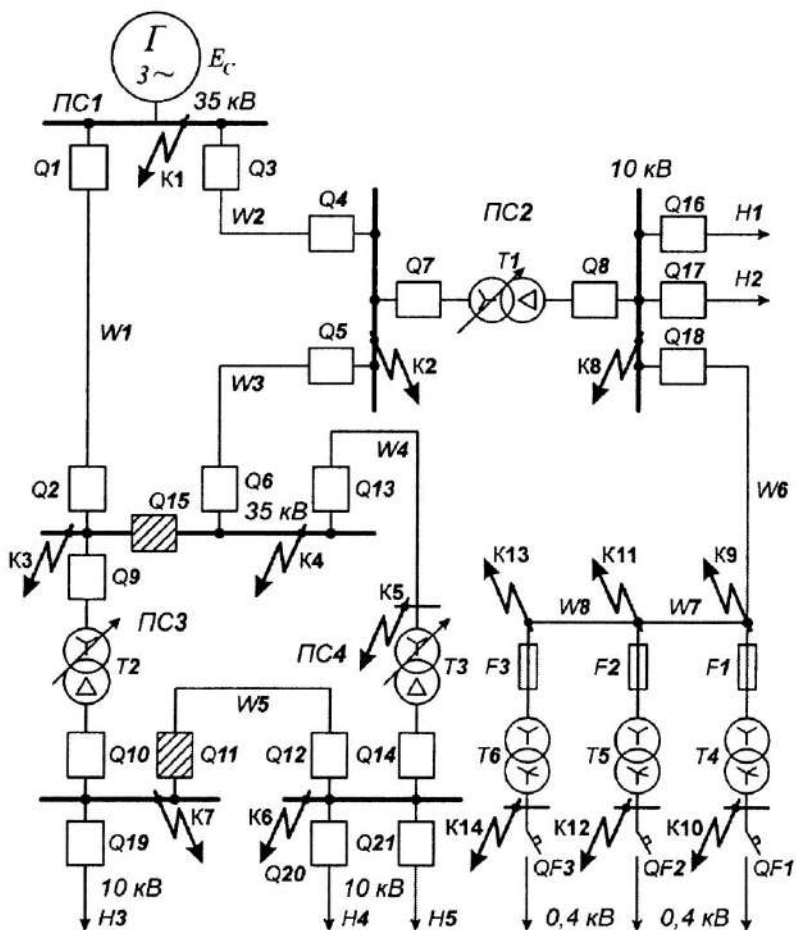


Рис. 3.1. Схема системы электроснабжения

3.1. Параметры системы электроснабжения

Мощность трехфазного КЗ на шинах подстанции № 1 480 МВ·А. На подстанциях №№ 1–3 имеются источники постоянного оперативного тока с номинальным напряжением 220 В. На подстанции № 4 нет источника постоянного оперативного тока.

Параметры трансформаторов приведены в табл. 3.1, линий – в табл. 3.2, нагрузок – в табл. 3.3.

Таблица 3.1

Параметр	Значение параметра					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
Мощность трансформатора, МВ·А	10	10	10	0,63	0,4	0,4

Таблица 3.2

Параметр	Значение параметра							
	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8
Длина линии, км	8	7	4	3	4	6	4	4

На линиях W1 и W2 должны быть установлены устройства АПВ. Они должны действовать на выключатели Q1 и Q3 подстанции № 1. Кроме этого, должны быть установлены устройства АВР, действующие на секционный выключатель Q15 и выключатель Q11 линии W5 (графические изображения этих выключателей на схеме заштрихованы).

Таблица 3.3

Параметр	Значение параметра				
	H1	H2	H3	H4	H5
Мощность нагрузки, МВА	3	2,7	3,5	2,7	4,5
Коэффициент самозапуска, $k_{сзн}$	2,8	2,54	2,3	2,7	2,2
Время срабатывания защиты, $t_{сзн}$, с	0,7	0,8	0,7	0,8	1,0

3.2. Анализ нормальных режимов контролируемой сети

Анализ возможных нормальных режимов работы контролируемой сети необходимо провести с целью определения максимальных значений рабочих токов в местах установки устройств защиты.

Сеть имеет один источник питания, и в ней нет участков типа замкнутого кольца, поэтому защиты должны устанавливаться в начале контролируемых объектов со стороны источника питания.

Максимальное значение рабочего тока в линии W1 ($I_{РАБ МАХ W1}$) определяется исходя из двух условий:

– во-первых, питание всех элементов рассматриваемой электрической сети осуществляется по линии W1 (линия W2 выведена из рабочего состояния, отключена), а секционный выключатель Q15 на подстанции № 3 включен;

– во-вторых, все трансформаторы 35/10 кВ работают с номинальной нагрузкой.

Тогда:

$$I_{РАБ МАХ W1} = I_{НОМ T1} + I_{НОМ T2} + I_{НОМ T3},$$

где $I_{НОМ T1}$, $I_{НОМ T2}$, $I_{НОМ T3}$ – значения номинальных токов трансформаторов T1, T2, T3, соответственно $I_{НОМ T1} = S_{НОМ T1} / \sqrt{3} U_{НОМ ВН}$; $I_{НОМ T2} = S_{НОМ T2} / \sqrt{3} U_{НОМ ВН}$; $I_{НОМ T3} = S_{НОМ T3} / \sqrt{3} U_{НОМ ВН}$; $S_{НОМ T1}$; $S_{НОМ T2}$; $S_{НОМ T3}$ и $U_{НОМ ВН}$ – значения номинальных мощностей и напряжения обмоток ВН трансформаторов соответственно ($U_{НОМ ВН} = 35$ кВ).

При заданных значениях величин (учитывая, что T1, T2, T3 имеют одинаковые номинальные мощности и их номинальные токи равны) будем иметь:

$$I_{РАБ МАХ W1} = 3 \cdot S_{НОМ T1} / \sqrt{3} \cdot U_{НОМ ВН} = 3 \cdot (10000 / (\sqrt{3} \cdot 35)) = 3 \cdot 165 \text{ А} = 495 \text{ А}.$$

Максимальное значение тока в другой головной линии W2 ($I_{РАБ МАХ W2}$) определяется исходя из аналогичных условий, но когда питание всех трансформаторов 35/10 кВ осуществляется по линии W2.

При этом

$$I_{РАБ МАХ W2} = I_{РАБ МАХ W1} = 495 \text{ А}.$$

Если в этих же условиях выведена из рабочего состояния линия W1 и питание трансформаторов T2 и T3 осуществляется по линии W3, будем иметь максимальное значение рабочего тока в линии W3:

$$I_{РАБ МАХ W3} = I_{НОМ T2} + I_{НОМ T3} = 2 \cdot (10\,000 / (\sqrt{3} \cdot 35)) = 330 \text{ А}.$$

Линия W4 и трансформатор T3 образуют блок линия–трансформатор, так как представляют собой единый объект электрической сети и управляются одним общим выключателем Q1. Максимальный рабочий ток в линии W4 – это максимальный рабочий ток трансформатора T3:

$$I_{РАБ МАХ W4} = k_{ПЕР} I_{НОМ T3},$$

где $k_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент допустимой перегрузки (для большинства отечественных трансформаторов допускается перегрузка до 40 % номинальной мощности, поэтому можно принять $k_{\text{ПЕР}} = 1,4$).

$$I_{\text{РАБ МАХ W4}} = 1,4 \cdot 165 = 231 \text{ А.}$$

Максимальный рабочий ток в линии 10 кВ W6 возникает при номинальных нагрузках трансформаторов Т4, Т5, Т6 с номинальным ВН 10 кВ:

$$\begin{aligned} I_{\text{РАБ МАХ W6}} &= I_{\text{НОМ Т4}} + I_{\text{НОМ Т5}} + I_{\text{НОМ Т6}} = \\ &= 630 / (\sqrt{3} \cdot 10) + 2 \cdot (400 / (\sqrt{3} \cdot 10)) = 82,6 \text{ А.} \end{aligned}$$

Максимальный рабочий ток в линии W5 соответствует режиму передачи по ней наибольшей мощности. Этот режим возникает при отключенном блоке линия–трансформатор W4–Т3 и питании подстанции W4 по линии W5 от шин 10 кВ подстанции № 3. Тогда:

$$\begin{aligned} I_{\text{РАБ МАХ W5}} &= S_{\text{Н4}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}) + S_{\text{Н5}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}) = \\ &= 2700 / (\sqrt{3} \cdot 10) + 4500 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 416,1 \text{ А,} \end{aligned}$$

где $S_{\text{Н4}}$ и $S_{\text{Н5}}$ – полная максимальная мощность нагрузок Н4 и Н5 соответственно.

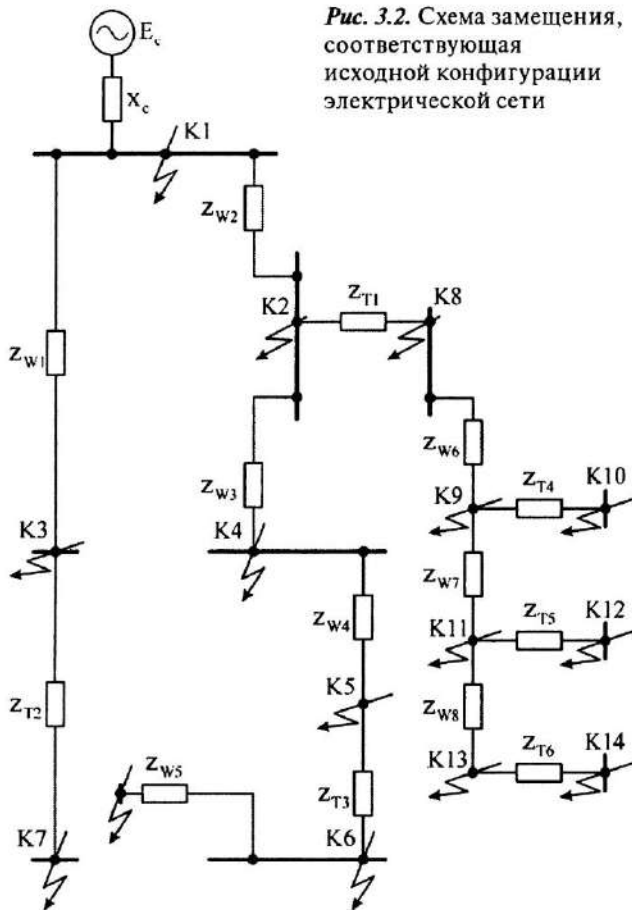
Площадь поперечного сечения проводов для линий электропередачи определяется по допустимым длительным токам. В соответствии с требованиями ПУЭ можно выбрать для линий 35 кВ W1 и W2 провод АС-185, линии W3 – АС-95, линии W4 – АС-70, для линий 10 кВ W5 – АС-150 и W6 (учитывая большую протяженность) – АС-70.

Для участков W7 и W8 магистральной линии 10 кВ также применяется провод АС-70.

3.3. Токи короткого замыкания

Необходимо определить действующие значения токов КЗ во всех местах (по схеме) установки защит (местах контроля тока защитами) в максимальном и минимальном режимах работы электрической системы при повреждениях в расчетных точках. За расчетные точки принимаются шины всех подстанций, места присоединений трансформаторов Т4, Т5, Т6 к магистральной линии и зажимы обмоток 0,4 кВ этих трансформаторов. Схема замещения, соответствующая исходной конфигурации рассматриваемой электрической сети, показана на рис. 3.2.

Рис. 3.2. Схема замещения, соответствующая исходной конфигурации электрической сети



3.3.1. Параметры схемы замещения

Параметры всех элементов схемы замещения приводятся к стороне 10 кВ.

Сопrotивления линий электропередачи определяются по значениям удельных сопротивлений проводов и протяженности линий.

Так, активное сопротивление линии W1 35 кВ, приведенное к стороне 10 кВ:

$$r_{w1} = r_{уд w1} \cdot l_{w1} \left(\frac{U_{ном б}}{U_{ном w1}} \right)^2.$$

Здесь $r_{уд w1}$ и l_{w1} — удельное активное сопротивление линии W1 и ее протяженность соответственно; $U_{ном б}$ и $U_{ном w1}$ — значения

номинальных напряжений базисной ступени и линии W1 ($U_{\text{НОМ Б}} = 10$ кВ; $U_{\text{НОМ W1}} = 35$ кВ).

Значение $r_{\text{уд W1}} = 0,16$ Ом/км определяется по справочной таблице 7.35 [10] для провода АС-185.

При заданной протяженности линии $l_{\text{W1}} = 8$ км будем иметь:

$$r_{\text{W1}} = 0,16 \cdot 8 \left(\frac{10}{35} \right)^2 = 0,1 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление этой линии:

$$x_{\text{W1}} = x_{\text{уд W1}} \cdot l_{\text{W1}} \left(\frac{U_{\text{НОМ Б}}}{U_{\text{НОМ W1}}} \right)^2 = 0,4 \cdot 8 \cdot \left(\frac{10}{35} \right)^2 = 0,26 \text{ Ом.}$$

Здесь $x_{\text{уд W1}} = 0,4$ Ом/км – среднее значение удельного индуктивного сопротивления линии по справочной таблице 7.41 [10]. Это значение может быть использовано и для других линий.

Активное и индуктивное сопротивления линии 10 кВ W5 определяются так:

$$r_{\text{W5}} = r_{\text{уд W5}} \cdot l_{\text{W5}}; \quad x_{\text{W5}} = x_{\text{уд W5}} \cdot l_{\text{W5}},$$

где $r_{\text{уд W5}}$ и $x_{\text{уд W5}}$ – значения удельного активного и индуктивного сопротивлений линии W5 соответственно.

По справочным таблицам [10] для провода АС-150:

$$r_{\text{уд W5}} = 0,2 \text{ Ом/км}; \quad x_{\text{уд W5}} = 0,4 \text{ Ом/км.}$$

Тогда: $r_{\text{W5}} = 0,2 \cdot 4 = 0,8$ Ом; $x_{\text{W5}} = 0,4 \cdot 4 = 1,6$ Ом.

Значения сопротивлений всех других линий определяются аналогично и приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Обозначение параметра	Значение параметра линии							
	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8
$U_{\text{НОМ}}, \text{ кВ}$	35	35	35	35	10	10	10	10
$I_{\text{РАБ МАХ}}, \text{ А}$	495	495	330	231	416,1	82,6	64,4	32,2
Марка провода	АС-185	АС-185	АС-95	АС-70	АС-150	АС-70	АС-70	АС-70
$r_{\text{уд}}, \text{ Ом/км}$	0,16	0,16	0,3	0,43	0,2	0,43	0,43	0,43
$x_{\text{уд}}, \text{ Ом/км}$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
l (длина), км	8	7	4	3	4	6	4	4
$r_{\text{W}}, \text{ Ом}$	0,1	0,09	0,1	0,1	0,8	2,58	1,72	1,72
$x_{\text{W}}, \text{ Ом}$	0,26	0,23	0,13	0,1	1,6	2,4	1,6	1,6

Сопротивления трансформаторов определяются по их паспортным данным.

Активное сопротивление трансформатора Т1, приведенное к базисной стороне 10 кВ, определяется так:

$$r_{T1} = P_{KT1} \frac{U_{НОМБ}^2}{S_{НОМТ1}^2},$$

где P_{KT1} – мощность короткого замыкания трансформатора Т1.

Индуктивное сопротивление этого трансформатора, приведенное к базисной стороне 10 кВ, равно:

$$x_{T1} = \frac{U_{KT1} \%}{100} \cdot \frac{U_{НОМБ}^2}{S_{НОМТ1}},$$

где $U_{KT1} \%$ – напряжение КЗ трансформатора Т1 в процентах от номинального.

Используя справочные данные для трансформатора $P_{KT1} = 65$ кВт и $U_{KT1} \% = 7,5$ [10], получим:

$$r_{T1} = 65 \cdot 10^3 \cdot \frac{(10)^2}{(10\,000)^2} = 0,065 \text{ Ом};$$

$$x_{T1} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{(10\,000)^2}{10 \cdot 10^6} = 0,75 \text{ Ом}.$$

Значения сопротивлений всех трансформаторов, определенные аналогично, приведены в табл. 3.5.

Внутреннее сопротивление эквивалентного источника питания (энергосистемы) определяется так:

$$x_C = \frac{(U_{НОМБ})^2}{S_K^{(3)}} = \frac{(10\,000)^2}{480 \cdot 10^6} = 0,2 \text{ Ом}.$$

Таблица 3.5

Обозначение параметра	Значение параметра трансформатора					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
$U_{НОМ}$, кВ	35/10	35/10	35/10	10/0,4	10/0,4	10/0,4
$I_{НОМ}$, А	165	165	165	36,4	23	23
$S_{НОМ}$, кВА	10 000	10 000	10 000	630	400	400
P_K , кВт	65	65	65	7,3	5,4	5,4
U_K %	7,5	7,5	7,5	5,5	5,5	5,5
r_T , Ом	0,065	0,065	0,065	1,84	3,72	3,72
x_T , Ом	0,75	0,75	0,75	8,73	15,16	15,16

Здесь $S_K^{(3)}$ – полная мощность трехфазного КЗ на шинах подстанции № 1.

В исходных данных задано только одно значение мощности КЗ на шинах подстанции № 1, поэтому можно считать внутреннее сопротивление энергосистемы постоянной величиной.

3.3.2. Расчет 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 (см. рис. 3.1) и исходной схемы замещения (см. рис. 3.2).

Расчетная схема замещения для определения токов КЗ в начале линии W6 (место установки защиты) в максимальном режиме энергосистемы показана на рис. 3.3.

Схема соответствует конфигурации сети, когда питание подстанции №2 осуществляется по линии W2. Значения максимальных токов в начале линии W6 при повреждениях (трехфазных КЗ) в разных точках (номер расчетной точки указан в индексе обозначения тока) определяются так:

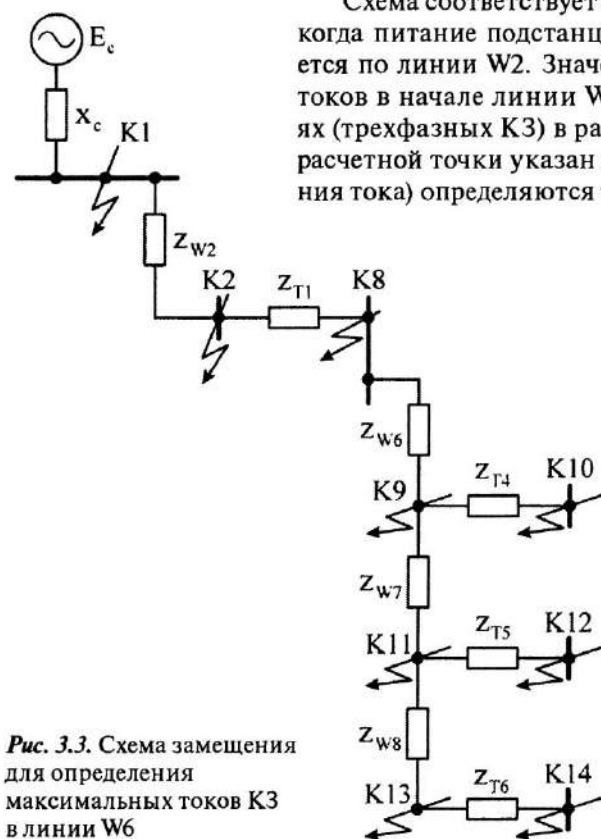


Рис. 3.3. Схема замещения для определения максимальных токов КЗ в линии W6

$$I_{K \text{ MAX } W6 K8}^{(3)} = \frac{E_C / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{W2} + r_{T1})^2 + (x_C + x_{W2} + x_{T1})^2}} =$$

$$= \frac{10,5 / \sqrt{3}}{\sqrt{(0,09 + 0,065)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75)^2}} = 5,1 \text{ kA};$$

$$I_{K \text{ MAX } W6 K9}^{(3)} = \frac{E_C / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{W2} + r_{T1} + r_{W6})^2 + (x_C + x_{W2} + x_{T1} + x_{W6})^2}} =$$

$$= \frac{6,07}{\sqrt{(0,09 + 0,065 + 2,58)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75 + 2,4)^2}} = 1,3 \text{ kA};$$

$$I_{K \text{ MAX } W6 K10}^{(3)} = \frac{E_C / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{W2} + r_{T1} + r_{W6} + r_{T4})^2 + (x_C + x_{W2} + x_{T1} + x_{W6} + x_{T4})^2}} =$$

$$= \frac{6,07}{\sqrt{(0,09 + 0,065 + 2,58 + 1,84)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75 + 2,4 + 8,73)^2}} = 0,46 \text{ kA};$$

$$I_{K \text{ MAX } W6 K11}^{(3)} = \frac{E_C / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{W2} + r_{T1} + r_{W6} + r_{W7})^2 + (x_C + x_{W2} + x_{T1} + x_{W6} + x_{W7})^2}} =$$

$$= \frac{6,07}{\sqrt{(0,09 + 0,065 + 2,58 + 1,72)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75 + 2,4 + 1,6)^2}} = 0,89 \text{ kA};$$

$$I_{K \text{ MAX } W6 K12}^{(3)} = \frac{E_C / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{W2} + r_{T1} + r_{W6} + r_{W7} + r_5)^2 + (x_C + x_{W2} + x_{T1} + x_{W6} + x_{W7} + x_{T5})^2}} =$$

$$= \frac{6,07}{\sqrt{(0,09 + 0,065 + 2,58 + 1,72 + 3,72)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75 + 2,4 + 1,6 + 15,16)^2}} = 0,28 \text{ kA};$$

$$I_{K \text{ MAX } W6 K13}^{(3)} = \frac{E_C / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{W2} + r_{T1} + r_{W6} + r_{W7} + r_{W8})^2 + (x_C + x_{W2} + x_{T1} + x_{W6} + x_{W7} + x_{W8})^2}} =$$

$$= \frac{6,07}{\sqrt{(0,09 + 0,065 + 2,58 + 1,72 + 1,72)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75 + 2,4 + 1,6 + 1,6)^2}} = 0,67 \text{ kA};$$

$$I_{K \text{ MAX } W6 K14}^{(3)} = \frac{E_C / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{W2} + r_{T1} + r_{W6} + r_{W7} + r_{W8} + r_{T6})^2 + (x_C + x_{W2} + x_{T1} + x_{W6} + x_{W7} + x_{W8} + x_{T6})^2}} =$$

$$= \frac{6,07}{\sqrt{(0,09 + 0,065 + 2,58 + 1,72 + 1,72 + 3,72)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75 + 2,4 + 1,6 + 1,6 + 15,16)^2}} =$$

$$= 0,25 \text{ kA}.$$

Минимальные аварийные токи в месте установки защиты в начале линии W6 возникают при двухфазных КЗ в контролируемой сети в минимальном режиме работы энергосистемы. Расчетная схема замещения для определения этих токов показана на рис. 3.4.

Рис. 3.4. Схема замещения для определения минимальных токов КЗ в линии W6

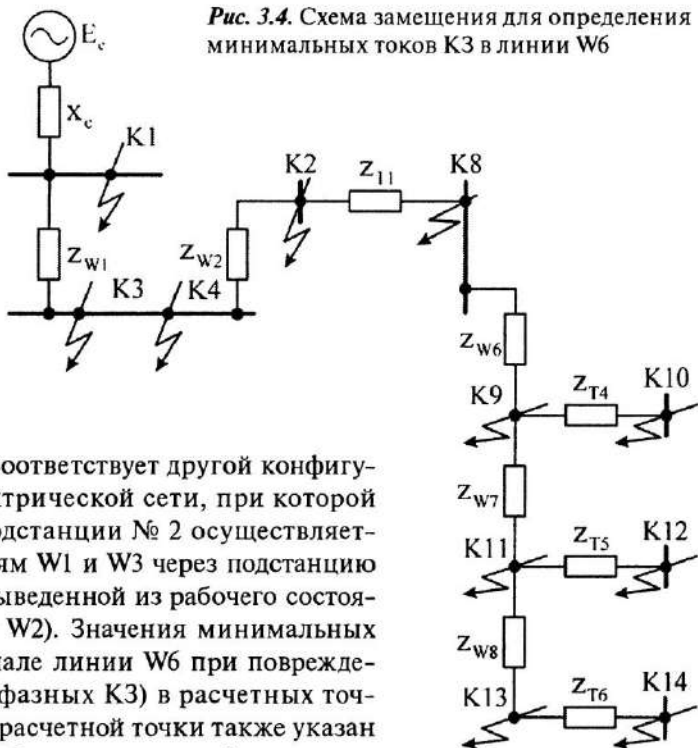


Схема соответствует другой конфигурации электрической сети, при которой питание подстанции № 2 осуществляется по линиям W1 и W3 через подстанцию № 3 (при выведенной из рабочего состояния линии W2). Значения минимальных токов в начале линии W6 при повреждениях (двухфазных КЗ) в расчетных точках (номер расчетной точки также указан в индексе обозначения тока) определяются так:

$$I_{K \text{ MIN } W6 K8}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{E_c / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{W1} + r_{W3} + r_{T1})^2 + (x_c + x_{W1} + x_{W3} + x_{T1})^2}} =$$

$$= \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,13)^2}} = 3,83 \text{ кА};$$

$$I_{K \text{ MIN } W6 K9}^{(2)} = \frac{E_c}{2\sqrt{(r_{W1} + r_{W3} + r_{T1} + r_{W6})^2 + (x_c + x_{W1} + x_{W3} + x_{T1} + x_{W6})^2}} =$$

$$= \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065 + 2,58)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,75 + 2,4)^2}} = 1,12 \text{ кА};$$

$$I_{K \text{ MIN } W6 K10}^{(2)} = \frac{E_c}{2\sqrt{(r_{W1} + r_{W3} + r_{T1} + r_{W6} + r_{T4})^2 + (x_c + x_{W1} + x_{W3} + x_{T1} + x_{W6} + x_{T4})^2}} =$$

$$= \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065 + 2,58 + 1,84)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,75 + 2,4 + 8,73)^2}} =$$

$$= 0,39 \text{ кА};$$

$$I_{K \text{ MIN } W6 K11}^{(2)} = \frac{E_C}{2\sqrt{(r_{W1} + r_{W3} + r_{T1} + r_{W6} + r_{W7})^2 + (x_C + x_{W1} + x_{W3} + x_{T1} + x_{W6} + x_{W7})^2}} =$$

$$= \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065 + 2,58 + 1,72)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,75 + 2,4 + 1,6)^2}} = 0,75 \text{ кА};$$

$$I_{K \text{ MIN } W6 K12}^{(2)} = \frac{E_C}{2\sqrt{(r_{W1} + r_{W3} + r_{T1} + r_{W6} + r_{W7} + r_{T5})^2 + (x_C + x_{W1} + x_{W3} + x_{T1} + x_{W6} + x_{W7} + x_{T5})^2}} =$$

$$= \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065 + 2,58 + 1,72 + 3,72)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,75 + 2,4 + 1,6 + 15,16)^2}} =$$

$$= 0,24 \text{ кА};$$

$$I_{K \text{ MIN } W6 K13}^{(2)} = \frac{E_C}{2\sqrt{(r_{W1} + r_{W3} + r_{T1} + r_{W6} + r_{W7} + r_{W8})^2 + (x_C + x_{W1} + x_{W3} + x_{T1} + x_{W6} + x_{W7} + x_{W8})^2}} =$$

$$= \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065 + 2,58 + 1,72 + 1,72)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,75 + 2,4 + 1,6 + 1,6)^2}} =$$

$$= 0,56 \text{ кА};$$

$$I_{K \text{ MIN } W6 K14}^{(2)} = \frac{E_C}{2\sqrt{(r_{W1} + r_{W3} + r_{T1} + r_{W6} + r_{W7} + r_{W8} + r_{T6})^2 + (x_C + x_{W1} + x_{W3} + x_{T1} + x_{W6} + x_{W7} + x_{W8} + x_{T6})^2}} =$$

$$= \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065 + 2,58 + 1,72 + 1,72 + 3,72)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,75 + 2,4 + 1,6 + 1,6 + 15,16)^2}} =$$

$$= 0,21 \text{ кА}.$$

Обмотки 0,4 кВ трансформаторов Т4, Т5, Т6 работают в трехфазной электрической сети с глухозаземленной нейтралью. В этой сети возможны еще и однофазные КЗ. Токи в линии W6 при этих КЗ могут иметь меньшие значения, чем при двухфазных замыканиях. Поэтому дополнительно необходимо определить значения токов при однофазных КЗ за трансформаторами Т4, Т5, Т6. Эти токи на стороне 0,4 кВ с учетом переходного сопротивления в месте повреждения и эквивалентного сопротивления питающей электрической сети определяются так [11]:

$$I_{K10}^{(1)} = \frac{E_{\Phi}}{Z_{T4}^{(1)}/3}; \quad I_{K12}^{(1)} = \frac{E_{\Phi}}{Z_{T5}^{(1)}/3}; \quad I_{K14}^{(1)} = \frac{E_{\Phi}}{Z_{T6}^{(1)}/3}.$$

Здесь $I_{K10}^{(1)}, I_{K12}^{(1)}, I_{K14}^{(1)}$ — значения токов в фазных выводах обмоток 0,4 кВ трансформаторов Т4, Т5, Т6 при однофазных КЗ на зажимах этих обмоток соответственно; $Z_{T4}^{(1)}, Z_{T5}^{(1)}, Z_{T6}^{(1)}$ — полные сопротивления трансформаторов Т4, Т5, Т6 соответственно при однофазных КЗ, учитывающие переходные сопротивления в месте повреждения и эквивалентное сопротивление электрической сети от источника питания до трансформатора.

Токи в линии W6 на стороне 10 кВ при однофазных замыканиях за трансформаторами Т4, Т5, Т6 в точках К10, К12, К14 соответственно можно определить так:

$$I_{K_{MIN} W6 K10}^{(1)} = I_{K10}^{(1)} / N_{T4};$$

$$I_{K_{MIN} W6 K12}^{(1)} = I_{K12}^{(1)} / N_{T5};$$

$$I_{K_{MIN} W6 K14}^{(1)} = I_{K14}^{(1)} / N_{T6}.$$

Здесь N_{T4} , N_{T5} , N_{T6} – номинальные коэффициенты трансформации трансформаторов Т4, Т5, Т6 соответственно ($N_{T4} = N_{T5} = N_{T6} = 10,5/0,4 = 25$).

Подставив значения параметров ($Z_{T4}^{(1)} = 31,68$ МОм; $Z_{T5}^{(1)} = Z_{T6}^{(1)} = 40,1$ МОм [11] и $E_{\Phi} = 230$ В), будем иметь:

$$I_{K10}^{(1)} = \frac{230}{31,68} = 7,26 \text{ кА}; \quad I_{K_{MIN} W6 K10}^{(1)} = \frac{7,26}{25} = 0,29 \text{ кА};$$

$$I_{K12}^{(1)} = \frac{230}{40,1} = 5,74 \text{ кА}; \quad I_{K_{MIN} W6 K12}^{(1)} = \frac{5,74}{25} = 0,23 \text{ кА};$$

$$I_{K14}^{(1)} = \frac{230}{40,1} = 5,74 \text{ кА}; \quad I_{K_{MIN} W6 K14}^{(1)} = \frac{5,74}{25} = 0,23 \text{ кА}.$$

Токи, возникающие при КЗ в местах установки других защит, определяются по аналогичной методике. Для их расчета необходимо использовать еще и другие схемы замещения рассматриваемой электрической системы, которые показаны на рис. 3.5 и 3.6. Значения токов КЗ приведены в табл. 3.6.

3.4. Выбор защит и расчет их уставок

3.4.1. Защита трансформаторов Т4, Т5, Т6

Трансформаторы 10/0,4 кВ мощностью до 0,63 МВ·А подключаются к электрической сети через предохранители. Предохранители для трансформаторов выбираются по следующим условиям:

номинальное напряжение предохранителя должно соответствовать номинальному напряжению сети;

номинальный ток предохранителя должен быть больше максимального рабочего тока трансформатора;

номинальный ток отключения предохранителя должен быть больше максимального тока КЗ в месте установки предохранителя;

Рис. 3.5. Схема замещения сети для определения токов К3 при отключенных линиях W2 и W3

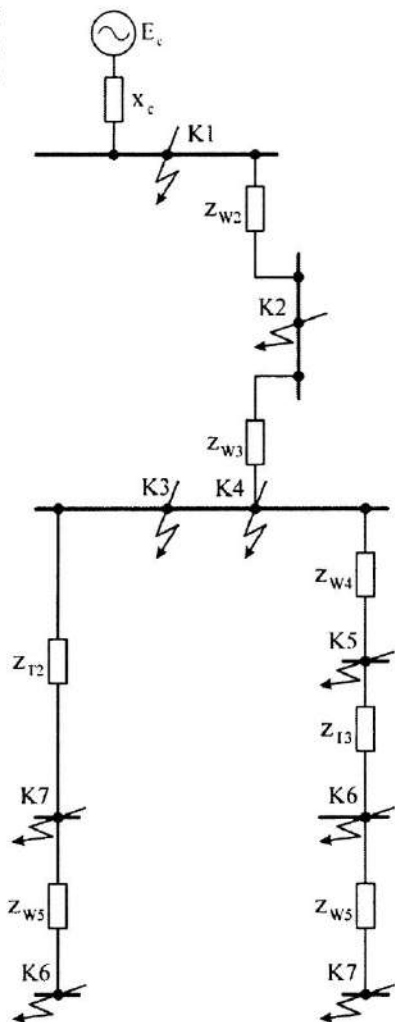
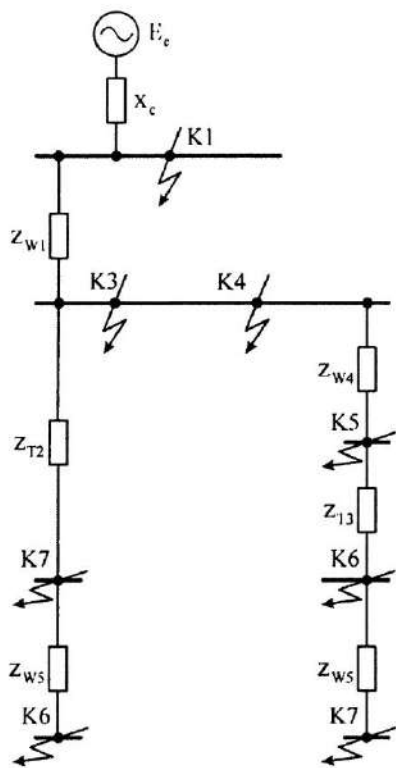


Рис. 3.6. Схема замещения сети для определения токов К3 при отключенной линии W1

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 определяются с учетом допустимой перегрузки:

$$I_{РАБ МАХ Т4} = k_{ПЕР} \cdot I_{НОМ Т4}; I_{РАБ МАХ Т5} = k_{ПЕР} \cdot I_{НОМ Т5};$$

$$I_{РАБ МАХ Т6} = k_{ПЕР} \cdot I_{НОМ Т6}.$$

Место контроля тока КЗ (место установки защиты)	Номер расчетной точки	Максимальный ток КЗ $I_{K \text{ MAX}}^{(3)}$		Минимальный ток КЗ $I_{K \text{ MIN}}^{(2)}$		Минимальный ток КЗ, $I_{K \text{ MIN}}^{(1)}$, кА
		Схема замещения	Значение тока КЗ, кА	Схема замещения	Значение тока КЗ, кА	
1	2	3	4	5	6	7
Линия W6	K8	Рис. 3.3	5,1	Рис. 3.4	3,83	
	K9	Рис. 3.3	1,3	Рис. 3.4	1,12	
	K11	Рис. 3.3	0,89	Рис. 3.4	0,75	
	K13	Рис. 3.3	0,67	Рис. 3.4	0,56	
	K10	Рис. 3.3	0,46	Рис. 3.4	0,39	0,29
	K12	Рис. 3.3	0,28	Рис. 3.4	0,24	0,23
	K14	Рис. 3.3	0,25	Рис. 3.4	0,21	0,23
Линия W1	K1	Рис. 3.5	30,4	Рис. 3.5	26,3	
	K3	Рис. 3.5	12,9	Рис. 3.5	11,2	
	K7	Рис. 3.5	4,98	Рис. 3.5	4,33	
	K2	Рис. 3.4	10,1	Рис. 3.4	8,79	
	K5	Рис. 3.5	9,9	Рис. 3.5	8,6	
	K6	Рис. 3.5	4,5	Рис. 3.5	3,92	
Линия W2	K1	Рис. 3.3	30,4	Рис. 3.3	26,3	
	K2	Рис. 3.3	13,8	Рис. 3.3	12	
	K8	Рис. 3.3	5,1	Рис. 3.3	4,44	
	K4	Рис. 3.6	10,3	Рис. 3.6	8,96	
Линия W3 (подстанция № 2)	K2	Рис. 3.6	13,8	Рис. 3.6	12	
	K4	Рис. 3.6	10,3	Рис. 3.6	8,96	
	K5	Рис. 3.6	8,2	Рис. 3.6	7,13	
	K6	Рис. 3.6	4,13	Рис. 3.6	3,59	
	K7	Рис. 3.6	4,53	Рис. 3.6	3,94	

Место контроля тока КЗ (место установки защиты)	Номер расчетной точки	Максимальный ток КЗ $I_{\text{КЗ}}^{(3)}_{\text{К MAX}}$		Минимальный ток КЗ $I_{\text{КЗ}}^{(2)}_{\text{К MIN}}$		Минимальный ток КЗ, $I_{\text{К MIN}}^{(1)}$, кА
		Схема замещения	Значение тока КЗ, кА	Схема замещения	Значение тока КЗ, кА	
1	2	3	4	5	6	7
Линия W3 (подстанция № 3)	К4	Рис. 3.4	12,9	Рис. 3.4	11,2	
	К2	Рис. 3.4	9,79	Рис. 3.4	8,5	
	К8	Рис. 3.4	4,46	Рис. 3.4	3,88	
Трансформатор Т1	К2	Рис. 3.3	13,8	Рис. 3.4	8,5	
	К8	Рис. 3.3	5,1	Рис. 3.4	3,83	
	К9	Рис. 3.3	1	Рис. 3.4	0,84	
	К13	Рис. 3.3	0,46	Рис. 3.4	0,39	
Линия W4	К4	Рис. 3.5	12,9	Рис. 3.6	8,96	
	К5	Рис. 3.5	9,9	Рис. 3.6	7,13	
	К6	Рис. 3.5	4,5	Рис. 3.6	3,59	
Трансформатор Т2	К3	Рис. 3.5	12,9	Рис. 3.6	8,96	
	К7	Рис. 3.5	4,98	Рис. 3.6	3,94	
	К6	Рис. 3.5	2,04	Рис. 3.6	1,7	
Линия W5 (подстанция № 4)	К6	Рис. 3.5	4,5	Рис. 3.6	3,59	
	К7	Рис. 3.5	1,95	Рис. 3.6	1,62	
Линия W5 (подстанция № 3)	К7	Рис. 3.5	4,98	Рис. 3.6	3,94	
	К6	Рис. 3.5	2,04	Рис. 3.6	1,7	

Здесь $I_{\text{НОМ Т4}} = S_{\text{НОМ Т4}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ Т5}}) = 36,4 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ Т5}} = I_{\text{НОМ Т6}} = S_{\text{НОМ Т5}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}}) = 23,1 \text{ А}$ — номинальные токи трансформаторов Т4, Т5, Т6, соответственно; $k_{\text{ПЕР}}$ — коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов (для большинства отечественных трансформаторов допускается перегрузка до 40 % номинальной мощности, поэтому можно принять $k_{\text{ПЕР}} = 1,4$).

Тогда $I_{РАБ\ MAX\ T4} = 50,9\ A$; $I_{РАБ\ MAX\ T5} = I_{РАБ\ MAX\ T6} = 32,3\ A$.

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

Учитывая это, для трансформатора Т4 можно выбрать предохранители типа ПКТ-10 с номинальным током 80 А, а для трансформаторов Т5 и Т6 – ПКТ-10 с номинальным током 50 А.

Максимальные токи КЗ в местах установки предохранителей не превышают 1,3 кА, поэтому можно выбрать предохранители с номинальным током отключения 12,5 кА.

Принятые параметры соответствуют рекомендациям проектных и эксплуатирующих предприятий (см. прил. 4).

3.4.2. Защита, устанавливаемая на магистральной воздушной линии W6

В соответствии с рекомендациями ПУЭ для выявления междуфазных замыканий на магистральной линии 10 кВ W6–W8 в начале линии на подстанции № 2 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 линиях W6–W8, на подстанции № 2 предусматривается установка устройства контроля изоляции сети 10 кВ. 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 (W6) в месте присоединения трансформатора Т4:

$$I_{C3\ W6-1} = k_3 \cdot I_{K\ MAX\ W6\ K9}^{(3)} = 1,2 \cdot 1300 = 1560\ A,$$

где k_3 – коэффициент запаса.

По условию отстройки от бросков тока намагничивания всех трансформаторов, присоединенных к линиям W6–W8 [2]:

$$\begin{aligned} I_{C3\ W6-1} &\geq (3 - 5) \cdot (I_{НОМ\ T4} + I_{НОМ\ T5} + I_{НОМ\ T6}) = \\ &= (3 - 5) \cdot (36,4 + 23,1 + 23,1) = (247,8 - 413)\ A. \end{aligned}$$

Значение, полученное по первому условию (1560 А), удовлетворяет требованию отстройки от броска тока намагничивания (не менее 413 А). Поэтому следует принять $I_{C3W6-1} = 1560$ А.

Оценка протяженности зоны, контролируемой первой ступенью защиты, производится графическим методом. Для этого строится график зависимости токов КЗ от расстояния (от начала линии W6) до места КЗ (рис. 3.7). Наносится прямая, изображающая ток срабатывания первой ступени защиты, селективной токовой отсечки (ТО).

Как видно, зона, контролируемая первой ступенью защиты, реализованной в виде селективной токовой отсечки, составляет примерно 30 % суммарной длины магистральной линии W6–W8. Вторая ступень защиты может быть выполнена в виде неселективной токовой отсечки (НО), которая должна быть согласована по времени срабатывания с предохранителем F1, установленным на присоединении в конце линии W6. Учитывая удаленность этой линии от источника питания и сравнительно небольшие значения токов КЗ

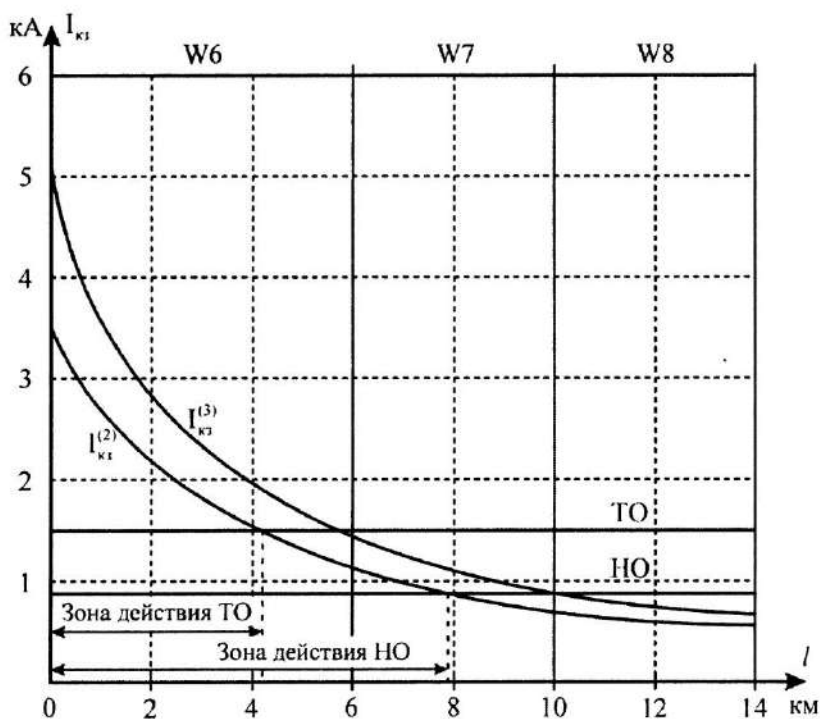


Рис. 3.7. График зависимости токов КЗ от расстояния между началом линии W6 и местом КЗ

при повреждениях, можно считать первую ступень защиты достаточно эффективной. В этих условиях можно проверить возможность выполнить защиту в целом двухступенчатой (первая ступень — ТО; вторая ступень — МТЗ).

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

$$I_{\text{СЗ} \text{ W6-МТЗ}} \geq \frac{k_3 \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{B}}} \cdot I_{\text{РАБ МАХ W6}} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 82,6 = 140 \text{ А.}$$

Здесь k_3 — коэффициент запаса ($k_3 = 1,2$); k_{B} — коэффициент возврата ($k_{\text{B}} = 0,85$); $k_{\text{СЗ}}$ — коэффициент самозапуска для нагрузок линии W6 (в исходных данных нет сведений о процессах самозапуска в нагрузках линии W6, поэтому, не исключая полностью возможности самозапуска электродвигателей в этих нагрузках, можно принять $k_{\text{СЗ}} = 1,2$).

Выдержка времени срабатывания ступени МТЗ определяется по условию согласования с предохранителями. Для этого необходимо использовать графический метод, так как времятоковые характеристики предохранителей приводятся в справочниках только в виде графиков. По справочным данным (см. прил. 2) строятся расчетные характеристики предохранителей (смещенные по оси токов вправо на 20 %), выбранных для трансформаторов Т4—Т6 (рис. 3.8). Границы характеристик предохранителей соответствуют значениям максимальных токов в расчетных точках К9 и К11. Характеристика предохранителя F1 показана до значения тока 1300 А, а F2 и F3 — до 890 А.

Как видно, при предварительно выбранном токе срабатывания МТЗ (140 А) время срабатывания защиты должно быть чрезмерно большим, чтобы обеспечивалась селективность действия защиты и предохранителей. Для их согласования при приемлемых выдержках времени срабатывания необходимо увеличить ток срабатывания ступени МТЗ. Даже при максимальном токе срабатывания по условиям чувствительности в режиме основного действия (370 А) ее выдержка времени срабатывания должна быть не менее 5,5 с (см. рис. 3.8). Иногда это недопустимо по условиям термической устойчивости оборудования.

В этих условиях защиту, устанавливаемую на линии W6, целесообразно выполнить трехступенчатой; ПУЭ 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.

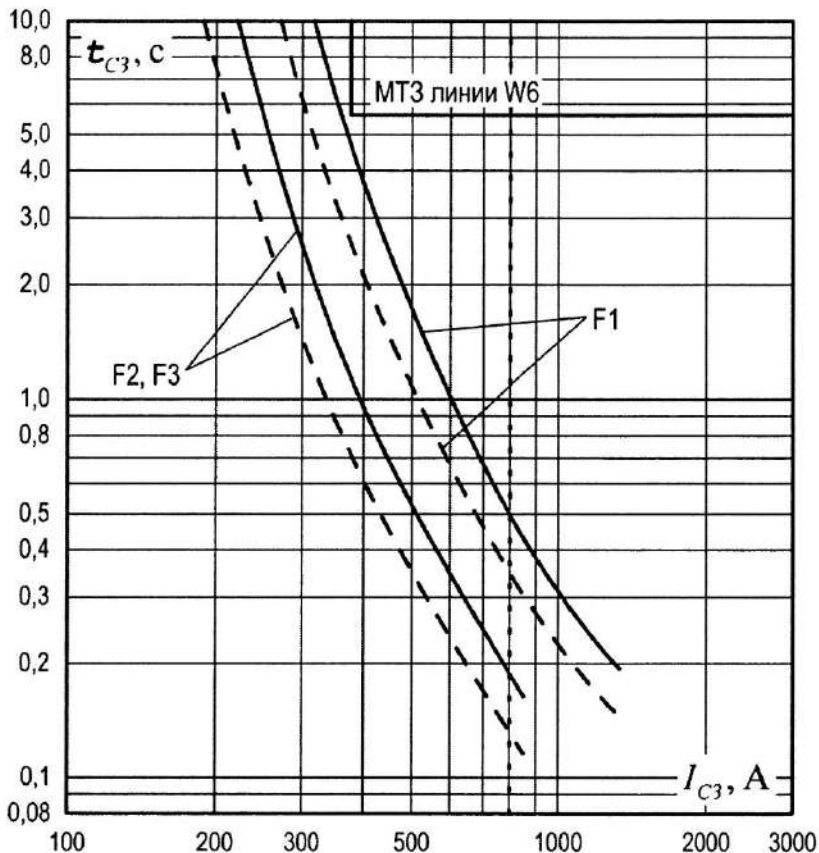


Рис. 3.8. Времятоковые характеристики предохранителей 10 кВ

Ток срабатывания второй ступени защиты определяется по условию ограничения контролируемой зоны в пределах магистральной линии W6–W8:

$$I_{C3 W6-2} = k_3 \cdot I_{K MAX W6 K13}^{(3)} = 1,2 \cdot 670 = 804 \text{ A.}$$

Здесь $I_{K MAX W6 K13}^{(3)}$ – максимальный ток КЗ в конце контролируемой зоны (в конце участка W8).

При этом токе (804 А) расчетное время срабатывания предохранителя трансформатора Т4 составляет 0,5 с (см. рис. 3.8). Поэтому с целью обеспечения селективной работы второй ступени защиты и предохранителей можно выбрать время срабатывания второй ступени $t_{C3 W6-2} = 1 \text{ с}$ (степень селективности 0,5 с).

С учетом ограничений по чувствительности защиты в режиме основного действия можно выбрать ток срабатывания третьей ступени защиты (МТЗ) $I_{C3 W6-3} = 370$ А, а время срабатывания — $t_{C3 W6-3} = 5,5$ с.

Выбираются ТТ для линии W6. Целесообразно выбрать ТТ с номинальным первичным током, превышающим максимальный рабочий ток в линии (82,6 А) в 2–3 раза. Пусть будут выбраны ТТ типа ТПЛ-10 класса Р с коэффициентом трансформации 200/5 и общая схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле «неполная звезда—неполная звезда».

Выбираются реле и определяются параметры их срабатывания.

Ток срабатывания реле тока первой ступени:

$$I_{CP W6-1} \geq \frac{k_{CX}}{k_T} \cdot I_{C3 W6-1} = \frac{1 \cdot 5}{200} \cdot 1560 = 39 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/50, в диапазон уставок которого входит расчетное значение тока срабатывания 39 А при параллельном соединении катушек реле.

Ток срабатывания реле тока второй ступени:

$$I_{CP W6-2} \geq \frac{k_{CX}}{k_T} \cdot I_{C3 W6-2} = \frac{1 \cdot 5}{200} \cdot 804 = 20,1 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/50, в диапазон уставок которого входит расчетное значение тока срабатывания 20,1 А при последовательном соединении катушек реле.

Ток срабатывания реле тока третьей ступени:

$$I_{CP W6-3} \geq \frac{k_{CX}}{k_T} \cdot I_{C3 W6-3} = \frac{1 \cdot 5}{200} \cdot 370 = 9,3 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/20, в диапазон уставок которого входит расчетное значение тока срабатывания 9,3 А при последовательном соединении катушек реле.

Оценивается чувствительность защиты. Для первой и второй ступеней показателем чувствительности является протяженность контролируемой зоны. Протяженности этих зон определяются графическим методом и составляют 30 и 50 % длины магистральной линии соответственно. Значения показателей дают основание считать первую и вторую ступени защиты достаточно чувствительными.

Коэффициент чувствительности третьей ступени защиты в режиме основного действия:

$$k_{\text{ч}} = I_{K \text{ MIN W6 K13}}^{(2)} / I_{C3 W6-2} = 560 / 370 = 1,51 > 1,5.$$

Здесь $I_{K \text{ MIN W6 K13}}^{(2)}$ — значение минимального тока КЗ при повреждении в конце контролируемой магистральной линии W6–W8.

Чувствительность МТЗ в режиме резервного действия оценивается по минимальному току КЗ при повреждении за трансформатором Т6 на зажимах обмотки НН $I_{\text{КМІN W6K14}}^{(2)}$:

$$k_{\text{Ч}} = I_{\text{КМІN W6K14}}^{(2)} / I_{\text{СЗ}} = 210 / 370 = 0,57.$$

Как видно, коэффициент чувствительности в режиме основного действия имеет приемлемое значение, а в режиме резервного действия меньше 1. Это означает, что защита, установленная в начале магистральной линии, не может выполнять функции резервной защиты трансформаторов Т4–Т6.

В этих условиях для резервирования основных защит трансформаторов Т4–Т6 (предохранителей) необходимо применение специальной резервной защиты или изменение параметров электрической сети. Однако реально допускается эксплуатация подобных электрических сетей без резервирования защит.

Схема вторичных и оперативных цепей защиты показана на рис. 3.9.

Выбираются вспомогательные реле (их основные параметры приведены в прил. 6, а более полная информация содержится в справочнике [13]).

Реле времени для второй и третьей ступеней защиты – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 секунд и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Производится проверка ТТ. Для этого определяется максимальная кратность расчетного первичного тока по отношению к номинальному первичному току ТТ:

$$k_{10} = I_{1 \text{ РАСЧ}} / I_{1 \text{ НОМ ТТ}} = 1,1 \cdot I_{\text{СЗ W6-1}} / I_{1 \text{ НОМ ТТ}} = 1,1 \cdot 1560 / 200 = 8,5.$$

Здесь $I_{1 \text{ РАСЧ}} = 1,1 \cdot I_{\text{СЗ W6-1}}$ и $I_{1 \text{ НОМ ТТ}}$ – значение расчетного тока при реализации защиты на реле серии РТ-40 на постоянном оперативном токе и номинальный первичный ток ТТ.

По кривой предельных кратностей k_{10} определяется максимальная допустимая вторичная нагрузка ТТ (полное сопротивление), при которой полная погрешность ТТ не превышает 10 %. Для ТТ ТПЛ-10 200/5 максимальное допустимое сопротивление нагрузки – 1,2 Ом (см. прил. 7).

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{\text{Н РАСЧ}} = 2 \cdot r_{\text{ПР}} + 2 \cdot Z_{\text{РТ-40/50}} + Z_{\text{РТ-40/20}} + r_{\text{ПЕР}}.$$

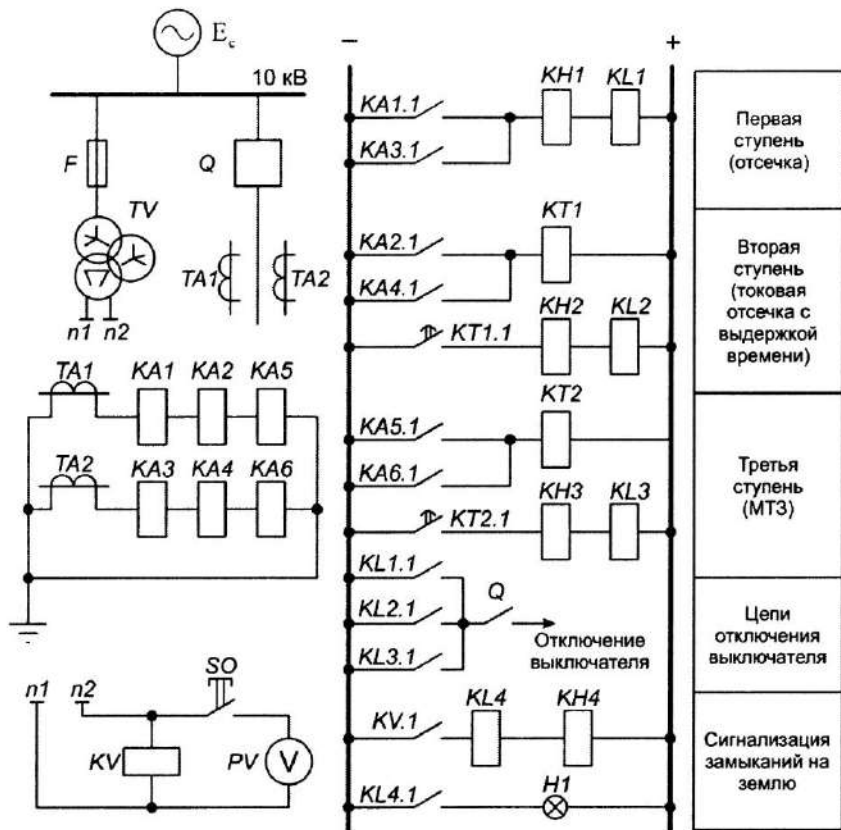


Рис. 3.9. Схема вторичных и оперативных цепей защиты, устанавливаемой на линии W6

Здесь $Z_{PT-40} = S_p / I_{CP\ MIN}^2$ – сопротивление реле РТ-40 при минимальной уставке; S_p и $I_{CP\ MIN}$ – расчетная мощность реле и минимальный ток срабатывания реле (для реле РТ-40/50 $S_p = 0,8$ ВА, $I_{CP\ MIN} = 12,5$ А; для реле РТ-40/20 $S_p = 0,5$ ВА, $I_{CP\ MIN} = 5$ А); $r_{ПР}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле (можно принять $r_{ПР} = 0,05$ Ом); $r_{ПЕР}$ – активное сопротивление переходных контактов (можно принять $r_{ПЕР} = 0,1$ Ом).

Значение расчетного наибольшего сопротивления:

$$Z_{Н\ РАСЧ} = 2 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (5)^2 + 0,1 = 0,23 \text{ Ом.}$$

Это значение (0,23 Ом) меньше допустимого (1,2 Ом). Следовательно, режим работы ТТ в защите, установленной на линии W6,

соответствует требованиям, при выполнении которых полная погрешность ТТ не превысит 10 %.

Таким образом, решения, принятые при выборе схемы защиты, ТТ и реле, можно считать приемлемыми.

3.4.3. Защиты, устанавливаемые на трансформаторе Т1 35/10 кВ

В соответствии с требованиями ПУЭ на трансформаторах 35/10 кВ мощностью 10 МВ·А должны быть установлены следующие защиты:

газовая защита для выявления повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и понижения уровня масла;

продольная дифференциальная токовая защита для выявления внутренних повреждений и повреждений на выводах;

МТЗ для выявления внешних КЗ;

МТЗ для выявления перегрузок.

Выбирается газовая защита на основе реле типа РГЧЗ-66, установленного заводом-изготовителем трансформатора. В защите используются контакты первой (на сигнал) и второй (на отключение) ступеней защиты.

Определяются величины, необходимые для выбора уставок устанавливаемой на трансформаторе Т1 дифференциальной защиты (табл. 3.7).

Средние значения первичных и вторичных номинальных токов в плечах защиты приведены в табл. 3.8.

Таблица 3.7

Наименование величины	Численное значение
Максимальный сквозной ток при трехфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внешней стороны), приведенный к стороне 10 кВ (НН), $I_{K \text{ MAX T1 K8}}^{(3)}$, кА	5,1
Максимальный сквозной ток при трехфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внешней стороны), приведенный к стороне 35 кВ (ВН), $I_{K \text{ MAX T1 K8(35)}}^{(3)}$, кА	$\frac{5,1}{35/10} = 1,46$
Минимальный ток при двухфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внутренней стороны), приведенный к стороне 10 кВ (НН), $I_{K \text{ MIN T1 K8}}^{(2)}$, кА	3,83

Наименование величины	Численное значение
Минимальный ток при двухфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внутренней стороны), приведенный к стороне 35 кВ (ВН), $I_{K \text{ MIN T1 KB}(35)}$, кА	$\frac{3,83}{35/10} = 1,09$

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

Определяется первичный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ}} = (k_{\text{АПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot I_{K \text{ МАХ T1 KB}}^{(3)}$$

Таблица 3.8

Наименование величины	Численное значение для стороны	
	35 кВ	10 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора $I_{1 \text{ ВН}}, I_{1 \text{ НН}}$, А	$\frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165$	$\frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,4$
Коэффициенты трансформации ТТ $k_{\text{ТТ ВН}}, k_{\text{ТТ НН}}$	$\frac{400}{5}$	$\frac{800}{5}$
Схема соединения ТТ	Δ	Y
Коэффициенты схемы $k_{\text{СХ ВН}}, k_{\text{СХ НН}}$	$\sqrt{3}$	1
Вторичные токи в плечах защиты $I_{2 \text{ ВН}}, I_{2 \text{ НН}}$, А	$\frac{165 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 3,57$	$\frac{577,4 \cdot 1}{800/5} = 3,6$

Здесь $k_{\text{АПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока КЗ ($k_{\text{АПЕР}} = 2$ для дифференциальной токовой отсечки); $k_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности ($k_{\text{ОДН}} = 2$); ε – максимальная допустимая погрешность ТТ ($\varepsilon = 0,1$); $\Delta U_{\text{РЕГ}}$ – диапазон регулирования коэффициента трансформации трансформатора; $\Delta f_{\text{ВЫР}}$ – относительное значение составляющей тока небаланса от неточности выравнивания вторичных токов в плечах защиты ($\Delta f_{\text{ВЫР}} = \frac{I_{2 \text{ НН}} - I_{2 \text{ ВН}}}{I_{2 \text{ НН}}}$).

Определяется максимальное значение первичного тока небаланса, приведенного к стороне 10 кВ:

$$I_{\text{НБ}} = \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + \left| \frac{3,6 - 3,57}{3,6} \right| \right) \cdot 5100 = 1521 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{СЗ}} = k_3 \cdot I_{\text{НБ}} = 1,3 \cdot 1521 = 1977 \text{ А.}$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{\text{СЗ}} = (3 - 4) \cdot I_{\text{ИНН}} = (1732 - 2309) \text{ А.}$$

Выбрано значение $I_{\text{СЗ}} = 2309 \text{ А}$.

Проверяется чувствительность защиты. Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{Р МИН}}}{I_{\text{СР}}} = \frac{23,9}{14,4} = 1,7,$$

где $I_{\text{Р МИН}} = \frac{k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{К МИН Т1 К8}}^{(2)}}{k_{\text{T}}} = 1 \cdot \frac{3830}{800/5} = 23,9 \text{ А}$ — ток в реле на стороне 10 кВ,

соответствующий минимально возможному току КЗ, при котором дифференциальная защита должна срабатывать;

$$I_{\text{СР}} = \frac{k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{СЗ}}}{k_{\text{T}}} = \frac{1 \cdot 2309}{800/5} = 14,4 \text{ А}$$
 — ток срабатывания реле.

Как видно, значение коэффициента чувствительности меньше допустимого ($k_{\text{Ч}} < 2$). Поэтому простая токовая дифференциальная отсечка не может быть использована.

Проверяется возможность использования дифференциальной защиты с насыщающимися промежуточными трансформаторами без торможения (на основе реле РНТ-565).

Определяется максимальное значение первичного тока небаланса, приведенное к стороне 35 кВ (при предварительных расчетах принимается $\Delta f_{\text{ВЫР}}^f = 0$):

$$I_{\text{НБ}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09) \cdot 1460 = 277 \text{ А.}$$

Здесь значение $k_{\text{АПЕР}} = 1$, так как в реле РНТ-565 влияние апериодических составляющих в первичном токе на ток небаланса значительно снижено за счет насыщающихся промежуточных ТТ.

Значение первичного тока срабатывания защиты (приведенное к стороне 35 кВ) по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{\text{СЗ}} = 1,3 \cdot 277 = 360 \text{ А.}$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания при включении:

$$I_{\text{СЗ}} = k_0 \cdot I_{\text{ИВН}} = 1,3 \cdot 165 = 215 \text{ А.}$$

Здесь k_0 – коэффициент отстройки защиты от броска тока намагничивания (при выполнении защиты на реле РНТ-565 принимается равным 1,3 [4]).

Оба условия будут выполнены, если принять: $I_{C3} = 360$ А (218 % среднего номинального тока трансформатора).

Проверяется чувствительность. Коэффициент чувствительности:

$$I_q = \frac{I_{P\text{MIN}}}{I_{CP\text{BH}}} = \frac{23,6}{7,8} = 3,02 > 2.$$

Здесь $I_{CP\text{BH}} = \frac{k_{CX\text{BH}} I_{C3\text{BH}}}{k_{ТВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 360}{400/5} = 7,8$ А – ток срабатывания реле на стороне ВН 35 кВ; $I_{P\text{MIN}} = \frac{k_{CX\text{BH}} I_{K\text{MIN} T1K8(35)}^{(2)}}{k_{ТВН}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1090}{400/5} = 23,6$ А – ток в реле на стороне ВН 35 кВ, соответствующий минимальному току КЗ, при котором дифференциальная защита должна срабатывать.

Требования по чувствительности при предварительных данных выполняются.

Определяется число витков обмоток реле (табл. 3.9).

Плечо защиты с большим вторичным током (сторона 10 кВ) можно принять за основную сторону и подключить к рабочей (дифференциальной) обмотке реле. Однако подключение может быть произведено только к уравнительным обмоткам реле (рис. 3.10).

Чувствительность дифференциальной защиты можно повысить, если ее выполнить с торможением на реле типа ДЗТ-11.

Таблица 3.9

Наименование величины	Численное значение
Предварительное значение тока срабатывания реле на стороне ВН $I_{CP\text{BH}}$	7,8 А
Расчетное число витков обмотки реле на стороне ВН $w_{\text{BH РАСЧ}} = \frac{F_{CP}}{I_{CP\text{BH}}}$, где $F_{CP} = 100$ Ампер-витков – м.д.с. срабатывания реле серии РНТ-560	$\frac{100}{7,8} = 12,82$ витка
Выбранное (ближайшее меньшее) число витков w_{BH}	12 витков
Ток срабатывания реле с учетом выбранного числа витков $I_{CP\text{BH}} = \frac{F_{CP}}{w_{\text{BH}}}$	$\frac{100}{12} = 8,33$ А

Наименование величины	Численное значение
Первичный ток срабатывания защиты на стороне ВН $I_{СЗВН} = I_{СРВН} \cdot \frac{k_{ТТВН}}{k_{СХВН}}$	$8,33 \cdot \frac{400/5}{\sqrt{3}} = 385,2 \text{ А}$
Первичный ток срабатывания защиты, приведенный к стороне НН $I_{СЗНН}$	$385,2 \cdot \frac{35}{10} = 1348,2 \text{ А}$
Расчетное число витков обмотки реле на стороне НН $w_{ННРАСЧ} = w_{ВН} \cdot \frac{I_{2ВН}}{I_{2НН}}$	$12 \cdot \frac{3,57}{3,6} = 11,9 \text{ витка}$
Выбранное (ближайшее целое) число витков $w_{НН}$	12 витков
Составляющая тока небаланса от неточного выравнивания м.д.с. обмоток дифференциального реле	$\left \frac{11,9 - 12}{12} \right \cdot 1460 = 12,2 \text{ А}$
Ток небаланса с учетом третьей составляющей $I_{НБ}$	$277 + 12,2 = 289,2 \text{ А}$
Ток срабатывания защиты на стороне ВН с учетом уточненного значения тока небаланса $I_{СЗВН}$	$1,3 \cdot 289,2 = 375,96 \text{ А}$
Ток срабатывания реле при уточненном значении тока небаланса $I_{СРВН} = \frac{k_{СХВН} I_{СЗВН}}{k_{ТТВН}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 375,96}{400/5} = 8,13 \text{ А}$
Минимальное значение коэффициента чувствительности при уточненных параметрах $k_{ч} = \frac{I_{РМІН}}{I_{СРВН}}$	$\frac{23,6}{8,13} = 2,9 > 2$

Определяются параметры дифференциальной защиты с торможением.

Первичный ток небаланса, приведенный к стороне 35 кВ, без учета третьей составляющей тока небаланса, обусловленной неточностью выравнивания м.д.с. плеч защиты:

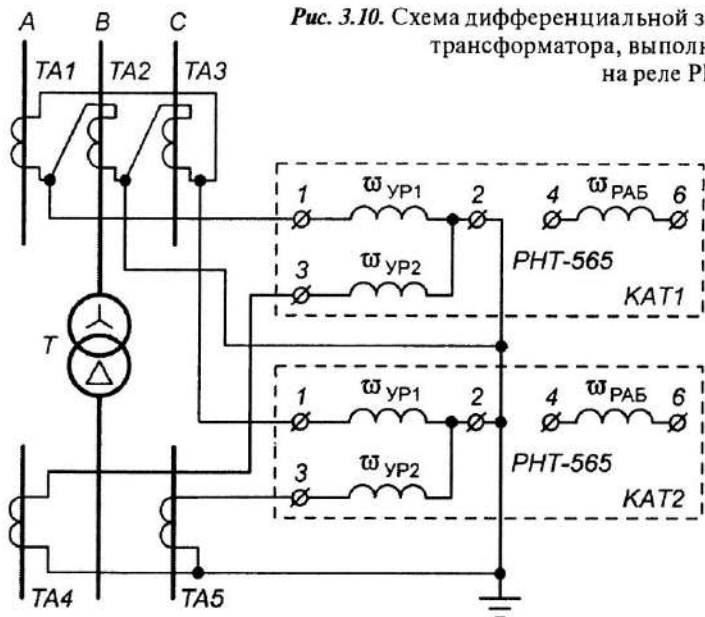
$$I_{НБ} = (k_{АПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ}) \cdot I_{КМАХТ1К8(35)}^{(3)}$$

$$I_{НБ} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09) \cdot 1460 = 277 \text{ А.}$$

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

$$I_{СЗВН} = 1,5 \cdot I_{ІВН}.$$

Рис. 3.10. Схема дифференциальной защиты трансформатора, выполненной на реле РНТ-565



$$I_{\text{сзВН}} = 1,5 \frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot (1 - 0,09)} = 272 \text{ А.}$$

Определяются числа витков обмоток реле ДЗТ (табл. 3.10).

Таблица 3.10

Наименование величины	Численное значение
Ток срабатывания реле на стороне ВН $I_{\text{срВН}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 272}{400/5} = 5,9 \text{ А}$
Расчетное число витков обмотки реле на стороне ВН $w_{\text{ВН расч}}$	$\frac{100}{5,9} = 16,9 \text{ витка}$
Выбранное (ближайшее целое) число витков $w_{\text{ВН}}$	17 витков
Ток срабатывания реле с учетом принятого числа витков $I_{\text{срВН}}$	$\frac{100}{17} = 5,9 \text{ А}$
Ток срабатывания защиты на стороне ВН $I_{\text{срВН}}$	$5,9 \cdot \frac{400/5}{\sqrt{3}} = 273 \text{ А}$
Ток срабатывания защиты, приведенный к стороне НН $I_{\text{сзНН}}$	$273 \cdot \frac{35 (1 - 0,09)}{10} = 869,5 \text{ А}$

Наименование величины	Численное значение
Расчетное число витков обмотки реле на стороне НН $w_{\text{НН РАСЧ}}$	$17 \frac{3,57}{3,6} = 16,86$ витка
Выбирается (ближайшее целое) число витков $w_{\text{НН}}$	17 витков
Третья составляющая тока небаланса	$\left \frac{16,86 - 17}{16,86} \right \cdot 1460 = 12,3$ А
Ток небаланса с учетом третьей составляющей $I_{\text{НБ}}$	$277 + 12,3 = 289,3$ А
Выбирается число витков уравнивательной обмотки на стороне НН $w_{\text{УР1}} = w_{\text{НН}}$	17 витков
Выбирается число витков уравнивательной обмотки на стороне ВН $w_{\text{УР2}} = w_{\text{ВН}}$	17 витков
Абсолютная погрешность выравнивания м.д.с. обмоток в плечах защиты ΔF	$ 17 \cdot 3,6 - 17 \cdot 3,57 = 0,5$ А $\ll 100$ А

Схема включения обмоток реле показана на рис. 3.11.

Определяется число витков тормозной обмотки реле дифференциальной защиты трансформатора, необходимое для того, чтобы реле не срабатывало при максимальном сквозном токе. Тормозная обмотка включается в плечо защиты на стороне НН 10 кВ.

Расчетное число витков тормозной обмотки:

$$w_{\text{T}} \geq \frac{k_3 I_{\text{НБ НН}} \cdot w_{\text{Р}}}{I_{\text{К МАХ Т1 К8}}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 882 \cdot 17}{5100 \cdot 0,87} = 5 \text{ витков.}$$

Здесь $I_{\text{НБ}}$ — ток небаланса, приведенный к стороне ВН 35 кВ с использованием минимального коэффициента трансформации силового трансформатора:

$$I_{\text{НБ НН}} = I_{\text{НБ ВН}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}} \cdot (1 - \Delta U)}{U_{\text{НН}}} \right) = 277 \cdot \left(\frac{35 \cdot (1 - 0,09)}{10} \right) = 882 \text{ А.}$$

$w_{\text{Р}}$ — расчетное число витков рабочей обмотки в плече защиты, где включена тормозная обмотка ($w_{\text{Р}} = 17$);

$\text{tg} \alpha$ — тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к тормозной характеристике реле [4] (для реле ДЗТ-11 $\text{tg} \alpha = 0,87$);

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

Выбирается $w_T = 5$: в тормозной обмотке реле ДЗТ-11 может быть установлено только следующее количество витков: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24 [4].

Проверяется чувствительность защиты. Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{P MIN}}}{I_{\text{CP}}} = \frac{23,6}{5,9} = 4.$$

Здесь $I_{\text{P MIN}} = 23,6 \text{ А}$ – ток в реле на стороне ВН 35 кВ, соответствующий минимальному току КЗ, при котором дифференциальная защита должна срабатывать; I_{CP} – ток срабатывания реле.

Как видно, $k_{\text{ч}} > 2$, и можно констатировать, что дифференциальная защита трансформатора Т1 на основе реле ДЗТ-11 удовлетворяет требованиям по чувствительности и чувствительность ее выше, чем на реле РНТ-565.

Ток срабатывания МТЗ трансформатора Т1 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 Т1:

$$I_{\text{CЗ Т1}} \geq I_{\text{РАБ МАХ Т1}};$$

$$I_{\text{CЗ Т1}} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{\text{CЗА П Т1}};$$

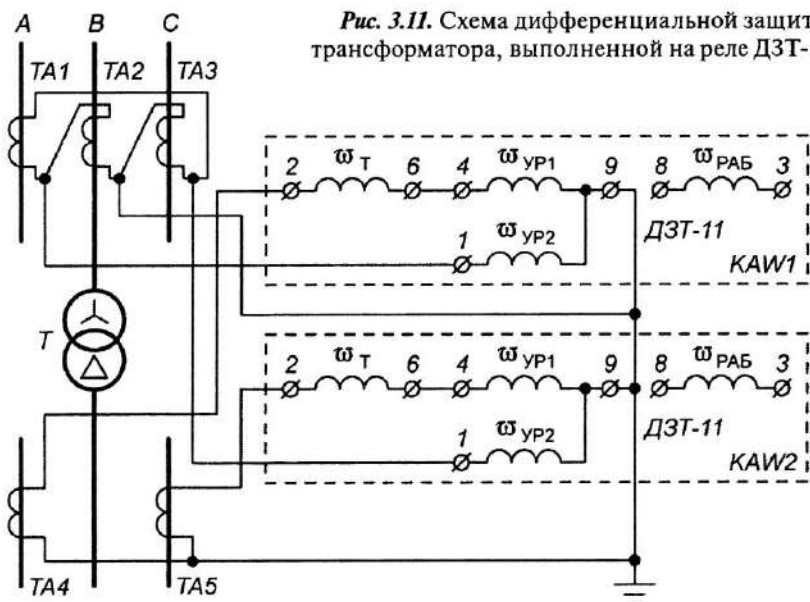


Рис. 3.11. Схема дифференциальной защиты трансформатора, выполненной на реле ДЗТ-11

где $I_{\text{РАБ МАХ Т1}}$ и $I_{\text{СЗАП Т1}}$ – максимальный рабочий ток и максимальный ток самозапуска в послеаварийном режиме в обмотке ВН трансформатора соответственно;

k_3 и k_B – коэффициент запаса и возврата соответственно.

Максимальный рабочий ток трансформатора:

$$I_{\text{РАБ МАХ Т1}} = k_{\text{ПЕР}} \cdot I_{\text{НОМ Т1}} = 1,4 \cdot 165 = 231 \text{ А.}$$

Здесь $k_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора (можно принять $k_{\text{ПЕР}} = 1,4$).

Максимальный ток самозапуска в обмотке трансформатора Т1 возникает в послеаварийном режиме после отключения защитой линии W6 и восстановления напряжения на шинах 10 кВ подстанции № 2. Этот ток самозапуска обусловлен электродвигателями в нагрузках Н1 и Н2:

$$I_{\text{СЗАП Т1}} = k_{\text{СЗ Н1}} \cdot \frac{S_{\text{Н1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} + k_{\text{СЗ Н2}} \cdot \frac{S_{\text{Н2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}.$$

Здесь $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение (для стороны ВН трансформатора $U_{\text{НОМ}} = 35$ кВ); $k_{\text{СЗ Н1}}$ и $k_{\text{СЗ Н2}}$ – коэффициенты самозапуска для нагрузок Н1 и Н2 соответственно.

Ток самозапуска на стороне 35 кВ трансформатора

$$I_{\text{СЗАП Т1}} = \frac{2,8 \cdot 3000}{\sqrt{3} \cdot 35} + \frac{2,54 \cdot 2700}{\sqrt{3} \cdot 35} = 252 \text{ А.}$$

Оба указанных условия выполняются, если ток срабатывания определить так:

$$I_{\text{СЗ Т1}} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{\text{СЗАП Т1}} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 252 = 356 \text{ А.}$$

Кроме этого, МТЗ от внешних КЗ должна быть согласована с защитами, установленными на линии W6 и на линиях, отходящих к нагрузкам Н1 и Н2, по току и по времени:

$$I_{\text{СЗ Т1}} = k_0 \cdot I_{\text{СЗ W6-3}} \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}; \quad t_{\text{СЗ Т1}} = t_{\text{СЗ W6-3}} + \Delta t.$$

Здесь k_0 – коэффициент отстройки ($k_0 = 1,1$); Δt – ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с).

По условию согласования тока срабатывания

$$I_{\text{СЗ Т1}} = 1,1 \cdot 370 \cdot 10/35 = 116 \text{ А}; \quad t_{\text{СЗ Т1}} = 5,5 + 0,5 = 6 \text{ с.}$$

С учетом этого выбираются

$$I_{\text{СЗ Т1}} = 356 \text{ А}; \quad t_{\text{СЗ Т1}} = 5,5 + 0,5 = 6 \text{ с.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ от внешних КЗ (РТ-40 при схеме соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле «неполная звезда–неполная звезда»):

$$I_{CP} = \frac{I_{CЗТ1}}{k_T} = 356/80 = 4,45 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 А до 10 А. Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ за трансформатором:

$$k_{\text{ч}} = I_{K \text{ MIN T1 K8 BH}}^{(2)} / I_{CЗТ1} = 1090/356 = 3,1 > 1,5.$$

Требование по чувствительности выполняется.

Выбираются вспомогательные реле [13].

Реле времени для МТЗ от внешних КЗ – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 секунд и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Выбираются параметры МТЗ трансформатора Т1 от перегрузки.

Первичный ток срабатывания определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН 35 кВ, где установлена защита:

$$I_{CЗПТ1} = \frac{k_3}{k_B} I_{НОМТ1} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 165 = 203,8 \text{ А,}$$

где k_3 – коэффициент запаса (принимается равным 1,05).

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

Ток срабатывания реле РТ-40:

$$I_{CРПТ1} = \frac{k_{CX} \cdot I_{CЗПТ1}}{k_T} = 203,8/80 = 2,5 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/6.

Выдержка времени защиты от перегрузки должна быть согласована с выдержками времени МТЗ, установленных на всех присоединениях к шине 10 кВ трансформатора (так же как и МТЗ от внешних КЗ): $t_{CЗПТ1} = t_{CЗТ1} = 6 \text{ с.}$

Реле времени для МТЗ от перегрузок – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 секунд и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Схема защиты трансформатора Т1 с дифференциальной защитой на основе реле ДЗТ-11 приведена на рис. 3.12. На рис. 3.12, а показаны схемы силовых и вторичных цепей, а на рис. 3.12, б – схема оперативных цепей защиты.

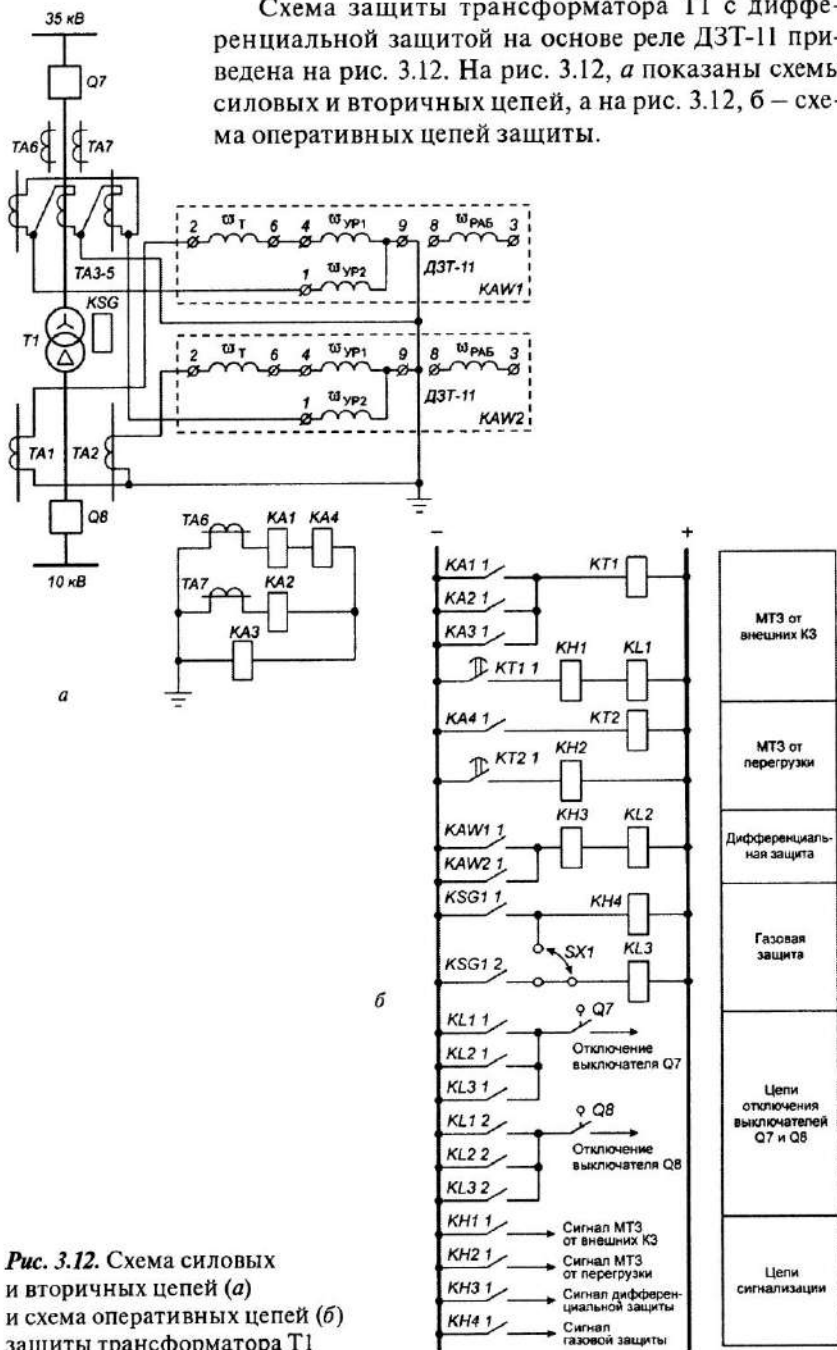


Рис. 3.12. Схема силовых и вторичных цепей (а) и схема оперативных цепей защиты трансформатора Т1 (б)

3.4.4. Защита линии W5

На линии 10 кВ W5 должны быть установлены отдельные токовые направленные двухступенчатые защиты со стороны подстанций № 3 и 4.

Ток срабатывания селективной токовой отсечки на подстанции № 4 (первой ступени защиты) выбирается по условию отстройки от максимального тока КЗ в конце линии W5 в расчетной точке K7 при питании со стороны подстанции № 4:

$$I_{\text{СЗ W54-1}} \geq k_3 \cdot I_{\text{K MAX W54 K7}}^{(3)} = 1,2 \cdot 1950 = 2340 \text{ А.}$$

На рис. 3.13, а показаны кривые изменения значений токов КЗ в месте установки защиты на подстанции № 4 в зависимости от удаленности места КЗ от места установки защиты. Зона действия первой ступени защиты, определенная по этим кривым, составляет не менее 40 % длины линии, что позволяет считать первую ступень защиты достаточно эффективной.

ТТ для релейной защиты на линии W5 (подстанция № 4) – типа ТПЛ-10 класса Р с коэффициентом трансформации 400/5. Схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле – «неполная звезда–неполная звезда».

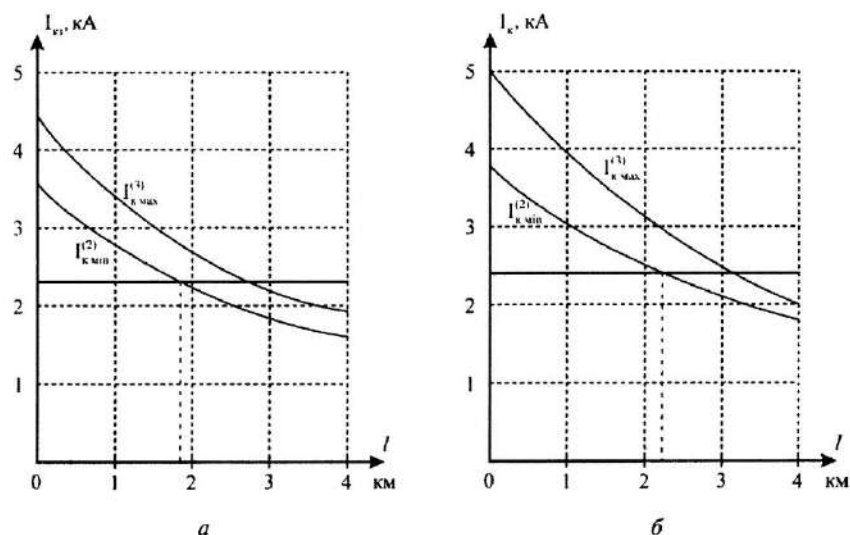


Рис. 3.13. Графики зависимостей токов КЗ в линии W5 от расстояния между питающей подстанцией и местом КЗ:

- а – при питании со стороны подстанции № 4;
- б – при питании со стороны подстанции № 3

Ток срабатывания реле первой степени защиты:

$$I_{CPW54-1} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3W54-1}}{k_T} = \frac{1 \cdot 2340}{80} = 29,3 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/50 с диапазоном уставок от 12,5 А до 50 А.

Вторая степень защиты – МТЗ. Ее ток срабатывания выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние при токе самозапуска в линии W5 после восстановления питания на шинах 10 кВ подстанции № 3 устройством АВР:

$$I_{C3W54-2} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{C3АП W54} = \frac{1,2}{0,85} \cdot \left(\frac{2,3 \cdot 3500}{\sqrt{3} \cdot 10} \right) = 657 \text{ А.}$$

Здесь $I_{C3АП W54}$ – ток в линии W5 при самозапуске электродвигателей в нагрузке НЗ $\left(I_{C3АП W54} = \frac{k_{C3НЗ} \cdot S_{НЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \right)$; $k_{C3НЗ}$ – коэффициент самозапуска для нагрузки НЗ.

Ток срабатывания реле второй степени:

$$I_{CPW54-2} = k_{CX} I_{C3W54-2} / k_T = 657 / 80 = 8,2 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности второй степени защиты для основного действия:

$$k_{\text{ч}} = I_{K \text{ MIN } W54}^{(2)} / I_{C3W54-2} = 1620 / 657 = 2,5 > 1,5.$$

Здесь $I_{K \text{ MIN } W54}^{(2)}$ – ток в месте установки защиты при двухфазном КЗ в расчетной точке К7 и питании со стороны подстанции № 4.

Как видно, вторая степень защиты имеет достаточную чувствительность.

Для второй степени защиты выбирается реле тока РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 А до 10 А.

Выдержка времени защиты должна быть согласована с выдержкой времени срабатывания защиты, установленной на нагрузке НЗ:

$$t_{C3W54-2} = t_{C3НЗ} + \Delta t = 0,7 + 0,5 = 1,2 \text{ с.}$$

Реле времени для второй степени защиты линии W5 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Реле направления мощности – РБМ-171 (включается по 90-градусной схеме).

Выбираются параметры защиты, устанавливаемой на линии W5 на подстанции № 3. Эта защита должна действовать только в специальном режиме при питании по линии W5 нагрузок Н4 и Н5, присоединенных к шинам 10 кВ подстанции № 4. Этот режим может быть создан оперативным персоналом путем ручных переключений при выводе из рабочего состояния трансформатора Т3.

Ток срабатывания первой ступени защиты (селективной токовой отсечки):

$$I_{C3W53-1} \geq k_3 \cdot I_{K \text{ MAX } W53 \text{ K6}}^{(3)} = 1,2 \cdot 2040 = 2448 \text{ А.}$$

Графически определяется зона действия первой ступени (рис. 3.13, б). Она составляет более 50 % длины линии.

Выбираются ТТ для релейной защиты на линии W5 (подстанция № 3) – типа ТПЛ-10 класса Р с коэффициентом трансформации 400/5 и схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле «неполная звезда–неполная звезда».

Ток срабатывания реле первой ступени:

$$I_{CP \text{ W53-1}} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3W53-1}}{k_T} = \frac{1 \cdot 2448}{80} = 30,6 \text{ А.}$$

Для первой ступени защиты выбирается реле РТ-40/50.

Ток срабатывания второй ступени выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние при наибольшем токе самозапуска, возникающем в линии W5 после отключения нагрузки Н4 релейной защитой и восстановления питания шин 10 кВ подстанции № 4 по линии W5:

$$I_{C3W53-2} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{C3АП \text{ W53}} = \frac{1,2}{0,85} \cdot \left(\frac{2,2 \cdot 4500}{\sqrt{3} \cdot 10} \right) = 808 \text{ А.}$$

Здесь $I_{C3АП \text{ W53}}$ – ток в линии W5 при самозапуске электродвигателей в нагрузке Н5 $\left(I_{C3АП \text{ W54}} = \frac{k_{C3H5} \cdot S_{H5}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \right)$; k_{C3H5} – коэффициент самозапуска для нагрузки Н5.

Ток срабатывания реле второй ступени:

$$I_{CP \text{ W53-2}} = k_{CX} I_{C3W53-2} / k_T = 808 / 80 = 10,1 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности второй ступени защиты в режиме основного действия:

$$k_{\text{Ч}} = I_{K \text{ MIN } W53}^{(2)} / I_{C3W53-2} = 1700 / 808 = 2,1 > 1,5.$$

Здесь $I_{K \text{ MIN } W53}^{(2)}$ – ток в месте установки защиты при двухфазном КЗ в расчетной точке К6 и питании со стороны подстанции № 3.

Как видно, вторая ступень защиты имеет достаточную чувствительность.

Для второй ступени защиты выбирается реле тока РТ-40/20 с диапазоном уставок от 5 А до 20 А.

Выдержка времени защиты должна быть согласована с выдержкой времени срабатывания защиты, установленной на нагрузке Н5:

$$t_{C3W53-2} = t_{C3H5} + \Delta t = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ с.}$$

Реле времени для второй ступени защиты линии W5 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Реле направления мощности – РБМ-171 (включается по 90-градусной схеме).

Схема двухступенчатых токовых направленных защит, устанавливаемых на линии W5 на подстанциях № 4 и 3, показана на рис. 3.14.

Производится проверка ТТ на 10%-ную погрешность.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на подстанции № 4:

$$k_{10} = I_{1 \text{ РАСЧ}} / I_{1 \text{ НОМ ТТ}} = 1,1 \cdot I_{C3W54-1} / I_{1 \text{ НОМ ТТ}} = 2340 / 400 = 6,4.$$

По кривым предельной кратности для ТПЛ-10 (см. прил. 5) определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 1,6 Ом.

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{\text{Н РАСЧ}} = 2 \cdot r_{\text{ПР}} + Z_{\text{РТ-40/50}} + Z_{\text{РТ-40/10}} + Z_{\text{РБМ 171}} + r_{\text{ПЕР}}.$$

Здесь $Z_{\text{РТ-40}} = \frac{S_{\text{Р}}}{I_{\text{СР МИН}}^2}$ – сопротивление реле РТ-40 при минималь-

ной уставке; $S_{\text{Р}}$ и $I_{\text{СР МИН}}$ – расчетная мощность реле и минимальный ток срабатывания реле (для реле РТ-40/50 $S_{\text{Р}} = 0,8 \text{ ВА}$, $I_{\text{СР МИН}} = 12,5 \text{ А}$; для реле РТ-40/10 $S_{\text{Р}} = 0,5 \text{ ВА}$, $I_{\text{СР МИН}} = 2,5 \text{ А}$); $Z_{\text{РБМ 171}}$ – сопротивление токовой катушки реле РБМ-171 ($Z_{\text{РБМ 171}} = 0,4 \text{ Ом}$) [9]; $R_{\text{ПР}}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле (можно принять $R_{\text{ПР}} = 0,05 \text{ Ом}$); $R_{\text{ПЕР}}$ – активное сопротивление переходных контактов (можно принять $R_{\text{ПЕР}} = 0,1 \text{ Ом}$).

Значение расчетного наибольшего сопротивления:

$$Z_{\text{Н РАСЧ}} = 2 \cdot 0,05 + 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (2,5)^2 + 0,4 + 0,1 = 0,69 \text{ Ом.}$$

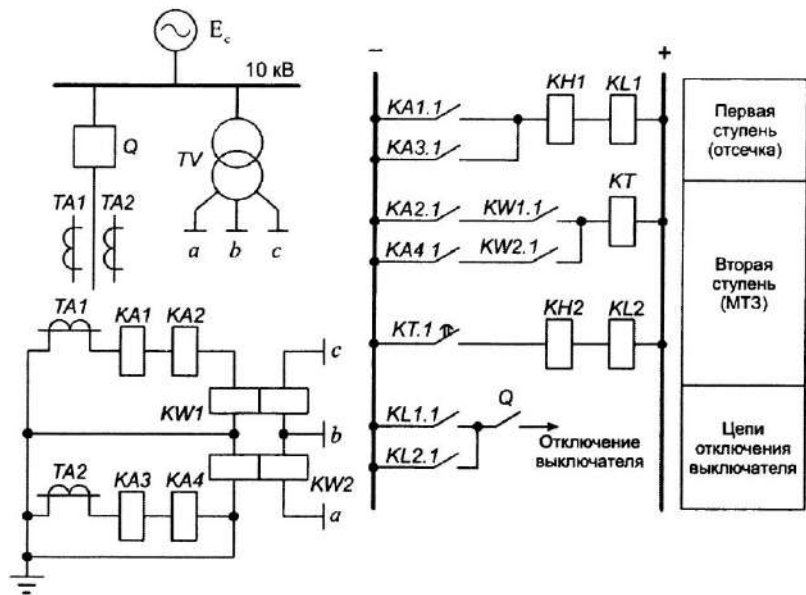


Рис. 3.14. Схема двухступенчатых токовых направленных защит, устанавливаемых на линии W5 на подстанциях № 4 и 3

Это значение (0,69 Ом) меньше допустимого (1,6 Ом). Следовательно, режим работы ТТ в защите, установленной на линии W5 на подстанции № 4, соответствует требованиям, при выполнении которых полная погрешность ТТ не превысит 10 %.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на подстанции № 3:

$$k_{10} = I_{1 \text{ РАСЧ}} / I_{1 \text{ НОМ ТТ}} = 1,1 \cdot I_{\text{СЗ W53-1}} / I_{1 \text{ НОМ ТТ}} = 2448 / 400 = 6,1.$$

По кривым предельной кратности для ТПЛ-10 (см. прил. 5) определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 1,7 Ом.

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{\text{Н РАСЧ}} = 2 \cdot R_{\text{ПР}} + Z_{\text{РТ-40/50}} + Z_{\text{РТ-40/20}} + Z_{\text{РБМ 171}} + R_{\text{ПЕР}}.$$

Здесь $Z_{\text{РТ-40}} = \frac{S_p}{I_{\text{СР МИН}}^2}$ – сопротивление реле РТ-40 при минималь-

ной уставке; S_p и $I_{\text{СР МИН}}$ – расчетная мощность реле и минимальный ток срабатывания реле (для реле РТ-40/50 $S_p = 0,8 \text{ ВА}$, $I_{\text{СР МИН}} = 12,5 \text{ А}$; для реле РТ-40/20 $S_p = 0,5 \text{ ВА}$, $I_{\text{СР МИН}} = 5 \text{ А}$); $Z_{\text{РБМ 171}}$ – сопротивление токовой катушки реле РБМ-171 ($Z_{\text{РБМ 171}} = 0,4 \text{ Ом}$) [9]; $R_{\text{ПР}}$ – активное

сопротивление проводников в сигнальном кабеле (можно принять $R_{\text{ПР}} = 0,05 \text{ Ом}$); $R_{\text{ПЕР}}$ – активное сопротивление переходных контактов (можно принять $R_{\text{ПЕР}} = 0,1 \text{ Ом}$).

Значение расчетного наибольшего сопротивления:

$$Z_{\text{Н РАСЧ}} = 2 \cdot 0,05 + 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (5)^2 + 0,4 + 0,1 = 0,63 \text{ Ом}.$$

Это значение (0,63 Ом) меньше допустимого (1,7 Ом). Следовательно, полная погрешность ТТ защиты, установленной на линии W5 на подстанции № 3, также не превысит 10 %.

Таким образом, решения, принятые при выборе схем защит, устанавливаемых на линии W5, ТТ и реле, можно считать приемлемыми.

Определяется длина мертвой зоны направленной защиты при близких КЗ при питании со стороны подстанции № 4:

$$l_{\text{МЗ}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{T}} \cdot S_{\text{СРМИН}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{УД}} \cdot (I_{\text{КМАХ W5K6}}^{(3)})^2 \cdot \cos(\varphi_{\text{P}} + \alpha)},$$

где $S_{\text{СРМИН}}$ – минимальная мощность срабатывания реле при токе в линии при трехфазном КЗ на границе мертвой зоны (для приближенных расчетов его значение можно принять равным значению тока КЗ в месте установки направленной защиты при повреждении в расчетной точке К6);

$\alpha = (90^\circ - \gamma_{\text{Н}})$ – угол, дополняющий $\gamma_{\text{Н}}$ до 90° (для РБМ-171/1 будет равен 45°).

Для выбранной 90-градусной схемы включения реле направления мощности ($\varphi_{\text{P}} = \varphi_{\text{K}} - 90^\circ$):

$$\varphi_{\text{K}} = \arctg \frac{x_{\text{УД}}}{r_{\text{УД}}} = \arctg \frac{0,4}{0,2} = 63^\circ, \quad \varphi_{\text{P}} = 63^\circ - 90^\circ = 27^\circ,$$

где $x_{\text{УД}}$ и $r_{\text{УД}}$ – удельное индуктивное и активное сопротивления линии W5 ($x_{\text{УД}} = 0,4 \text{ Ом/км}$ и $r_{\text{УД}} = 0,2 \text{ Ом/км}$).

Полное удельное сопротивление линии:

$$z_{\text{УД}} = \sqrt{0,4^2 + 0,2^2} = 0,45 \text{ Ом/км},$$

$k_{\text{T}} = 400/5$ – коэффициент трансформации ТТ; $k_{\text{Н}} = 10\,000/100$ – коэффициент трансформации ТН; $I_{\text{К6}}^{(3)} = 4290 \text{ А}$.

Мощность срабатывания реле при номинальном токе равна 4 В·А [13].

Длина мертвой зоны при токе, превышающем номинальный в 10 раз:

$$l_{\text{МЗ}} = \frac{100 \cdot 80 \cdot 10 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 0,45 \cdot (4500)^2 \cdot \cos(27 + 45)} = 0,07 \text{ км}.$$

По отношению к длине всей линии в процентах это составляет:

$$I_{\text{мз}} \% = \frac{I_{\text{мз}}}{I_{\text{л}}} 100 \% = \frac{0,07}{4} \cdot 100 \% = 2 \%$$

Расчетная длина мертвой зоны для защиты, установленной на линии W5 на подстанции № 3, также не превышает 2 % длины линии.

Учитывая, что при КЗ в этих зонах (со стороны подстанций № 4 и 3) должны срабатывать соответствующие первые ступени защит – ненаправленные селективные токовые отсекки, можно считать протяженность мертвых зон приемлемой.

3.4.5. Защиты, устанавливаемые на трансформаторе Т2 35/10 кВ

На трансформаторе Т2 устанавливается такой же комплект защит, как и на трансформаторе Т1.

Газовая защита – на основе реле типа РГЧЗ-66. В защите используются контакты первой (на сигнал) и второй (на отключение) ступенной защиты.

Величины, необходимые для выбора уставок дифференциальной защиты, устанавливаемой на трансформаторе Т1, приведены в табл. 3.11.

Средние значения первичных и вторичных номинальных токов в плечах защиты приведены в табл. 3.12.

Учитывая результаты выбора параметров срабатывания дифференциальной защиты трансформатора Т1, можно не проверять возможность использования дифференциальной токовой отсекки на основе реле РТ-40 и дифференциальной токовой защиты с промежуточными насыщающимися трансформаторами на основе реле РНТ-560.

Выбираются параметры срабатывания дифференциальной защиты с торможением на реле типа ДЗТ-11 для трансформатора Т2.

Определяются параметры дифференциальной защиты с торможением.

Первичный ток небаланса, приведенный к стороне 35 кВ, без учета третьей составляющей тока небаланса, обусловленной неточностью выравнивания м.д.с. плеч защиты:

$$I_{\text{НБ}} = (k_{\text{АПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}}) \cdot I_{\text{К МАХТ2 К7(35)}}^{(3)}$$

$$I_{\text{НБ}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09) \cdot 1420 = 270 \text{ А.}$$

Таблица 3.11

Наименование величины	Численное значение
Максимальный сквозной ток при трехфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внешней стороны), приведенный к стороне 10 кВ (НН), $I_{K\text{MAX} T2 K7}^{(3)}$, кА	4,98
Максимальный сквозной ток при трехфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внешней стороны), приведенный к стороне 35 кВ (ВН), $I_{K\text{MAX} T2 K7(35)}^{(3)}$, кА	$\frac{4,98}{35/10} = 1,42$
Минимальный ток при двухфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внутренней стороны), приведенный к стороне 10 кВ (НН), $I_{K\text{MIN} T2 K7}^{(2)}$, кА	3,94
Минимальный ток при двухфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внутренней стороны), приведенный к стороне 35 кВ (ВН), $I_{K\text{MIN} T2 K7(35)}^{(2)}$, кА	$\frac{3,94}{35/10} = 1,13$

Таблица 3.12

Наименование величины	Численное значение для стороны	
	35 кВ	10 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора $I_{1\text{ВН}}, I_{1\text{НН}}$	$\frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165$	$\frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,4$
Коэффициенты трансформации ТТ $k_{\text{ТТВН}}, k_{\text{ТТНН}}$	$\frac{400}{5}$	$\frac{800}{5}$
Схема соединения ТТ	Δ	Y
Коэффициенты схемы $k_{\text{СХВН}}, k_{\text{СХНН}}$	$\sqrt{3}$	1
Вторичные токи в плечах защиты $I_{2\text{ВН}}, I_{2\text{НН}}$, А	$\frac{165 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 3,57$	$\frac{577,4 \cdot 1}{800/5} = 3,6$

Ток срабатывания защиты выбирается только по условию отстройки от броска тока намагничивания при минимальном коэф-

фиците трансформации силового трансформатора, соответствующем крайнему положению регулятора:

$$I_{\text{СЗВН}} = 1,5 \cdot I_{1\text{ВН}};$$

$$I_{\text{СЗВН}} = 1,5 \frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot (1-0,09)} = 272 \text{ А.}$$

Определяется число витков обмоток реле ДЗТ (табл. 3.13).

Таблица 3.13

Наименование величины	Численное значение
Ток срабатывания реле на стороне ВН $I_{\text{СРВН}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 272}{400/5} = 5,9 \text{ А}$
Расчетное число витков обмотки реле на стороне ВН $w_{\text{ВН РАСЧ}}$	$\frac{100}{5,9} = 16,9 \text{ витка}$
Выбранное (ближайшее целое) число витков $w_{\text{ВН}}$	17 витков
Ток срабатывания реле с учетом принятого числа витков $I_{\text{СРВН}}$	$\frac{100}{17} = 5,9 \text{ А}$
Ток срабатывания защиты на стороне ВН $I_{\text{СЗВН}}$	$5,9 \cdot \frac{400/5}{\sqrt{3}} = 273 \text{ А}$
Ток срабатывания защиты, приведенный к стороне НН $I_{\text{СЗНН}}$	$273 \cdot \frac{35 \cdot (1-0,09)}{10} = 869,5 \text{ А}$
Расчетное число витков обмотки реле на стороне НН $w_{\text{НН РАСЧ}}$	$17 \cdot \frac{3,57}{3,6} = 16,86 \text{ витка}$
Выбирается (ближайшее целое) число витков $w_{\text{НН}}$	17 витков
Третья составляющая тока небаланса	$\left \frac{16,86 - 17}{16,86} \right \cdot 1460 = 12,3 \text{ А}$
Ток небаланса с учетом третьей составляющей $I_{\text{НБ}}$	$277 + 12,3 = 289,3 \text{ А}$
Выбирается число витков уравнивающей обмотки на стороне НН $w_{\text{УР1}} = w_{\text{НН}}$	17 витков
Выбирается число витков уравнивающей обмотки на стороне ВН $w_{\text{УР2}} = w_{\text{ВН}}$	17 витков
Абсолютная погрешность выравнивания м.д.с. обмоток в плечах защиты ΔF	$ 17 \cdot 3,6 - 17 \cdot 3,57 = 0,5 \text{ А} \ll 100 \text{ А}$

Схема включения обмоток реле показана на рис. 3.11.

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 10 кВ.

Расчетное число витков тормозной обмотки:

$$w_T \geq \frac{k_3 I_{\text{НБНН}} \cdot w_P}{I_{\text{К МАХ Т2К7}}^{(3)} \cdot \text{tg}\alpha} = \frac{1,5 \cdot 882 \cdot 17}{5100 \cdot 0,87} = 5 \text{ ВИТКОВ.}$$

Здесь $I_{\text{НБ}}$ — ток небаланса, приведенный к стороне ВН 35 кВ с использованием минимального коэффициента трансформации силового трансформатора:

$$I_{\text{НБНН}} = I_{\text{НБВН}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}} \cdot (1 - \Delta U)}{U_{\text{НН}}} \right) = 270 \cdot \left(\frac{35 \cdot (1 - 0,09)}{10} \right) = 860 \text{ А;}$$

w_P — расчетное число витков рабочей обмотки в плече защиты, где включена тормозная обмотка ($w_P = 17$);

$\text{tg}\alpha$ — тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к тормозной характеристике реле (для реле ДЗТ-11 $\text{tg}\alpha = 0,87$, [4]);

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

Выбирается $w_T = 5$ [4].

Проверяется чувствительность защиты. Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{Р МИН}}}{I_{\text{СР}}} = \frac{24,4}{5,9} = 4.$$

Здесь $I_{\text{Р МИН}} = \frac{k_{\text{СХ ВН}} I_{\text{К МИН Т2К7(35)}}^{(2)}}{k_{\text{Т ВН}}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1130}{400/5} = 24,4 \text{ А}$ — ток в реле

на стороне ВН 35 кВ, соответствующий минимальному току КЗ, при котором дифференциальная защита должна срабатывать; $I_{\text{СР}}$ — ток срабатывания реле.

Как видно, $k_{\text{Ч}} > 2$, то есть дифференциальная защита трансформатора Т2 на основе реле ДЗТ-11 удовлетворяет требованиям по чувствительности.

Ток срабатывания МТЗ трансформатора Т2 для выявления внешних КЗ защиты определяется по условиям отстройки от токов в максимальных рабочих режимах и от токов самозапуска, возникающих в послеаварийном режиме в обмотках трансформатора Т2:

$$I_{\text{СЗ Т2}} \geq I_{\text{РАБ МАХ Т2}};$$

$$I_{\text{СЗ Т2}} = \frac{k_3}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{СЗАП Т2}};$$

где $I_{\text{РАБ МАХ Т2}}$ и $I_{\text{СЗАП Т2}}$ — максимальный рабочий ток и максимальный ток самозапуска в послеаварийном режиме в обмотке ВН трансформатора соответственно;

k_3 и k_B — коэффициенты запаса и возврата соответственно.

Максимальный рабочий ток трансформатора:

$$I_{\text{РАБ МАХ Т2}} = k_{\text{ПЕР}} \cdot I_{\text{НОМ Т2}} = 1,4 \cdot 165 = 231 \text{ А.}$$

Здесь $k_{\text{ПЕР}}$ — коэффициент допустимой перегрузки трансформатора (можно принять $k_{\text{ПЕР}} = 1,4$).

Максимальный ток самозапуска в обмотке трансформатора Т2 возникает в послеаварийном режиме после отключения защиты нагрузки Н4 (когда питание нагрузок Н4 и Н5 осуществляется по линии W5) и восстановления напряжения на шинах 10 кВ подстанции № 3. Этот ток самозапуска обусловлен электродвигателями в нагрузках Н3 и Н5:

$$I_{\text{СЗАП Т2}} = k_{\text{СЗ Н3}} \cdot \frac{S_{\text{Н3}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} + k_{\text{СЗ Н5}} \cdot \frac{S_{\text{Н5}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}.$$

Здесь $U_{\text{НОМ}}$ — номинальное напряжение (для стороны ВН трансформатора $U_{\text{НОМ}} = 35$ кВ); $k_{\text{СЗ Н3}}$ и $k_{\text{СЗ Н5}}$ — коэффициенты самозапуска для нагрузок Н3 и Н5 соответственно.

Ток самозапуска на стороне 35 кВ трансформатора:

$$I_{\text{СЗАП Т2}} = \frac{2,3 \cdot 3500}{\sqrt{3} \cdot 35} + \frac{2,2 \cdot 4500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 297 \text{ А.}$$

Оба указанных условия выполняются, если ток срабатывания определить так:

$$I_{\text{СЗ Т2}} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{\text{СЗАП Т2}} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 297 = 419 \text{ А.}$$

Кроме этого, МТЗ от внешних КЗ должна быть согласована с защитами, установленными на линии W5 и на линии, отходящей к нагрузке Н3 по току и по времени:

$$I_{\text{СЗ Т2}} = k_0 \cdot I_{\text{СЗ W5-2}}; \quad t_{\text{СЗ Т2}} = I_{\text{СЗ W5-2}} + \Delta t.$$

Здесь k_0 — коэффициент отстройки ($k_0 = 1,1$); Δt — ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с).

По условию отстройки по току (на стороне 35 кВ) от защиты линии W5 будем иметь:

$$I_{\text{СЗ Т2}} = 1,1 \cdot 808 \cdot 10/35 = 254 \text{ А.}$$

С учетом этого выбираются:

$$I_{C3T2} = 419 \text{ А}; t_{C3T2} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ от внешних КЗ (РТ-40 при схеме соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле «неполная звезда–неполная звезда»):

$$I_{CPT2} = I_{C3T2} / k_T = 419 / 80 = 5,2 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 А до 10 А. Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ за трансформатором:

$$k_{\text{ч}} = I_{K \text{ MIN T2 K7(35)}}^{(2)} / I_{C3T2} = 1130/419 = 2,7 > 1,5.$$

Требование по чувствительности выполняется.

Выбираются вспомогательные реле [13].

Реле времени для МТЗ от внешних КЗ – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 секунд и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Выбираются параметры МТЗ трансформатора Т2 от перегрузки.

Первичный ток срабатывания определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН 35 кВ, где установлена защита:

$$I_{C3PT2} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{\text{НОМ T2}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 165 = 203,8 \text{ А,}$$

где k_3 – коэффициент запаса (принимается равным 1,05).

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

Ток срабатывания реле РТ-40:

$$I_{CPT1} = \frac{k_{\text{CX}} \cdot I_{C3PT1}}{k_T} = 203,8/80 = 2,5 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/6.

Выдержка времени защиты от перегрузки должна быть согласована с выдержками времени МТЗ, установленных на всех присоединениях к шине 10 кВ трансформатора (так же как и МТЗ от внешних КЗ):

$$I_{C3PT2} = I_{C3T2} = 2 \text{ с.}$$

Реле времени для МТЗ от перегрузок – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 секунд и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Защита от перегрузки выполняется с действием на сигнал.

Защиты трансформатора Т2 выполняются по схеме, приведенной на рис. 3.12 для трансформатора Т1.

3.4.6. Защита блока «линия–трансформатор» W4–Т3

В соответствии с требованиями ПУЭ для блока «линия–трансформатор» в начале линии со стороны источника питания должны быть установлены защиты, обеспечивающие выявление повреждений в линии и в трансформаторе:

– токовая отсечка для выявления междуфазных замыканий на линии и в трансформаторе;

– МТЗ для выявления повреждений вне зоны действия токовой отсечки;

– газовая защита с действием на сигнал для выявления повреждений внутри трансформатора;

– МТЗ для выявления внешних КЗ, сопровождающихся недопустимыми для трансформатора токами;

– МТЗ от перегрузок.

Определяется возможность применения селективной токовой отсечки.

Выбирается ток срабатывания токовой отсечки по условию отстройки от тока КЗ за трансформатором Т3 (точка К6):

$$I_{CO\ W4} = k_3 \cdot I_{K\ MAX\ W4\ K6}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 4500 \cdot 10 / 35 = 1542 \text{ А.}$$

Оценивается чувствительность по минимальному току КЗ на выводах 35 кВ трансформатора [4]:

$$k_{\text{ч}} = \left(I_{K\ MIN\ W4\ K5}^{(2)} \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right) / I_{CO\ W4} = (7130 \cdot 10 / 35) / 1542 = 1,3 < 1,5.$$

Видно, что чувствительность селективной отсечки недостаточна для использования ее в качестве основной защиты. Основной защитой может служить комбинированная отсечка.

Выбирается ток срабатывания комбинированной отсечки:

$$I_{CKO\ W4} = \left(I_{K\ MIN\ W4\ K5}^{(2)} \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right) / k_{\text{ч доп}} = (7130 \cdot 10 / 35) / 1,5 = 1360 \text{ А,}$$

где $k_{\text{ч доп}}$ – допустимое значение коэффициента чувствительности для основной защиты линии W4 ($k_{\text{ч доп}} = 1,5$).

Проверяется выполнение условия отстройки защиты от максимальных токов самозапуска, возникающих в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{СКО W4}} \geq I_{\text{СКО W4}} \geq k_3 \cdot k_{\text{CЗ}} \cdot I_{\text{НОМ T3 ВН}} = 1,2 \cdot 2,3 \cdot 165 = 455 \text{ А.}$$

Здесь $k_{\text{CЗ}}$ – коэффициент самозапуска (учитывая значения коэффициентов самозапуска для нагрузок Н3, Н4, Н5, можно принять $k_{\text{CЗ}} = 2,3$).

Условие отстройки выполняется.

Проверяется отстройка от бросков тока намагничивания трансформатора:

$$I_{\text{СКО W4}} \geq (4 - 5) \cdot I_{\text{НОМ T3 ВН}} = (4 - 5) \cdot 165 = (660 - 825) \text{ А.}$$

Отстройка обеспечивается.

Выбирается напряжение срабатывания комбинированной отсечки по условию, обеспечивающему ее несрабатывание при КЗ за трансформатором на стороне НН (в расчетной точке К6):

$$U_{\text{СКО W4}} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{СКО W4}} \cdot (z_{\text{W4}} + z_{\text{T3}})}{k_3}.$$

Здесь k_3 – коэффициент запаса; z_{W4} и z_{T3} – сопротивления линии W4 и трансформатора T3 (приведенные к стороне 35 кВ) соответственно.

Значения сопротивлений определяются так:

$$z_{\text{W4}} = \left(\frac{U_{\text{НОМ W4}}}{U_{\text{НОМ Б}}} \right)^2 \cdot \sqrt{R_{\text{W4}}^2 + X_{\text{W4}}^2} = \left(\frac{35}{10} \right)^2 \cdot \sqrt{(0,1)^2 + (0,1)^2} = 1,7 \text{ Ом;}$$

$$z_{\text{T3}} = \left(\frac{U_{\text{НОМ T3}}}{U_{\text{НОМ Б}}} \right)^2 \cdot \sqrt{R_{\text{T3}}^2 + X_{\text{T3}}^2} = \left(\frac{35}{10} \right)^2 \cdot \sqrt{(0,065)^2 + (0,75)^2} = 9,2 \text{ Ом;}$$

Условие выполняется при следующем значении напряжения срабатывания:

$$U_{\text{СКО W4}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1360 \cdot (1,7 + 9,2)}{1,2} = 21,4 \text{ кВ.}$$

Это значение составляет 0,61 номинального напряжения (35 кВ); таким образом, можно принять $U_{\text{СКО W4}} = 21,4 \text{ кВ}$.

Проверяется чувствительность комбинированной отсечки по напряжению. Остаточное напряжение в месте установки комбинированной отсечки должно быть ниже напряжения срабатывания при КЗ на выводах ВН трансформатора:

$$k_{\text{ЧН}} = U_{\text{СКО W4}} / U_{\text{ОСТ}} \geq 1,5.$$

Здесь $U_{\text{ост}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{к макс W4 K5}} \cdot z_{\text{W4}} = \sqrt{3} \cdot 9,9 \cdot 1,7 \cdot (10/35) = 8,3 \text{ кВ}$.

При этом $k_{\text{чн}} = 21,4 / 8,3 = 2,6 > 1,5$.

Чувствительность комбинированной отсечки по току и по напряжению приемлема, и эта отсечка может быть использована как основная защита блока «линия—трансформатор» W4—Т3.

Выбираются ТТ для линии W4 35 кВ типа ТФНД-35 с коэффициентом трансформации $k_{\text{T}} = 400/5$. Схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле — «неполная звезда—неполная звезда».

Определяется ток срабатывания реле тока комбинированной отсечки:

$$I_{\text{СКО W4}} = \frac{k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{СКО W4}}}{k_{\text{T}}} = \frac{1 \cdot 1360}{80} = 17 \text{ А}.$$

Выбирается реле РТ-40/50.

Выбирается напряжение срабатывания реле напряжения комбинированной отсечки:

$$U_{\text{СР КО W4}} = \frac{U_{\text{СКО W4}}}{k_{\text{Н}}} = \frac{21,4 \cdot 0,1}{35} = 61 \text{ В}.$$

Здесь $k_{\text{Н}}$ — коэффициент трансформации ТН ($k_{\text{Н}} = 35/0,1$).

Выбирается реле минимального напряжения РН-54/160 с диапазоном уставок от 40 В до 160 В.

Определяются параметры срабатывания МТЗ, устанавливаемой на линии W4. Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{СЗ МТЗ W4}} = \frac{k_3 \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМ ТЗ ВН}} = \frac{1,2 \cdot 2,3}{0,85} \cdot 165 = 536 \text{ А}.$$

Здесь $k_{\text{СЗ}}$ — коэффициент самозапуска (учитывая параметры нагрузок Н3, Н4, Н5, можно принять $k_{\text{СЗ}} = 2,3$).

Коэффициент чувствительности в режиме основного действия защиты:

$$k_{\text{Ч ОСН}} = \frac{I_{\text{К МИН W4 K6 ВН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ МТЗ}}} = \frac{10}{35} \cdot \frac{3,59}{0,536} = 1,9 > 1,5.$$

Необходимая чувствительность обеспечивается.

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{СР МТЗ W4}} = I_{\text{СЗ МТЗ W4}} \cdot k_{\text{СХ}} / k_{\text{T}} = 536 / 80 = 6,7 \text{ А}.$$

Выбирается реле РТ-40/10.

Определяется выдержка времени срабатывания МТЗ:

$$t_{\text{СЗ МТЗ W4}} = t_{\text{СЗ W54-2}} + \Delta t = 1,2 + 0,5 = 1,7 \text{ с}.$$

Выбирается реле времени для МТЗ линии W4 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Выбираются параметры МТЗ от перегрузки. Защита от перегрузки выполняется с действием на сигнал.

Первичный ток срабатывания определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН 35 кВ, где установлена защита:

$$I_{\text{СЗП W4}} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{\text{НОМ МТЗ}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 165 = 203,8 \text{ А.}$$

Здесь k_3 – коэффициент запаса (принимается равным 1,05).

Защита подключена к тем же ТТ, что и МТЗ.

Ток срабатывания реле РТ-40:

$$I_{\text{СРП W4}} = \frac{k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{СЗП W4}}}{k_T} = 203,8 / 80 = 2,5 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/6.

Выдержка времени защиты от перегрузки должна быть согласована с выдержками времени МТЗ, установленных на всех присоединениях к шине 10 кВ трансформатора (так же как и МТЗ):

$$t_{\text{СЗП W4}} = t_{\text{СЗ W54-2}} + \Delta t = 1,2 + 0,5 = 1,7 \text{ с.}$$

Реле времени для МТЗ от перегрузок – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 секунд и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Схема защит блока «линия–трансформатор» W4–ТЗ показана на рис. 3.15.

Производится проверка ТТ на 10%-ную погрешность.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на линии W4:

$$k_{10} = I_{\text{РАСЧ}} / I_{\text{НОМ ТТ}} = 1,1 \cdot I_{\text{СКО W4}} / I_{\text{НОМ ТТ}} = 1,1 \cdot 1360 / 400 = 3,74.$$

По кривым предельной кратности (прил. 5) для ТФНД-35 определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 6 Ом.

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{\text{Н РАСЧ}} = 2 \cdot R_{\text{ПР}} + Z_{\text{РТ-40/50}} + 2 \cdot Z_{\text{РТ-40/10}} + Z_{\text{РТ-40/6}} + R_{\text{ПЕР}}.$$

Здесь $Z_{\text{РТ-40}} = \frac{S_p}{I_{\text{СР МИН}}^2}$ – сопротивление реле РТ-40 при минимальной уставке; S_p и $I_{\text{СР МИН}}$ – расчетная мощность реле и минимальный

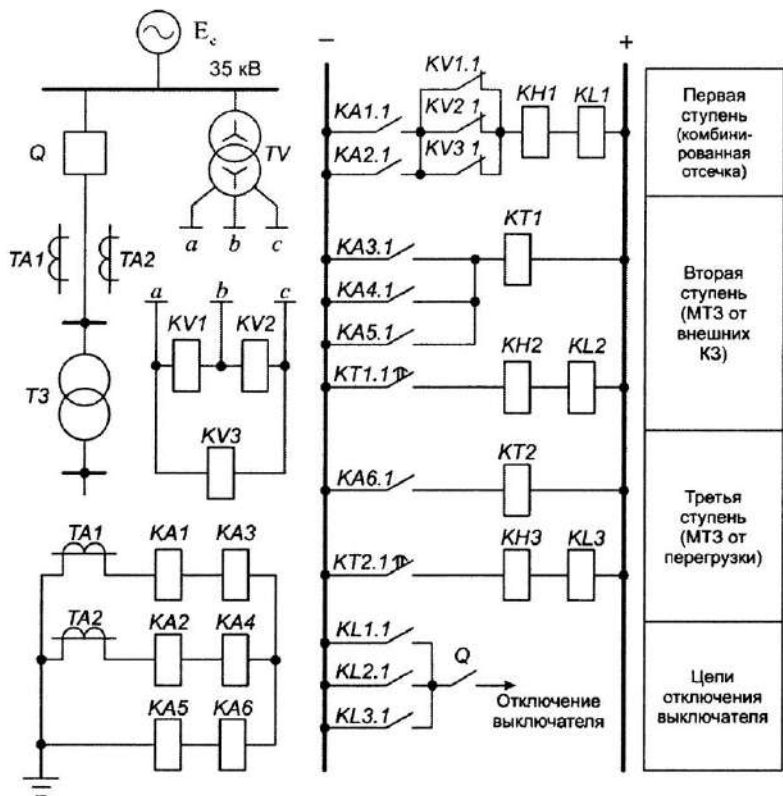


Рис. 3.15. Схема защиты, устанавливаемой на блоке «линия–трансформатор» W4–Т3

ток срабатывания реле (для реле РТ-40/50 $S_p = 0,8 \text{ BA}$, $I_{CP \text{ MIN}} = 12,5 \text{ A}$; для реле РТ-40/10 $S_p = 0,5 \text{ BA}$, $I_{CP \text{ MIN}} = 2,5 \text{ A}$; для реле РТ-40/10 $S_p = 0,5 \text{ BA}$, $I_{CP \text{ MIN}} = 1,5 \text{ A}$) [9]; $r_{\text{ПР}}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле (можно принять $r_{\text{ПР}} = 0,05 \text{ Ом}$); $r_{\text{ПЕР}}$ – активное сопротивление переходных контактов (можно принять $r_{\text{ПЕР}} = 0,1 \text{ Ом}$).

Значение расчетного наибольшего сопротивления:

$$Z_{\text{Н РАСЧ}} = 2 \cdot 0,05 + 0,8 / (12,5)^2 + 2 \cdot 0,5 / (2,5)^2 + 0,5 / (1,5)^2 + 0,1 = 0,59 \text{ Ом}.$$

Это значение (0,59 Ом) меньше допустимого (6 Ом). Следовательно, полная погрешность ТТ защиты, установленной на линии W4 на подстанции №4, не превысит 10 %.

Таким образом, решения, принятые при выборе схем защит, устанавливаемых на линии W4, можно считать приемлемыми.

3.4.7. Защита, устанавливаемая на линии W3

Линия W3 35 кВ может использоваться для передачи электрической энергии в двух направлениях. Поэтому на ней целесообразно установить отдельные токовые направленные двухступенчатые защиты со стороны подстанций № 2 и 3.

Ток срабатывания первой ступени защиты (селективной токовой отсечки) на подстанции № 2 выбирается по условию отстройки от максимального тока КЗ в конце линии W3 в расчетной точке К4 при питании со стороны подстанции № 2:

$$I_{C3W32-1} \geq k_3 \cdot I_{K \text{ MAX } W3K4}^{(3)} = 1,2 \cdot 10 \cdot 300 \cdot 10 / 35 = 3530 \text{ А.}$$

На рис. 3.16, а показаны кривые изменения значений токов КЗ, приведенных к стороне 35 кВ, в месте установки защиты в зависимости от удаленности места КЗ от места установки защиты. Зона действия первой ступени защиты, определенная по этим кривым при двухфазных КЗ, составляет 0 % длины линии.

Это означает, что первая ступень защиты не сработает даже при КЗ в начале линии (двухфазном). Однако первую ступень все же целесообразно использовать в защите.

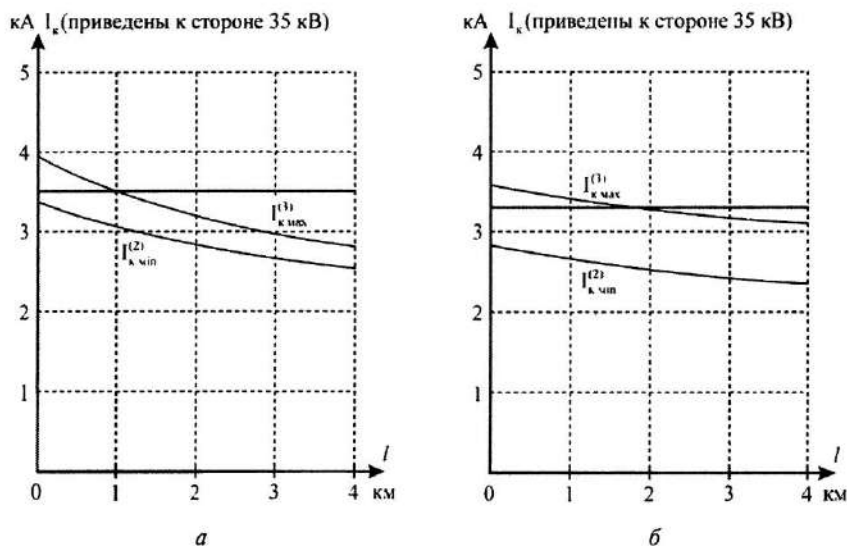


Рис. 3.16. Графики зависимостей токов КЗ в линии W3 (приведенные к стороне 35 кВ) от расстояния между питающей подстанцией и местом КЗ:

а – при питании со стороны подстанции № 2;

б – при питании со стороны подстанции № 3

ТТ для релейной защиты на линии W3 (подстанция № 2) – типа ТФНД-35М класса Р с коэффициентом трансформации 500/5. Схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле – «неполная звезда–неполная звезда».

Ток срабатывания реле первой ступени защиты:

$$I_{CP\ W32-1} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3\ W32-1}}{k_T} = \frac{1 \cdot 3530}{100} = 35,3 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/50 с диапазоном уставок от 12,5 А до 50 А.

Вторая ступень защиты – МТЗ. Ее ток срабатывания выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние в наиболее тяжелом для линии W3 послеаварийном режиме. Этот режим может возникнуть при самозапуске электродвигателей нагрузок Н3, Н4 и Н5, если в исходном нормальном режиме трансформаторы Т2 и Т3 получают питание по линии W3 (линия W1 выведена из работы, а секционный выключатель Q15 включен). В этих условиях в случае отключения головной линии W2, последующего ее включения устройством АПВ головной линии W2 и восстановления питания на шинах 35 кВ подстанции № 2 в линии W3 может возникнуть наибольший ток:

$$I_{C3АП\ W32} = I_{C3АП\ Н3} + I_{C3АП\ Н4} + I_{C3АП\ Н5} = \frac{2,3 \cdot 3500}{\sqrt{3} \cdot 35} + \frac{2,7 \cdot 2700}{\sqrt{3} \cdot 35} + \frac{2,2 \cdot 4500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 416,5 \text{ А.}$$

Здесь $I_{C3АП\ W32}$ – ток в линии W3 в месте установки защиты, обусловленный самозапуском электродвигателей в нагрузке Н3

$$\left(I_{C3АП\ Н3} = \frac{k_{C3\ Н3} \cdot S_{Н3}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ\ ВН}} \right), \text{ нагрузке Н4 } \left(I_{C3АП\ Н4} = \frac{k_{C3\ Н4} \cdot S_{Н4}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ\ ВН}} \right), \text{ нагрузке Н5}$$

$$\left(I_{C3АП\ Н5} = \frac{k_{C3\ Н5} \cdot S_{Н5}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ\ ВН}} \right), \text{ приведенный к стороне 35 кВ.}$$

Ток срабатывания второй ступени:

$$I_{C3\ W32-2} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{C3АП\ W32} = \frac{1,3}{0,85} \cdot 416,5 = 637 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле второй ступени:

$$I_{CP\ W32-2} = k_{CX} \cdot I_{C3\ W32-2} / k_T = 637 / 100 = 6,4 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности второй ступени защиты для основного действия:

$$k_{\text{ч}} = I_{K\ \text{MIN}\ W32} / I_{C3\ W32-2} = 8960 \cdot 10 / (637 \cdot 35) = 4 > 1,5.$$

Здесь $I_{K \text{ MIN W54}}^{(2)}$ – ток в месте установки защиты при двухфазном КЗ в расчетной точке К4 и питании со стороны подстанции № 2, приведенный к стороне 35 кВ.

Как видно, вторая ступень защиты имеет достаточную чувствительность.

Для второй ступени защиты выбирается реле тока РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 А до 10 А.

Выдержка времени защиты должна быть согласована с выдержкой времени срабатывания защиты, установленной на трансформаторе Т2:

$$t_{C3 \text{ W32-2}} = t_{C3 \text{ T2}} + \Delta t = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Реле времени для второй ступени защиты линии W3 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Реле направления мощности – РБМ-171 (включается по 90-градусной схеме).

Выбираются параметры защиты, устанавливаемой на линии W3 на подстанции № 3. Эта защита должна действовать при питании по линии W3 подстанции № 2, когда линия W2 выведена из работы и секционный выключатель Q15 на подстанции № 3 включен. Эту защиту целесообразно выполнить трехступенчатой, чтобы за счет второй ступени получить достаточно высокое быстродействие при КЗ на линии в мертвой зоне первой ступени защиты.

Ток срабатывания первой ступени защиты (селективной токовой отсечки):

$$I_{C3 \text{ W33-1}} \geq k_3 \cdot I_{K \text{ MAX W33 K2}}^{(3)} = 1,2 \cdot 9790 \cdot 10/35 = 3360 \text{ А.}$$

Графическим путем определяется зона действия первой ступени (рис. 3.16, б). Она так же, как и у первой ступени защиты, на стороне подстанции № 2 составляет 0 % длины линии. Тем не менее ее целесообразно использовать.

Выбираются ТТ для релейной защиты на линии W3 (подстанция № 3) – типа ТФНД-35 класса Р с коэффициентом трансформации 500/5 и схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле «неполная звезда–неполная звезда».

Ток срабатывания реле первой ступени:

$$I_{CP \text{ W33-1}} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3 \text{ W33-1}}}{k_T} = \frac{1 \cdot 3360}{100} = 33,6 \text{ А.}$$

Для первой ступени защиты выбирается реле РТ-40/50.

Ток срабатывания второй ступени (токовой отсечки с выдержкой времени срабатывания) выбирается по условию отстройки от тока КЗ при повреждении в конце зоны действия быстродействующей защиты трансформатора Т1:

$$I_{C3 W33-2} \geq k_3 \cdot I_{K \text{ MAX } W33 K8}^{(3)} = 1,2 \cdot 4460 \cdot 10/35 = 1530 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле второй ступени:

$$I_{CP W33-2} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3 W33-2}}{k_T} = \frac{1 \cdot 1530}{100} = 15,3 \text{ А.}$$

Для второй ступени защиты выбирается реле РТ-40/50.

Выдержка времени второй ступени защиты должна быть согласована со временем срабатывания быстродействующей защиты, установленной на трансформаторе Т1:

$$t_{C3 W33-2} = t_{C3 T1-0} + \Delta t = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ с.}$$

Ток срабатывания третьей ступени (МТЗ) выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние при наибольшем токе самозапуска, возникающем в линии W3. Режим с наибольшим током самозапуска в линии W3 может возникнуть после отключения головной линии W1, последующего ее включения устройством АПВ на подстанции № 1 и восстановления питания на шинах 35 кВ подстанции № 3.

Ток самозапуска равен:

$$I_{C3 \text{ АП } W33} = I_{C3 \text{ АП } H1} + I_{C3 \text{ АП } H2} + I_{C3 \text{ АП } W6} = \\ = \frac{2,8 \cdot 3000}{\sqrt{3} \cdot 35} + \frac{2,54 \cdot 2700}{\sqrt{3} \cdot 35} + \frac{1,2 \cdot 1430}{\sqrt{3} \cdot 35} = 280,3 \text{ А.}$$

Здесь $I_{C3 \text{ АП } W33}$ — ток в линии W3 в месте установки защиты, обусловленный самозапуском электродвигателей в нагрузке H1

$\left(I_{C3 \text{ АП } H1} = \frac{k_{C3 H1} \cdot S_{H1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}}} \right)$, нагрузке H2 $\left(I_{C3 \text{ АП } H2} = \frac{k_{C3 H2} \cdot S_{H2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}}} \right)$ и в линии W6

$\left(I_{C3 \text{ АП } W6} = \frac{k_{C3 W6} \cdot S_{W6}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}}} \right)$, приведенный к стороне 35 кВ; S_{W6} и $k_{C3 W6}$ —

максимальная мощность, передаваемая по линии W6 (сумма номинальных мощностей трансформаторов Т4, Т5, Т6), и общий коэффициент самозапуска для нагрузок этой линии (можно принять $k_{C3 W6} = 1,2$).

Ток срабатывания третьей ступени защиты:

$$I_{C3 W33-3} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{C3 \text{ АП } W33} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 280,3 = 396 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле третьей степени:

$$I_{CP\ W3-3} = k_{CX} \cdot I_{C3\ W33-32} / k_T = 396 / 100 = 4 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности третьей степени защиты в режиме основного действия:

$$k_{\text{ч}} = I_{K\ \text{MIN}\ W3}^{(2)} / I_{C3\ W33-3} = 8500 \cdot 10 / (396 \cdot 35) = 6,1 > 1,5.$$

Здесь $I_{K\ \text{MIN}\ W3}^{(2)}$ – ток в месте установки защиты при двухфазном КЗ в расчетной точке К2 и питании со стороны подстанции № 3.

Как видно, третья степень защиты имеет достаточную чувствительность.

Для третьей степени защиты выбирается реле тока РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 А до 10 А.

Выдержка времени защиты должна быть согласована с выдержкой времени срабатывания защиты, установленной на трансформаторе Т1:

$$t_{C3\ W33-2} = t_{C3\ T1} + \Delta t = 6 + 0,5 = 6,5 \text{ с.}$$

Реле времени для третьей степени защиты линии W3 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Реле направления мощности – РБМ-171 (включается по 90-градусной схеме).

Схема двухступенчатой токовой направленной защиты, устанавливаемой на линии W3 на подстанциях № 2 и № 3, показана на рис. 3.17.

Производится проверка ТТ на 10%-ную погрешность.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на подстанции № 3:

$$k_{10} = I_{PACЧ} / I_{НОМ\ ТТ} = 1,1 \cdot I_{C3\ W33-1} / I_{НОМ\ ТТ} = 1,1 \cdot 3360 / 500 = 7,3.$$

По кривым предельной кратности для ТФНД-35 (прил. 5) определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 4,6 Ом.

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{H\ PACЧ} = 2 \cdot R_{ПР} + 2 \cdot Z_{РТ-40/50} + Z_{РТ-40/10} + Z_{РБМ\ 171} + R_{ПЕР}.$$

Здесь $Z_{РТ-40} = \frac{S_P}{I_{CP\ \text{MIN}}^2}$ – сопротивление реле РТ-40 при минимальной уставке; S_P и $I_{CP\ \text{MIN}}$ – расчетная мощность реле и минимальный

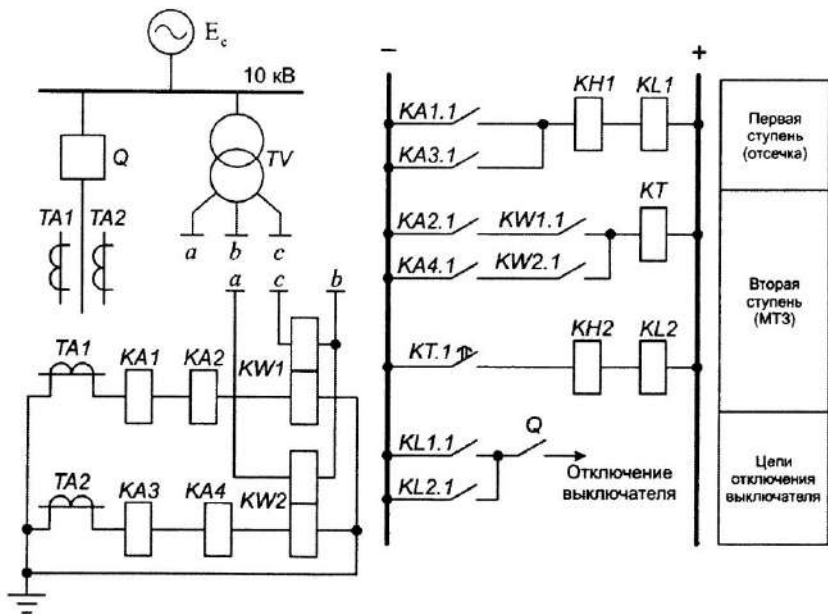


Рис. 3.17. Схема двухступенчатой токовой направленной защиты, устанавливаемой на линии W3 на подстанциях № 2 и № 3

ток срабатывания реле (для реле РТ-40/50 $S_p = 0,8$ ВА, $I_{CP\ MIN} = 12,5$ А; для реле РТ-40/10 $S_p = 0,5$ ВА, $I_{CP\ MIN} = 2,5$ А); $Z_{РБМ\ 171}$ – сопротивление токовой катушки реле РБМ-171 ($Z_{РБМ\ 171} = 0,4$ Ом) [9]; $R_{ПР}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле (можно принять $R_{ПР} = 0,05$ Ом); $R_{ПЕР}$ – активное сопротивление переходных контактов (можно принять $R_{ПЕР} = 0,1$ Ом).

Значение расчетного наибольшего сопротивления:

$$Z_{Н\ РАСЧ} = 2 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (2,5)^2 + 0,4 + 0,1 = 0,7 \text{ Ом.}$$

Это значение (0,7 Ом) меньше допустимого (4,6 Ом). Следовательно, режим работы ТТ в защите, установленной на линии W3 на подстанции № 3, соответствует требованиям, при выполнении которых полная погрешность ТТ не превысит 10 %.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на подстанции № 2:

$$k_{10} = I_{ПР\ АСЧ} / I_{НОМ\ ТТ} = 1,1 \cdot I_{СЗ\ W3-1} / I_{НОМ\ ТТ} = 1,1 \cdot 3530 / 500 = 7,8.$$

По кривым предельной кратности для ТФНД-35М (прил. 5) определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 4 Ом.

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{\text{Н РАСЧ}} = 2 \cdot R_{\text{ПР}} + 2 \cdot Z_{\text{РТ-40/50}} + Z_{\text{РТ-40/10}} + Z_{\text{РБМ 171}} + R_{\text{ПЕР}}$$

Значение расчетного наибольшего сопротивления:

$$Z_{\text{Н РАСЧ}} = 2 \cdot 0,05 + 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (2,5)^2 + 0,4 + 0,1 = 0,69 \text{ Ом.}$$

Это значение (0,69 Ом) меньше допустимого (4 Ом). Следовательно, режим работы ТТ в защите, установленной на линии W3 на подстанции № 2, также соответствует требованиям, при выполнении которых полная погрешность ТТ не превысит 10 %.

Таким образом, решения, принятые при выборе схем защит, устанавливаемых на линии W3, ТТ и реле, можно считать приемлемыми.

Определяется длина мертвой зоны направленной защиты при близких КЗ при питании со стороны подстанции № 2:

$$l_{\text{МЗ}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{Т}} \cdot S_{\text{СР МИН}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{УД}} \cdot (I_{\text{К МАХ W3K2}}^{(3)})^2 \cdot \cos(\varphi_{\text{Р}} + \alpha)},$$

где $S_{\text{СР МИН}}$ – минимальная мощность срабатывания реле при токе в линии при трехфазном КЗ на границе мертвой зоны (для приближенных расчетов его значение можно принять равным значению тока КЗ в месте установки направленной защиты при повреждении в расчетной точке К2);

$\alpha = (90^\circ - \gamma_{\text{Н}})$ – угол, дополняющий $\gamma_{\text{Н}}$ до 90° (для РБМ-171/1 равен 45°);

$k_{\text{Т}} = 500/5$ – коэффициент трансформации ТТ; $k_{\text{Н}} = 10\,000/100$ – коэффициент трансформации ТН; $I_{\text{К МАХ W3K2}}^{(3)} = 13\,800 \cdot 10/35 = 3940 \text{ А}$.

Для выбранной 90-градусной схемы включения реле направления мощности ($\varphi_{\text{Р}} = \varphi_{\text{К}} - 90^\circ$):

$$\varphi_{\text{К}} = \arctg \frac{x_{\text{УД}}}{r_{\text{УД}}} = \arctg \frac{0,4}{0,3} = 53^\circ, \quad \varphi_{\text{Р}} = 53^\circ - 90^\circ = 37^\circ,$$

где $x_{\text{УД}}$ и $r_{\text{УД}}$ – удельное индуктивное и активное сопротивления линии W3 ($x_{\text{УД}} = 0,4 \text{ Ом/км}$ и $r_{\text{УД}} = 0,3 \text{ Ом/км}$).

Полное удельное сопротивление линии:

$$z_{\text{УД}} = \sqrt{0,4^2 + 0,3^2} = 0,5 \text{ Ом/км.}$$

Мощность срабатывания реле при номинальном токе равна 4 В·А [9].

Длина мертвой зоны при токе, превышающем номинальный в 10 раз:

$$l_{мз} = \frac{100 \cdot 100 \cdot 10 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot (3940)^2 \cdot \cos(37 + 45)} = 0,2 \text{ км.}$$

По отношению к длине всей линии в процентах это составляет:

$$l_{мз} \% = \frac{l_{мз}}{l_{л}} \cdot 100 \% = \frac{0,2}{4} \cdot 100 \% = 5 \%$$

Расчетная длина мертвой зоны для защиты, установленной на линии W3 на подстанции № 3, также не превышает 5 % длины линии.

Учитывая, что при КЗ в этих зонах (со стороны подстанций № 2 и № 3) должны срабатывать соответствующие первые ступени защит – ненаправленные селективные токовые отсекки, можно считать протяженность мертвых зон приемлемой.

3.4.8. Защита, устанавливаемая на линии W1

На головной линии 35 кВ W1 на подстанции № 1 должна быть установлена трехступенчатая токовая защита.

Ток срабатывания первой ступени (селективной токовой отсекки):

$$I_{сз\ w1-1} = k_3 \cdot I_{к\ \max\ кз}^{(3)} = 1,2 \cdot 12\ 900 \cdot 10 / 35 = 4420 \text{ А.}$$

Проверяется отстройка от бросков тока намагничивания трансформаторов:

$$\begin{aligned} I_{сз\ w1-1} &\geq (4 - 5) \cdot (I_{н\ oм\ т1\ вн} + I_{н\ oм\ т2\ вн} + I_{н\ oм\ т3\ вн}) = \\ &= (4 - 5) \cdot 495 = (1980 - 2475) \text{ А} < 4420 \text{ А.} \end{aligned}$$

Отстройка обеспечивается.

Выбираются ТТ типа ТФНД-35М с коэффициентом трансформации $k_T = 1000/5$. Схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле – «неполная звезда–неполная звезда».

Ток срабатывания реле первой ступени:

$$I_{ср\ w1-1} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз\ w1-1}}{k_T} = \frac{1 \cdot 4420}{200} = 22,1 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/50.

Определяется зона действия первой ступени защиты (рис. 3.18). Протяженность этой зоны составляет 60 % длины линии W1.

Ток срабатывания второй ступени (токовой отсекки с выдержкой времени срабатывания) выбирается по условию отстройки от токов КЗ при повреждениях в конце зоны действия быстродействующей защиты трансформатора Т2 и первой ступени защиты линии W3:

$$I_{C3W1-2} \geq k_3 \cdot I_{K \text{ MAX } W1K7}^{(3)} = 1,2 \cdot 4980 \cdot 10/35 = 1700 \text{ A};$$

$$I_{C3W1-2} \geq k_3 \cdot I_{C3W33-1} = 1,2 \cdot 3360 = 4030 \text{ A}.$$

В этих условиях необходимо принять:

$$I_{C3W1-2} = 4030 \text{ A}.$$

Ток срабатывания реле второй ступени:

$$I_{CPW1-2} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3W1-2}}{k_T} = \frac{1 \cdot 4030}{200} = 20,2 \text{ A}.$$

Для второй ступени защиты выбирается реле РТ-40/50.

Выдержка времени второй ступени защиты должна быть согласована с временем срабатывания быстродействующих защит, установленных на трансформаторе Т2, линии W3 и линии W4:

$$t_{C3W1-2} = t_{C3W32-1} + \Delta t = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ с}.$$

Третья ступень защиты – МТЗ. Ее ток срабатывания выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние в наиболее тяжелом для линии W1 послеаварийном режиме. Этот режим может возникнуть при самозапуске электродвигателей всех нагрузок в сети (Н1–Н5), если в исходном нормальном режиме трансформаторы Т1, Т2 и Т3 получают питание по линии W1 (линия W2 выведена

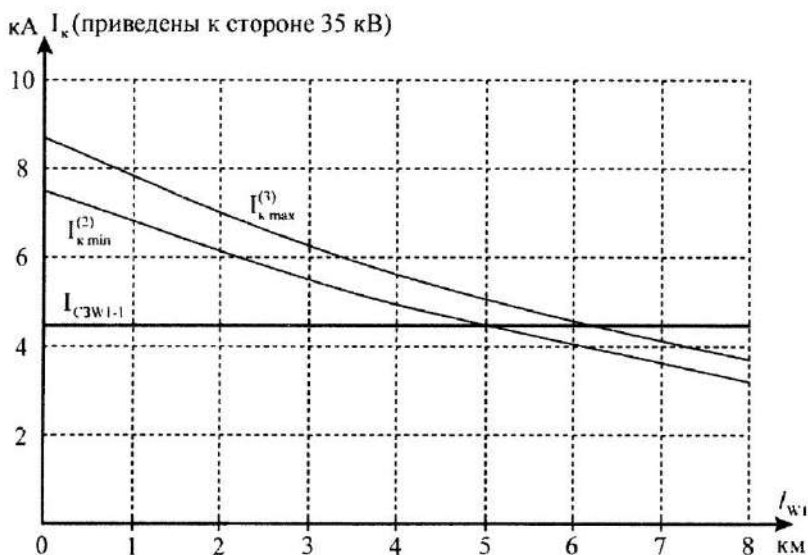


Рис. 3.18. Графики зависимостей токов КЗ в линии W1 от расстояния между питающей подстанцией № 1 и местом КЗ

из работы, а секционный выключатель Q15 на подстанции № 3 включен). В этих условиях, в случае отключения головной линии W1, последующего ее включения устройством АПВ и восстановления питания на шинах 35 кВ подстанций № 3 и 2, в линии W1 может возникнуть наибольший ток:

$$I_{\text{СЗАП W1}} = I_{\text{СЗАП Н1}} + I_{\text{СЗАП Н2}} + I_{\text{СЗАП Н3}} + I_{\text{СЗАП Н4}} + I_{\text{СЗАП Н5}} = \\ = \frac{2,8 \cdot 3000}{\sqrt{3} \cdot 35} + \frac{2,54 \cdot 2700}{\sqrt{3} \cdot 35} + \frac{2,3 \cdot 3500}{\sqrt{3} \cdot 35} + \frac{2,7 \cdot 2700}{\sqrt{3} \cdot 35} + \frac{2,2 \cdot 4500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 668,5 \text{ А.}$$

Здесь $I_{\text{СЗАП W1}}$ – ток в линии W1 в месте установки защиты, обусловленный самозапуском электродвигателей в нагрузке Н1

$$\left(I_{\text{СЗАП Н1}} = \frac{k_{\text{СЗН1}} \cdot S_{\text{Н1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}} \right), \text{ нагрузке Н2 } \left(I_{\text{СЗАП Н2}} = \frac{k_{\text{СЗН2}} \cdot S_{\text{Н2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}} \right), \text{ нагрузке Н3 } \\ \left(I_{\text{СЗАП Н3}} = \frac{k_{\text{СЗН3}} \cdot S_{\text{Н3}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}} \right), \text{ нагрузке Н4 } \left(I_{\text{СЗАП Н4}} = \frac{k_{\text{СЗН4}} \cdot S_{\text{Н4}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}} \right), \text{ нагрузке Н5 } \\ \left(I_{\text{СЗАП Н5}} = \frac{k_{\text{СЗН5}} \cdot S_{\text{Н5}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}} \right) \text{ и приведенный к стороне 35 кВ.}$$

Ток срабатывания третьей ступени:

$$I_{\text{СЗ W1-3}} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{\text{СЗАП W1}} = \frac{1,3}{0,85} \cdot 668,5 = 1022 \text{ А.}$$

При этом защита отстроена от максимального рабочего тока в линии W1, и можно принять:

$$I_{\text{СЗ W1-3}} = 1022 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле третьей ступени защиты:

$$I_{\text{СР W1-3}} = k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{СЗ W1-3}} / k_{\text{T}} = 1022 / 200 = 5,1 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени защиты в режиме основного действия:

$$k_{\text{Ч}} = I_{\text{К MIN W1 K3}}^{(2)} / I_{\text{СЗ W1-3}} = 11200 \cdot 10 / (1022 \cdot 35) = 3,1 > 1,5.$$

Здесь $I_{\text{К MIN W1 K3}}^{(2)}$ – ток в месте установки защиты на линии W1 при двухфазном КЗ в расчетной точке К3, приведенный к стороне 35 кВ.

Как видно, третья ступень защиты имеет достаточную чувствительность.

Для третьей ступени защиты выбирается реле тока РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 А до 10 А.

Выдержка времени третьей ступени защиты должна быть согласована с выдержкой времени срабатывания МТЗ, установлен-

ной на трансформаторе Т2, и третьей ступени защиты, установленной на линии W3 на подстанции № 3 (6,5 с):

$$t_{C3W1-3} = t_{C3W3-2} + \Delta t = 6,5 + 0,5 = 7 \text{ с.}$$

Реле времени для второй и третьей ступеней защиты линии W1 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Схема защиты, устанавливаемой на линии W1 на подстанции № 1, показана на рис. 3.19.

Производится проверка ТТ на 10%-ную погрешность.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на подстанции № 1:

$$k_{10} = I_{IPACЧ} / I_{ИНОМ ТТ} = 1,1 \cdot I_{C3W1-1} / I_{ИНОМ ТТ} = 1,1 \cdot 4420 / 1000 = 4,8.$$

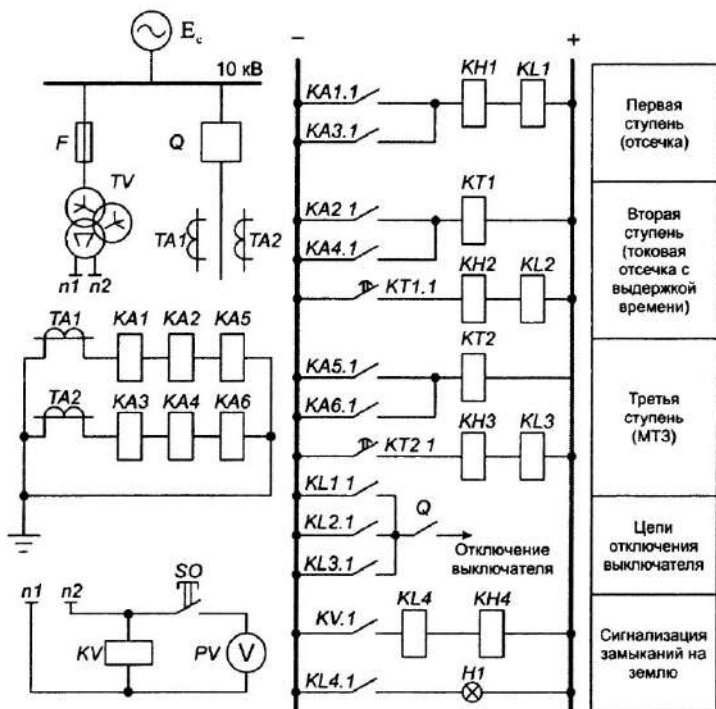


Рис. 3.19. Схема защиты, устанавливаемой на линии W1 на подстанции №1

По кривым предельной кратности для ТФНД-35М (прил. 5) определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 10 Ом. Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{Н\text{ РАСЧ}} = 2 \cdot R_{ПР} + 2 \cdot Z_{РТ-40/50} + Z_{РТ-40/10} + R_{ПЕР}.$$

Здесь $Z_{РТ-40} = \frac{S_p}{I_{СР\text{ МИН}}^2}$ – сопротивление реле РТ-40 при минимальной уставке; S_p и $I_{СР\text{ МИН}}$ – расчетная мощность реле и минимальный ток срабатывания реле (для реле РТ-40/50 $S_p = 0,8$ ВА, $I_{СР\text{ МИН}} = 12,5$ А; для реле РТ-40/10 $S_p = 0,5$ ВА, $I_{СР\text{ МИН}} = 2,5$ А) [9]; $R_{ПР}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле (можно принять $R_{ПР} = 0,05$ Ом); $R_{ПЕР}$ – активное сопротивление переходных контактов (можно принять $R_{ПЕР} = 0,1$ Ом).

Значение расчетного наибольшего сопротивления:

$$Z_{Н\text{ РАСЧ}} = 2 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (2,5)^2 + 0,1 = 0,29 \text{ Ом}.$$

Это значение (0,29 Ом) значительно меньше допустимого (10 Ом). Следовательно, в режиме работы ТТ защиты, установленной на линии W1 на подстанции № 1, полная погрешность ТТ не превысит 10 %.

3.4.9. Защита, устанавливаемая на линии W2

На головной линии 35 кВ W2 на подстанции № 1 должна быть установлена трехступенчатая токовая защита.

Ток срабатывания первой ступени (селективной токовой отсечки):

$$I_{СЗ\text{ W2-1}} = k_3 \cdot I_{К\text{ МАХ К2}}^{(3)} = 1,2 \cdot 13\,800 \cdot 10 / 35 = 4730 \text{ А}.$$

Проверяется отстройка от бросков тока намагничивания трансформаторов:

$$\begin{aligned} I_{СЗ\text{ W2-1}} &\geq (4 - 5) \cdot (I_{НОМ\text{ Т1 ВН}} + I_{НОМ\text{ Т2 ВН}} + I_{НОМ\text{ Т3 ВН}}) = \\ &= (4 - 5) \cdot 495 = (1980 - 2475) \text{ А} < 4730 \text{ А}. \end{aligned}$$

Отстройка обеспечивается.

Выбираются ТТ типа ТФНД-35М с коэффициентом трансформации $k_T = 1000/5$. Схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле – «неполная звезда–неполная звезда».

Ток срабатывания реле первой ступени:

$$I_{СР\text{ W2-1}} = \frac{k_{СХ} \cdot I_{СЗ\text{ W2-1}}}{k_T} = \frac{1 \cdot 4730}{200} = 23,7 \text{ А}.$$

Выбирается реле РТ-40/50.

Определяется зона действия первой ступени защиты (рис. 3.20). Протяженность этой зоны составляет 55 % длины линии W2.

Ток срабатывания второй ступени (токовой отсечки с выдержкой времени срабатывания) выбирается по условию отстройки от токов КЗ при повреждениях в конце зоны действия быстродействующей защиты трансформатора Т1 и первой ступени защиты линии W3 (на подстанции № 2):

$$I_{C3W2-2} \geq k_3 \cdot I_{K \text{ MAX } W2K8}^{(3)} = 1,2 \cdot 5100 \cdot 10/35 = 1750 \text{ A};$$

$$I_{C3W2-2} \geq k_3 \cdot I_{C3W32-1} = 1,2 \cdot 3530 = 4240 \text{ A.}$$

В этих условиях принято:

$$I_{C3W2-2} = 4240 \text{ A.}$$

Ток срабатывания реле второй ступени:

$$I_{CP \text{ W2-2}} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3W2-2}}{k_T} = \frac{1 \cdot 4240}{200} = 21,2 \text{ A.}$$

Для второй ступени защиты выбирается реле РТ-40/50.

Третья ступень защиты – МТЗ. Ее ток срабатывания выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние в наиболее тяжелом для линии W1 послеаварийном режиме. Этот режим может возникнуть при самозапуске электродвигателей всех нагрузок в сети (Н1 – Н5), если в исходном нормальном режиме трансформаторы Т1, Т2 и Т3 получают питание по линии W2 (линия W1



Рис. 3.20. Графики зависимостей токов КЗ в линии W2 от расстояния между питающей подстанцией № 1 и местом КЗ

выведена из работы, а секционный выключатель Q15 на подстанции № 3 включен). В этих условиях, в случае отключения головной линии W2, последующего ее включения устройством АПВ и восстановления питания на шинах 35 кВ подстанций № 2 и № 3 в линии W2 может возникнуть наибольший ток, так же как и в линии W1 в аналогичных условиях:

$$I_{\text{СЗАП W2}} = I_{\text{СЗАП N1}} + I_{\text{СЗАП N2}} + I_{\text{СЗАП N3}} + I_{\text{СЗАП N4}} + I_{\text{СЗАП N5}} = 668,5 \text{ А.}$$

Ток срабатывания третьей ступени:

$$I_{\text{СЗ W2-3}} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{\text{СЗАП W2}} = \frac{1,3}{0,85} \cdot 668,5 = 1022 \text{ А.}$$

При этом защита отстроена от максимального рабочего тока в линии W2 (495 А) и можно принять:

$$I_{\text{СЗ W2-3}} = 1022 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле третьей ступени защиты:

$$I_{\text{СР W2-3}} = k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{СЗ W2-3}} / k_{\text{T}} = 1022 / 200 = 5,1 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени защиты для основного действия:

$$k_{\text{Ч}} = I_{\text{К MIN W2 K2}}^{(2)} / I_{\text{СЗ W2-3}} = 12\,000 \cdot 10 / (1022 \cdot 35) = 3,4 > 1,5.$$

Здесь $I_{\text{К MIN W2 K2}}^{(2)}$ — ток в месте установки защиты на линии W2 при двухфазном КЗ в расчетной точке К2, приведенный к стороне 35 кВ.

Как видно, третья ступень защиты имеет достаточную чувствительность.

Для третьей ступени защиты выбирается реле тока РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 А до 10 А.

Выдержка времени третьей ступени защиты должна быть согласована с выдержкой времени срабатывания МТЗ, установленной на трансформаторе Т1 (6 с), и выдержкой времени срабатывания третьей ступени защиты, установленной на линии W3 на подстанции №2 (2,5 с):

$$t_{\text{СЗ W2-3}} = t_{\text{СЗ T1}} + \Delta t = 6 + 0,5 = 6,5 \text{ с.}$$

Реле времени для второй и третьей ступеней защиты линии W2 — ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле — РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле — РУ-21/0,01.

Схема защиты, устанавливаемой на линии W2 на подстанции № 1, не отличается от схемы аналогичной защиты линии W1 (см. рис. 3.19).

Производится проверка ТТ на 10%-ную погрешность.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на подстанции № 1:

$$k_{10} = I_{\text{РАСЧ}} / I_{\text{НОМ ТТ}} = 1,1 \cdot I_{\text{СЗ W2-1}} / I_{\text{НОМ ТТ}} = 1,1 \cdot 4730 / 1000 = 5,2.$$

По кривым предельной кратности для ТФНД-35М (прил. 5) определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 10 Ом.

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{\text{Н РАСЧ}} = 2 \cdot R_{\text{ПП}} + 2 \cdot Z_{\text{РТ-40/50}} + Z_{\text{РТ-40/10}} + R_{\text{ПЕР}}.$$

Здесь $Z_{\text{РТ-40}} = \frac{S_{\text{Р}}}{I_{\text{СР МИН}}^2}$ – сопротивление реле РТ-40 при минималь-

ной уставке; $S_{\text{Р}}$ и $I_{\text{СР МИН}}$ – расчетная мощность реле и минимальный ток срабатывания реле (для реле РТ-40/50 $S_{\text{Р}} = 0,8$ ВА, $I_{\text{СР МИН}} = 12,5$ А; для реле РТ-40/10 $S_{\text{Р}} = 0,5$ ВА, $I_{\text{СР МИН}} = 2,5$ А) [9]; $R_{\text{ПП}}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле (можно принять $R_{\text{ПП}} = 0,05$ Ом); $R_{\text{ПЕР}}$ – активное сопротивление переходных контактов (можно принять $R_{\text{ПЕР}} = 0,1$ Ом).

Значение расчетного наибольшего сопротивления:

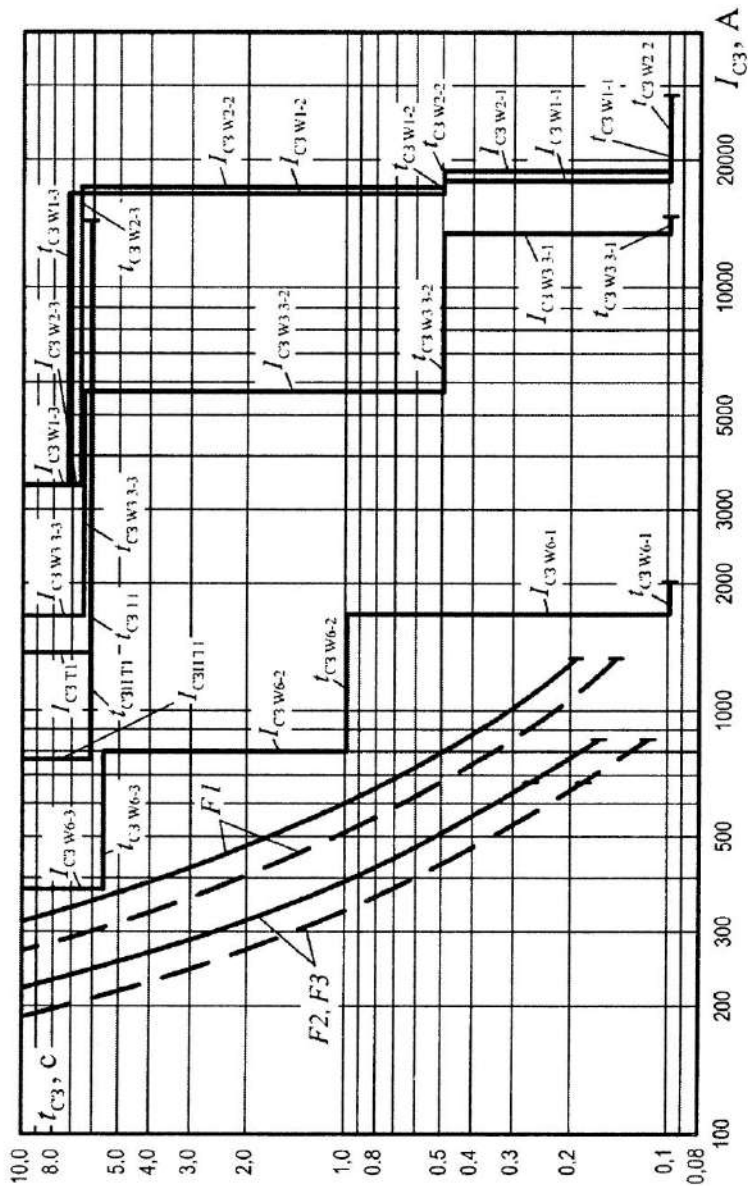
$$Z_{\text{Н РАСЧ}} = 2 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (2,5)^2 + 0,1 = 0,29 \text{ Ом.}$$

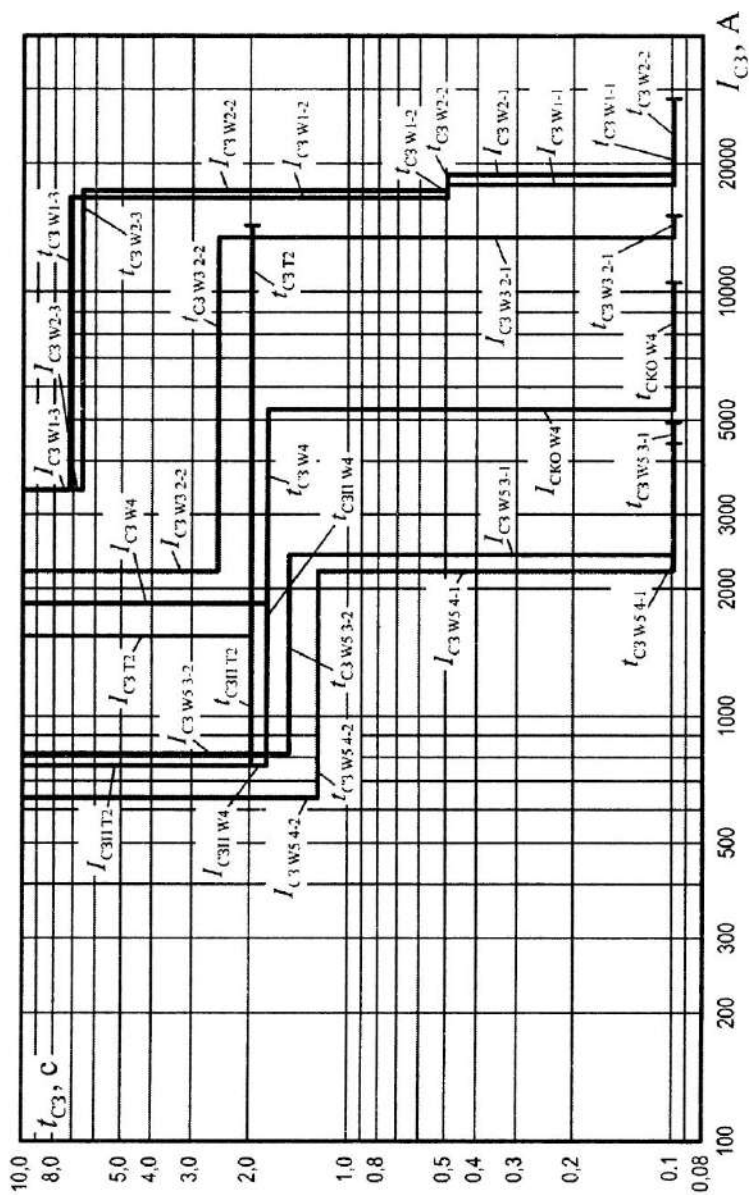
Это значение (0,29 Ом) значительно меньше допустимого (10 Ом). Следовательно, режим работы ТТ в защите, установленной на линии W2 на подстанции № 1, соответствует требованиям, при выполнении которых полная погрешность ТТ не превысит 10 %.

3.4.10. Проверка согласования защит

Наиболее наглядное представление о согласовании защит, установленных на разных элементах электрической системы, дают характеристики этих защит в графическом виде – карты селективности (рис. 3.21, а и б).

Для этого характеристики должны быть приведены к одной ступени напряжения электрической системы, например, к стороне 10 кВ. Как правило, на карты селективности выносят характеристики только тех защит, которые необходимо отстраивать друг от друга по времени или току и которые обтекаются током КЗ при КЗ в наиболее удаленной точке сети. Именно по этой причине характеристики защит представлены на двух рисунках, а не на одном.





б

Рис. 3.21. Карты селективности защит, установленных на подстанциях № 1, № 2, № 3 (а) и № 1, № 3, № 4 (б)

Значения параметров срабатывания защит, полученные расчетным путем и необходимые для построения характеристик, приведены в табл. 3.14.

Таблица 3.14

Место установки защиты	Ток срабатывания			Время срабатывания	
	Обозначение	Значение, А		Обозначение	Значение, с
		приведенное к стороне 35 кВ	приведенное к стороне 10 кВ		
Линия W1, подстанция № 1	I_{C3W1-1}	4420	15 470	—	—
	I_{C3W1-2}	4030	14 105	t_{C3W1-2}	0,5
	I_{C3W1-3}	1022	3577	t_{C3W1-3}	7
Линия W2, подстанция № 1	I_{C3W2-1}	4730	16 555	—	—
	I_{C3W2-2}	4240	14 840	t_{C3W2-2}	0,5
	I_{C3W2-3}	1022	3577	t_{C3W2-3}	6,5
Линия W3, подстанция № 2	$I_{C3W32-1}$	3530	12 355	—	—
	$I_{C3W32-2}$	637	2230	$t_{C3W32-2}$	2,5
Линия W3, подстанция № 3	$I_{C3W33-1}$	3360	11 760	—	—
	$I_{C3W33-2}$	1530	5355	$t_{C3W33-2}$	0,5
	$I_{C3W33-3}$	396	1386	$t_{C3W33-3}$	6,5
Линия W4 (блок «линия—трансформатор» W4—Т3)	I_{CKOW4}	1360	4760	—	—
	$I_{C3MT3W4}$	536	1860	$t_{C3MT3W4}$	1,7
	$I_{C3ПW4}$	203,8	713	$t_{C3ПW4}$	1,7
Линия W5, подстанция № 4	$I_{C3W54-1}$	—	2340	—	—
	$I_{C3W54-2}$	—	657	$t_{C3W54-2}$	1,2
Линия W5, подстанция № 3	$I_{C3W53-1}$	—	2448	—	—
	$I_{C3W53-2}$	—	808	$t_{C3W53-2}$	1,5
Трансформатор Т2	I_{C3T2}	419	1467	t_{C3T2}	2
	$I_{C3ПT2}$	203,8	713	$t_{C3ПT2}$	2
Трансформатор Т1	I_{C3T1}	356	1246	t_{C3T1}	6
	$I_{C3ПT1}$	203,8	713	$t_{C3ПT1}$	6
Магистральная линия W6, подстанция № 2	I_{C3W6-1}	—	1560	—	—
	I_{C3W6-2}	—	804	t_{C3W6-2}	0,5
	I_{C3W6-3}	—	370	t_{C3W6-3}	5,5

4. ПРИМЕР РАСЧЕТА И СОГЛАСОВАНИЯ СРЕДСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ БАЗАХ

Требуется рассчитать и согласовать релейную защиту системы электроснабжения, схема которой представлена на рис. 4.1. Защиту линии W3 выполнить на электромеханической базе (реле РТ-40; независимая времятоковая характеристика МТЗ); линии W2 – на базе устройства «СИРИУС-2-Л» (независимая времятоковая характеристика МТЗ); линии W1 – также на основе устройства «СИРИУС-2-Л». Оценить эффективность МТЗ с различными времятоковыми характеристиками.

4.1. Исходные данные

Параметры энергосистемы:

$$E_C = \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 6062 \text{ кВ},$$
$$r_{уд\ w1} = 0,299 \text{ Ом/км}, \quad x_{уд\ w1} = 0,4 \text{ Ом/км}, \quad L_1 = 4 \text{ км},$$
$$r_{уд\ w2} = 0,42 \text{ Ом/км}, \quad x_{уд\ w2} = 0,4 \text{ Ом/км}, \quad L_2 = 3 \text{ км},$$
$$x_c = 0,1 \text{ Ом}, \quad r_{уд\ w3} = 0,592 \text{ Ом/км}, \quad x_{уд\ w3} = 0,4 \text{ Ом/км}, \quad L_3 = 4 \text{ км}.$$

Максимальные рабочие токи линий:

$$I_{МАХ\ РАБ\ W1} = 330 \text{ А}; \quad I_{МАХ\ РАБ\ W2} = 265 \text{ А}; \quad I_{МАХ\ РАБ\ W3} = 210 \text{ А}.$$

Время действия собственных защит нагрузок:

$$t_{C3H1} = 0,6 \text{ с}; \quad t_{C3H2} = 0,9 \text{ с}; \quad t_{C3H3} = 1,1 \text{ с}; \quad t_{C3H4} = 0,8 \text{ с}.$$

Коэффициенты трансформации ТТ: $k_{ТТ} = 500/5$.

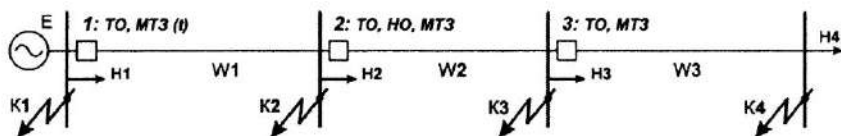


Рис. 4.1. Схема электрической сети

4.2. Расчет защиты линии W3

Токи трехфазного и двухфазного КЗ на линии W3 (функции от l):

$$I_{\text{КЗ W3}}^{(3)}(l) = \frac{E}{\sqrt{(r_1 \cdot L_1 + r_2 \cdot L_2 + r_3 \cdot l)^2 + (x_c + x_1 \cdot L_1 + x_2 \cdot L_2 + x_3 \cdot l)^2}};$$
$$I_{\text{КЗ W3}}^{(2)}(l) = I_{\text{КЗ W3}}^{(3)}(l) \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}.$$

Ток срабатывания отсечки линии W3:

$$I_{\text{ТО W3}} = k_3 \cdot I_{\text{КЗ МАХ К4}}^{(3)} = 1,3 \cdot I_{\text{КЗ W3}}^{(3)}(L_3) = 1194,6 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{CP}} = \frac{k_{\text{CX}}}{k_{\text{TT}}} \cdot I_{\text{ТО W3}} = \frac{1}{100} \cdot 1194,6 = 11,95 \text{ А.}$$

Принятое значение тока срабатывания реле (уставка): $I_{\text{УСТ}} = 12 \text{ А.}$

Уточненное значение тока срабатывания отсечки линии W3:

$$I_{\text{ТО W3}} = \frac{k_{\text{TT}}}{k_{\text{CX}}} \cdot I_{\text{УСТ}} = \frac{100}{1} \cdot 12 = 1200 \text{ А.}$$

Эффективность токовой отсечки линии W3 оценивается графически по длине зоны действия (рис. 4.2). Длина минимальной зоны действия токовой отсечки W3 (в процентах от длины всей линии):

$$l_{\text{ТО W3 MIN \%}} = \frac{l_{\text{ТО W3 MIN}}}{L_3} \cdot 100 \% = 20,8 \% > 15 \%.$$

Ток срабатывания МТЗ линии W3:

$$I_{\text{МТЗ W3}} = \frac{k_3 \cdot k_{\text{СЗП}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{МАХ РАБ W3}} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 210 = 355,8 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{CP}} = \frac{k_{\text{CX}}}{k_{\text{TT}}} \cdot I_{\text{МТЗ W3}} = \frac{1}{100} \cdot 355,8 = 3,56 \text{ А.}$$

Принятое значение тока срабатывания реле (уставка): $I_{\text{УСТ}} = 3,6 \text{ А.}$

Уточненное значение тока срабатывания отсечки линии W3:

$$I_{\text{МТЗ W3}} = \frac{k_{\text{TT}}}{k_{\text{CX}}} \cdot I_{\text{УСТ}} = \frac{100}{1} \cdot 3,6 = 360 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности МТЗ линии W3:

$$k_{\text{Ч ОСН МТЗ W3}} = \frac{I_{\text{КЗ МИН К4}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ W3}}} = \frac{I_{\text{КЗ W3}}^{(2)}(L_3)}{360} = 2,21 > 1,5.$$

Время срабатывания МТЗ линии W3:

$$t_{\text{MT3 W3}} = t_{\text{C3 H4}} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с.}$$

Токовые характеристики двухступенчатой защиты линии W3 представлены на рис. 4.3.

Определение зоны действия отсечки линии W3

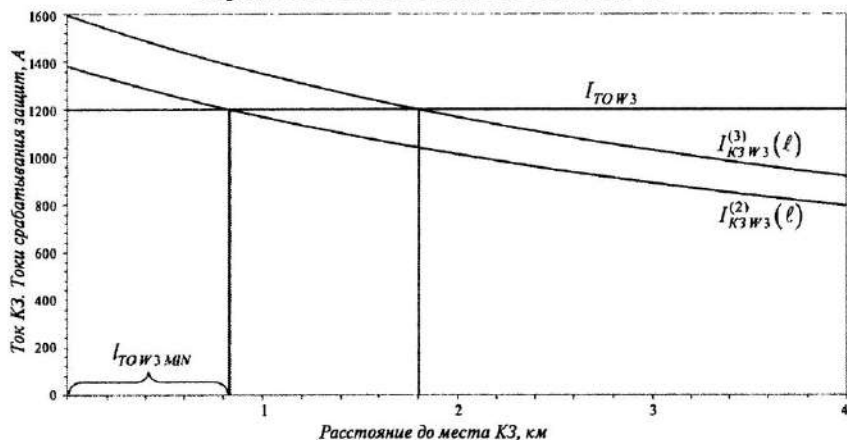


Рис. 4.2. Графики зависимостей токов КЗ в линии W3 и тока срабатывания отсечки от расстояния между питающей подстанцией и местом КЗ

Токовые характеристики защит линии W3

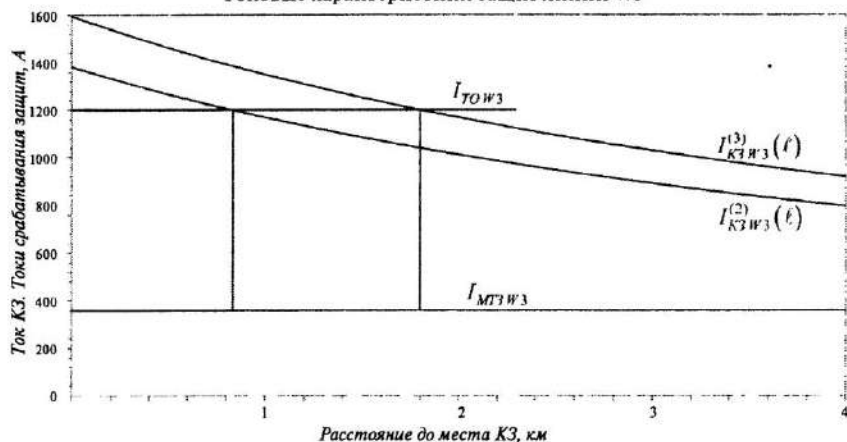


Рис. 4.3. Графики зависимостей токов КЗ в линии W3 и токов срабатывания защит, установленных на этой линии, от расстояния между питающей подстанцией и местом КЗ

4.3. Расчет защиты линии W2

Токи трехфазного и двухфазного КЗ на линии W2 (функции от l):

$$I_{\text{КЗ W2}}^{(3)}(l) = \frac{E}{\sqrt{(r_1 \cdot L_1 + r_2 \cdot l)^2 + (x_c + x_1 \cdot L_1 + x_2 \cdot l)^2}};$$

$$I_{\text{КЗ W2}}^{(2)}(l) = I_{\text{КЗ W2}}^{(3)}(l) \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}.$$

Ток срабатывания отсечки линии W2:

$$I_{\text{ТО W2}} = k_3 \cdot I_{\text{КЗ МАХ КЗ}}^{(3)} = 1,2 \cdot I_{\text{КЗ W2}}^{(3)}(L_2) = 1914,2 \text{ А.}$$

Уставка по току (МТЗ-1) для устройства «СИРИУС-2-Л» (не требует уточнения):

$$I_{\text{УСТ}} = \frac{k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}}} \cdot I_{\text{ТО W2}} = \frac{1}{100} \cdot 1914,2 = 19,14 \text{ А.}$$

Длина минимальной зоны действия токовой отсечки линии W2 определяется графическим путем (рис. 4.4):

$$l_{\text{ТО W2 MIN \%}} = \frac{l_{\text{ТО W2 MIN}}}{L_2} \cdot 100 \% = 38,7 \% > 15 \%$$

⇒ Токовая отсечка эффективна.

Определение зоны действия отсечки W2

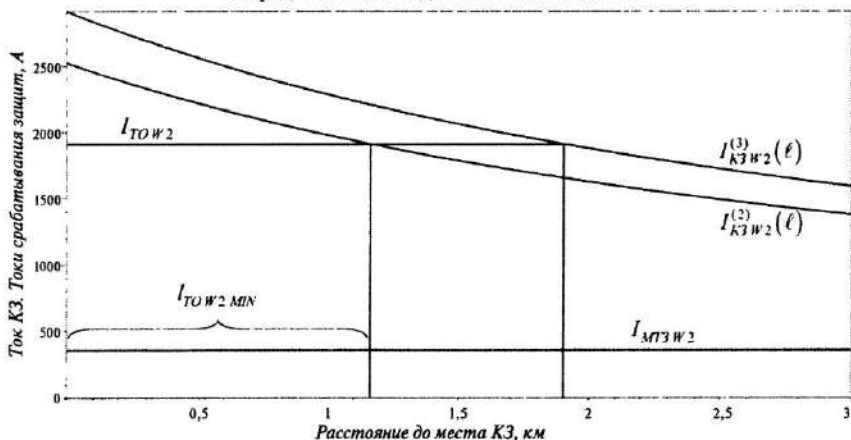


Рис. 4.4. Графики зависимостей токов КЗ в линии W2 и тока срабатывания отсечки от расстояния между питающей подстанцией и местом КЗ

Ток срабатывания МТЗ линии W2:

$$I_{\text{МТЗ W2}} = \frac{k_3 \cdot k_{\text{СЗП}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{МАХ РАБ W2}} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,93} \cdot 265 = 376,1 \text{ А.}$$

Уставка по току (МТЗ-3) для устройства «СИРИУС-2-Л»:

$$I_{\text{УСТ}} = \frac{k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}}} \cdot I_{\text{МТЗ W2}} = \frac{1}{100} \cdot 376,1 = 3,76 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности МТЗ линии W2 в режимах основного и резервного действия:

$$k_{\text{Ч ОСН МТЗ W2}} = \frac{I_{\text{КЗ МИН КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ W2}}} = \frac{I_{\text{КЗ W2}}^{(2)}(L_2)}{376} = 3,67 > 1,5;$$

$$k_{\text{Ч РЕЗ МТЗ W2}} = \frac{I_{\text{КЗ МИН К4}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ W2}}} = \frac{I_{\text{КЗ W3}}^{(2)}(L_3)}{376} = 2,12 > 1,2.$$

Время срабатывания МТЗ линии W2:

$$t_{\text{МТЗ W2}} = \max(t_{\text{МТЗ W3}}; t_{\text{СЗНЗ}}) + \Delta t = \max(1,3; 1,1) + \Delta t = 1,3 + 0,4 = 1,7 \text{ с.}$$

Можно (но не обязательно) ввести дополнительную ступень защиты – токовую отсечку с выдержкой времени. Ток срабатывания этой отсечки:

$$I_{\text{НО W2}} = k_3 \cdot I_{\text{ТО W1}} = 1,1 \cdot 1200 = 1320,0 \text{ А.}$$

Уставка по току (МТЗ-2) для устройства «СИРИУС-2-Л»:

$$I_{\text{УСТ}} = \frac{k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}}} \cdot I_{\text{НО W2}} = \frac{1}{100} \cdot 1320,0 = 13,20 \text{ А.}$$

Время срабатывания неселективной отсечки линии W2:

$$t_{\text{НО W2}} = t_{\text{ТО W2}} + \Delta t_{\text{МИН}} = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ с.}$$

Токовые характеристики трехступенчатой защиты линии W2 представлены на рис. 4.5.

4.4. Расчет защиты линии W1

Токи трехфазного и двухфазного КЗ на линии W1 (функции от l):

$$I_{\text{КЗ W1}}^{(3)}(l) = \frac{E}{\sqrt{(r_1 \cdot l)^2 + (x_c + x_1 \cdot l)^2}};$$

$$I_{\text{КЗ W1}}^{(2)}(l) = I_{\text{КЗ W1}}^{(3)}(l) \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}.$$

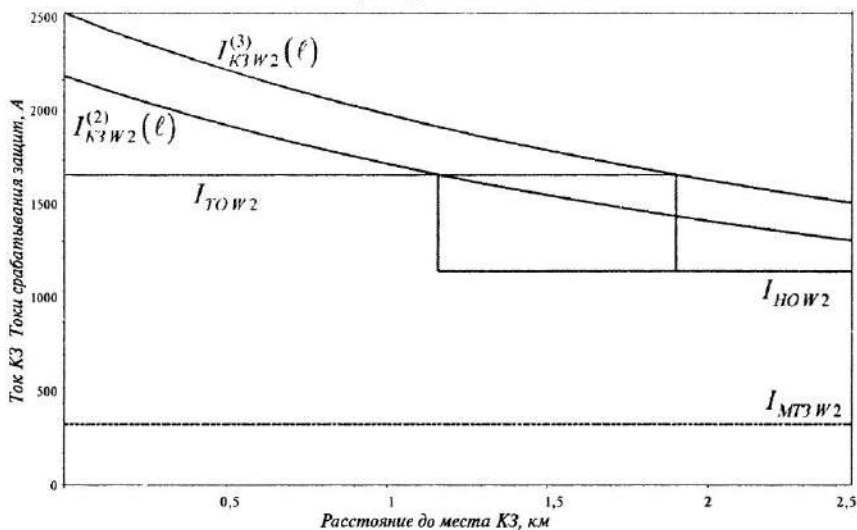


Рис. 4.5. Графики зависимостей токов КЗ в линии W2 и токов срабатывания защит, установленных на этой линии, от расстояния между питающей подстанцией и местом КЗ

Ток срабатывания отсечки линии W1:

$$I_{TO W1} = k_3 \cdot I_{K3 MAX K2}^{(3)} = 1,2 \cdot I_{K3 W1}^{(3)}(L_1) = 3499,8 \text{ А.}$$

Уставка по току (МТЗ-1) для устройства «СИРИУС-2-Л»:

$$I_{уст} = \frac{k_{CX}}{k_{TT}} \cdot I_{TO W1} = \frac{1}{100} \cdot 3499,8 = 34,99 \text{ А.}$$

Длина зоны действия токовой отсечки линии W1 определяется графическим методом (рис. 4.6):

$$I_{TO W1 MIN \%} = \frac{I_{TO W1 MIN}}{L_1} \cdot 100 \% = 71 \% > 15 \%$$

⇒ Токовая отсечка эффективна.

Ток срабатывания МТЗ линии W1:

$$I_{MT3 W1} = \frac{k_3 \cdot k_{C3П}}{k_B} \cdot I_{MAX PAB W1} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,93} \cdot 330 = 468,4 \text{ А.}$$

Уставка по току (МТЗ-3) для устройства «СИРИУС-2-Л»:

$$I_{уст} = \frac{k_{CX}}{k_{TT}} \cdot I_{MT3 W1} = \frac{1}{100} \cdot 468,4 = 4,68 \text{ А.}$$

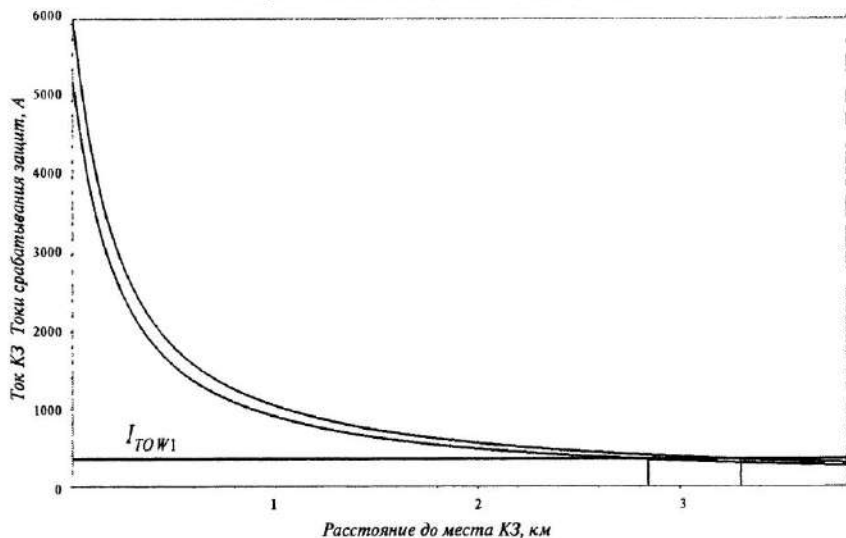


Рис. 4.6. Графики зависимостей токов КЗ в линии W1 и тока срабатывания отсечки от расстояния между питающей подстанцией и местом КЗ

Проверка чувствительности МТЗ линии W1:

$$k_{\text{Ч ОЧН МТЗ W1}} = \frac{I_{\text{КЗ MIN К2}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ W1}}} = \frac{I_{\text{КЗ W1}}^{(2)}(L_1)}{468} = 5,39 > 1,5 \Rightarrow \text{МТЗ эффективна.}$$

$$k_{\text{Ч РЕЗ МТЗ W1}} = \frac{I_{\text{КЗ MIN К3}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ W1}}} = \frac{I_{\text{КЗ W2}}^{(2)}(L_2)}{468} = 2,95 > 1,2 \Rightarrow \text{МТЗ эффективна.}$$

Степень МТЗ-3 устройства «СИРИУС-2-Л» может обладать независимой или одной из нескольких разновидностей зависимых времятоковых характеристик. Вне зависимости от принятого типа времятоковой характеристики уставки по току, как правило, остаются одними и теми же. Следовательно, токовые характеристики во всех случаях будут выглядеть одинаково (рис. 4.7, верхний график). Временные характеристики всех защит при независимом типе времятоковой характеристики МТЗ-3 линии W1 приведены на рис. 4.7 (нижний график), а карта селективности — на рис. 4.8.

При внимательном изучении карты селективности (а также временных характеристик) становится понятно, что при всей простоте реализации защита с независимыми времятоковыми характери-

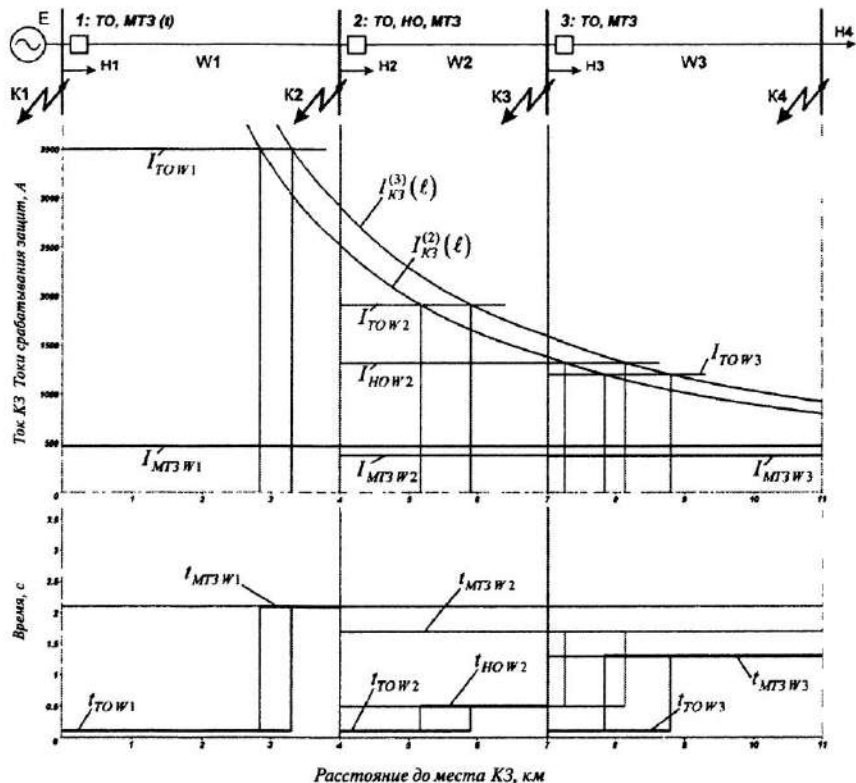


Рис. 4.7. Совмещенные со схемой сети графики зависимостей токов КЗ в линиях W1, W2, W3 от расстояния между питающей подстанцией и местом КЗ и графики зависимостей параметров срабатывания защит от расстояния между местом установки и местом КЗ

ками во многих случаях имеет излишний запас по времени срабатывания по отношению к защите удаленного объекта. Например, если при КЗ ток принимает значение в интервале ($I_{TO W2}$; $I_{TO W1}$), то при отказе отсечки линии W2 (со временем действия $\approx 0,1$ с) в режиме резервного действия сработает МТЗ линии W1 со временем действия 2,1 с.

С таким же временем будет действовать эта МТЗ при КЗ в конце линии W1. Уменьшить запас по времени срабатывания и повысить тем самым эффективность действия системы защиты в целом можно только путем использования защит, обладающих правильно подобранной зависимой характеристикой времени срабатывания.

Устройство «СИРИУС-2-Л» позволяет выбрать при реализации МТЗ одну из пяти зависимых времятоковых характеристик (рис. 4.9).

Следует помнить, что $T_{уст}$, входящее в описывающие эти характеристики выражения (см. формулы на соответствующих графиках рис. 4.9), необходимо определять расчетным путем или графически, поскольку время действия МТЗ теперь величина не постоянная, а зависящая от тока КЗ. Например, если в качестве $T_{уст}$ принять рассчитанное ранее время действия МТЗ линии W1, то реальное время действия этой защиты оказывается недопустимо большим. На рис. 4.10 показана карта селективности при использовании нормально инверсной характеристики ($T_{уст} = T_{МТЗ1} = 2,1$ с), а на рис. 4.11 – временные характеристики защит при тех же параметрах срабатывания.

При использовании нормально инверсной времятоковой характеристики требуемой минимально возможной степени селективности удастся достичь при $T_{уст} = 0,315$ с (рис. 4.12 – карта селективности; рис. 4.13 – временные характеристики защит). Экспериментальное сравнение защит с различными характеристиками показывает, что еще меньший запас по времени при сохранении взаимного резервирования обеспечивает защита с сильно инверсной характеристикой времени срабатывания при $T_{уст} = 0,285$ с (рис. 4.14 и рис. 4.15).

Однако еще меньшего времени действия защит удастся достичь, если временные характеристики МТЗ отстраивать не друг от друга, а от характеристик тех защит, которые, обладая достаточной зоной действия, срабатывают быстрее ввиду меньшей выдержки времени. Этот подход иллюстрируется рис. 4.16 (ср. с рис. 4.14) и рис. 4.17 (ср. с рис. 4.15). Здесь на линии W2, к примеру, МТЗ выполняет только резервные функции; защита линии полностью обеспечивается первыми двумя ступенями. Следовательно, от них и необходимо отстраивать МТЗ линии W1. Это позволяет принять $T_{уст}$ еще меньшим ($T_{уст} = 0,205$ с; характеристика сильно инверсная).

Данный подход оказывается справедливым, если считать надежность отдельных защит достаточно высокой, так как в случае отказа какой-либо ступени селективность действия оказывается нарушенной.

При высоких требованиях к селективности можно, напротив, настроить защиты таким образом, чтобы не допускать неизбежного действия защит при большинстве возможных вариантов их отказов. Однако в этом случае время действия защит оказывается завышенным, а использование зависимых времятоковых характеристик – нецелесообразным (рис. 4.18 и 4.19).

Упрощенная принципиальная электрическая схема подключения терминала «СИРИУС-2-Л» приведена на рис. 4.20.

Рис. 4.8. Карта селективности защит с независимым типом времятоковых характеристик, установленных на линиях W1–W3

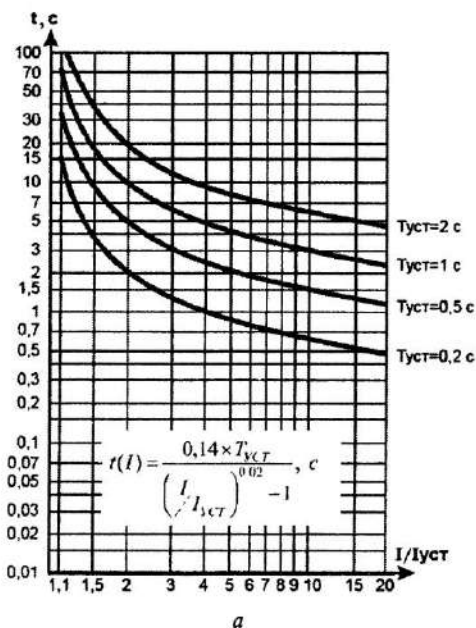
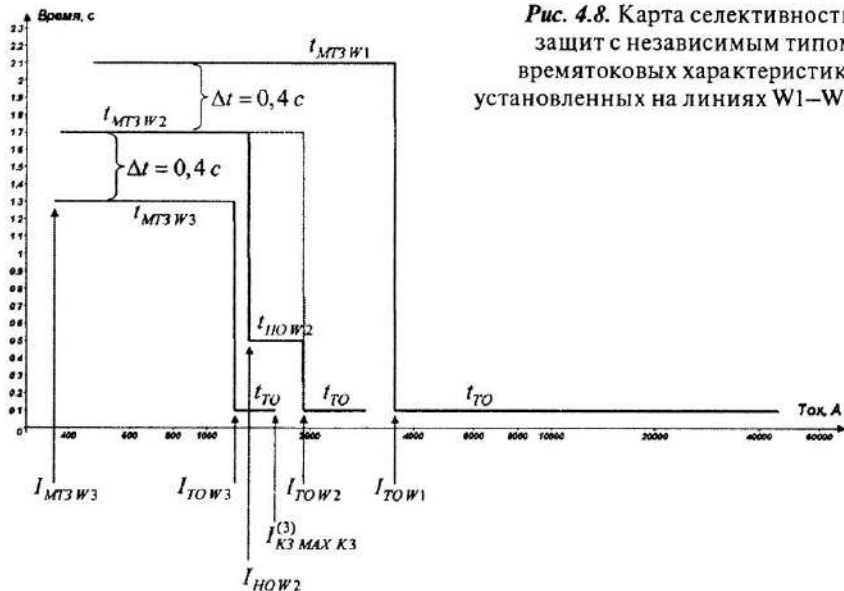
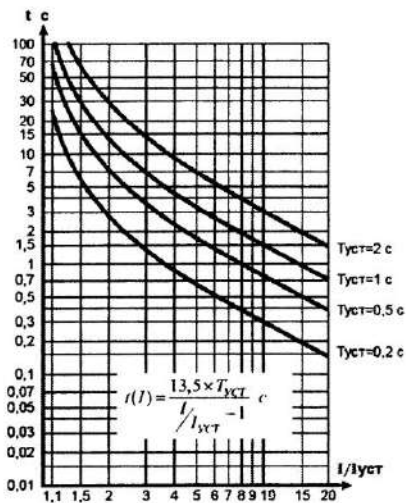
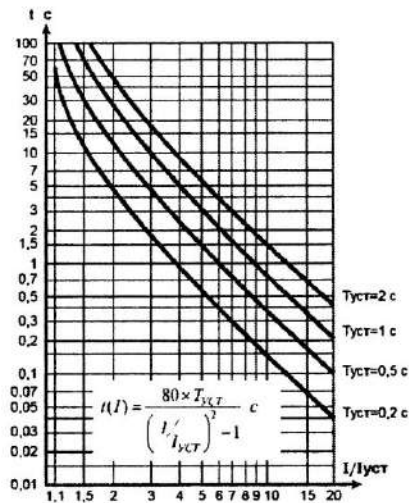


Рис. 4.9. Зависимые времятоковые характеристики устройства «СИРИУС-2-Л»:

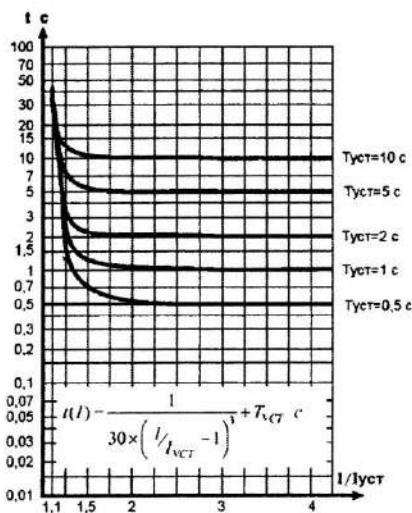
а – нормально инверсная



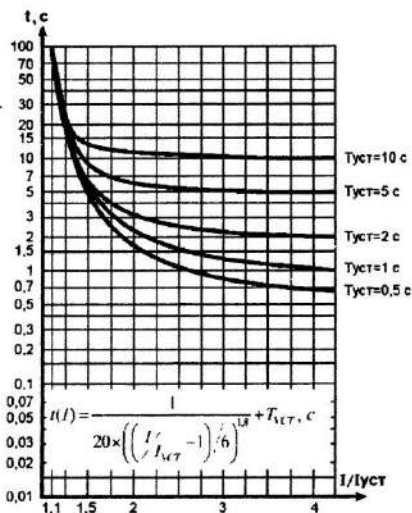
б



в



з



д

Рис. 4.9. Зависимые времятоковые характеристики устройства «СИРИУС-2-Л»:

б – сильно инверсная; в – чрезвычайно инверсная; з – крутая (аналог РТВ-1); д – пологая (аналог РТ-80, РТВ-IV)

Согласование защиты линии W1 (характеристика МТЗ W1 – нормально инверсная, $T_{уст} = T_{МТЗ1} = 2,1$ с)

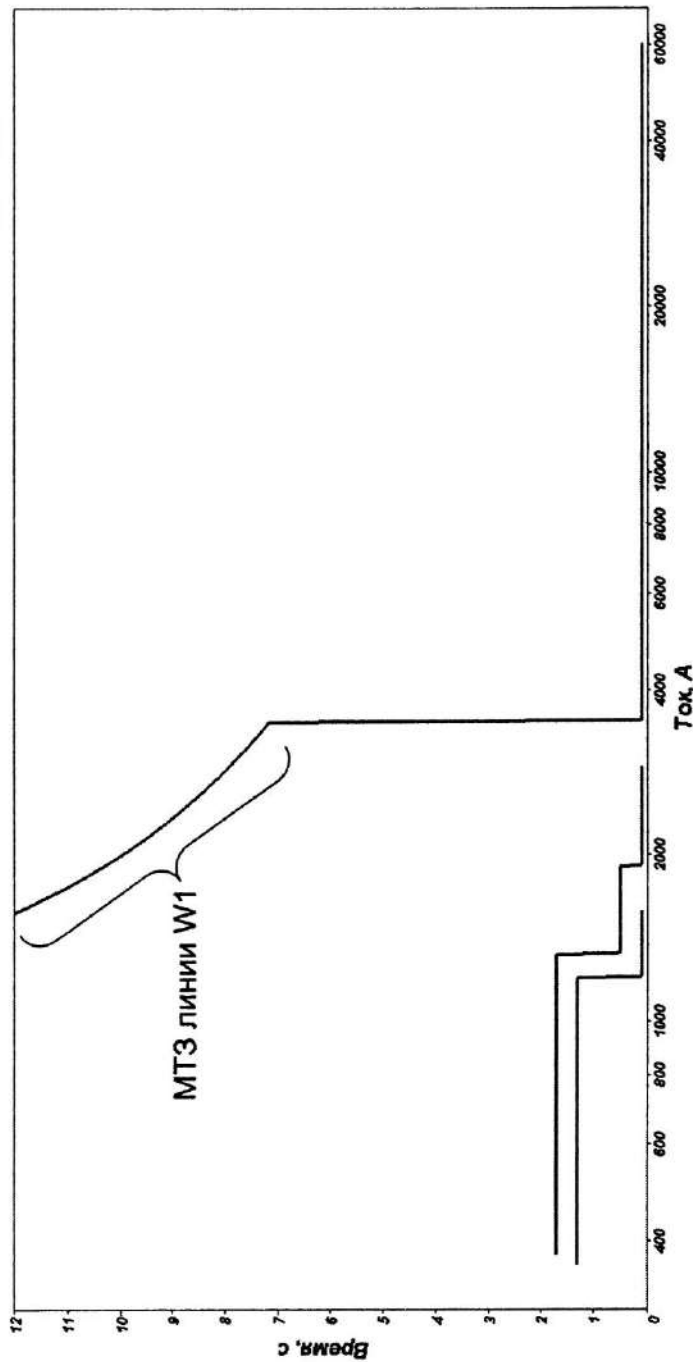
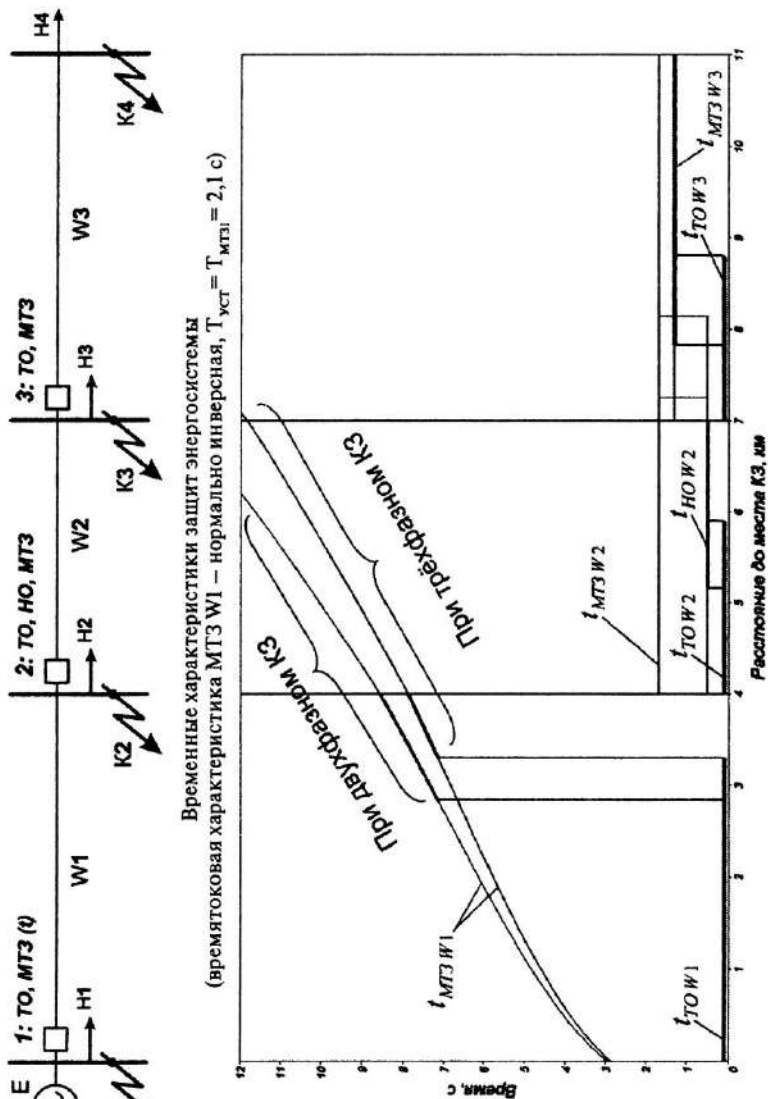


Рис. 4.10. Карта селективности защит, установленных в сети, при нормально инверсном типе характеристики МТЗ, установленной на линии W1, и $T_{уст} = 2,1$ с



Временные характеристики защит энергосистемы
(временятоковая характеристика МТЗ W1 — нормально инверсная, $T_{уст} = T_{МТЗ1} = 2,1$ с)

Рис. 4.11. Совмещенные со схемой сети графики зависимости времени срабатывания защит от расстояния между местом установки и местом КЗ при нормально инверсном типе характеристики МТЗ, установленной на линии W1, и $T_{уст} = 2,1$ с

Согласование защиты линии W1 (характеристика МТЗ W1 — нормально инверсная, $T_{уст} = 0,316$ с)

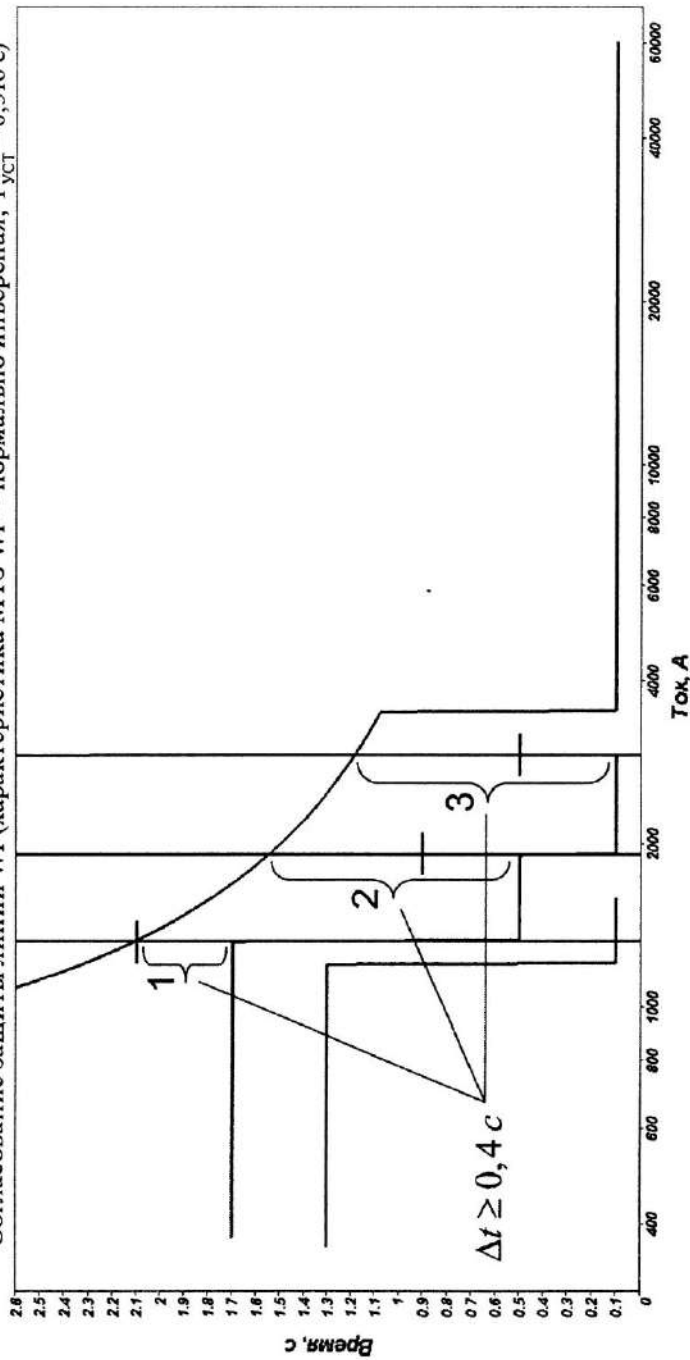
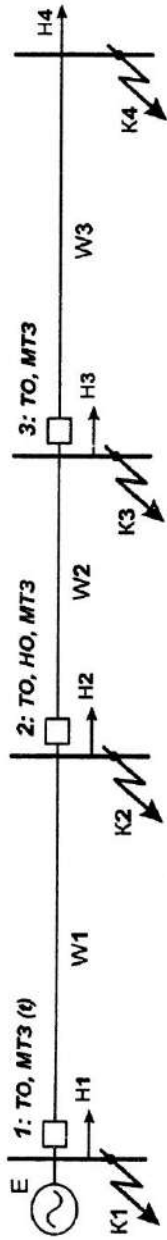


Рис. 4.12. Карта селективности защит, установленных в сети, при нормально инверсном типе характеристики МТЗ, установленной на линии W1, и $T_{уст} = 0,315$ с



Временные характеристики защит энергосистемы
 (временяковая характеристика МТЗ W1 – нормально инверсная, $T_{уст} = 0,316$ с)

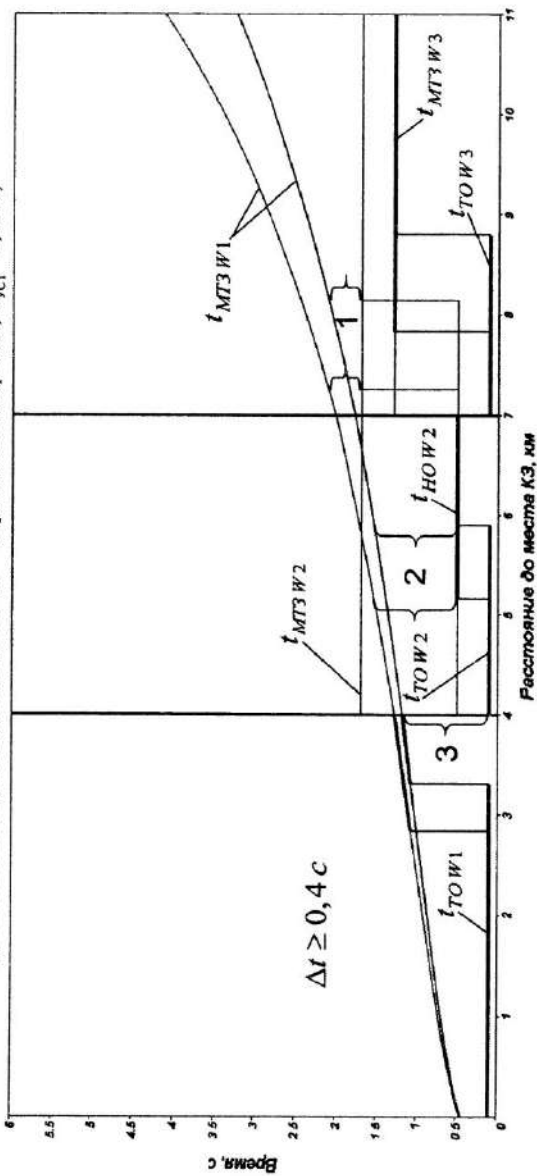


Рис.4.13. Совмещенные со схемой сети графики зависимости времени срабатывания защит от расстояния между местом установки и местом КЗ при нормально инверсном типе характеристики МТЗ, установленной на линии W1, и $T_{уст} = 0,315$ с

Согласование защиты линии W1 (характеристика МТЗ W1 – сильно инверсная, $T_{уст} = 0,285$ с)

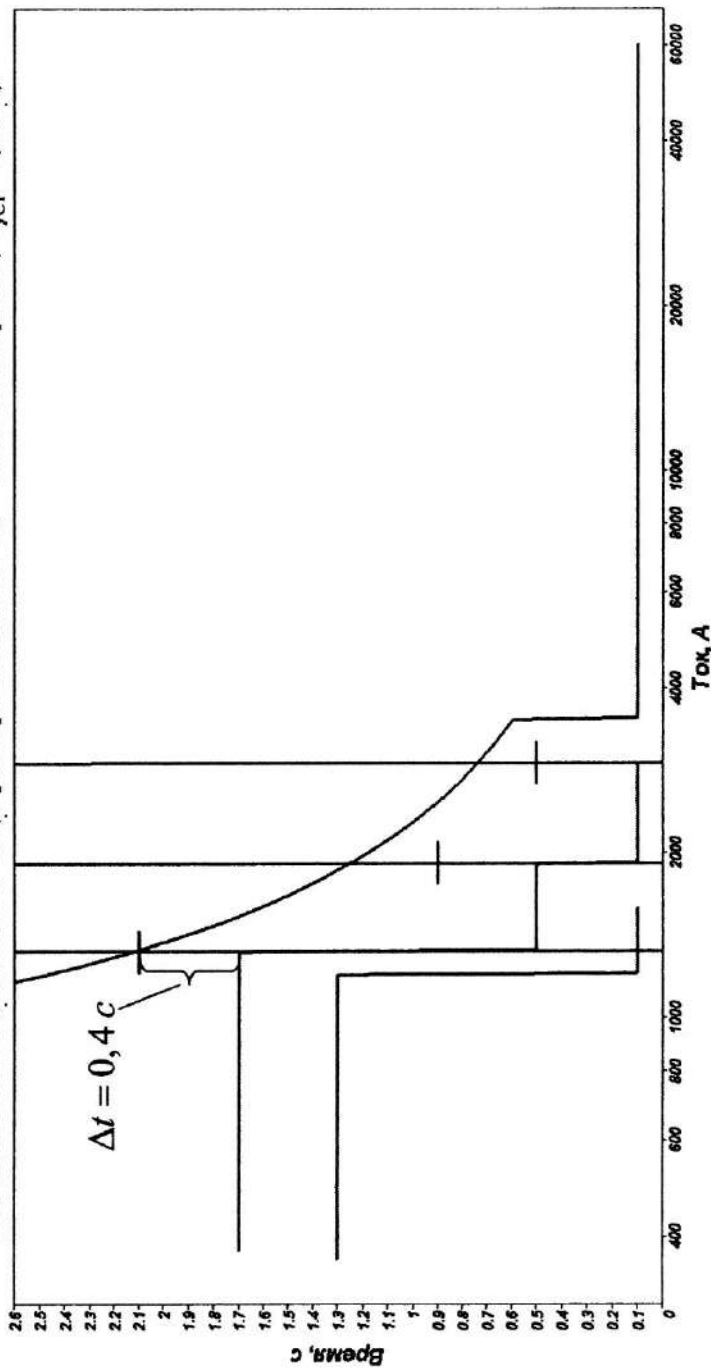
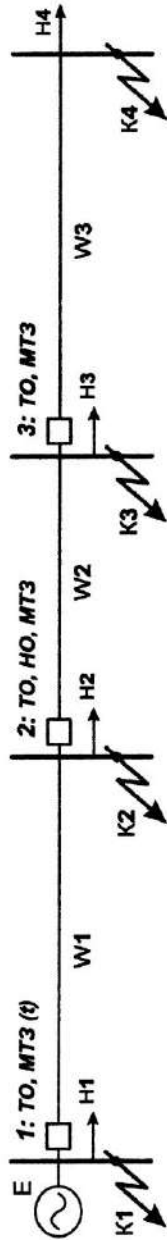


Рис. 4.14. Карта селективности защит, установленных в сети, при сильно инверсном типе характеристики МТЗ, установленной на линии W1, и $T_{уст} = 0,285$ с



Временные характеристики защит энергосистемы
(времятоковая характеристика МТЗ W1 — сильно инверсная, $T_{уст} = 0,285$ с)

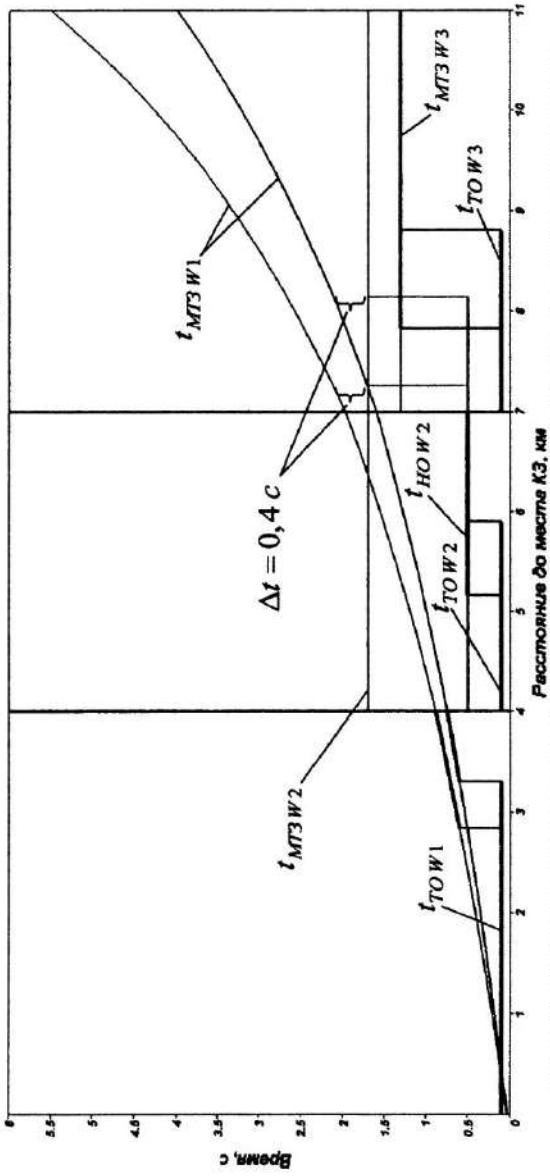


Рис. 4.15. Совмещенные со схемой сети графики зависимостей времени срабатывания защит от расстояния между местом установки и местом КЗ при сильно инверсном типе характеристики МТЗ, установленной на линии W1, и $T_{уст} = 0,285$ с

Согласование защиты линии W1 (характеристика МТЗ W1 — сильно инверсная, $T_{уст} = 0,205$ с);
без учета отказов отдельных ступеней защит

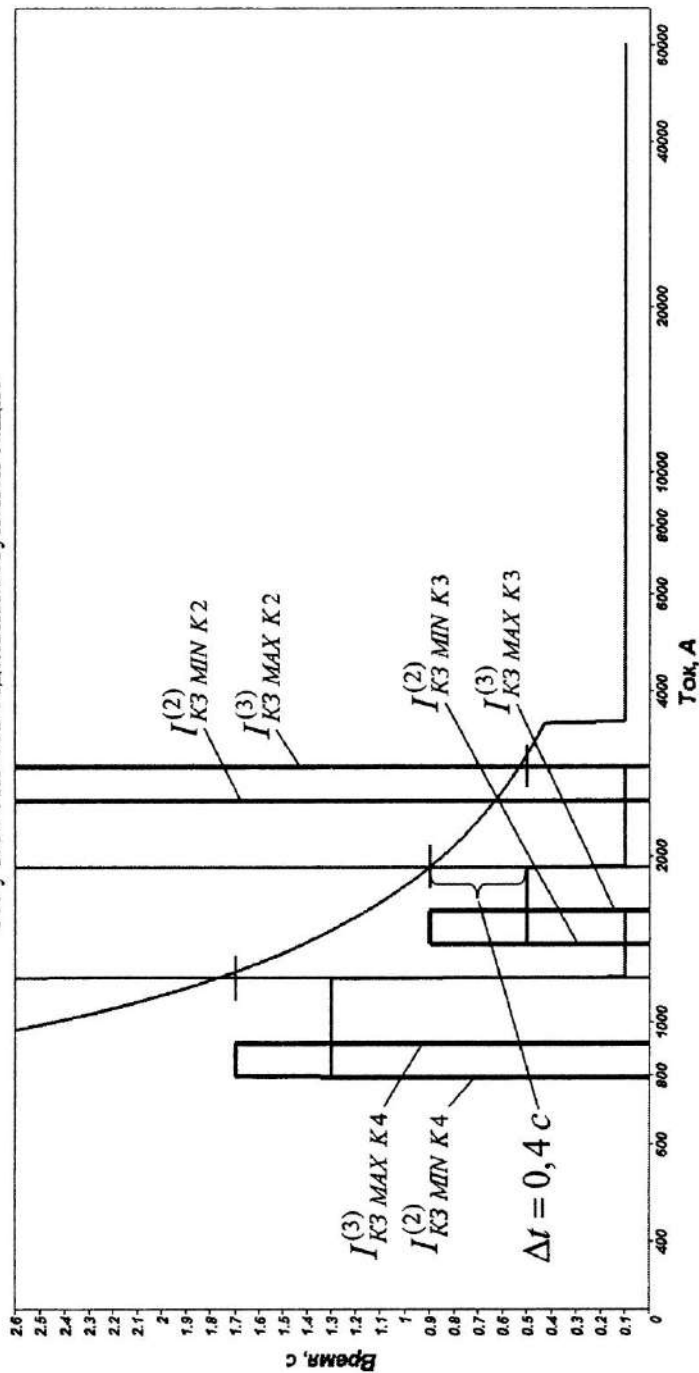


Рис. 4.16. Карта селективности защит, установленных в сети, при сильно инверсном типе характеристики МТЗ, установленной на линии W1, и $T_{уст} = 0,205$ с

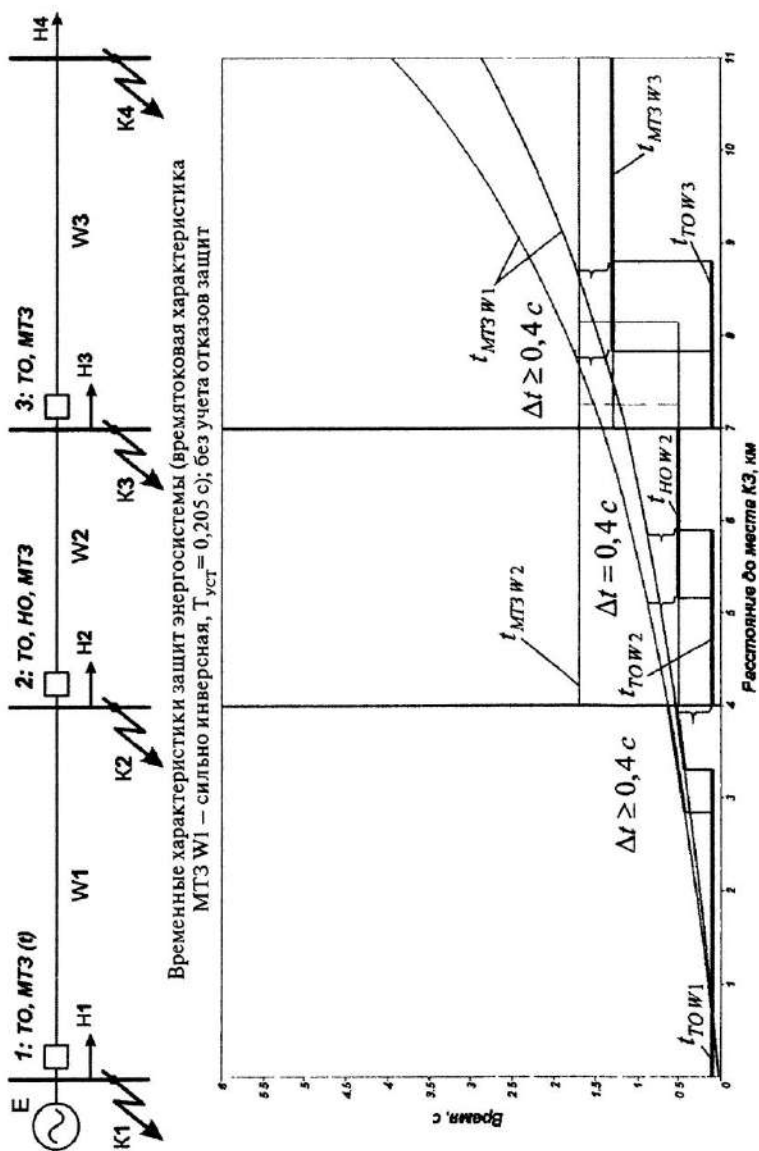


Рис. 4.17. Совмещенные со схемой сети графики зависимостей времени срабатывания защит от расстояния между местом установки и местом КЗ при сильно инверсном типе характеристики МТЗ, установленной на линии W1, и $T_{уст} = 0,205$ с

Согласование защиты линии W1 (характеристика МТЗ W1 – сильно инверсная, $T_{уст} = 0,81$ с);
максимальная отстройка

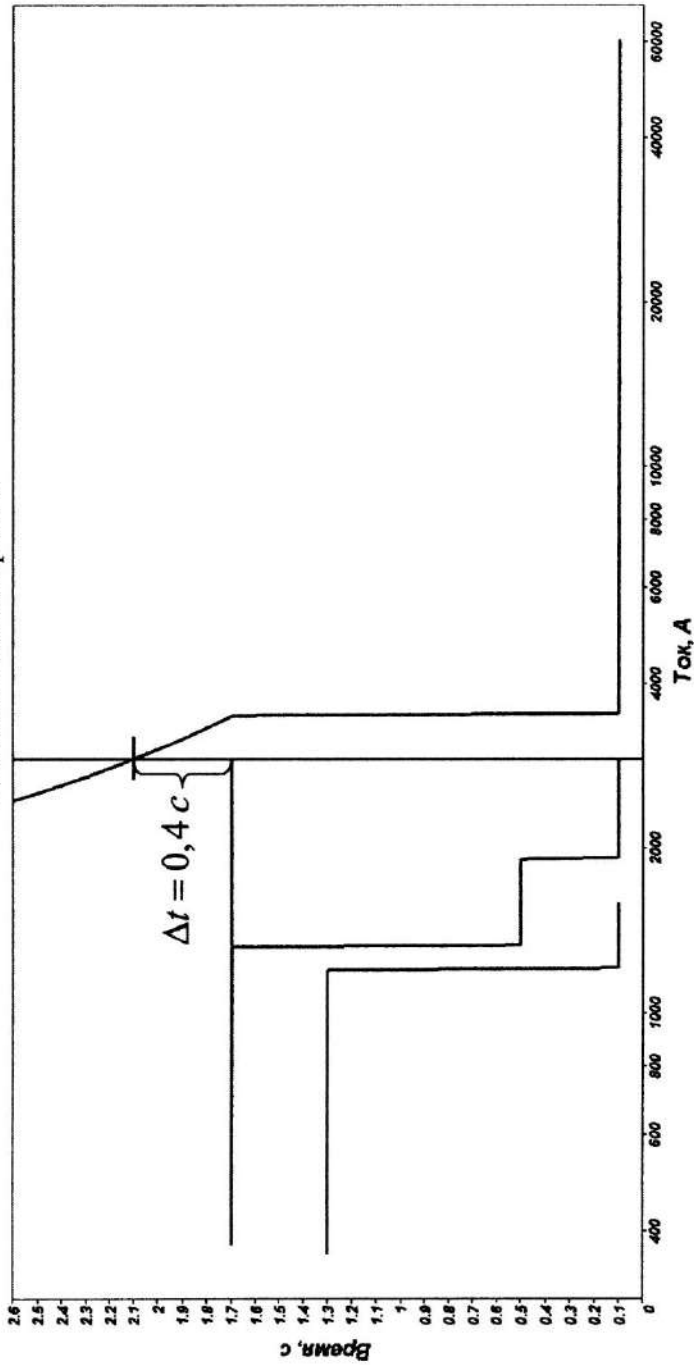


Рис. 4.18. Карта селективности защит, установленных в сети, при нормально инверсном типе характеристики МТЗ, установленной на линии W1, и $T_{уст} = 0,56$ с

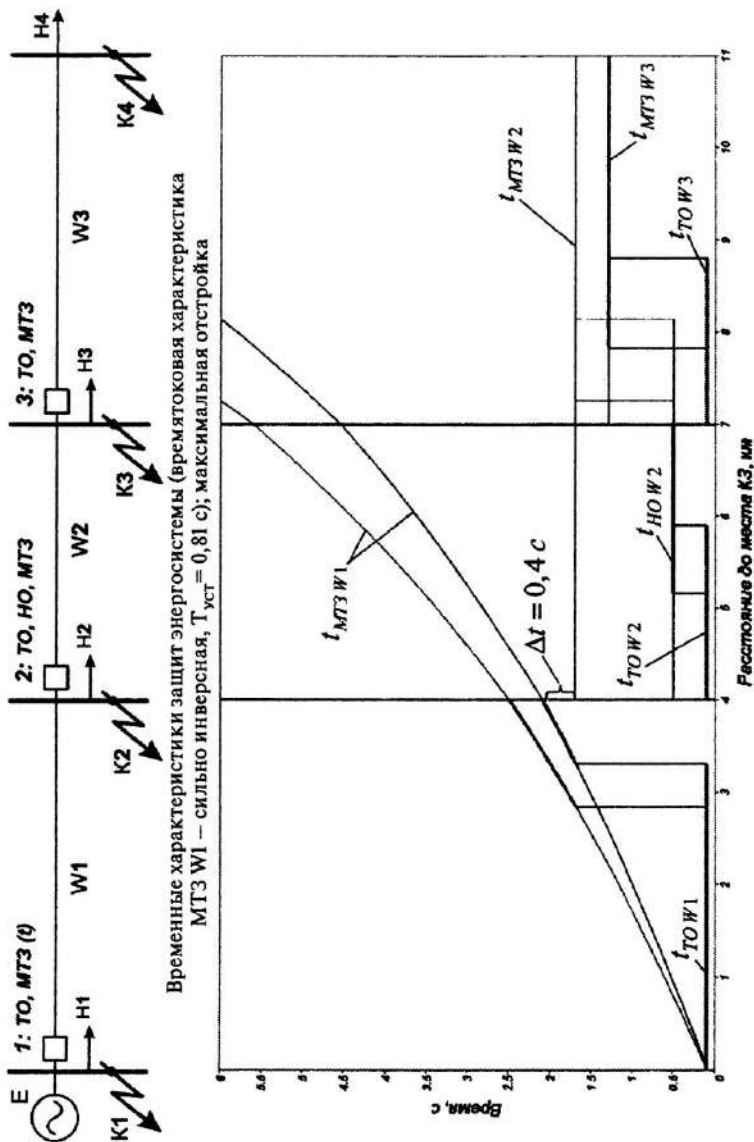


Рис. 4.19. Совмещенные со схемой сети графики зависимостей времени срабатывания защит от расстояния между местом установки и местом КЗ при нормально инверсном типе характеристики МТЗ, установленной на линии W1, и $T_{уст} = 0,56$ с

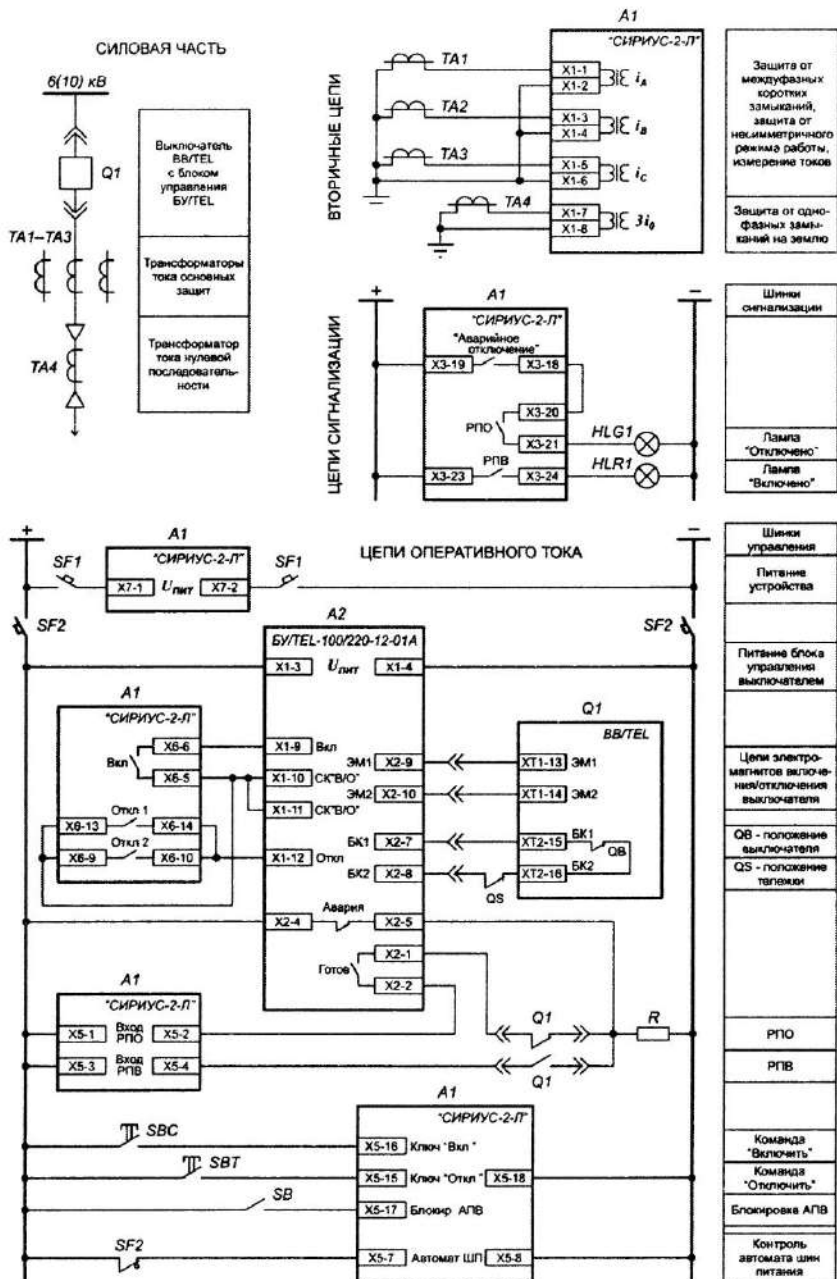


Рис. 4.20. Принципиальная электрическая схема подключения терминала «СИРИУС-2-Л»

1. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем : учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1992.
2. Чернобровов Н. В. Релейная защита : учеб. пособие для техникумов. – 5-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергия, 1974.
3. Беркович М. А., Молчанов В. В., Семенов В. А. Основы техники релейной защиты. – 6-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1984.
4. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л. : Энергия, 1976.
5. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – СПб. : ПЭИПК, 2008.
6. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М. : Энергия, 1970.
7. Евдокунин Г. А., Титенков С. С. Внутренние перенапряжения в сетях 6–35 кВ. – СПб. : Терция, 2004.
8. Сирота И. М. Трансформаторы и фильтры напряжения и тока нулевой последовательности. – Киев : Наукова Думка, 1983.
9. Шуин В. А., Гусенков А. В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ. – М. : НТФ «Энергопрогресс», 2001.
10. Неклепаев Б. Н. Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1989.
11. Беллев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ (Биб-ка электромонтера; вып. 617). – Л. : Энергоатомиздат, 1988.
12. Правила устройства электроустановок в вопросах и ответах : пособие для изучения и подготовки к проверке знаний / Авт.-сост. В. В. Красник. – М. : ЭНАС, 2009.
13. Какуевецкий Л. И., Смирнова Т. В. Справочник реле защиты и автоматики / Под ред. М. Э. Хейфица. – М. : Энергия, 1972.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Правила выполнения технического описания средств релейной защиты

Техническое описание средств релейной защиты содержит, как правило, текстовую часть, электрические схемы и другие графические материалы (векторные диаграммы, графики, осциллограммы и др.).

При изображении схем устройств релейной защиты пользуются общепринятыми буквенными обозначениями (табл. П1.1) и условными графическими изображениями (табл. П1.2).

Принципиальные электрические схемы релейной защиты имеют особенности. В них выделяются силовые электрические цепи, вторичные цепи тока, вторичные цепи напряжения, цепи оперативного тока, цепи сигнализации и др. В связи с этим обозначения реле и других электрических аппаратов часто расчленяются. Например, катушки реле изображаются в одной части схемы (в цепях тока и напряжения), а контакты реле — в другой (в оперативных цепях). При этом отдельные элементы реле имеют одинаковые буквенные обозначения с единой нумерацией.

Электрические схемы принято изображать в состоянии, соответствующем отсутствию напряжения питания. В исключительных случаях допускается изображать схемы в других состояниях (или контакты отдельных реле в других положениях) с необходимыми пояснениями.

В сложных схемах часто используются текстовые пояснительные вставки, указывающие назначение отдельных электрических цепей (например, «оперативные цепи токовой отсечки», «оперативные цепи МТЗ», «цепи управления выключателем» и т. п.).

Таблица П1.1

Условные буквенные обозначения на электрических схемах

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
1	2	3	4
Генератор	<i>G</i>	Предохранитель	<i>F</i>
Трансформатор (автотрансформатор)	<i>T</i>	Выпрямительный мост	<i>VS</i>
		Резистор	<i>R</i>

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
1	2	3	4
Измерительный трансформатор тока (первичный)	TA	Конденсатор	C
		Диод	VD
Измерительный трансформатор тока (вторичный)	TAL	Транзистор	VT
		Реле (общее обозначение)	K
Измерительный трансформатор напряжения (первичный)	TV	Реле тока	KA
		Реле напряжения	KV
Измерительный трансформатор напряжения (вторичный)	TVL	Реле мощности	KW
		Реле тока с насыщающимся трансформатором тока	KAT
Согласующий трансформатор	TL		
Трансреактор	TAV	Реле тока с торможением	KAW
Выключатель (силовой)	Q	Реле сопротивления	KZ
Отделитель	QR	Реле времени	KT
Короткозамыкатель	QN	Реле промежуточное	KL
Электромагнит включения выключателя	YAC	Реле указательное	KH
		Реле газовое	KSG
Электромагнит отключения выключателя	YAT	Реле частоты	KF
		Комплект защиты	AK
Контактор	KM	Устройство АПВ	AKS
Линия электропередачи	W	Лампа сигнальная (общее обозначение)	HL
Переключатель (цепей управления)	SA	Лампа сигнальная красная	HLR
Переключатель режима	SAC	Лампа сигнальная зеленая	HLG
Кнопка управления	SB	Секундомер	PT

**Условные графические изображения элементов
электрических схем**

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
<i>Обозначения рода тока и напряжения</i>		Обмотка трехфазная, соединенная в треугольник	Δ
Ток постоянный	—	Обмотка трехфазная, соединенная в разомкнутый треугольник	\triangleleft
Ток переменный. Общее обозначение	~	Обмотка трехфазная, соединенная в зигзаг	Σ
Допускается использовать общее обозначение переменного тока с указанием частоты, например, ток переменный частотой 10 кГц	~ 10 кГц	<i>Обозначения общего применения</i>	
Ток постоянный и переменный (обозначение используется для устройств, пригодных для работы на постоянном и переменном токе)	\approx	Поток электромагнитной энергии, сигнал электрический:	
Ток переменный с числом фаз m и частотой f	$m \sim f$	а) в одном направлении	
Например, ток переменный трехфазный 50 Гц	3 ~ 50 Гц	б) в обоих направлениях не одновременно	
Полярность отрицательная	-	в) в обоих направлениях одновременно	
Полярность положительная	+	<i>Обозначения электрических машин</i>	
<i>Обозначения видов соединений обмоток</i>		Статор электрической машины	
Обмотка трехфазная, соединенная в «звезду»	Y	Примечание. Внутри окружности допускается указывать следующие данные:	
Обмотка трехфазная, соединенная в «звезду» с выведенной нейтралью	Y_n	а) род машины (генератор — Г, двигатель — М и др.)	
		б) род тока, число фаз или вид соединения обмоток, например, генератор трехфазный	

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Статор с трехфазной обмоткой:		Реактор (дроссель) с магнитопроводом	
а) соединенный в «треугольник»		Трансформатор без магнитопровода с постоянной связью	
б) соединенный в «звезду»		Трансформатор однофазный с магнитопроводом трехобмоточный	
Ротор электрической машины, обмотка трансформатора		Трансформатор трехфазный с магнитопроводом, соединение обмоток «звезда-звезда» с выведенной нейтральной точкой	
Ротор с обмоткой, коллектором и щетками		Трансформатор трехфазный трехобмоточный с магнитопроводом; соединение обмоток «звезда» с регулированием под нагрузкой — «треугольник-звезда» с выведенной нейтральной точкой	
Машина постоянного тока с независимым возбуждением		Трансформатор трехфазный трехобмоточный с магнитопроводом; соединение обмоток «звезда» с регулированием под нагрузкой — «треугольник-звезда» с выведенной нейтральной точкой	
Машина постоянного тока с возбуждением от постоянных магнитов		Автотрансформатор трехфазный с магнитопроводом, соединение обмоток в «звезду»	
Обмотка, катушка индуктивности		Автотрансформатор трехфазный с магнитопроводом, соединение обмоток в «звезду»	
<i>Обозначения катушек индуктивностей, дросселей, трансформаторов, автотрансформаторов</i>		Автотрансформатор трехфазный с магнитопроводом, соединение обмоток в «звезду»	
Обмотка трансформатора, автотрансформатора, дросселя и магнитного усилителя		Трансформатор напряжения	
Реактор		Трансформатор тока с одной вторичной обмоткой	
Катушка индуктивности с отводами		Трансформатор тока с одним магнитопроводом и двумя вторичными обмотками	
Катушка индуктивности с магнитодиэлектрическим магнитопроводом			

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
<i>Обозначения разрядников</i>		допускается использовать следующие обозначения резисторов, номинальная мощность рассеяния которых равна: 0,05 Вт 0,125 Вт 0,25 Вт 0,5 Вт 1 Вт 2 Вт 5 Вт Шунт измерительный Резистор переменный Резистор подстроенный (общее обозначение) Терморезистор Конденсатор постоянной емкости Конденсатор электролитический полярный Конденсатор переменной емкости Конденсатор подстроечный	
Промежуток искровой защитный (размеры по ГОСТ 2.747-68)			
Разрядник. Общее обозначение			
<i>Обозначения предохранителей</i>		Резистор подстроенный (общее обозначение) Терморезистор Конденсатор постоянной емкости Конденсатор электролитический полярный Конденсатор переменной емкости Конденсатор подстроечный	
Предохранитель пробивной			
Предохранитель плавкий. Общее обозначение			
Предохранитель инерционно-плавкий			
Предохранитель быстродействующий			
Выключатель-предохранитель			
Разъединитель-предохранитель			
<i>Обозначения резисторов и конденсаторов</i>		Резистор подстроенный (общее обозначение) Терморезистор Конденсатор постоянной емкости Конденсатор электролитический полярный Конденсатор переменной емкости Конденсатор подстроечный	
Резистор постоянный			
Примечание. Если необходимо указать номинальную мощность рассеяния резисторов, то для диапазона от 0,05 до 5 Вт			

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение						
<i>Электроизмерительные приборы</i>		<i>Обозначения полупроводниковых приборов</i>							
Прибор измерительный:		Диод. Общее обозначение:							
а) показывающий		<table border="1" data-bbox="559 289 777 355"> <tr> <td><i>a</i></td> <td>5</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td><i>b</i></td> <td>4</td> <td>5</td> </tr> </table>	<i>a</i>	5	6	<i>b</i>	4	5	
<i>a</i>	5	6							
<i>b</i>	4	5							
б) регистрирующий		Стабилитрон:							
в) интегрирующий (например, счетчик)		а) односторонний							
Для указания назначения прибора в его обозначение вписывают буквенные обозначения измеряемых величин или их единиц, например:		б) двусторонний							
а) амперметр	A	Триодный незапираемый тиристор с управлением по аноду							
б) вольтметр	V	Триодный незапираемый тиристор с управлением по катоду							
в) вольтамперметр	VA								
г) ваттметр	W	<i>Обозначения источников света</i>							
д) варметр	var	Лампа накаливания осветительная и сигнальная							
е) микроамперметр	μA	Лампа газоразрядная осветительная и сигнальная							
ж) милливольтметр	mV	Лампа газоразрядная низкого давления с простыми электродами							
з) омметр	Ω								
и) мегаомметр	M Ω	<i>Химические источники тока</i>							
к) частотомер	Hz	Элемент гальванический или аккумуляторный							
л) фазометр:		Батарея из гальванических элементов или аккумуляторов							
измеряющий сдвиг фаз	φ		или						
измеряющий коэффициент мощности	cos φ		488						
м) счетчик ампер-часов	Ah								
н) счетчик ватт-часов	Wh								
о) счетчик вольт-ампер-часов реактивный	varh								
п) измеритель температуры	t°								

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
<i>Общие обозначения линий электрической связи, проводов, кабелей и шин</i>			
Линия электрической связи. Провод, кабель, шина		в) переключающий	
Экранирование группы линий электрической связи		г) переключающий без размыкания цепи	
Линия электрической связи экранированная		д) переключающий со средним положением	
Заземление		Контакт замыкающий с замедлителем, действующим:	
Корпус (машины, аппарата, прибора)		а) при срабатывании	
Графическое пересечение двух линий электрической связи, электрически не соединенных. Линии должны пересекаться под углом 90°		б) при возврате	
Линия электрической связи с ответвлениями:		в) при срабатывании и возврате	
а) одним		Контакт для коммутации силовоточной цепи:	
б) двумя		а) замыкающий	
<i>Обозначения контактов коммутационных устройств</i>		б) размыкающий	
Контакт коммутационного устройства. Общее обозначение:		в) замыкающий дугогасительный	
а) замыкающий		г) размыкающий дугогасительный	
б) размыкающий		Контакт разъединителя	
		Контакт выключателя-разъединителя	

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение	
Контакт с автоматическим возвратом при перегрузке		Контакты с ручным возвратом:		
Примечание. При необходимости указания величины, при изменении которой происходит возврат, используют следующие знаки:		а) замыкающий		
	а) максимального тока	$I >$	б) размыкающий	
	б) минимального тока	$I <$	Контакт замыкающий импульсный	
	в) обратного тока	$I \leftarrow$	Контакты неэлектрического устройства:	
	г) максимального напряжения	$U >$	а) замыкающий	
д) минимального напряжения	$U <$	б) размыкающий		
е) максимальной температуры	$T^\circ >$	Выключатель кнопочный нажимной:		
Знаки проставляют около обозначения выключателя, например: выключатель трехполюсный автоматический максимального тока		а) с замыкающим контактом		
		б) с размыкающим контактом		
Выключатель высокого напряжения		Переключатель однополюсный многопозиционный, например, четырехпозиционный		
Отделитель		Переключатель многопозиционный независимых цепей, например, шести цепей		
Короткозамыкатель				

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Переключатели со сложной коммутацией изображают на схеме одним из следующих способов:		Катушка электро-механического устройства, работающего с ускорением при срабатывании	
	или	Катушка электро-механического устройства, работающего с ускорением при срабатывании и отпуске	
<i>Обозначения реле</i>			
Катушка электро-механического устройства. Выводы допускаются изображать с одной стороны прямоугольника		Катушка электро-механического устройства, работающего с замедлением при срабатывании	
Катушка электро-механического устройства с двумя обмотками		Катушка электро-механического устройства, работающего с замедлением при отпуске	
Катушка электро-механического устройства с указанием вида обмотки:		Воспринимающая часть электро-теплого реле	
а) обмотка напряжения		Реле электрическое с замыкающим, размыкающим и переключающим контактами (пример)	
б) обмотка максимального тока			
Катушка поляризованного электро-механического устройства			

Характеристики предохранителей типа ПКТ с номинальным напряжением 10 кВ

На рис. П2. показана конструкция и характеристики наиболее распространенных предохранителей для электрических сетей 10 кВ. Предохранитель состоит из двух крышек 1 (рис. П2.1); двух контактных колпачков 2, закрепленных армирующим составом 3; плавкой вставки, состоящей из нескольких спиральных проводов 4; корпуса 5; нихромовой проволоки 6, удерживающей указатель срабатывания предохранителя 7.

Полное обозначение предохранителя состоит из шести элементов (рис. П2.2). Например, ПКТ-102-10-40-31,5-У3: ПКТ – предохранитель кварцевый для трансформаторов и линий электропередачи; первая цифра 1 – наличие ударного устройства легкого типа; вторая и третья цифры 01 – предохранитель состоит из одного патрона на фазу (если 03 – два параллельно включенных патрона в фазе); 10 – номинальное напряжение (10 кВ); 40 – номинальный ток плавкой вставки (40 А); число 31,5 – номинальный ток отключения (31,5 кА); У – предохранитель предназначен для умеренного климата; цифра 3 – для закрытых помещений с естественной вентиляцией.

Ток, соответствующий началу сплошной линии характеристики, называется минимальным током отключения. Завод-изготовитель не гарантирует успешного гашения электрической дуги при срабатывании предохранителя при токах меньше минимального тока отключения.

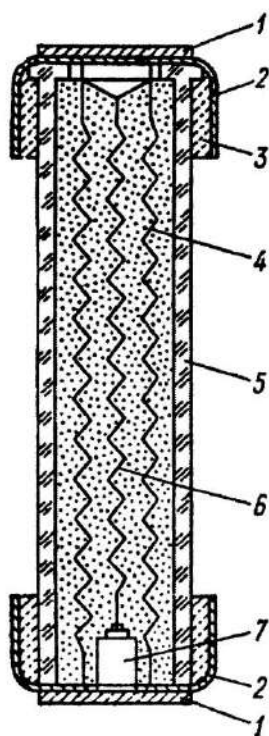
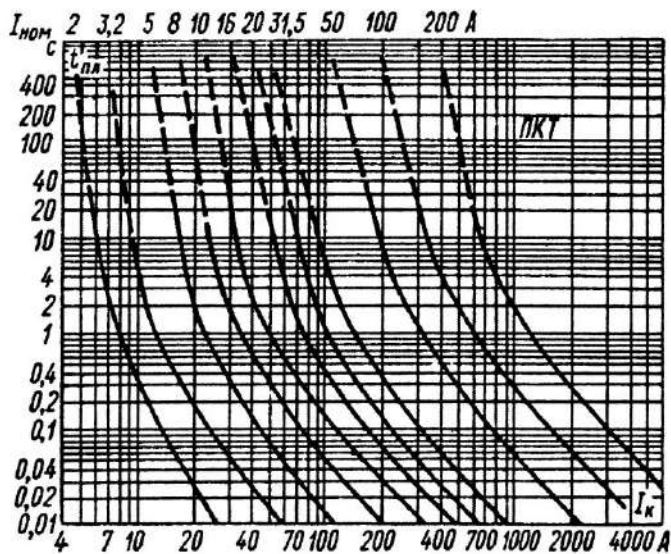
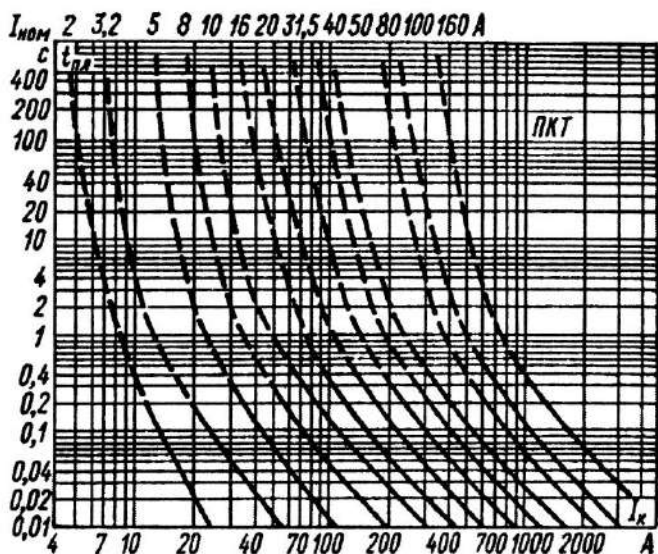


Рис. П2.1. Разрез предохранителя типа ПКТ



а



б

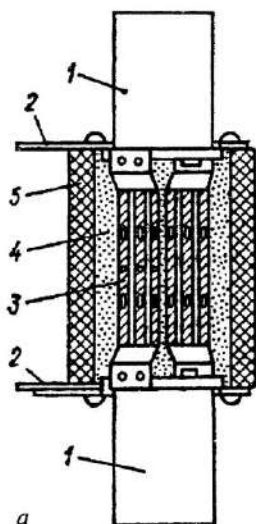
Рис. П2.2. Времятоковые характеристики предохранителей типа ПКТ-101-10 с номинальным током отключения 12,5 кА (а); времятоковые характеристики предохранителей типа ПКТ-101-10, ПКТ-102-10, ПКТ-103-10, ПКТ-104-10 с номинальными токами отключения 20 кА и 31,5 кА (б)

Характеристики предохранителей типа ПН-2 с номинальным напряжением 0,4 кВ

Конструкция и характеристики предохранителей типа ПН-2 с номинальным напряжением 0,4 кВ показаны на рис. П3.

Основными элементами предохранителя являются: контактные ножи 1; крышки 2; элементы плавкой вставки 3; кварцевый песок 4 (наполнитель); корпус 5, представляющий собой фарфоровую трубу.

Полное обозначение предохранителя состоит из пяти элементов, например ПН-2-100-12-УЗ. Буквы ПН означают – предохранитель неразборный; цифра 2 – номер серии; 100 – номинальный ток предохранителя; цифра 1 – переднее присоединение проводников; 2 – с указателем срабатывания и вспомогательным сигнальным замыкающим контактом; У – климатическое исполнение для умеренного климата; цифра 3 – для закрытых помещений с естественной вентиляцией.



б

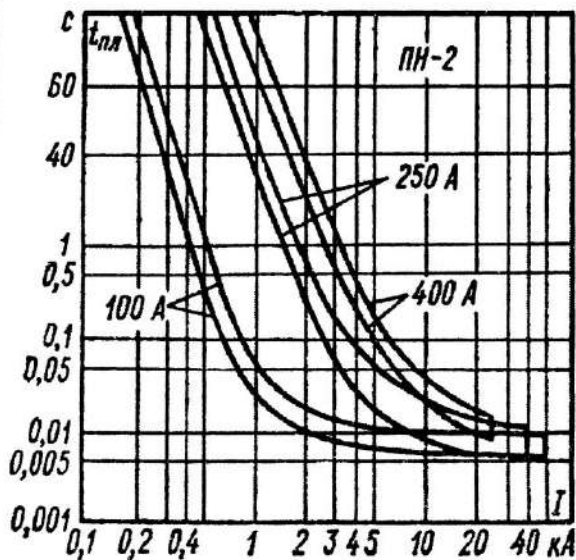


Рис. П3. Конструкция (а) и времятоковые характеристики предохранителей типа ПН-2 (б)

**Рекомендуемые значения
номинальных токов предохранителей для защит
трехфазных силовых трансформаторов 10/0,4 кВ**

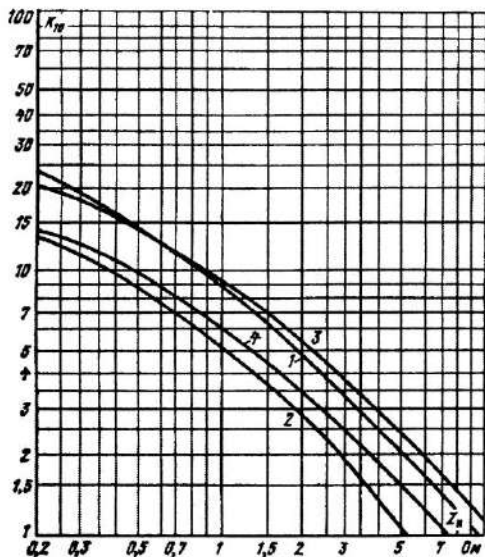
Номинальная мощность трансформатора, МВА	Значение номинального тока трансформатора на стороне, А		Рекомендуемое значение номинального тока предохранителя на стороне, А	
	0,4 кВ	10 кВ	0,4 кВ	10 кВ
0,063	91	3,64	100	10
0,10	145	5,80	160	16
0,16	231	9,25	250	20
0,25	360	14,40	400	40 (31,5)
0,40	580	23,10	630	50
0,63	910	36,40	1000	80

Приложение 5

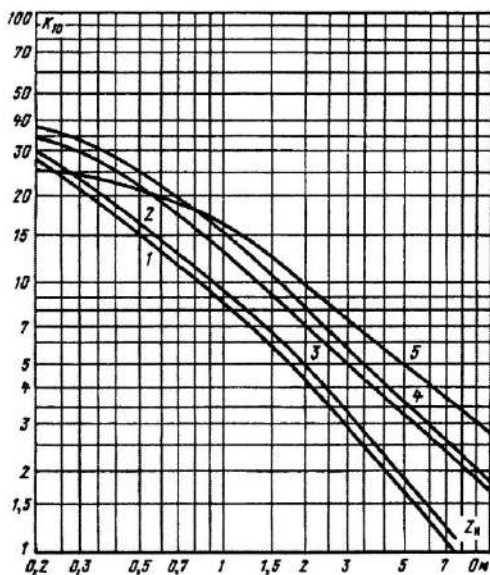
Кривые предельных кратностей тока трансформаторов тока 10 кВ и 35 кВ

На рис. П5.1, а показаны кривые предельных кратностей тока ТТ типа ТПЛ-10 при допустимой погрешности 10 %: 1 – для ТТ с коэффициентами трансформации от 5/5 до 300/5 класса Р; 2 – для ТТ с коэффициентами трансформации от 5/5 до 300/5 класса 0,5; 3 – для ТТ с коэффициентом трансформации 400/5 класса Р; 4 – для ТТ с коэффициентом трансформации 400/5 класса 0,5.

Аналогичные кривые для ТТ типа ТПЛ-10К приведены на рис. П5.1, б: 1 – для ТТ с коэффициентами трансформации от 5/5 до 60/5; 2 – для ТТ с коэффициентами трансформации от 100/5 до 400/5, 600/5; 3 – для ТТ с коэффициентом трансформации 800/5; 4 – для ТТ с коэффициентом трансформации 1000/5; 5 – для ТТ с коэффициентом трансформации 1500/5.



a



б

Рис. П5.1. Кривые предельных кратностей тока ТТ типа ТПЛ-10 (а) и ТПЛ-10К (б)

На рис. П5.2 приведены кривые предельных кратностей тока ТТ типа ТФНД-35М при допустимой погрешности 10%: 1 — для ТТ с коэффициентами трансформации от 15/5 до 600/5 класса Р; 2 — для ТТ с коэффициентами трансформации от 15/5 до 600/5 класса 0,5; 3 — для ТТ с коэффициентами трансформации 800/5, 1000/5, 2000/5 класса Р; 4 — для ТТ с коэффициентом трансформации 800/5 класса 0,5; 5 — для ТТ с коэффициентами трансформации 1000/5, 2000/5 класса 0,5; 6 — для ТТ с коэффициентом трансформации 1500/5 класса Р; 7 — для ТТ с коэффициентом трансформации 1500/5 класса 0,5.

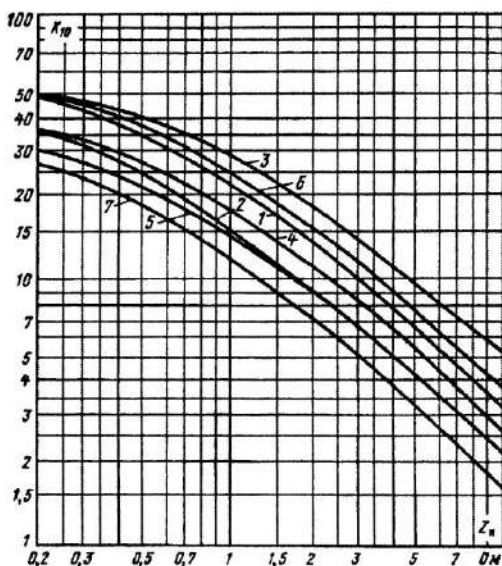


Рис. П5.2. Кривые предельных кратностей тока ТТ типа ТФНД-35М

Параметры реле

Таблица Пб.1

Технические данные реле тока и напряжения

Тип реле	Пределы уставок, А	Первый диапазон уставок, А		Второй диапазон уставок, А		Коэффициент возврата	Потребляемая мощность, ВА	Количество катушек × число витков	Добавочное сопротивление, Ом
		Срабатывания	Термическая стойкость	Срабатывания	Термическая стойкость				
РТ-40/0,2	0,05–0,2	0,05–0,1	0,55	0,1–0,2	1,1	0,8	0,2	2 × 780	—
РТ-40/0,6	0,15–0,6	0,15–3,3	1,75	0,3–0,6	3,5	0,8	0,2	2 × 250	—
РТ-40/2	0,5–2	0,5–1	4,15	1–2	8,3	0,8	0,2	2 × 75	—
РТ-40/6	1,5–6	1,5–3	11	3–6	22	0,8	0,5	2 × 25	—
РТ-40/10	2,5–10	2,5–5	17	5–10	34	0,8	0,5	2 × 15	—
РТ-40/20	5–20	5–10	19	10–20	38	0,8	0,5	2 × 8	—
РТ-40/50	12,5–50	12,5–25	27	25–50	54	0,8	0,8	2 × 3	—

PT-40/100	25-100	25-50	27	50-100	54	0,8	1,8	2 × 2	-
PT-40/200	50-200	50-100	27	100-200	54	0,8	8	2 × 1	-
PH-53/60	15-60	15-30	33	30-60	66	0,8	1	2 × 2000	560/1380
PH-54/48	12-48	12-24	33	24-48	66	1,25	1	2 × 2000	560/1380
PH-53/200	50-200	50-100	110	100-200	220	0,8	1	2 × 6500	6800/15 900
PH-54/160	40-160	40-80	110	80-160	220	1,25	1	2 × 6500	6800/15 900
PH-53/400	100-400	100-200	220	200-400	440	0,8	1	2 × 1400	24 000/57 000
PH-54/320	80-320	80-160	220	160-320	440	1,25	1	2 × 1400	24 000/57 000
PH-53/60Д	15-60	15-30	110	30-60	220	0,8	5	2 × 6500	1300/4600
PH-51/М34		3,2	-	6,4	-	0,5	0,02 BT	2 × 9500	-
PH-51/М56		0,7	-	1,4	-	0,5	0,02 BT	2 × 2000	-
PH-51/М78		16	-	32	-	0,5	0,07 BT	2 × 1400	2550/10200

Параметры индукционных реле

Тип реле	Диапазон токов срабатывания, А	Выдержка времени (в независимой части), с
РТ-81/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$0,5 \pm 0,1 - 4 \pm 0,25$
РТ-81/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$0,5 \pm 0,1 - 4 \pm 0,25$
РТ-82/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$2 \pm 0,5 - 16 \pm 1$
РТ-82/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$2 \pm 0,5 - 16 \pm 1$
РТ-83/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$1 \pm 0,1 - 4 \pm 0,25$
РТ-83/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$1 \pm 0,1 - 4 \pm 0,25$
РТ-84/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$4 \pm 0,5 - 16 \pm 1$
РТ-84/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$4 \pm 0,5 - 16 \pm 1$
РТ-85/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$0,5 \pm 0,1 - 4 \pm 0,25$
РТ-85/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$0,5 \pm 0,1 - 4 \pm 0,25$
РТ-86/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$4 \pm 0,5 - 16 \pm 1$
РТ-86/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$4 \pm 0,5 - 16 \pm 1$
РТ-91/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$0,5 \pm 0,1 - 4 \pm 0,25$
РТ-91/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$0,5 \pm 0,1 - 4 \pm 0,25$
РТ-95/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$0,5 \pm 0,1 - 4 \pm 0,25$
РТ-95/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$0,5 \pm 0,1 - 4 \pm 0,25$

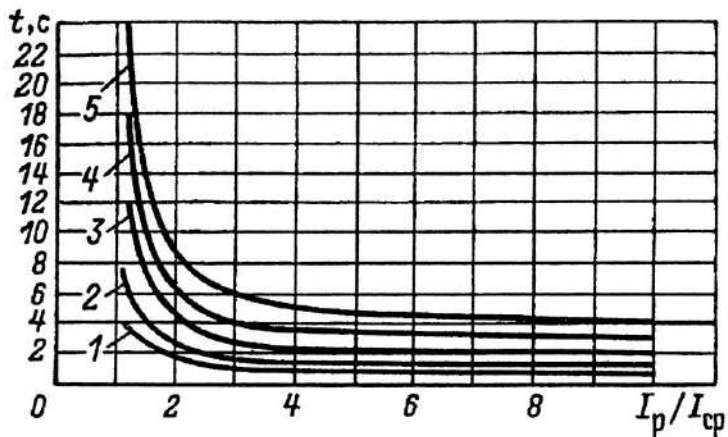
Уставка электромагнитного элемента реле может устанавливаться в пределах (2–8) тока срабатывания индукционного элемента реле.

Коэффициент возврата всех реле не менее 0,8.

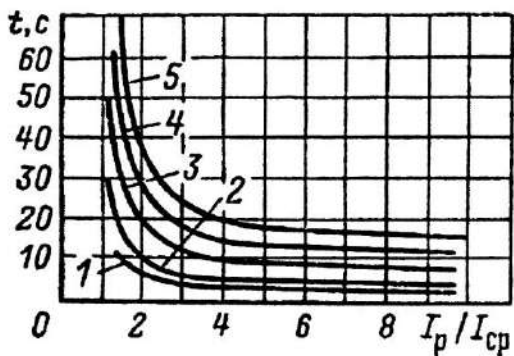
Мощность, потребляемая реле при токе уставки, составляет не более 10 Вт (у реле РТ-91 и РТ-95 – не более 30 Вт).

На рис. П6.1, а показаны характеристики реле РТ-81, РТ-83, РТ-85; на рис. П6.1, б – РТ-82, РТ-84, РТ-86; на рис. П6.1, в – РТ-91 и РТ-95.

Кривые на рис. П6.1, а и рис. П6.1, в соответствуют следующим уставкам по времени: 1 – 0,5 с; 2 – 1 с; 3 – 2 с; 4 – 3 с; 5 – 4 с. Кривые на рис. П6.1, б показаны при других уставках по времени: 1 – 2 с; 2 – 4 с; 3 – 8 с; 4 – 12 с; 5 – 16 с.



a



б

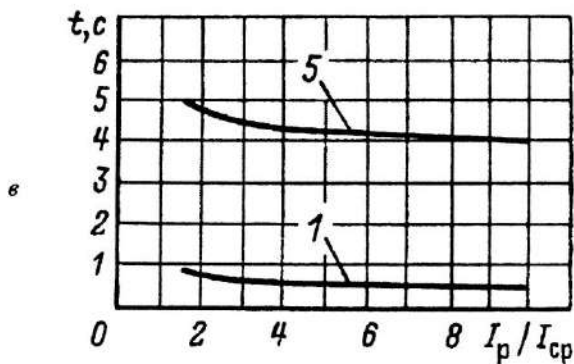


Рис. Пб.1. Времятоковые характеристики индукционных реле

Параметры индукционных реле направления мощности

Тип реле	Угол максимальной чувствительности, град	Однополярные зажимы	Мощность цепей напряжения, ВА	Номинальный ток	Мощность цепей тока, ВА	Добавочные сопротивления		Мощность срабатывания при номинальном токе, ВА	Контакты
						Активные, Ом	Емкостные		
РБМ-171/1	-30	5,8	40	5	10	47	-	3	1з
РБМ-271/1	-45	5,8	35	5	10	47 + 180	-	4	2з
РБМ-171/2	-30	5,8	40	1	10	47	-	0,6	1з
РБМ-271/2	-45	5,8	35	1	10	47 + 180	-	0,8	2з
РБМ-177/1	70	5,7	35	5	10	390	2 × 4 мкФ, 250 В	3	1з
РБМ-277/1	70	5,7	35	5	10	390	2 × 4 мкФ, 250 В	3	2з
РБМ-177/2	70	5,7	35	1	10	390	2 × 4 мкФ, 250 В	0,6	1з
РБМ-277/2	70	5,7	35	1	10	390	2 × 4 мкФ, 250 В	0,6	2з
РБМ-178/1	70	5,7	90	5	10	180	4 × 4 мкФ, 160 В	1	1з
РБМ-278/1	70	5,7	90	5	10	180	4 × 4 мкФ, 160 В	1	2з
РБМ-178/2	70	5,7	90	1	10	180	4 × 4 мкФ, 160 В	0,2	1з
РБМ-278/2	70	5,7	90	1	10	180	4 × 4 мкФ, 160 В	0,2	2з
РБМ-275/1	0	5,7	25	5	5	1500 + 2600	10; 0,5; 3 × 1 мкФ	10-500	1з; 1р
РБМ-275/2	0	5,7	25	1	5	1500 + 2600	10; 0,5; 3 × 1 мкФ	2-100	1з; 1р
РБМ-276/1	90 + 3 × 5	5,7	30	5	5	1500 + 2600	10; 0,5; 3 × 1 мкФ	10-500	1з; 1р
РБМ-276/2	90 + 3 × 5	5,7	30	1	5	1500 + 2600	10; 0,5; 3 × 1 мкФ	2-100	1з, 1р
РМП-272/1	180 (РП) 0 (2РП)	7, 9, 8, 10	-	1	10	-	-	0,14 А	2з
РМП-272/2	180 (РП) 0 (2РП)	7, 9, 8, 10	-	5	10	-	-	0,7 А	2з

Газовое реле типа РГЧЗ-66

Общий вид реле показан на рис. Пб.2, а. Конструкция нижнего элемента реле изображена на рис. Пб.2, б.

На рисунке приняты следующие обозначения: 1 – неподвижный контакт; 2 – рычаг; 3 – пробка; 4 – стойка; 5 – выступ стойки; 6 – ось чашки; 7 – ось стойки; 8 – нижняя чашка; 9 – нижний полуэкран; 10 – сменная «скоростная» пластина; 11 – держатели чашек; 12 – стойка; 13 – верхняя чашка; 14, 20 – изоляционные стойки; 15, 22 – экраны; 16 – верхний полуэкран; 17 – верхний кран; 18 – коробка зажимов; 19 – смотровое стекло; 21 – держатель пружины; 23 – прокладка; 24 – сборочное кольцо; 25 – упорная пластина; 26 – пружина; 27 – транспортные заглушки.

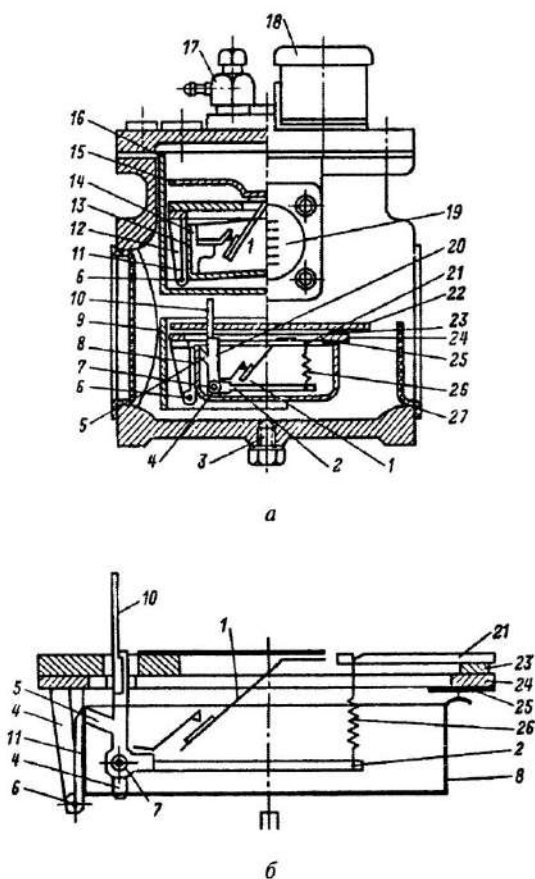


Рис. Пб.2. Газовое реле типа РГЧЗ-66

Технические данные реле времени с часовым механизмом

Тип реле	Пределы уставок, с	Максимальный разброс, с	Время замкнутого состояния проркальзывающих контактов, с	Отношение $U_{CP}/U_{НОМ}$	Отношение $U_B/U_{НОМ}$	Мощность, ВА	Примечание
<i>Реле постоянного тока с номинальным напряжением 24, 48, 110 или 220 В</i>							
ЭВ-112	0,1–1,3	0,06	0,05–0,1	0,7	0,1	30	При напряжении $1,1 U_{НОМ}$ реле могут находиться не более 2 мин, кроме реле ЭВ-113, ЭВ-123, ЭВ-133, ЭВ-143, для которых это напряжение длительно допустимо. Здесь $U_{НОМ}$ — номинальное напряжение; U_{CP} — напряжение срабатывания; U_B — напряжение возврата
ЭВ-113	0,1–1,3	0,06	—	0,7	0,03–0,05	30/15	
ЭВ-114	0,1–1,3	0,06	—	0,7	0,1	30	
ЭВ-122	0,25–3,5	0,12	0,17–0,25	0,7	0,1	30	
ЭВ-123	0,25–3,5	0,12	—	0,7	0,03–0,05	30/15	
ЭВ-124	0,25–3,5	0,12	—	0,7	0,1	30	
ЭВ-132	0,5–9	0,25	0,45–0,65	0,7	0,1	30	
ЭВ-133	0,5–9	0,25	—	0,7	0,03–0,05	30/15	
ЭВ-134	0,5–9	0,25	—	0,7	0,1	30	
ЭВ-142	1–20	0,8	1–1,5	0,7	0,1	30	
ЭВ-143	1–20	0,8	—	0,7	0,03–0,05	30/15	
ЭВ-144	1–20	0,8	—	0,7	0,1	30	

Реле переменного тока с номинальным напряжением 100, 127, 220 или 380 В

ЭВ-215	0,1—1,3	0,06	0,05—0,1	0,75	0,55	20
ЭВ-217	0,1—1,3	0,06	—	0,85	0,55	15
ЭВ-218	0,1—1,3	0,06	0,05—0,1	0,85	0,55	15
ЭВ-225	0,25—3,5	0,12	0,1—0,6	0,75	0,55	20
ЭВ-227	0,25—3,5	0,12	—	0,85	0,55	15
ЭВ-228	0,25—3,5	0,12	0,1—0,6	0,85	0,55	15
ЭВ-235	0,5—9	0,25	0,1—0,75	0,75	0,55	20
ЭВ-237	0,5—9	0,25	—	0,85	0,55	15
ЭВ-238	0,5—9	0,25	0,1—0,75	0,85	0,55	15
ЭВ-245	1—20	0,8	0,1—1,5	0,75	0,55	20
ЭВ-247	1—20	0,8	—	0,85	0,55	15
ЭВ-248	1—20	0,8	0,1—1,5	0,85	0,55	15

Реле ЭВ-215, ЭВ-225, ЭВ-235, ЭВ-245 замыкают контакты с заданной выдержкой при возврате реле. Эти реле в комплекте с ВУ-200 работают как трехфазные и обозначаются соответственно ЭВ-215К, ЭВ-225К, ЭВ-235К, ЭВ-245К

Параметры промежуточных реле

Тип реле	Номинальная величина			Напряжение срабатывания (доля номинального)	Напряжение возврата (доля номинального)	Мощность, Вт	Время, с		Допустимый ток, А			Контакты
	Срабатывания	Удержания					Срабатывания	Возврата	Ток коммутации при напряжении 220 В и нагрузке		Длительный	
		Напряжение, В	Ток, А						Напряжение, В	Ток, А		
РП-221	110; 220	—	—	0,6	0,04	6	0,011	—	2	12 (на замыкание)	3	2п
РП-222	110; 220	—	—	0,6	0,04	6	0,011	—	2	12 (на замыкание)	3	4з
РП-223	110; 220	—	—	0,6	0,04	6	0,011	—	2	12 (на замыкание)	3	4з
РП-224	110; 220	—	—	0,6	0,8	6	0,011	—	2	12 (на замыкание)	3	4з
РП-225	110; 220	—	—	0,6	0,04	6	0,011	—	2	12 (на замыкание)	3	2з, 2р
РП-254	—	1; 2; 4; 8	110	0,7	0,65	6	0,05	0,5	0,5	1	5	3з, 1р

РП-255	24; 48; 110; 220	-	-	1; 2; 4; 8	0,7	0,5	6-8	0,05	-	0,5	1	5	53
РП-352	24; 48; 110; 220	-	-	-	0,7	-	25	0,06	-	0,25	2	5	23, 2р, 2п
РЭВ-81	12; 24; 48; 110; 220	-	-	-	0,6	-	20	0,1	0,25-1,3	1	2	10	13
РЭВ-84	12; 24; 48; 110; 220	-	-	-	0,3-0,6	-	15	0,1	0,15	2	4	10	13
РЭВ-811	12; 24; 48; 110; 220	-	-	-	0,6	-	0,2	0,3	0,25-1,5	1	2	10	13, 1р
РЭВ-812	12; 24; 48; 110; 220	-	-	-	0,6	-	0,2	0,3	0,8-2,8	1	2	10	13, 1р
РЭВ-813	12; 24; 48; 110; 220	-	-	-	0,6	-	0,2	0,3	2-3,8	1	2	10	13, 1р
РЭВ-814	12; 24; 48; 110; 220	-	-	-	0,6	-	0,2	0,3	3-5,5	1	2	10	13, 1р

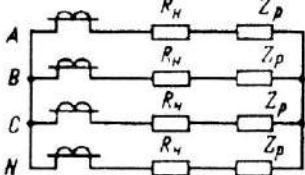
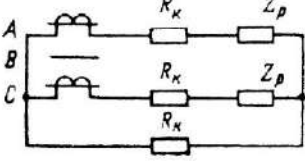
Технические данные сигнальных (указательных) реле

Тип реле	Питание. Значение напряжения (В), или тока (А)		Сопротивление каатушки, Ом	Потребляемая мощность, Вт	Кон- такты	Допустимый ток контактов (А) в цепи постоянного напряжения 220 В	
	Номи- нальное	Дли- тельное				При раз- рыве	Дли- тельно
РУ-21/0,01	0,01 А	0,03	2200	0,25	2з, или 2р, или 1з, 1р	0,25	2
РУ-21/0,015	0,015 А	0,05	1000	0,25		0,25	2
РУ-21/0,025	0,025 А	0,075	320	0,25		0,25	2
РУ-21/0,05	0,05 А	0,15	70	0,25		0,25	2
РУ-21/0,075	0,075 А	0,225	30	0,25		0,25	2
РУ-21/0,1	0,1 А	0,3	18	0,25		0,25	2
РУ-21/0,15	0,15 А	0,5	8	0,25		0,25	2
РУ-21/0,25	0,25 А	0,75	3	0,25		0,25	2
РУ-21/0,5	0,5 А	1,5	0,7	0,25		0,25	2
РУ-21/1	1 А	3	0,2	0,25		0,25	2
РУ-21/2	2 А	6	0,05	0,25		0,25	2
РУ-21/4	4 А	12	0,015	0,25		0,25	2
РУ-21/220	130 В	235	28 000	1,75	2з, или 2р, или 1з, 1р	0,25	2
РУ-21/110	66 В	122	7500	1,75		0,25	2
РУ-21/48	28 В	31	1440	1,75		0,25	2
РУ-21/24	14 В	26,5	360	1,75		0,25	2
РУ-21/12	7 В	13,5	87	1,75		0,25	2
СЭ-2	0,01; 0,015; 0,025; 0,05; 0,075; 0,1; 0,15; 0,25; 0,5; 1А	3 I _{ном}	—	0,3	2з, или 2р, или 1з, 1р	0,2	0,5

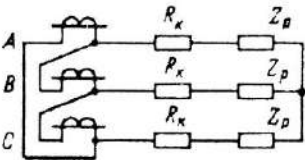
Тип реле	Питание. Значение напряжения (В), или тока (А)		Сопротивление катушки, Ом	Потребляемая мощность, Вт	Кон- такты	Допустимый ток контактов (А) в цепи постоянного напряжения 220 В	
	Номи- нальное	Дли- тельное				При раз- рыве	Дли- тельно
СЭ-2	48; 110; 220 В	1,1 $U_{\text{ном}}$	—	2	2з, или 2р, или 1з, 1р	0,2	0,5
ЭС-41/0,01	0,01 А	0,03 А	1465	0,2	—	—	—
ЭС-41/0,015	0,015 А	0,045 А	615	0,2	—	—	—
ЭС-41/0,025	0,025 А	0,075 А	220	0,2	—	—	—
ЭС-4 1/0,05	0,05 А	0,15 А	51,5	0,2	—	—	—
ЭС-4 1/0,075	0,075 А	0,225 А	23	0,2	—	—	—
ЭС-41/0,1	0,1 А	0,3 А	12,7	0,2	—	—	—
ЭС-41/0,15	0,15 А	0,45 А	5	0,2	—	—	—
ЭС-41/0,25	0,25 А	0,75 А	2,2	0,2	—	—	—
ЭС-41/0,5	0,5 А	1,5 А	0,8	0,2	—	—	—
ЭС-41/1	1 А	3 А	0,2	0,2	—	—	—

Параметры нагрузок ТТ

Таблица П7

Схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле	Вид КЗ	Сопротивление нагрузки относительно зажимов вторичной обмотки ТТ
1. «Звезда—звезда» 	Трехфазное и двухфазное	$Z_H = R_K + Z_P + R_{ПЕР}$
2. «Неполная звезда—неполная звезда» 	Трехфазное	$Z_H = \sqrt{3} R_K + Z_P + R_{ПЕР}$
<td data-bbox="425 712 653 811"> Двухфазное АВ или ВС </td> <td data-bbox="653 712 1002 811"> $Z_H = 2R_K + Z_P + R_{ПЕР}$ </td>	Двухфазное АВ или ВС	$Z_H = 2R_K + Z_P + R_{ПЕР}$
<td data-bbox="425 811 653 877"> Двухфазное АС </td> <td data-bbox="653 811 1002 877"> $Z_H = R_K + Z_P + R_{ПЕР}$ </td>	Двухфазное АС	$Z_H = R_K + Z_P + R_{ПЕР}$
<td data-bbox="425 877 653 943"> Двухфазное АС </td> <td data-bbox="653 877 1002 943"> $Z_H = 4R_K + 2Z_P + R_{ПЕР}$ </td>	Двухфазное АС	$Z_H = 4R_K + 2Z_P + R_{ПЕР}$
<td data-bbox="425 943 653 1034"> Двухфазное АВ или ВС </td> <td data-bbox="653 943 1002 1034"> $Z_H = 2R_K + Z_P + R_{ПЕР}$ </td>	Двухфазное АВ или ВС	$Z_H = 2R_K + Z_P + R_{ПЕР}$

3. «Треугольник—звезда»



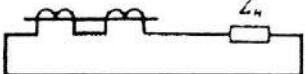
Трехфазное и двухфазное

$Z_H = 3(R_K + Z_P) + R_{ПЕР}$

Однофазное

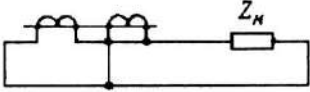
$Z_H = 2(R_K + Z_P) + R_{ПЕР}$

4. Последовательное соединение вторичных обмоток двух ТТ одной фазы



—

Эквивалентное сопротивление $Z_{НЭ} = 0,5Z_H$

Схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле	Вид КЗ	Сопротивление нагрузки относительно зажимов вторичной обмотки ТТ
5. Параллельное соединение вторичных обмоток двух ТТ одной фазы 	—	Эквивалентное сопротивление $Z_{НЭ} = 2Z_N$

В таблице приняты следующие обозначения: Z_N , R_K , Z_P , $R_{ПЕР}$ — сопротивление нагрузки ТТ, активное сопротивление жил соединительных (сигнальных) кабелей, сопротивление катушек реле и переходное сопротивление в местах соединений проводников соответственно.

С целью упрощения расчетов допускается арифметическое сложение значений полных и активных сопротивлений.

В расчетные формулы должны подставляться наибольшие значения сопротивлений (для наиболее загруженных фаз).

Сопротивление жил кабелей определяется по их длине и удельному сопротивлению, а сопротивления катушек реле — по потребляемой ими мощности.

Допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода

Длительно допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода зависят от условий их эксплуатации, места прокладки и т. д. Они определены ГОСТ 839–80 и регламентируются ПУЭ.

Таблица П8

Номинальное сечение, мм ²	Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток, А, для проводов марок			
		АС, АСКС, АСК, АСКП		А и АКП	
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений	внутри помещений
10	10/1,8	84	53	—	—
16	16/2,7	111	79	105	75
25	25/4,2	142	109	136	106
35	35/6,2	175	135	170	130
50	50/8	210	165	215	165
70	70/11	265	210	265	210
95	95/16	330	260	320	255
120	120/19	390	313	375	300
	120/27	375	—		
150	150/19	450	365	440	355
	150/24		—		
	150/34		—		
185	185/24	520	430	500	410
	185/29	510	425		
	185/43	515	—		
240	240/32	605	505	590	490
	240/39	610			
	240/56	610	—		
300	300/39	710	600	680	570
	300/48	690	585		
	300/66	680	—		

Параметры элементов электрических сетей и оборудования для расчетов защит от однофазных замыканий на землю

Таблица П9.1

Удельные емкости фаз относительно земли и удельные токи при однофазном замыкании на землю для трехжильных кабелей с поясной изоляцией и секторными жилами

Номинальное сечение жил, мм ²	Номинальное напряжение сети 6 кВ		Номинальное напряжение сети 10 кВ	
	Удельная емкость фазы относительно земли, мкФ/км	Удельный ток при однофазном замыкании на землю, А/км	Удельная емкость фазы относительно земли, мкФ/км	Удельный ток при однофазном замыкании на землю, А/км
25	0,137	0,447	0,109	0,593
35	0,158	0,516	0,124	0,675
50	0,183	0,597	0,142	0,773
70	0,214	0,699	0,165	0,898
95	0,247	0,806	0,192	1,045
120	0,278	0,908	0,215	1,17
150	0,311	1,015	0,238	1,295
185	0,343	1,114	0,262	1,426
240	0,383	1,25	0,292	1,589

Таблица П9.2

Средние удельные емкости фаз относительно земли воздушных линий электропередачи

Тип линии	Емкость фазы относительно земли, мкФ/км	
	Номинальное напряжение 6 кВ	Номинальное напряжение 10 кВ
Одноцепная	0,013	0,0256
Двухцепная	0,017	0,035

**Емкости фаз обмоток относительно земли
крупных электродвигателей**

Тип электродвигателя	Номинальная мощность, кВт	Емкость обмотки статора относительно земли, мкФ	
		для сети 6 кВ	для сети 10 кВ
СТД-5000-2	5000	0,11	0,085
СТД-6300-2	6300	0,11	0,11
СТД-8000-2	8000	0,17	0,11
СДТ-10000-2	10000	0,17	0,15
СТД-12500-2	12500	0,22	0,15

Таблица П9.4

Основные параметры защит

Тип ТНП	Тип реле	Уставка реле, мА	Минимальное значение первичного тока срабатывания защиты, А		
			Один ТНП	Два ТНП. Соединение вторичных обмоток	
				последовательное	параллельное
ТЗЛМ	РТ-40/02	100	8,6	11,6	12,5
	РТЗ-50	30	2,6	3,9	5,2
ТЗРЛ	РТЗ-51	20	0,69	1,25	0,97
	РТ-40/0,2	100	20	25	34
ТЗЛ	РТ-40/0,2	100	7,0	9,0	11,0
	РТЗ-51	20	0,68	1,25	0,97
ТЗЛМ-1	РТЗ-51	20	0,6	1,08	0,69

Номенклатура некоторых отечественных цифровых средств релейной защиты

Таблица П10.1

**Назначение отдельных устройств релейной защиты и автоматики,
производимых НТЦ «Механотроника»**

Наименование	Назначение
<i>Блоки РЗА для сетей 0,4–220 кВ</i>	
БМРЗ-ВВ	Защита и автоматика вводов
БМРЗ-СВ	Защита и автоматика секционных выключателей
БМРЗ-КЛ	Защита кабельных линий
БМРЗ-ВЛ	Защита воздушных линий
БМРЗ-ДА	Защита асинхронных двигателей
БМРЗ-ДС	Защита синхронных двигателей
БМРЗ-ДД	Дифференциальная защита двигателей
БМРЗ-КН	Защита трансформаторов с контролем напряжений
БМРЗ-ТД	Дифференциальная защита трансформаторов
БМРЗ-ТР	Резервная защита трансформаторов
ШЗЛ-110-220	Защита линий 110–220 кВ
БМРЗ-ВВ-0,4	Защита рабочих вводов КТП-6(10)/0,4 кВ
БМРЗ-АВ-0,4	Защита аварийных (резервных) вводов КТП-6(10)/0,4 кВ
БМПА	Автоматика секционных выключателей КТП-6(10)/0,4 кВ
<i>Устройства питания оборудования для подстанций с переменным оперативным током</i>	
БПК-3	Питание устройств ЦРЗА, автоматики и сигнализации выпрямленным оперативным током
БПК-4	Питание устройств ЦРЗА. Заряд батареи конденсаторов (БК). Контроль заряда БК

**Назначение отдельных устройств релейной защиты и автоматики,
производимых ООО «Радиус-Автоматика»**

Наименование	Назначение
<i>Серия «Орион»</i> простая недорогая защита сетей 6–35 кВ (0,4 кВ)	
Орион	Защита сетей 6–35 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью, а также сетей 0,4 кВ.
Орион-М	Защита и автоматика воздушных и кабельных линий электропередачи, трансформаторов и двигателей напряжением 6–35 кВ
Орион-ДЗ	Дуговая защита (в шкафах комплектных распределительных устройств 6–35 кВ)
Орион-КИ	Непрерывный контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформаторов
Орион-2	Защита, автоматика, управление и сигнализация присоединений напряжением 6–35 кВ (воздушных и кабельных линий, трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т. д.)
Орион-РТЗ	Основная или резервная токовая защита отходящих линий, а также силовых трансформаторов на энергообъектах напряжением 6–35 кВ с переменным оперативным током
Орион-БПМ Орион-БПМ-2	Обеспечение бесперебойным питанием устройств релейной защиты серий «Орион», «Сириус» и других, выполненных на микропроцессорной элементной базе, на подстанциях с переменным оперативным током
<i>Серия «Сириус» («Сириус-2»)</i> защита и автоматика сетей 6–35 кВ	
Сириус-Л Сириус-2-Л	Защита воздушной или кабельной линии, трансформатора собственных нужд
Сириус-МЛ Сириус-2-МЛ	Защита линии, трансформатора собственных нужд с цепями напряжения (направленная)
Сириус-С Сириус-2-С	Защита секционного выключателя 6–35 кВ
Сириус-В Сириус-2-В	Защита выключателя ввода 6–35 кВ

Наименование	Назначение
Сириус-Д Сириус-ДД	Защита и автоматика синхронного и асинхронного двигателя 3–35 кВ
Сириус-Т	Основная (включая дифференциальную) защита двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35–220 кВ
Сириус-ТЗ	Основная (включая дифференциальную) защита трехобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35–220 кВ
Сириус-УВ	Защита и автоматика высоковольтного выключателя 35, 110, 220 кВ; резервная защита силового трансформатора; подменная защита воздушной линии
Сириус-ТН	Контроль ячейки трансформатора напряжения с функцией автоматике
Сириус-ДЗ-35	Дистанционная защита линий 35 кВ
Сириус-СП	Защита секционирующего пункта напряжением 6–35 кВ

Таблица П10.3

**Назначение отдельных устройств релейной защиты и автоматики,
производимых ООО «Парма Прот»**

Наименование	Назначение (функции)
<i>Серия «OmegaProt» (Ω)</i>	
защита сетей до 1 кВ, подстанций 6–10 кВ, резервирование других защит	
DTI2- Ω P-3f	Двухступенчатая токовая защита с контролем токов трех фаз
DTI2- Ω P-2fIo	Двухступенчатая токовая защита с контролем токов двух фаз, защита по току нулевой последовательности
DTI2- Ω P-Ioф	Направленная двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности
DMV- Ω P	Многофункциональная защита электродвигателей
ОРТ	Питание устройств релейной защиты и автоматики (от токовых цепей и цепей напряжения)

Наименование	Назначение (функции)
<i>Серия «SigmaProt» (Σ)</i> защита и автоматика присоединений 1–35 кВ	
DTI	Токовая защита
DTD	Дифференциальная защита
DMV	Защита двигателя
<i>Серия «EuroProt»</i> защита и автоматика сетей напряжением 1–35 кВ	
DTI	Токовые защиты (в том числе направленные) и автоматика для сетей 1–35 кВ
DKTVA	Дистанционная защита с АПВ для сетей 1–35 кВ
DKTVA-OX	Дифференциальная защита линий 1–35 кВ (оптический или проводной канал связи)
DKVL	Защита и автоматика конденсаторной батареи
DTD	Дифференциальные защиты двигателя, генератора
DMV	Защита двигателя любой мощности
SZIV	Защита генератора малой и средней мощности
DFR	Многофункциональное реле частоты
DRL	Автоматика управления дугогасящим реактором
<i>Серия «EuroProt»</i> защита и автоматика сетей напряжением 110–330 кВ	
DTVA	Дистанционная защита и автоматика линий 110 кВ и выше
DTVA-OX	Направленная защита с ВЧ каналом связи
DSZV	Дифференциальная защита линии со связью по оптоволокну (до 100 км)
DGSZV	Дифференциальная защита линии со связью по кабелю
DTD	Дифференциальная защита трансформаторов, авто-трансформаторов и ошинок
OGYD	Дифференциальная защита шин с любым количеством присоединений

Наименование	Назначение (функции)
DGVB	Комплект защит для блока «генератор—трансформатор»
<i>Автономная резервная МТЗ</i>	
AZT 3/0	Резервирование токовых защит линий и трансформаторов; защита сетей 110—330 кВ

Таблица П10.4

**Назначение отдельных устройств релейной защиты и автоматики,
производимых ИЦ «Бреслер»**

Наименование	Назначение (функции)
Защиты 0,4—35 кВ	
<i>Микропроцессорные устройства РЗА серии ТЭМП-2501</i>	
ТЭМП 2501-1х	Устройство защиты и автоматики присоединений 0,4—35 кВ (универсальное)
ТЭМП 2501-2х	Устройство защиты и автоматики секционного (шинного) ТН
ТЭМП 2501-3х	Устройство защиты и автоматики линии 6—35 кВ
ТЭМП 2501-4х	Устройство защиты и автоматики электродвигателя большой и средней мощности.
<i>Комплектные реле (терминалы) серии TOP-100</i>	
TOP 100-МТЗ 31 TOP 100-МТЗ 11	Реле ненаправленных максимальных токовых защит от междуфазных замыканий и замыканий на землю
TOP 100-НТЗ 21 TOP 100-НТЗ 61	Реле направленных максимальных токовых защит от междуфазных замыканий и замыканий на землю, защиты от обрыва фаз
TOP 100-МТЗ 81	Реле резервной максимальной токовой защиты сторон ВН, СН и НН силового трансформатора
TOP 100-СТЗ 82 TOP 100-СТЗ 83	Реле суммарной токовой защиты стороны низкого напряжения силовых трансформаторов с расщепленной обмоткой, сдвоенных реакторов, трехобмоточных трансформаторов, а также для выполнения суммарной токовой защиты секций 6—10 кВ

Наименование	Назначение (функции)
ТОР 100-ДВГ 31	Реле защиты асинхронных и синхронных двигателей мощностью до 5 МВт
ТОР 100-ДЗТ 51 ТОР 100-ДЗТ 71 ТОР 100-ДЗТ 52 ТОР 100-ДЗТ 72	Реле дифференциальной защиты понижающих двухобмоточных трансформаторов (или трансформаторов с расщепленными обмотками) мощностью до 40 МВ·А, токоограничивающих реакторов, двигателей большой мощности
ТОР 100-ЗМН 41	Реле защит по напряжению минимального / максимального действия
ТОР 100-АЧР 41	Реле автоматической частотной разгрузки
ТОР 100-АРТ 31	Реле автоматической разгрузки трансформатора
ТОР 100-ЛОК 61	Определитель места повреждения на линии электропередач 35–750 кВ
<i>Комплектные реле (терминалы) серии ТОР-200</i>	
ТОР 200-Л32 1хх2 ТОР 200-Л32 2хх2 ТОР 200-Л32 3хх2 ТОР 200-Л22 2хх2 ТОР 200-Л22 3хх2 ТОР 200-Л62 2хх2 ТОР 200-Л62 3хх2	Терминалы защит кабельных и воздушных линий, линий к ТСН
ТОР 200-Л22 3хх2	Терминал защиты линий к БСК
ТОР 200-Л29 3822 ТОР 200-Л69 3822	Терминалы продольной дифференциальной защиты линии
ТОР 200-Д32 2хх2 ТОР 200-Д32 3хх2 ТОР 200-Д22 2хх2 ТОР 200-Д22 3хх2 ТОР 200-Д62 2хх2 ТОР 200-Д62 3хх2	Терминалы защит асинхронных и синхронных двигателей мощностью до 5 МВт
ТОР 200-Д52 2хх2 ТОР 200-Д52 3хх2	Терминалы защит двигателей мощностью более 5 МВт
ТОР 200-Д59 3хх2	Терминал защиты двухскоростного двигателя

Наименование	Назначение (функции)
TOP 200-C32 2хх2 TOP 200-C32 3хх2 TOP 200-C22 2хх2 TOP 200-C22 3хх2 TOP 200-C62 2хх2 TOP 200-C62 3хх2	Терминалы защит секционного выключателя
TOP 200-C29 3хх2 TOP 200-C69 3хх2	Терминалы защит резервного ввода (включают дистанционную защиту)
TOP 200-B32 2хх2 TOP 200-B32 3хх2 TOP 200-B22 2хх2 TOP 200-B22 3хх2 TOP 200-B62 2хх2 TOP 200-B62 3хх2	Терминалы защит вводного выключателя
TOP 200-B29 3хх2 TOP 200-B69 3хх2	Терминалы защит рабочего ввода (включают дистанционную защиту)
TOP 200-H42 2хх2 TOP 200-H42 3хх2	Терминалы защит трансформатора напряжения
TOP 200-P22 2хх2 TOP 200-P22 3хх2	Автоматический регулятор напряжения трансформатора под нагрузкой
TOP 200-KЧР23 4хх2	Контроллер частотной разгрузки
TOP 200-T72 3хх2	Терминал защиты трансформатора (включает дифференциальную защиту)
<i>Шкафы защит</i>	
Бреслер ШЛ 2606.17	Шкаф защиты линии и автоматики управления выключателем для линий 6–35 кВ с ТАПВ

Примечание: вместо знаков «х» записываются цифры, обозначающие конкретное исполнение терминала.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – Автоматическое включение резервного источника питания
- АПВ – Автоматическое повторное включение
- БСК – Батарея статических конденсаторов
- ВН – Высшее напряжение (обмотки трансформатора), высокое напряжение
- ДГР – Дугогасительный реактор
- КЗ – Короткое замыкание
- к.п.д. – Коэффициент полезного действия
- м.д.с. – Магнитодвижущая сила
- МТЗ – Максимальная токовая защита
- НН – Низшее напряжение (обмотки трансформатора), низкое напряжение
- НО – Неселективная токовая отсечка
- НТТ – Насыщающийся трансформатор тока
- ОАПВ – Однофазное автоматическое повторное включение
- ПУЭ – Правила устройства электроустановок
- РПН – Регулирование напряжения трансформатора под нагрузкой
- ТАПВ – Трехфазное автоматическое повторное включение
- ТЗН – Трансформатор заземления нейтрали
- ТН – Трансформатор напряжения
- ТНП – Трансформатор тока нулевой последовательности
- ТО – Токовая отсечка селективная
- ТСН – Трансформатор собственных нужд
- ТТ – Трансформатор тока
- э.д.с. – Электродвижущая сила

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	6
1.1. Определения основных понятий	6
1.2. Основные свойства релейной защиты	8
1.3. Основные виды повреждений, которые выявляют средства релейной защиты	9
2. ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ	17
2.1. Токовые отсечки	18
2.1.1. Выбор уставок токовых отсечек	18
2.1.2. Схемы токовых отсечек	20
2.2. Неселективные отсечки	21
2.2.1. Неселективная токовая отсечка с выдержкой времени	22
2.2.2. Неселективная токовая отсечка без выдержки времени	24
2.3. Максимальные токовые защиты	25
2.3.1. Выбор уставок МТЗ	26
2.3.2. Схемы МТЗ	28
2.4. Трехступенчатые токовые защиты	30
2.5. Направленные токовые защиты	34
2.5.1. Принцип действия	34
2.5.2. Реле направления мощности	35
2.5.3. Схемы направленных защит	39
2.5.4. Выбор параметров срабатывания направленных токовых защит	41
2.6. Дифференциальные защиты трансформаторов	43
2.6.1. Выбор тока срабатывания дифференциальных защит	47

2.6.2. Расчет числа витков обмоток реле РНТ-565 и ДЗТ-11	49
2.6.3. Проверка чувствительности защиты	49
2.6.4. Особенности расчета дифференциальной защиты без торможения	50
2.6.5. Особенности расчета дифференциальной защиты с торможением	50
2.7. Защита предохранителями	51
2.8. Защита от однофазных замыканий на землю	57
2.9. Микропроцессорные средства релейной защиты	67
3. ПРИМЕР ПОСТРОЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10–35 кВ	71
3.1. Параметры системы электроснабжения	72
3.2. Анализ нормальных режимов контролируемой сети	72
3.3. Токи короткого замыкания	74
3.3.1. Параметры схемы замещения	75
3.3.2. Расчет токов короткого замыкания	78
3.4. Выбор защит и расчет их уставок	82
3.4.1. Защита трансформаторов Т4, Т5, Т6	82
3.4.2. Защита, устанавливаемая на магистральной воздушной линии W6	86
3.4.3. Защиты, устанавливаемые на трансформаторе Т1 35/10 кВ	93
3.4.4. Защита линии W5	104
3.4.5. Защиты, устанавливаемые на трансформаторе Т2 35/10 кВ	110
3.4.6. Защита блока «линия–трансформатор» W4–Т3	116
3.4.7. Защита, устанавливаемая на линии W3	121
3.4.8. Защита, устанавливаемая на линии W1	128
3.4.9. Защита, устанавливаемая на линии W2	132
3.4.10. Проверка согласования защит	135
4. ПРИМЕР РАСЧЕТА И СОГЛАСОВАНИЯ СРЕДСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ БАЗАХ	139
4.1. Исходные данные	139
4.2. Расчет защиты линии W3	140
4.3. Расчет защиты линии W2	142
4.4. Расчет защиты линии W1	143

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	161
ПРИЛОЖЕНИЯ	163
Приложение 1. Правила выполнения технического описания средств релейной защиты	165
Приложение 2. Характеристики предохранителей типа ПКТ с номинальным напряжением 10 кВ	174
Приложение 3. Характеристики предохранителей типа ПН-2 с номинальным напряжением 0,4 кВ	176
Приложение 4. Рекомендуемые значения номинальных токов предохранителей для защит трехфазных силовых трансформаторов 10/0,4 кВ	177
Приложение 5. Кривые предельных кратностей тока трансформаторов тока 10 кВ и 35 кВ	177
Приложение 6. Параметры реле	180
Приложение 7. Параметры нагрузок ТТ	192
Приложение 8. Допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода	194
Приложение 9. Параметры элементов электрических сетей и оборудования для расчетов защит от однофазных замыканий на землю	195
Приложение 10. Номенклатура некоторых отечественных цифровых средств релейной защиты	197
ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	204

Производственно-практическое издание

Булычев Александр Витальевич

Наволочный Александр Альбертович

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Пособие для практических работ

Редактор *А. М. Меламед*

Оформление обложки *А. Н. Корниенко*

Технический редактор *Н. В. Савостьянова*

Компьютерная верстка *С. П. Моргун*

Корректор *М. В. Пржевальская*

Подписано в печать 18.11.2010.

Формат 60×90¹/₁₆. Бумага офсетная.

Гарнитура Ньютон. Усл. печ. л. 13,0. Уч.-изд. л. 13,5.

Тираж 2000 экз. Изд. № 921. Заказ № 6151.

ООО НЦ «ЭНАС».

107045, Москва, Пушкирев пер., д. 16.

Тел. (495) 913-66-30.

E-mail: sekr@enas.ru <http://www.enas.ru>

Отдел реализации.

115114, Москва, Дербеневская наб., д. 11.

Тел. (495) 913-66-20. E-mail: adres@enas.ru

Фирменный магазин «Специалист».

115201, Москва, Каширский проезд, д. 9, стр. 1.

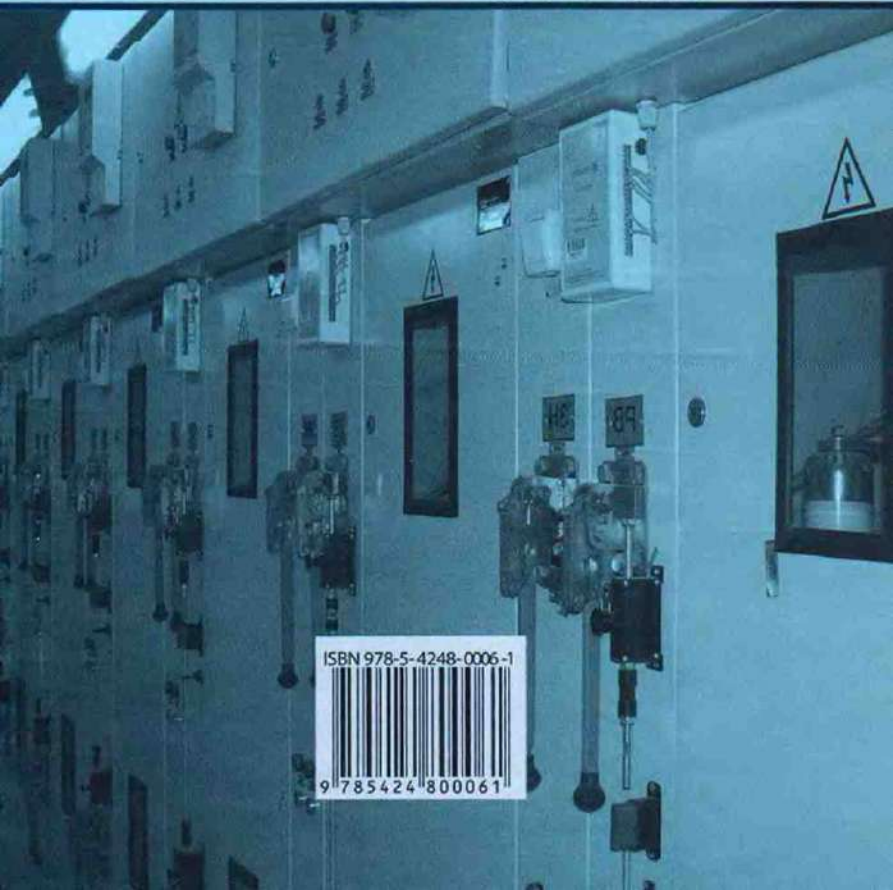
Тел. (499) 619-48-09. E-mail: magazin@enas.ru

Отпечатано с готовых диапозитивов

в ФГУП «Производственно-издательский комбинат ВИНТИ».

140010, Московская обл., г. Люберцы, Октябрьский просп., 403.

Тел. 554-21-86.



ISBN 978-5-4248-0006-1



9 785424 800061