

Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

1. Цель и задачи дисциплины

1.1. Цель изучения дисциплины

Целью изучения дисциплины является подготовка инженеров в области релейной защиты и автоматики систем электроснабжения (СЭС). При этом особое внимание уделяется принципам выполнения и технической реализации устройств релейной защиты и автоматики основных элементов системы электроснабжения.

1.2. Задачи изучения дисциплины

Задачами изучения дисциплины является освоение студентами как теоретических основ релейной защиты и автоматики, так и методов расчета параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики элементов систем электроснабжения.

1.3. Место дисциплины в профессиональной подготовке выпускников

Данная дисциплина относится к циклу СД национально-регионального компонента рабочего учебного плана.

Изучение РЗА опирается на знание основ электромеханики, теоретических основ электротехники, систем электроснабжения, электроэнергетики.

Знания по РЗА применяются, закрепляются и частично развиваются в курсах: «Переходные процессы в электроэнергетических системах», «Электропитающие системы и электрические сети», «Оптимизация и моделирование энергетических систем», «Системы управления исполнительными механизмами», «Производственное оборудование и его эксплуатация».

2. Квалификационные требования к уровню освоения содержания дисциплины

В результате изучения дисциплины студент должен:

- Иметь представление о месте РЗА в системе других изучаемых дисциплин; о принципах использования РЗА в системах электроснабжения;
- Знать требования к основным и релейным защитам всех элементов системы электроснабжения, принципы действия этих защит, назначение и принципы выполнения устройств автоматического управления и регулирования в системах электроснабжения, современные и перспективные устройства релейной защиты и автоматики;
- Уметь выполнять расчёты параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики систем электроснабжения;
- Иметь навыки проектирования систем релейной защиты и автоматики систем электроснабжения с использованием современных и перспективных устройств релейной защиты и автоматики.

Рекомендуемая литература

№ п.п.	Автор(ы)	Заглавие	Издательство, год издания	Вид издания	Кол-во экзempl. в библи.
1	Басс Э.И.	Релейная защита электроэнергетических систем	М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 295 с.	Пособие для вузов	8
2	Овчаренко Н.И.	Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем	М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 503 с.	Учебник для ВУЗов	3
3	Чернобровов Н.В.	Релейная защита	М.: Изд-во Энергия, 1974. – 680 с.	Учебное пособие для техникумов	?
4	Шабад М.А.	Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей	Спб.: Изд-во ПЭИПК, 2008. – 350 с.	Учебное пособие	–
5	Гуревич В.И.	Электрические реле. Устройство, принцип действия и применения	М.: СОЛОН-Пресс, 2011. – 688 с.	Настольная книга электрика	–
6	Андреев В.А.	Релейная защита и автоматика систем электроснабжения	М.: Высш. шк., 2006. – 639 с.	Учебник для вузов	–

1. Основы релейной защиты

Устройства защиты имеют многоцелевое назначение:

- защита людей от поражения электрическим током;
- защита от повреждения материалов;
- ограничение тепловой, диэлектрической и механической нагрузок на эти материалы;
- обеспечение стабильной и непрерывной работы сети;
- защита расположенных рядом установок и оборудования (например, снижение наведённого напряжения в смежных цепях).

На практике, для достижения этих целей, ставится задача создания быстрой, избирательной и надёжной системы защиты.

Защита, тем не менее, имеет ограничения:

- т.к. повреждение возникает прежде, чем система защиты сможет среагировать, следовательно, защита не может предотвратить повреждение. С помощью защиты возможно только ограничить его воздействие и продолжительность.
- при выборе того или иного варианта защиты приходится идти на компромисс между техническим и экономическим решениями в обеспечении безопасности и подачи электроэнергии.

Требования к релейной защите:

- быстрое отключение повреждённого элемента;
- прекращение ненормальных режимов работы (например, перегрузки) элементов системы;
- быстрое восстановление электропитания потребителей, автоматически отключённых от источника питания вследствие возникшего в системе повреждения;
- поддержание на заданном уровне напряжения у потребителей;
- пуск и останов синхронных машин;
- отключение части потребителей при возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме, от которой система электроснабжения получает питание, и их включение после ликвидации дефицита и т.д.

Таким образом, релейная защита должна обладать следующим требованиям:

1. Селективность (избирательность) – способность РЗ отключать только защищаемый элемент СЭС, несмотря на то, что ток КЗ протекает и по другим неповреждённым элементам.
2. Быстродействие – способность с минимально допустимым временем производить отключение повреждённого участка.
3. Надёжность – способность защиты безотказно действовать в пределах установленной для неё зоны и не должна срабатывать ложно в режимах, при которых действие данной РЗ не предусмотрено.
4. Чувствительность – способность РЗ реагировать только на те отклонения от нормального режима, которые возникают в результате повреждения. Например. На рис. 1 изображён участок ЭЭС с установленными токовыми защитами РЗ1 и РЗ2, которые отличают нормальный режим от режима КЗ по возрастанию тока.

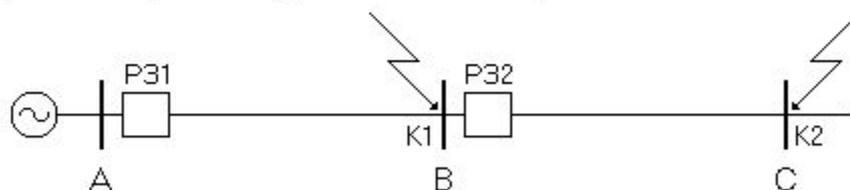


Рис. 1. Схема участка ЭЭС и размещение токовых защит

РЗ1 служит для защиты линии АВ, а РЗ2 – ВС. Однако в случае возникновения на шине С (в точке К2) КЗ и отказе защиты РЗ2 ликвидация повреждения должна осуществлять РЗ1, т.е. РЗ1 должна «чувствовать» КЗ в конце смежной линии, чтобы она смогла выполнить функции резервирования РЗ2.

Устройства защиты подразделяют на:

- устройства локальной автоматики (они воздействуют на отдельные элементы энергосистемы по заранее заданному жёсткому алгоритму вне зависимости от режима работы других элементов системы);
- устройства общесистемной автоматики (поддерживающие в нормальном режиме работы энергосистемы требуемые значения частоты, напряжения в узлах системы, перетоков активной и реактивной мощности, в т.ч. автоматика, предотвращающая развитие аварийных процессов в энергосистеме – противоаварийная автоматика);

Различают:

- основную защиту, предназначенную для работы при всех или части видов КЗ в пределах всего защищаемого элемента со временем, меньшим, чем у других установленных защит;
- резервную защиту, предусматриваемую для работы вместо основной защиты данного элемента при её отказе или выводе из работы, а также вместо защит смежных элементов при их отказе или отказах выключателей смежных элементов.

В соответствии со способами обеспечения селективности при внешних КЗ различают две группы защит:

- с относительной селективностью – защиты, на которые по принципу действия можно возложить функции резервных при КЗ на смежных элементах (выполняются с выдержками времени);
- с абсолютной селективностью – защиты, селективность которых при внешних КЗ обеспечивается их принципом действия, т.е. защита способна сработать только при КЗ на защищаемом элементе (выполняются без выдержек времени).

Основные принципы построения релейной защиты:

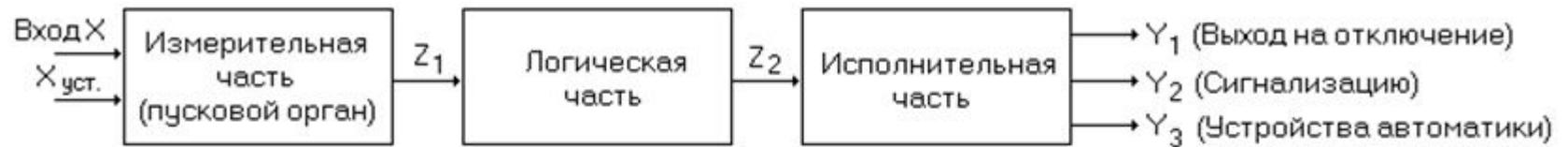


Рис. 2. Функциональная схема защиты

Входной (воздействующей) величиной для РЗ является электрический параметр, определяемый типом релейной защиты.

Если величина I превысит установленное значение ($I_{уст.}$), то происходит срабатывание пускового органа РЗ.

Выходной сигнал с этого блока (Z_1) поступает на логическую часть защиты (например, реле времени).

При срабатывании логической части защиты вырабатывается сигнал Z_2 , поступающий на исполнительную часть защиты, выполняющую функцию усилительного органа (например, промежуточное реле).

Классификация релейной защиты

По элементной базе

Варианты построения защиты:

1. На микропроцессорной базе (реализация арифметико-логического преобразования информации о состоянии СЭС с помощью аналитических выражений).



Достоинство – реализация защиты любой сложности с применением автоматического тестового контроля.

Недостаток – относительно низкая надёжность и сложность аппаратуры.

2. На полупроводниковой базе.

3. На простейших устройствах, использующие электромеханические и электротепловые элементы (электромеханические реле).

По принципу действия электромеханических реле

1. Электромагнитные. При прохождении по обмотке реле тока возникает магнитный поток Φ , замыкающийся через магнитопровод электромагнита, воздушный зазор и якорь. При этом создается электромагнитная сила, стремящаяся притянуть якорь реле к электромагниту – обусловить действие.

2. Индукционные. Работа индукционных реле основана на взаимодействии переменных магнитных полей неподвижных обмоток с токами, индуцированными этими полями в подвижном элементе (диске или цилиндрическом роторе). На индукционном принципе выполняются реле переменного тока.

3. Магнитоэлектрические, движение элементов воспринимающего органа происходит за счёт взаимодействия магнитного поля и контура с током чувствительного элемента.

4. Электродинамические. Движение элементов воспринимающего органа обеспечивается электродинамическим взаимодействием токов, протекающих по катушкам чувствительного элемента.

5. Поляризованные, движение элементов воспринимающего органа происходит за счёт взаимодействия основного магнитного потока, создаваемого катушкой чувствительного элемента, и дополнительного поляризирующего потока постоянного магнита.

6. Тепловые – действие, которых обусловлено изменением характеристик чувствительных элементов вследствие их нагрева (непосредственно протекающим по ним током или теплом, выделяемым током в цепи входного сигнала).

7. Электронные, воздействие на исполнительный орган происходит за счёт электронных явлений в воспринимающем органе реле.

По физической величине

Токовые; напряжения, мощности, сопротивления, частоты; времени; фазовые.

По реакции на изменение входных физических величин

1. Максимального действия, которые реагируют на появление или возрастание (до заданного предела) входной величины.
2. Минимального действия, реакция которых возникает при исчезновении или уменьшении (до заданного предела) входной величины.
3. Направленного действия, срабатывают при изменении направления действия входной величины.
4. Дифференциальные, которые реагируют на возникновение разности значений двух величин.
5. Балансные, реагирующие на сумму или разность воздействий двух или нескольких чувствительных элементов.
6. Регулировочные, реагирующие на любые отклонения входной величины от заданного значения.

По принципу воздействия исполнительного органа на управляемую цепь

Контактные; бесконтактные; управляющие входной цепью, за счёт изменения параметров элементов исполнительного органа.

По способу действия на управляющий объект

1. Прямого действия, исполнительный орган такого реле воздействует непосредственно на управляемый объект.
2. Косвенного действия, исполнительный орган данных реле воздействует на управляемый объект через другие аппараты.

По времени действия

1. Безинерционные, время действия колеблется на уровне тысячных долей секунды.
2. Быстродействующие, время действия порядка двух периодов электрического тока частотой 50 Гц (до 0,05 с).
3. Обыкновенные, время действия находится в пределах от 0,05 до 0,25 с.
4. Замедленного действия, время действия таких реле превышает 0,25 с.

По способу включения чувствительного элемента

1. Первичные. Чувствительные элементы таких реле включаются непосредственно в цепь вводных величин.
2. Вторичные. Чувствительные элементы этих реле включаются через преобразователи.
3. Промежуточные. Входные цепи промежуточных реле являются выходными цепями предыдущих реле, а выходные цепи – входными цепями последующих реле.

По роду оперативного тока

На постоянном и переменном токе.

По назначению

1. Устройства автоматического управления. Использование противоаварийной автоматики; устройств автоматического включения резерва, автоматического повторного включения, автоматической частотной разгрузки.

2. Устройства автоматического регулирования. Использование автоматических синхронизаторов позволяет полностью автоматизировать регулирование возбуждения синхронных машин, а также включение их в параллельную работу, что позволяет (при резерве активной мощности) поддерживать баланс мощности в системах электроснабжения при аварийных ситуациях.

3. Автоматизированные системы управления. Наличие устройств п. 1 и 2 позволяет осуществлять управление ЭЭС и обеспечивать экономичность нормальных режимов её работы.

По типу

1. Основная защита. Она предназначена для действия при КЗ в пределах всего защищаемого элемента со временем, меньшим, чем у других защит.

2. Резервная защита, которая работает вместо основной защиты в случае её отказа или вывода из работы.

По способу обеспечения селективности при внешних КЗ

1. Защиты с относительной селективностью. В эту группу входят токовые, токовые направленные и дистанционные защиты. Для всех этих защит время срабатывания зависит от расстояния между местом её включения и точкой короткого замыкания. С увеличением расстояния увеличивается и время срабатывания.

2. Защиты с абсолютной селективностью основаны на сравнении однородных электрических величин по концам защищаемого участка или в соответствующих ветвях параллельно соединенных элементов электрической установки, или же в нескольких элементах, присоединённых к общим шинам.

По характеру выдержек времени

1. Ступенчатые защиты. Каждая ступень характеризуется своей выдержкой времени на защищаемой зоне.

2. Непрерывные защиты. Зависимые характеристики выдержек времени на различных ступенях защиты.

3. Комбинированные защиты.

По виду защит

1. Токовые защиты.

2. Токовые направленные защиты.

3. Дистанционные защиты.

4. Дифференциальные токовые защиты.

Раздел 2. Трансформаторы тока и напряжения

Трансформаторы тока

Трансформаторы тока (ТТ) служат для разделения (изоляции) первичных и вторичных цепей, а так же для приведения величины тока к уровню удобному для измерения (стандартный номинальный ток вторичной обмотки 1 А или 5 А).

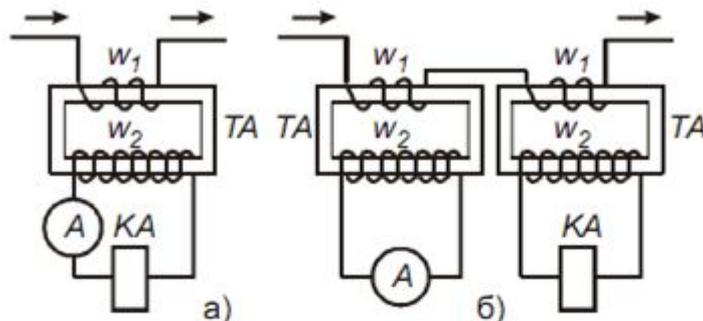


Рис. 2.1. Устройство и схема включения ТТ:
а – с одним сердечником, б – с двумя сердечниками

Результирующий магнитный поток в сердечнике равен разности:

$$\Phi_0 = \Phi_1 - \Phi_2. \quad (2.1)$$

Магнитный поток зависит от значения создающего его тока и от количества витков обмотки.

Произведение тока на число витков $F = Iw$ называется магнитодвижущей силой (А·вит.). Поэтому, выражение (2.1) можно заменить выражением:

$$F_T = F_1 - F_2 \text{ или } I_{\text{нап}} w_1 = I_1 w_1 - I_2 w_2, \quad (2.2)$$

где $I_{\text{нап}}$ – ток намагничивания, обеспечивающий создание магнитного потока в сердечнике. Из последнего выражения делением всех членов уравнения на w_2 можно получить

$$I_{\text{нап}} \left(\frac{w_1}{w_2} \right) = I_1 \left(\frac{w_1}{w_2} \right) - I_2 \text{ или } I_1 \left(\frac{w_1}{w_2} \right) = I_2 + I_{\text{нап}} \left(\frac{w_1}{w_2} \right). \quad (2.3)$$

Поскольку при значениях первичного тока, близких к номинальному, ток намагничивания не превышает 0,5–3% номинального тока, то в этих условиях можно с некоторым приближением считать $I_{\text{нап}} = 0$. Тогда из выражения (2.3) следует:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{w_2}{w_1} = k_T. \quad (2.4)$$

Отношение витков $\frac{w_2}{w_1}$ называется коэффициентом трансформации (k_T) ТТ.

Отношение номинального первичного тока к номинальному вторичному току называется номинальным коэффициентом трансформации.

Определение вторичного тока по известному первичному и, наоборот, производится по номинальным коэффициентам трансформации в соответствии с формулами:

$$I_2 = \frac{I_1}{k_T} \Rightarrow I_1 = I_2 k_T. \quad (2.5)$$

Для правильного соединения ТТ между собой и правильного подключения к ним реле направления мощности, ваттметров и счётчиков, выводы обмоток ТТ обозначаются (маркируются) заводами-изготовителями следующим образом: начало первичной обмотки – Π_1 , начало вторичной обмотки – μ_1 , конец первичной обмотки – Π_2 , конец вторичной обмотки – μ_2 . При монтаже ТТ они обычно располагаются так, чтобы начала первичных обмоток Π_1 были обращены в сторону шин, а концы Π_2 – в сторону защищаемого оборудования. При маркировке обмоток ТТ за начало вторичной обмотки Н(μ_1) принимается тот её вывод, из которого ток выходит, если в этот момент в первичной обмотке ток проходит от начала Н(Π_1) к концу К(Π_2), как показано на рис. 2.2. При включении реле КА по этому правилу, ток в реле, как показано на рис. 2.2, при включении его через ТТ сохраняет то же направление, что и при включении непосредственно в первичную цепь.

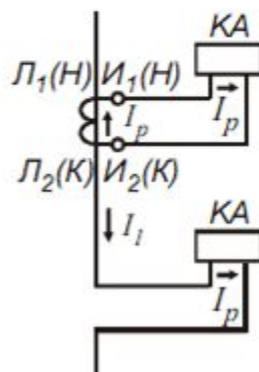


Рис. 2.2. Маркировка выводов обмоток ТТ

В нормальном режиме трансформаторы тока, вторичная обмотка которых замкнута на малое сопротивление токовых обмоток приборов и реле, работают в режиме близком к короткому замыканию.

Из условий безопасности персонала при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками, вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть обязательно заземлены. Заземление вторичных цепей трансформаторов тока выполняется в одной точке и, как правило, на ближайшей к ним клеммой сборке.

Погрешности трансформаторов тока

Коэффициент трансформации ТТ из-за погрешностей отличается от номинального значения.

Погрешности ТТ зависят от кратности первичного тока по отношению к номинальному току первичной обмотки и от нагрузки, подключённой к вторичной обмотке.

Для измерительных приборов погрешность относится к зоне нагрузочных токов $0,2-1,2I_{ном}$. Эта погрешность именуется классом точности и может быть равна 0,2; 0,5; 1,0; 3,0%.

ТТ, питающие релейную защиту, должны работать с достаточной точностью при прохождении токов КЗ, значительно превышающих номинальный ток ТТ.

Для целей защиты выпускаются трансформаторы тока класса Р или Д (для дифференциальных защит) в которых не нормируется погрешность при малых (нагрузочных) токах. В настоящее время выпускаются трансформаторы тока классов 10Р и 5Р, погрешность которых нормируется во всем диапазоне токов.

Правила устройства электроустановок требуют, чтобы ТТ, предназначенные для питания релейной защиты, имели погрешность, как правило, не более 10%.

Погрешности возникают вследствие того, что действительный процесс трансформации в ТТ происходит с затратой мощности, которая расходуется на создание в сердечнике магнитного потока, перемагничивание стали сердечника (гистерезис), потери от вихревых токов, нагрев обмоток.

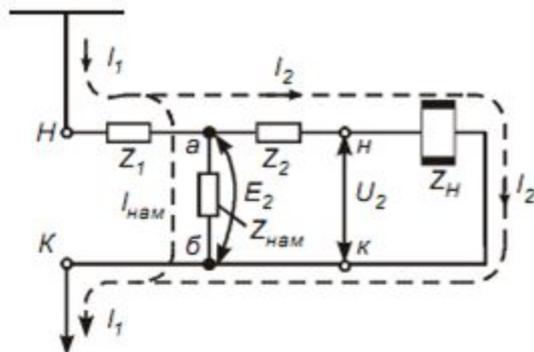


Рис. 2.3. Схема замещения ТТ

Процесс трансформации тока хорошо иллюстрируется схемой замещения ТТ, приведённой на рис. 2.3.

На этой схеме Z_1 и Z_2 – сопротивления первичной и вторичной обмоток, а $Z_{\text{нам}}$ – сопротивление ветви намагничивания, которое характеризует указанные выше потери мощности.

Из схемы замещения видно, что первичный ток I_1 входящий в начало первичной обмотки Н, проходит по её сопротивлению Z_1 и в точке a разветвляется по двум параллельным ветвям. Основная часть тока, являющаяся вторичным током I_2 , замыкается через сопротивление вторичной обмотки Z_2 и сопротивление нагрузки $Z_{\text{нагр}}$, состоящее из сопротивлений реле, приборов и соединительных проводов.

Другая часть первичного тока $I_{\text{нам}}$ замыкается через сопротивление ветви намагничивания и, следовательно, в реле, подключенное к вторичной обмотке ТТ, не попадает. Поскольку из всех затрат мощности наибольшая часть приходится на создание магнитного потока в сердечнике, то ветвь между точками a и b схемы замещения ТТ называется ветвью намагничивания и весь ток $I_{\text{нам}}$, проходящий по этой ветви, – током намагничивания.

Таким образом, схема замещения показывает, что во вторичную обмотку ТТ поступает не весь трансформированный первичный ток, равный I_1/k_T , а его часть, и что, следовательно, процесс трансформации происходит с погрешностями.

При размыкании цепи вторичной обмотки ТТ, он превращается в повышающий трансформатор, резко возрастает ток намагничивания: $I_1 = I_{\text{ном}}$ (рис 2.3) и, при достаточном уровне тока, индукция в сердечнике достигает насыщения.

Вследствие насыщения сердечника ТТ, при синусоидальном первичном токе, магнитный поток в сердечнике будет иметь не синусоидальную, а трапециoidalную форму. Поэтому, ЭДС во вторичной обмотке, пропорциональная скорости изменения магнитного потока, в моменты перехода его через нулевые значения будет очень велика, и может превышать 1000 В, что опасно не только для обслуживающего персонала, но и для межвитковой изоляции трансформаторов тока (возможно межвитковое замыкание).

Кроме появления опасного напряжения на разомкнутой вторичной обмотке, может иметь место повышенный нагрев стального сердечника из-за больших потерь в стали (так называемый «пожар стали»). Это не только может привести к повреждению изоляции, но и к увеличению погрешностей трансформаторов тока вследствие остаточного намагничивания сердечника.

При межвитковом замыкании вторичной обмотки ТТ резко возрастает ток намагничивания, а ток на его выходе резко уменьшается (или полностью отсутствует).

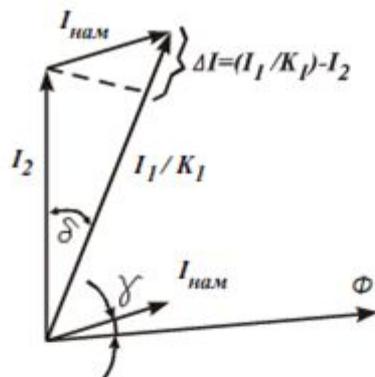


Рис. 2.4. Упрощенная векторная диаграмма ТТ

На рис. 2.4 приведена упрощенная векторная диаграмма ТТ из которой видно, что вектор вторичного тока I_2 меньше значения первичного тока, деленного на коэффициент трансформации на величину ΔI и сдвинут относительно него на угол δ . Таким образом, соотношение значений первичного и вторичного токов в действительности имеет вид:

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{I}_1 - \dot{I}_{\text{ном}}}{k_T} \quad (2.7)$$

Различают следующие виды погрешностей ТТ:

1. Токовая погрешность, или погрешность в коэффициенте трансформации, определяется как арифметическая разность первичного тока, поделённого на номинальный коэффициент трансформации I_1/k_T , и измеренного (действительного) вторичного тока \dot{I}_2 (отрезок ΔI на диаграмме рис. 4.4):

$$\Delta I = \frac{I_1}{k_T} - I_2 \quad (2.8)$$

Токовая погрешность, %,

$$f = \frac{\Delta I}{I_1 k_T} 100 \quad (2.9)$$

2. Угловая погрешность определяется как угол δ сдвига вектора вторичного тока I_2 относительно вектора первичного тока I_1 (см. рис. 2.4) и считается положительной, когда I_2 опережает I_1 .

Полная погрешность (ε) определяется как выраженное в процентах отношение действующего значения разности мгновенных значений первичного и вторичного токов к действующему значению первичного тока.

При синусоидальных первичном и вторичном токах: $\varepsilon = \frac{I_{\text{нам}}}{I_1'}$,

Из рассмотренного следует, что причиной возникновения погрешностей у трансформаторов тока является прохождение тока намагничивания, т.е. того самого тока, который создаёт в сердечнике ТТ рабочий магнитный поток, обеспечивающий трансформацию первичного тока во вторичную обмотку. Чем меньше ток намагничивания, тем меньше погрешности ТТ.

Как видно из схемы замещения (рис. 2.3), ток намагничивания зависит от ЭДС E_2 и сопротивления ветви намагничивания $Z_{\text{нам}}$.

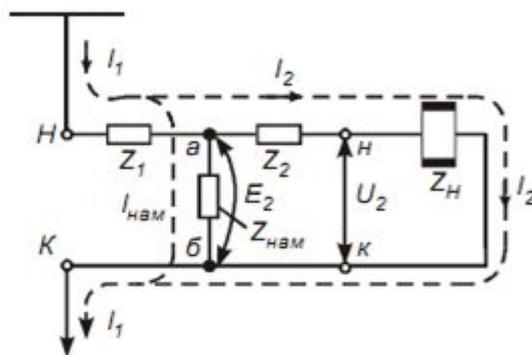


Рис. 2.3. Схема замещения ТТ

Электродвижущая сила E_2 может быть определена как падение напряжения от тока I_2 в сопротивлении вторичной обмотки Z_2 и сопротивлении нагрузки $Z_{\text{нагр}}$, т. е.:

$$E_2 = I_2(Z_2 + Z_{\text{нагр}}). \quad (2.10)$$

Сопротивление ветви намагничивания $Z_{\text{нам}}$ зависит от конструкции трансформаторов тока и качества стали, из которой выполнен сердечник. Это сопротивление не является постоянным, а зависит от характеристики намагничивания стали. При насыщении стали сердечника ТТ, $Z_{\text{нам}}$ резко уменьшается, что приводит к возрастанию $I_{\text{нам}}$ и как следствие этого к возрастанию погрешностей ТТ.

Таким образом, условиями, определяющими погрешности трансформаторов тока, являются: отношение, т.е. кратность, первичного тока, проходящего через ТТ, к его номинальному току и нагрузка, подключённая к его вторичной обмотке.

Схемы соединения трансформаторов тока

Для подключения реле и измерительных приборов вторичные обмотки ТТ соединяются в различные схемы. Наиболее распространенные схемы:

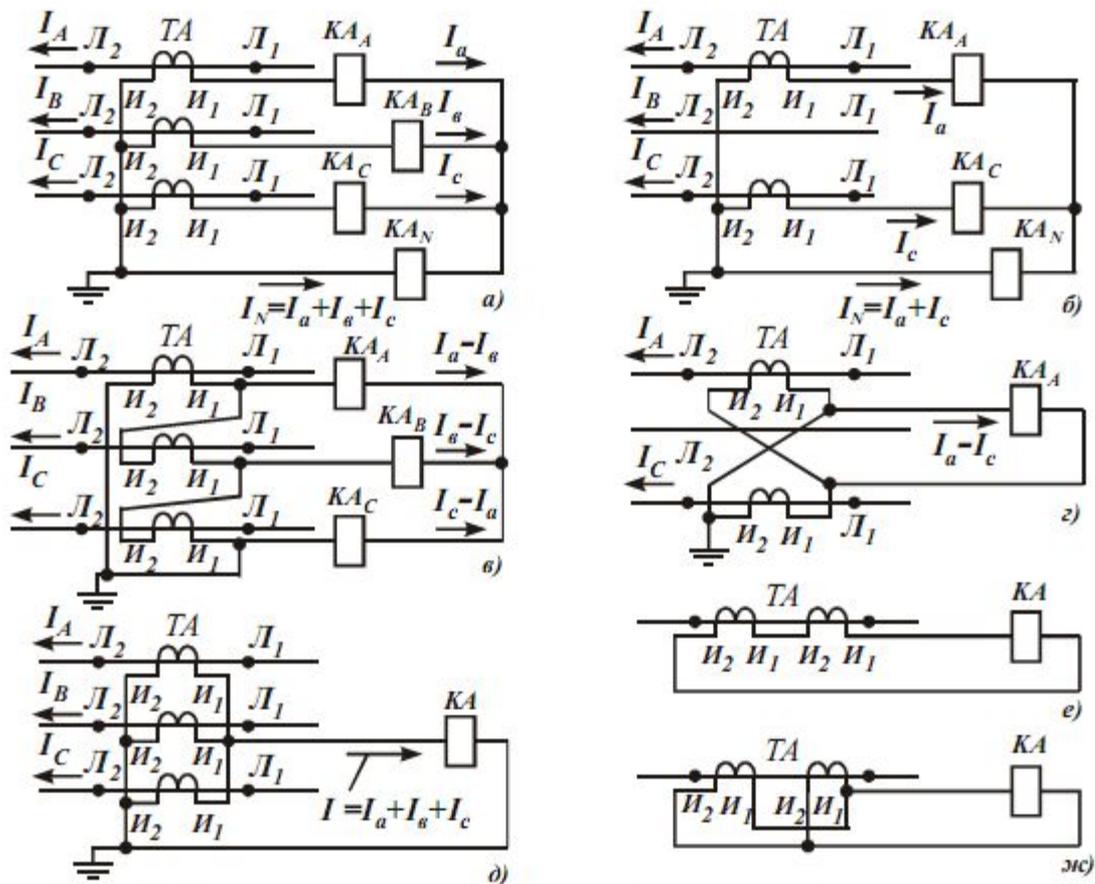


Рис. 2.5. Схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока

Все трансформаторы тока выбираются, как и другие аппараты, по номинальному току и напряжению установки и проверяются на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Кроме того, ТТ, используемые в цепях релейной защиты, проверяются на значение погрешности, которая, как указывалось выше, не должна превышать 10% по току и 7° по углу. Для проверки по этому условию в информационных материалах заводов – поставщиков ТТ и в другой справочной литературе даются характеристики и параметры ТТ:

1. Кривые зависимости 10%-ной кратности m от сопротивления нагрузки $Z_{\text{нагр}}$, подключённой к вторичной обмотке ТТ. Десятипроцентной кратностью m называется отношение, т.е. кратность, первичного тока, проходящего через ТТ, к его номинальному току, при которой токовая погрешность ТТ составляет 10% при заданной нагрузке $Z_{\text{нагр}}$. Угловая погрешность при этом достигает 7° (рис. 2.4).

Таким образом, зная кратность первичного тока, проходящего через ТТ, можно по кривым 10%-ной кратности для данного типа ТТ определить допустимую нагрузку $Z_{\text{нагр. доп}}$, при которой погрешность ТТ не будет превышать 10%.

И, наоборот, зная действительное значение нагрузки, которая подключена (или должна быть подключена) к вторичной обмотке ТТ $Z_{\text{нагр}}$, можно по кривым 10%-ной кратности определить допустимую кратность первичного тока $m_{\text{доп}}$ при которой токовая погрешность ТТ также не будет превышать 10%.

2. Кривые зависимости предельной кратности K_{10} от сопротивления нагрузки $Z_{\text{нагр}}$, подключённой к вторичной обмотке (для трансформаторов тока, выпущенных в соответствии с ГОСТ 7746-78 *Е). Согласно указанному ГОСТ предельной кратностью K_{10} называется наибольшее отношение, т.е. наибольшая кратность, первичного тока, проходящего через ТТ, к его номинальному току, при которой полная погрешность ТТ (ϵ) при заданной вторичной нагрузке не превышает 10%. При этом гарантируемая предельная кратность при номинальной вторичной нагрузке $Z_{\text{нагр. ном}}$ называется номинальной предельной кратностью.

Аналогично рассмотренному выше, можно, пользуясь кривыми предельной кратности, определить либо допустимую нагрузку по известной кратности первичного тока, либо допустимую кратность первичного тока по известной нагрузке, при которых полная погрешность ТТ не будет превышать 10%.

3. Типовые кривые намагничивания, представляющие собой зависимость максимальных значений индукции (B) в сердечнике от действующих значений напряжённости магнитного поля H при средней длине магнитного пути, определённом сечении сердечника; номинальном значении магнитодвижущей силы (A).

$$B_{\text{max}} = \frac{E_2}{4,44 f \omega_2 S}. \quad (2.11)$$

Напряжённость магнитного поля (А/см) выражается формулой:

$$H = \frac{I_{\text{ном}} \omega_2}{l}, \quad (2.12)$$

где $I_{\text{ном}}$ – намагничивающий ток, А; l – средняя длина магнитного пути, см.

Таким образом, эта характеристика является характеристикой железа, из которого сделан ТТ, а для конкретного трансформатора тока она пересчитывается в вольт-амперную с учётом числа витков и геометрических размеров сердечника.

Определив B по указанной формуле, по кривой намагничивания определяют H , ток намагничивания $I_{\text{ном}}$, а затем вторичный ток ТТ:

$$I_2 = \frac{I_1}{k_I} - I_{\text{ном}}. \quad (2.13)$$

Следует иметь в виду, что ГОСТ допускает 20% отклонение характеристик от типовой. Поэтому рассчитанную характеристику нужно понизить по напряжению на 20%.

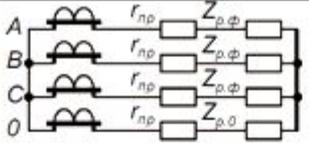
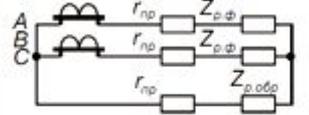
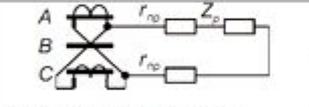
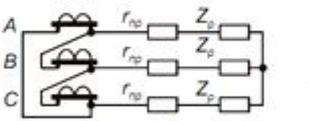
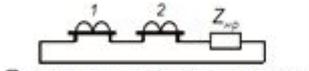
Действительные характеристики намагничивания (называются ниже вольт-амперными), представляющие собой зависимость напряжения на зажимах вторичной обмотки ТТ U_2 от проходящего по этой обмотке тока намагничивания, т.е. $U_2 = f(I_{\text{ном}})$. Пользуясь действительными характеристиками намагничивания, можно также определить $I_{\text{ном}}$ и I_2 и оценить допустимость полученной погрешности. Эта характеристика снимается непосредственно на используемом трансформаторе тока.

Нагрузка вторичной обмотки трансформаторов тока. Нагрузка вторичной обмотки ТТ складывается из последовательно включённых сопротивлений: реле, приборов, жил контрольного кабеля, переходного сопротивления в месте контактных соединений:

$$Z_{\text{ном}} = Z_{\text{реле}} + Z_{\text{приборов}} + Z_{\text{кабелей}} + Z_{\text{перех. контакты}}. \quad (2.14)$$

Для упрощения расчётов производится арифметическое, а не геометрическое сложение полных и активных сопротивлений. Нагрузка вторичной обмотки ТТ зависит также от схемы их соединения и вида КЗ.

Таблица 2.1 Расчёт нагрузки в зависимости от схемы соединения ТТ

	Схема соединения трансформаторов тока и реле.	Вид короткого замыкания	Формулы для определения нагрузки на зажимах вторичных обмоток
1	 <p>Полная звезда</p>	Трёхфазное и двухфазное	$z_{н-расч} = r_{np} + z_p + r_{пер}$
		Однофазное	$z_{н-расч} = 2r_{np} + z_{р.ф} + z_{р.о} + r_{пер}$
2	 <p>Неполная звезда</p>	Трёхфазное	$z_{н-расч} = \sqrt{3}r_{np} + z_{р.ф} + z_{р.обр} + r_{пер}$
		Двухфазное АВ или ВС	$z_{н-расч} = 2r_{np} + z_{р.ф} + z_{р.обр} + r_{пер}$
		Двухфазное за трансформатором Y/Δ-11	$z_{н-расч} = 3r_{np} + z_{р.ф} + z_{р.обр} + r_{пер}$
3	 <p>Разность токов фаз А-С</p>	Трёхфазное	$z_{н-расч} = \sqrt{3}(2r_{np} + z_p) + r_{пер}$
		Двухфазное АС	$z_{н-расч} = 4r_{np} + 2z_p + r_{пер}$
		Двухфазное АВ или ВС	$z_{н-расч} = 2r_{np} + z_p + r_{пер}$
4	 <p>Треугольник</p>	Трёхфазное или двухфазное, трёхфазное за трансформатором Y/Δ-11	$z_{н-расч} = 3r_{np} + 3z_p + r_{пер}$
		Однофазное	$z_{н-расч} = 2r_{np} + 2z_p + r_{пер}$
5	 <p>Последовательное соединение вторичных обмоток трансформаторов тока</p>		$z'_{н-расч} = 0.5 z_{н-расч}$ Где $z_{н-расч} = 2r_{np} + z_p + r_{пер}$ При одинаковых характеристиках трансформаторов тока 1 и 2
6	 <p>Параллельное соединение вторичных обмоток трансформаторов тока</p>		$z'_{н-расч} = 2 z_{н-расч}$ Где $z_{н-расч} = 2r_{np} + z_p + r_{пер}$ При одинаковых характеристиках трансформаторов тока 1 и 2

Примечания: 1. В формулы по пп. 1–4 должно подставляться наибольшее значение (для наиболее загруженной фазы). 2. Величина $r_{пер}$ во всех случаях принимается равна 0,1 Ом.

Проверка трансформаторов тока по действительным характеристикам намагничивания производится в следующем порядке:

1) определяется фактическая нагрузка $Z_{\text{н}}$ подключённая к вторичной обмотке с учётом формул, приведённых в табл. 2.1;

2) определяется расчётный первичный и вторичный токи КЗ, которые равны максимальному току КЗ в конце защищаемой зоны (для токовых отсечек ток КЗ равен уставке отсечки);

3) определяется расчётный ток намагничивания, равный $I_{2\text{ном,расч}} = 0,1I_{2\text{КЗ рас}}$;

4) строится наиболее низкая характеристика намагничивания проверяемых ТТ $U_2 = f(I_{\text{ном}})$ и по этой характеристике и полученному выше току намагничивания определяется соответствующее ему значение напряжения U_2 ;

5) определяется допустимое сопротивление нагрузки, при котором погрешность ТТ не будет превышать 10% по значению и 7° по углу, по формуле.

$$Z_{\text{н,доп}} = \frac{U_2 - I_{2\text{рас}} Z_1}{0,9 I_{2\text{рас}}}. \quad (2.15)$$

Для того чтобы погрешность трансформатора тока не превышала допустимых 10%, рассчитанная в п. 1) нагрузка на его вторичную обмотку не должна превышать значения $Z_{\text{н}}$ определённого в п. 5).

Условное обозначение трансформаторов тока:

Т	Х	Х	Х -	Х	Х -	Х -	ХХ -	Х/Х	ХХ	
										Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150
										Номинальный вторичный ток, А (при наличии у трансформатора нескольких вторичных токов указывают все значения через тире)
										Номинальный первичный ток, А (при наличии у трансформатора нескольких первичных токов указывают все значения через тире)
										Класс точности (при наличии у трансформатора нескольких вторичных обмоток указывают класс точности каждой из них в виде дроби)
										Конструктивный вариант исполнения, если их несколько (арабские или римские цифры)
										Категория в зависимости от длины пути утечки внешней изоляции по ГОСТ 9920 (только для трансформаторов категории размещения 1)
										Номинальное напряжение, кВ
										М (только для модернизированных изделий)
										Обозначение по таблице 3
										Обозначение по таблице 2
										Обозначение трансформатора

- Примечание.
1. Буквенная часть условного обозначения представляет серию; совокупность буквенного обозначения, значения номинального напряжения, категории внешней изоляции по длине пути утечки и конструктивного варианта исполнения – тип, приведенное выше обозначение в целом – типоразмер трансформатора.
 2. Для встроенных трансформаторов допускается применение упрощенного условного обозначения.
 3. В стандартах на трансформаторы конкретных типов допускается в буквенную часть вводить дополнительные буквы, исключать или заменять отдельные буквы (кроме Т) для обозначения особенностей конкретного трансформатора.

Таблица 2.

Конструктивное исполнение трансформатора	Условное обозначение
Опорный	О
Проходной	П
Шинный	Ш
Встроенный	В
Разъёмный	Р
Одноступенчатый	-
Каскадный	К

Таблица 3.

Вид изоляции	Условное обозначение
С фарфоровой крышкой	Ф
С твёрдой и воздушной изоляцией, с полимерной крышкой	-
Маслонаполненные	М
Газонаполненные	Г
Литая	л
В пластмассовом корпусе	ц

Пример условного обозначения опорного трансформатора тока с литой изоляцией на номинальное напряжение 35 кВ, категории II по длине пути утечки внешней изоляции, с вторичными обмотками классов точности 0,5 (одна) и 10P (три), на номинальный первичный ток 2000 А, номинальный вторичный ток 1 А, климатического исполнения У, категории размещения 1:

ТОЛ-35 - II- 0,5/10P/10P/10P - 2000/1У1

ГОСТ 7746-2001 ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА. Общие технические условия.

Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) выполняют две функции:

- 1) для разделения (изоляции) первичных и вторичных цепей;
- 2) для приведения величины напряжения к уровню удобному для измерения (стандартное номинальное напряжение вторичной обмотки: 100/57 В). ТН работают в режиме близком к холостому ходу.

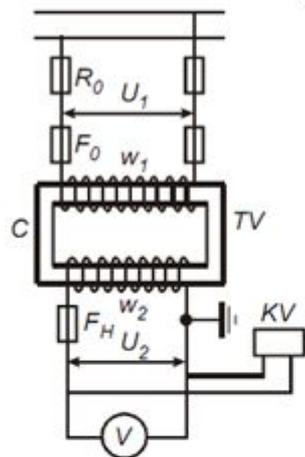


Рис. 2.6. Устройство и схема включения ТН

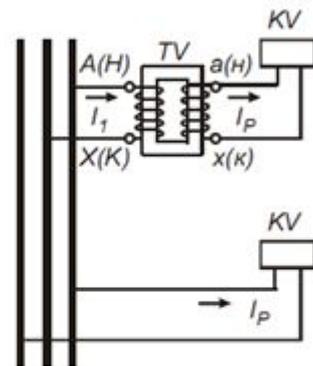


Рис. 2.7. Маркировка (обозначение) выводов обмоток ТН

Трансформатор напряжения по принципу действия и конструктивному выполнению аналогичен силовому трансформатору.

Напряжение U_{2x} во столько раз меньше первичного напряжения U_1 , во сколько раз число витков вторичной обмотки w_2 меньше числа витков первичной обмотки w_1 .

$$\frac{U_1}{U_{2x}} = \frac{w_1}{w_2} \quad (2.16)$$

Отношение чисел витков обмоток называется коэффициентом трансформации и обозначается

$$K_V = \frac{w_1}{w_2} = \frac{U_1}{U_{2x}} \quad (2.17)$$

Если, к вторичной обмотке ТН подключена нагрузка в виде реле и приборов, то напряжение на её зажимах U_2 будет меньше ЭДС на величину падения напряжения в сопротивлении вторичной обмотки. Однако, поскольку это падение напряжения невелико, оно не учитывается и пересчёт первичного напряжения ко вторичному производится по формулам:

$$U_1 = U_2 K_V; U_2 = \frac{U_1}{K_V} \quad (2.19)$$

Схемы соединения трансформаторов напряжения

Для правильного соединения между собой вторичных обмоток ТН и правильного подключения к ним реле направления мощности, ваттметров и счётчиков заводы-изготовители обозначают (маркируют) выводные зажимы обмоток определенным образом (см. рис 2.7, 2.8): начало первичной обмотки – А, конец – Х; начало основной вторичной обмотки – а, конец – х, начало дополнительной вторичной обмотки – ад, конец – хд.

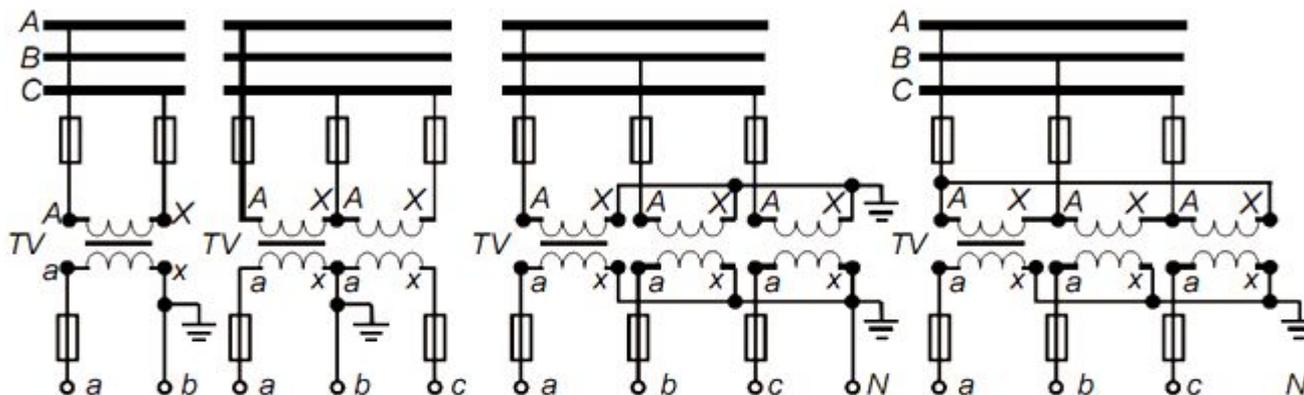


Рис. 2.8. Схемы соединения обмоток однофазных трансформаторов напряжения с одной вторичной обмоткой

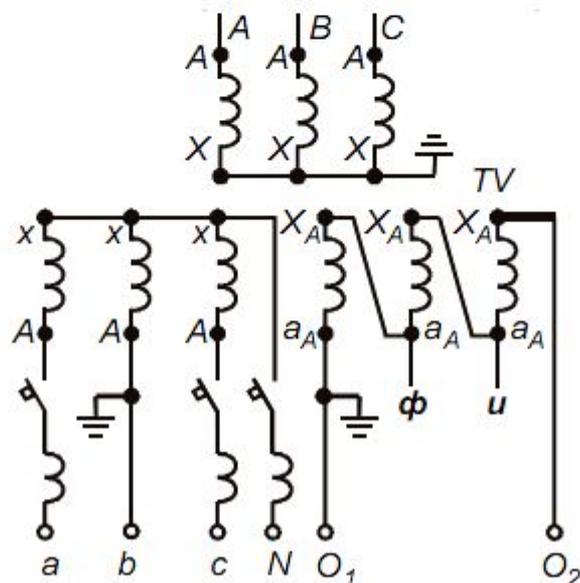


Рис. 2.9. Схема соединения обмоток трансформатора напряжения с двумя вторичными обмотками

В сети с изолированными нулевыми точками трансформаторов (сети 35 кВ и ниже) при однофазных замыканиях на землю напряжения неповреждённых фаз относительно земли становятся равными междуфазному напряжению.

Для того чтобы в последнем случае напряжение на реле не превосходило номинального значения, равного 100 В, у ТН, предназначенных для сетей, работающих с изолированными нулевыми точками трансформаторов, вторичные дополнительные обмотки, соединяемые в схему разомкнутого треугольника, имеют увеличенные в 3 раза коэффициент трансформации, например 6000/100/3 В.

Напряжение нулевой последовательности может быть также получено от специальных обмоток трёхфазных ТН (см. рис. 2.10).

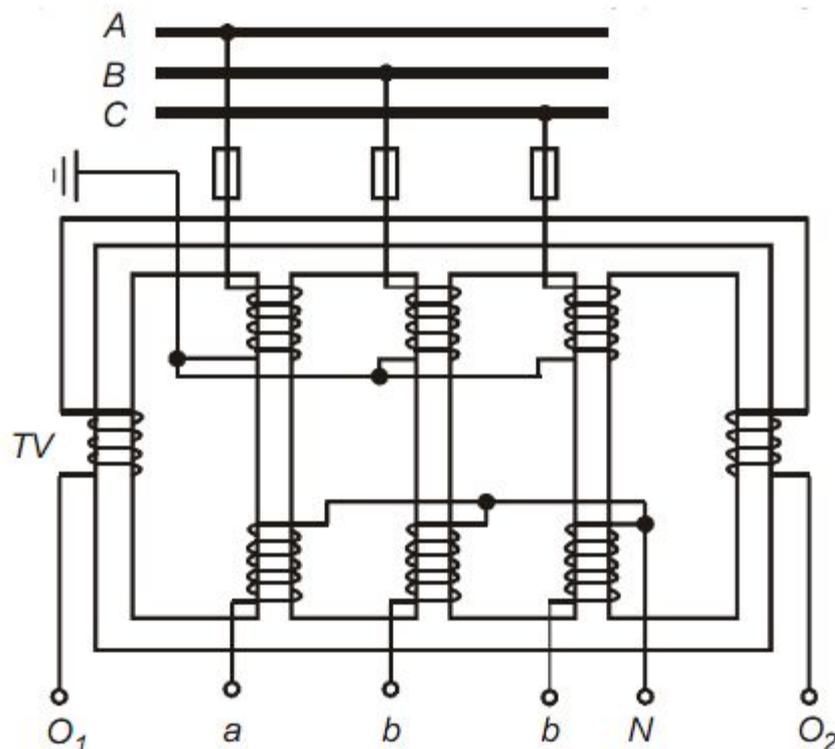


Рис. 2.10. Схема соединений обмоток трёхфазного трансформатора напряжения с дополнительной обмоткой, расположенной на крайних стержнях

В схемах предпринимаются для защиты сети от самопроизвольного смещения нейтрали при феррорезонансе трансформатора напряжения.

Феррорезонанс возникает в случае, когда ёмкость, какой либо фазы в сети компенсируется индуктивностью трансформатора напряжения, в этой фазе напряжение меняет знак и напряжение нейтрали приобретает величину $3U_{\phi}$ (такое явление может произойти при малой ёмкости сети – подаче напряжения на холостые шины, или в случае, если общая длина подключенных кабелей меньше 3 км, а воздушных линий меньше 60 км).

Для защиты от феррорезонансных перенапряжений в схемах с трансформаторами НТМИ или 3×ЗНОЛ применяется включение резисторов общим сопротивлением 25 Ом на обмотку $3U_0$.

Однако включение такой нагрузки приводит к перегрузке дополнительной обмотки ТН при замыканиях на землю, и такой режим может существовать ограниченное время: до 8 часов для НТМИ-10.

В настоящее время в России и за рубежом выпускаются трансформаторы серий НАМИ-10, НТМ(i), НОМ и НАМИТ-6(10)-2, которые обладают антирезонансными свойствами.

Балансная схема фильтра $3U_0$.

Фильтр напряжения нулевой последовательности ($3U_0$) может быть выполнен двумя способами: по напряжению – при наличии трансформатора напряжения с отдельной обмоткой разомкнутого треугольника, или по схеме фильтра напряжения нулевой последовательности, встроенного в реле, и предназначенного для подключения к звезде напряжений, при отсутствии такой обмотки.

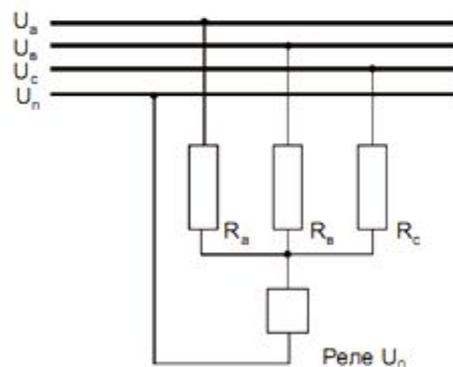


Рис. 2.12. Схема фильтра напряжения нулевой последовательности

Три резистора одинаковой величины подключаются соответственно к фазам *a*, *b*, *c* напряжения обмотки ТН соединённой в звезду, ко вторым концам резисторов, соединённым вместе и выводу нейтрали ТН подключается реле напряжения. На реле выделяется напряжение U_0 .

Для сигнализации замыкания на землю выполняются уставки:

$$3U_0(U_{0\phi}) = 15 \text{ В}; t_{\text{сз}} = 5,4 \text{ сек.}$$

Схема работает неправильно при перегорании предохранителей на стороне ВН (или НН, если они там имеются).

Погрешности трансформаторов напряжения

Точность работы трансформаторов напряжения оценивается погрешностями:

- 1) погрешность в напряжении (или в коэффициенте трансформации), под которой понимается отклонение действительного коэффициента трансформации от номинального;
- 2) погрешность по углу, под которой понимается угол сдвига вторичного напряжения относительно первичного.

В зависимости от предельно допустимых погрешностей, ТН подразделяются на классы точности.

Один и тот же ТН в зависимости от нагрузки, подключённой к его вторичной обмотке, может работать с различным классом точности.

Поэтому, в каталогах и паспортах на ТН указываются два значения мощности: номинальная мощность в вольтамперах, при которой ТН может работать в гарантированном классе точности, и предельная мощность, с которой ТН может работать с допустимым нагревом обмоток. Предельная мощность ТН в несколько раз превышает номинальную. Так, у ТН типа НОМ-6 с коэффициентом трансформации 6000/100 для класса точности 1% номинальная мощность составляет 50 ВА, а предельная – 300 ВА.

Кроме рассмотренных выше основных погрешностей, возникающих при трансформации первичного напряжения на вторичную сторону, на работу релейной защиты и точность измерений влияют так же дополнительные погрешности от падения напряжения в кабелях от ТН до места установки панелей защиты или измерений.

Поэтому, согласно требованиям ПУЭ, сечение жил кабелей должно выбираться так, чтобы падение напряжения в указанных цепях не превышало: 3% – для релейной защиты; 2% – для фиксирующих измерительных приборов; 1,5% – для щитовых измерительных приборов; 0,25–0,5% – для счётчиков. Следует заметить, что заземленные точки обмоток ТН, соединённых в звезду и разомкнутый треугольник, должны выводиться разными жилами. Потери напряжения определяются по известным сопротивлениям жил контрольных кабелей и значениям проходящих по ним токов нагрузки:

$$\Delta U = k_1 I_1 R_1 + k_2 I_2 R_2 + \dots + k_n I_n R_n, \quad (2.21)$$

где k_1, k_2, k_n – коэффициенты для пересчета фазного падения напряжения на междуфазное (при питании нагрузки по трём фазам $k = \sqrt{3}$, а при питании по двум жилам нагрузки, включённой на междуфазное напряжение, $k = 2$).

Условное обозначение трансформатора:

Х	Н	Х	Х	Х	Х -	Х	Х	ХХ	
									Климатическое исполнение и категория
									размещения по ГОСТ 15150
									Категория в зависимости от длины пути
									утечки внешней изоляции по ГОСТ 9920
									Класс напряжения первичной обмотки
									для основного типоразмера, кВ
									Другие конструктивные
									признаки
									Вид
									изоляции
									Конструктивный признак,
									характеризующий принцип действия
									Конструктивный признак,
									<u>характеризующий</u> число фаз
									Целевое назначение
									(трансформатор напряжения)
									Заземляемый
									трансформатор

Примечание.

1. В стандартах на трансформаторы конкретных типов в обозначении допускается применять дополнительные или исключать отдельные данные.
2. Левая буквенная часть обозначения представляет серию, совокупность буквенной и цифровой частей – тип.
3. Для трансформаторов ниже 1000 В вместо класса напряжения указывают номинальное напряжение первичной обмотки в киловольтах.

Пример условного обозначения трансформатора напряжения заземляемого, однофазного, электромагнитного, с литой изоляцией, со встроенным предохранителем, класса напряжения 10 кВ, климатического исполнения T, категории размещения 3 по ГОСТ 15150

ЗНОЛП - 10Т3

То же, антирезонансной конструкции, масляного трехфазного с дополнительными обмотками для контроля изоляции сети, класса напряжения 10 кВ, климатического исполнения У, категории размещения 2 по ГОСТ 15150

НАМИ - 10У2

Раздел 3. Максимальные токовые защиты

Принцип действия максимально токовых защит (МТЗ) основан на том, что при возникновении КЗ ток увеличивается и начинает превышать ток нагрузочного режима.

Селективность действия при этом достигается выбором выдержек времени.

В пределах каждого элемента МТЗ устанавливается как можно ближе к источнику питания.

Схемы МТЗ классифицируются по ряду признаков:

- 1) способу питания оперативных цепей (на постоянном или переменном токе);
- 2) способу воздействия на привод выключателя – прямого или косвенного действия;
- 3) характеру зависимости выдержки времени от тока – защиты с независимой и зависимой выдержкой времени;
- 4) способу соединения обмоток ТА и обмоток реле;
- 5) назначению – защиты от КЗ и защиты от перегрузок током.

В качестве пусковых органов МТЗ используют токовые реле.

Параметрами срабатывания максимальной токовой защиты являются ток I_{c3} и время t_{c3} срабатывания защиты.

Время срабатывания (выдержка времени) защиты i -й линии в общем случае выбирается на ступень селективности Δt больше наибольшей выдержки времени $t_{c3(i-1)\max}$ предыдущих защит

$$t_{c3i} = t_{c3(i-1)\max} + \Delta t. \quad (3.1)$$

Ступень селективности Δt состоит из составляющих

$$\Delta t = t_{0в(i-1)} + t_{погр\ i} + t_{погр(i-1)} + t_{ин} + t_{зап}, \quad (3.2)$$

где $t_{0в(i-1)}$ – время отключения $(i-1)$ -го выключателя (при отсутствии паспортных данных принимают $t_{откл} = 0,06$ с); $t_{погр\ i}$ – отрицательная (в сторону уменьшения t_{c3}) погрешность i -й защиты; $t_{погр(i-1)}$ – положительная (в сторону увеличения t_{c3}) погрешность $(i-1)$ -й защиты; $t_{ин}$ – время инерции i -й защиты (в некоторых источниках обозначается как время возврата защиты, принимается равным 0,05 с); $t_{зап}$ – время запаса надёжного срабатывания реле (ориентировочно $t_{зап} = 0,1$ с). Погрешность срабатывания цифровых реле по времени не превышает 2% от значения уставки.

В зависимости от используемых аппаратов (выключателей и реле), Δt может иметь различные значения. При использовании вторичных реле косвенного действия Δt не превышает 0,2-0,6 с. При использовании менее точных реле прямого действия Δt может достигать 0,8-1 с.

Максимальная токовая защита может иметь независимую от тока, а, следовательно, и от места КЗ выдержку времени или зависимую от тока КЗ характеристику выдержки времени.

МТЗ с независимой характеристикой времени срабатывания

У МТЗ с независимой характеристикой времени срабатывания ток уставки ($I_{уст}$) регулируется плавно и время замыкания не зависит от величины тока.

Селективность действия данного вида МТЗ достигается выбором выдержек времени согласно описанному правилу по выражениям (3.1) и (3.2). Согласование времени срабатывания МТЗ рассмотрим на примере, изображённом на рис. 3.1.

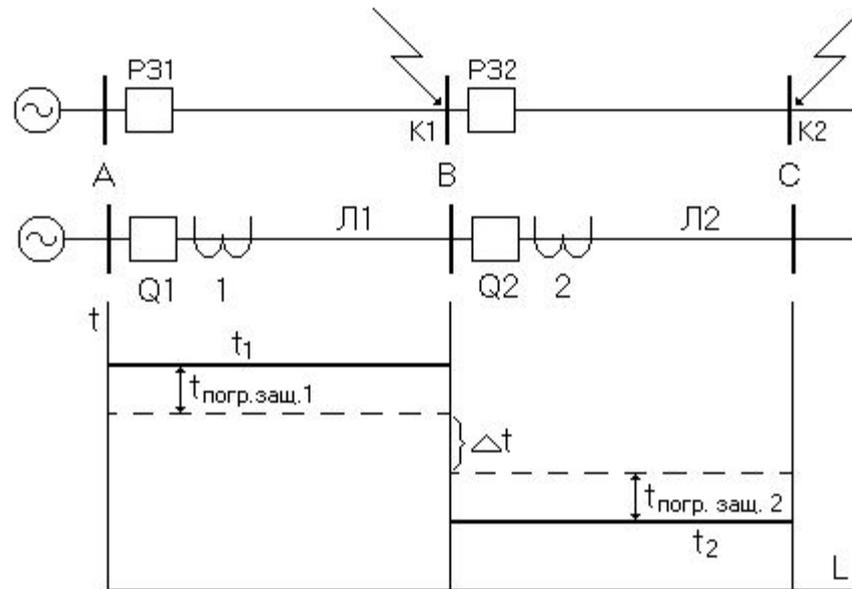


Рис. 3.1. Согласование времени МТЗ линий Л1 и Л2

Степень селективности чаще всего принимается равной 0,5 с при использовании электромеханических устройств защиты и 0,3 с при использовании микропроцессорных устройств.

МТЗ с зависимой характеристикой времени срабатывания

У МТЗ с зависимой характеристикой времени срабатывания ток уставки регулируется ступенчато и время замыкания контактов зависит от величины протекающего по реле тока.

Чем больше ток, тем быстрее срабатывает реле. Для расчёта времени действия защиты 1 (см. рис. 3.2) на границе зоны действия (точка K_1) необходимо знать время действия защиты 2 при КЗ в точке K_1 , т.е. t_{cs2}^{K1} , тогда $t_{cs1}^{K1} \geq t_{cs2}^{K1} + \Delta t$.

Это соотношение выполняется во всём интервале действия РЗ₂, когда РЗ₁ выступает в роли резервной.

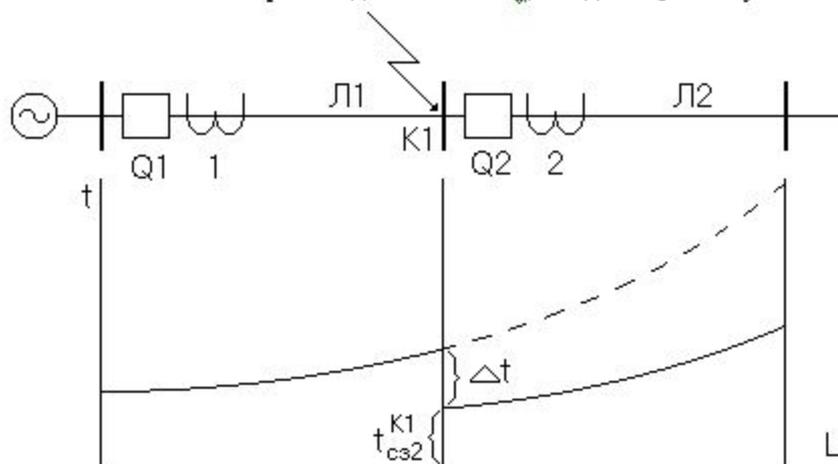


Рис. 3.2. Согласование МТЗ с зависимой выдержкой времени

Определение t_{cs2}^{K1} производится по расчётным кривым для реле РТ-80(83, 85).

Время действия защиты 1 должно быть большим времени действия защиты 2 на том участке сети, где возможна их совместная работа (на рис. 3.2 это линия 2).

Достоинством данного вида МТЗ является то, что большее значение $I_{уст}$ отключается с меньшей выдержкой времени, такая ситуация характерна для головных участков сети с односторонним питанием.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты

Ток срабатывания максимальной токовой защиты – это минимальный ток в фазах линии, при котором приходит в действие пусковой орган защиты. Ток $I_{сз}$ выбирается больше максимального рабочего тока защищаемой линии с учётом необходимости возврата защиты после отключения КЗ защитой предыдущего участка сети ($I_{сз}$ должен быть меньше $I_{кз}$).

Важным условием является обеспечение несрабатывания МТЗ при максимальных токах и пусковых токах нагрузки.

Для этого необходимо выполнение следующих условий:

1) $I_{сз} > I_{\max \text{ нагр.}}$ – пусковые органы защит не должны приходить в действие при максимальном рабочем токе нагрузки;

2) пусковые органы защиты, пришедшие в действие при внешнем КЗ, должны вернуться в исходное состояние после его отключения и снижения до $I_{\max \text{ нагр.}}$.

Для выполнения этого условия ток возврата защиты $I_{вз}$, – это наибольший первичный ток, при котором пусковой орган возвращаются в исходное состояние, – должен удовлетворять требованию:

$$I_{вз} > k_{сз} I_{\max \text{ нагр.}},$$

где $k_{сз} \geq 1,1 \div 1,3$ – коэффициент самозапуска двигательной нагрузки, учитывает возрастание рабочего максимального тока за счёт одновременного пуска всех тех электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время КЗ.

Токи $I_{сз}$ и $I_{вз}$ связаны коэффициентом возврата $k_{в}$:

$$k_{в} = \frac{I_{вз}}{I_{сз}}, \quad (3.3)$$

где $k_{в} < 1$, для аналоговых МТЗ РТ-40, 80, 90 $k_{в} = 0,8 \div 0,85$, РТВ $k_{в} = 0,6 \div 0,7$; для микропроцессорных защит $k_{в} = 0,935 \div 0,96$ (в зависимости от типа МПС РЗиА).

Следовательно, при выполнении условия 2 всегда выполняется условие 1, поэтому выражение для определения тока срабатывания защиты можно записать следующим образом:

$$I_{сз} = \frac{I_{вз}}{k_{в}} = \frac{k_{н}}{k_{в}} k_{сз} I_{\max \text{ нагр.}}, \quad (3.5)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надёжности, учитывает погрешность в определении $I_{вз}$ (для МПС Р3иА: $k_{н} = 1,1$ для реле SEPAM, SPAC, SPAM; $k_{н} = 1,2$ – MICOM; $k_{н} = 1,3$ – REF; для аналоговых электромеханических реле РТ-40, 80, 90 $k_{н} = 1,1 \div 1,2$ и РТВ – $k_{н} = 1,2 \div 1,4$).

Зная величину $I_{сз}$, можно определить $I_{ср}$ – ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} k_{сх}}{k_{ТТ}}, \quad (3.6)$$

где $k_{сх} = \frac{I_{\text{реле}}}{I_{ТТ \text{ 2-й обм.}}}$ – коэффициент схемы, зависящий от схемы соединения ТТ и обмоток реле, и равный

отношению тока в реле ко вторичному току ТТ, $k_{сх} = \sqrt{3}$ при соединении вторичных обмоток ТТ треугольником и $k_{сх} = 1$ – при соединении обмоток звездой; $k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности защиты характеризует отношение величины контролируемого параметра в режиме КЗ к величине порога срабатывания защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (3.7)$$

где $k_{ч} \geq 1,5$ для основных защит, и $K_{ч} \geq 1,2$ для резервной защиты.

Определение максимального тока нагрузки в линии на практике сопряжено с трудностями связанными с отсутствием таких данных. Ток нагрузки выбирают приближённо по сумме всех номинальных токов потребителей с учётом коэффициента загрузки, расчёт предлагается выполнять по формуле:

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{k_{\text{загр}} \cdot \sum_{i=1}^n S_{\text{тр } i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{тр}}} \quad (3.8)$$

где $\sum_{i=1}^n S_{\text{тр } i}$ – суммарная номинальная мощность всех КТП, кВА; $U_{\text{тр}}$ – номинальное напряжение высокой стороны КТП, кВ.

Согласование защит по чувствительности производится таким образом, чтобы предыдущая защита не срабатывала, если не работает последующая:

$$I_{\text{с.з посл}} = \frac{k_{\text{н.с}}}{k_{\text{р}}} \left[\sum_{i=1}^n I_{\text{с.з пред. макс } i} + \sum_{j=1}^{N-n} I_{\text{раб. макс } j} \right], \quad (3.9)$$

где $k_{\text{н.с}}$ – коэффициент надёжности согласования. Значение данного коэффициента зависит от типа токовых реле и принимаются в пределах от 1,1 (при согласовании МПС РЗиА между собой и с реле РТ-40) и до 1,3÷1,4 (при согласовании МПС РЗиА с реле типа РТВ); $k_{\text{р}}$ – коэффициент токораспределения, который учитывается только при наличии нескольких источников питания, при одном источнике питания равен 1;

$\sum_{i=1}^n I_{\text{с.з пред. макс } i}$ – наибольшая из геометрических сумм токов срабатывания максимальных токовых защит

параллельно работающих предыдущих элементов n ; $\sum_{j=1}^{N-n} I_{\text{раб. макс } j}$ – геометрическая сумма максимальных

значений рабочих токов всех предыдущих элементов (N), за исключением тех, с защитами которых производится согласование (n). При примерно однородной нагрузке допустимо арифметическое сложение вместо геометрической суммы, что создаст некоторый расчётный запас.

МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению

В том случае, когда $I_{\text{макс.нагр.}}$ незначительно отличается по величине от $I_{\text{кз мин.}}$, $k_{\text{ч}}$ имеет низкое значение. В таком случае используют МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению.

Ток срабатывания защиты определяется по току номинального рабочего режима без учёта перегрузки:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном. раб.}} \quad (3.10)$$

Условия выбора напряжения срабатывания:

1. Не действие при допустимых посадках напряжения

$$U_{\text{сз}} = \frac{0,95U_{\text{н}}}{k_{\text{н}}k_{\text{в}}}, \quad (3.11)$$

где $k_{\text{н}} = 1,1 \div 1,3$; $k_{\text{в}} = 1,15$.

2.

3. Обеспечение самозапуска асинхронных двигателей, которые тормозились при снижении напряжения, под действием внешнего тока КЗ

$$U_{\text{сз}} = (0,5 \div 0,6)U_{\text{н}}. \quad (3.12)$$

Критерием выбора величины $U_{\text{сз}}$, рассчитанной по условиям (1.11) и (1.12), является её наименьшее значение.

Коэффициент чувствительности по напряжению определяется из соотношения:

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{сз}}}{U_{\text{ост.}}} \quad (3.13)$$

Защита считается пригодной в том случае, если $k_{\text{ч}} \geq 1,5$.

Направленные МТЗ

В сетях с двухсторонним питанием с помощью обычных МТЗ не удастся обеспечить селективность защит, т.к. в одном случае (замыкание в точке K_1 , см. рис. 3.3) требуется выполнение неравенства $t_{32} > t_{33}$, а в другом случае (замыкание в точке K_2), наоборот, $t_{32} < t_{33}$.

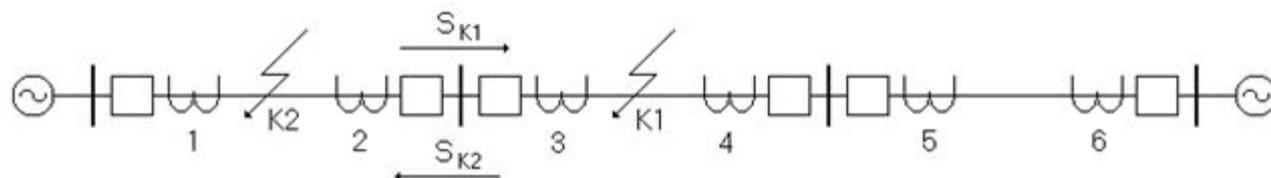


Рис. 3.3. Принцип действия направленной МТЗ

Отличить место возникновения КЗ можно, если контролировать направление мощности КЗ (S_K), такую функцию реализует реле направления мощности. Время действия должно согласовываться между собой у защит, работающих от тока КЗ одного источника, и увеличение времени происходит по мере приближения от потребителя к тому источнику, от которого работает данная защита. График согласования приведён на рис. 3.4.

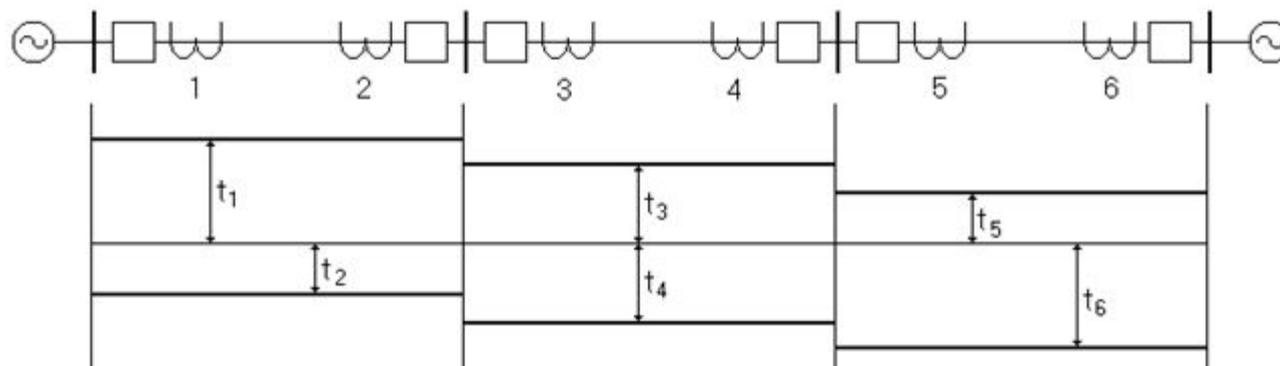


Рис. 3.4. График согласования защит

Согласно временной диаграмме (рис. 5) между собой согласуются защиты 1, 3, 5 и 2, 4, 6: $t_1 = t_3 + \Delta t$; $t_3 = t_5 + \Delta t$; $t_6 = t_4 + \Delta t$; $t_4 = t_2 + \Delta t$.

Величина $I_{сз}$ определяется, как для обычных МТЗ

$$I_{сз} = \frac{k_x k_{сз}}{k_x} I_{\max \text{ нагр.}} \quad (3.14)$$

Правила определения коэффициента чувствительности также остаются прежними.

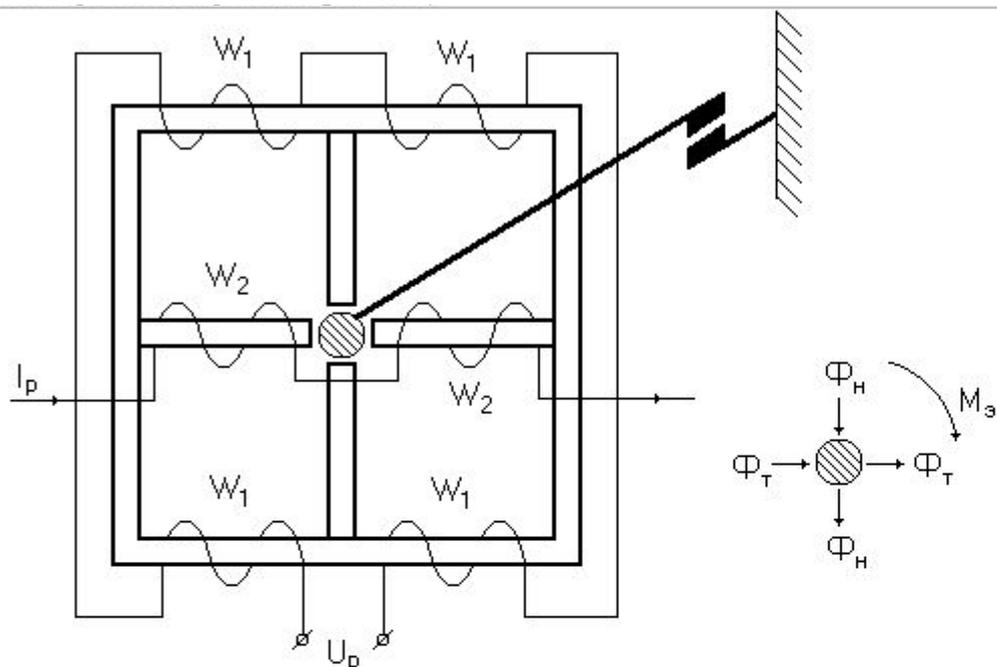


Рис. 3.5. Индукционное реле направления мощности

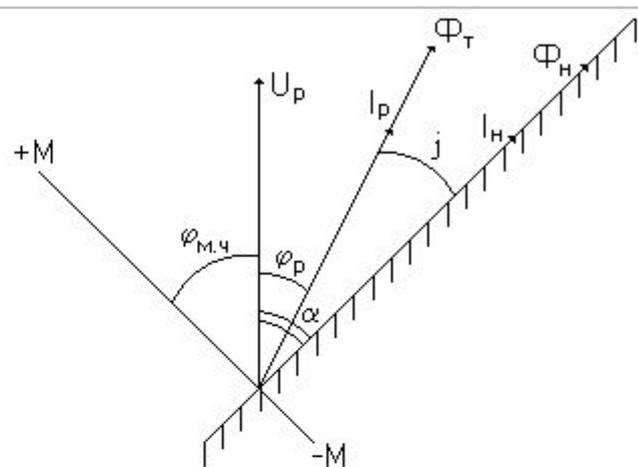


Рис. 3.6. Векторная диаграмма реле направления мощности

Т.к. вектора I_p и Φ_T , а также I_H и Φ_H , совпадающие по направлению, то электродинамический момент ($M_э$) определяется по выражению:

$$M_э = k_1 I_p U_p \sin j, \text{ где } j = \alpha - \varphi_p.$$

Величина $M_э > 0$, если $\sin(\alpha - \varphi_p) > 0$, т.е. $0 < \alpha < 180^\circ$. И $M_э = 0$, если $180^\circ < \alpha < 360^\circ$.

Максимальное значение $M_э$ соответствует значению, при $\alpha - \varphi_p = 90^\circ$. Угол $\varphi_{M.ч}$ – угол максимальной чувствительности. Наличие данного угла обусловлено следующей причиной: при КЗ угол $\varphi_{KЗ}$ между $I_{KЗ}$ и $U_{KЗ}$ должен быть как можно ближе к $\varphi_{M.ч}$.

Недостаток направленных защит. Если КЗ возникает в месте установки МТЗ направленного действия, то $M_э = 0$, поскольку $U_p = 0$. Реле направления мощности в данном случае не работает.

Раздел 4. Токовые отсечки

ТО мгновенного действия

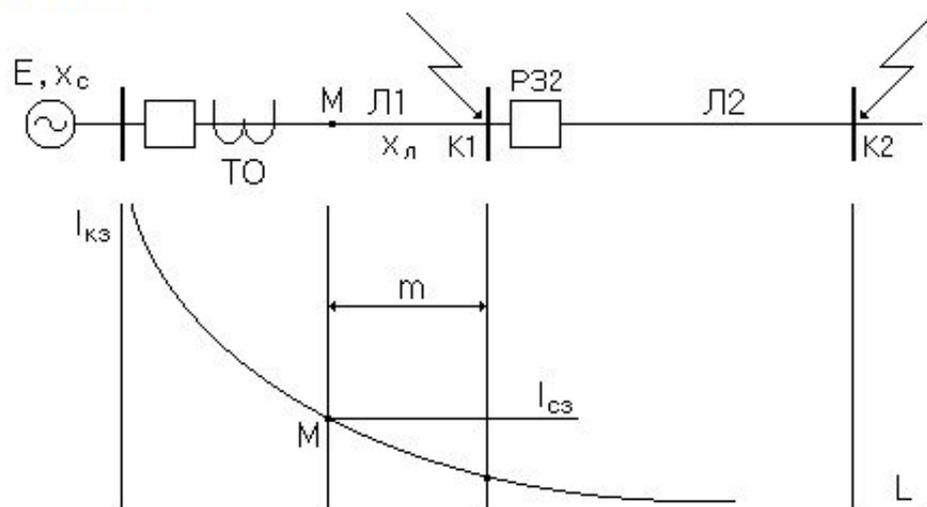


Рис. 4.1. Принцип действия ТО без выдержки времени

Характер изменения $I_{кз}$ в зависимости от $l_{кз}$, где $l_{кз}$ – расстояние до точки КЗ, приведён на рис. 4.1.

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E}{\sqrt{3}(x_c + x_{кз})} \text{ или } I_{кз}^{(3)} = \frac{E}{\sqrt{3}(x_c + kx_0)} \quad (4.1)$$

Ток $I_{сз}$ выбирают таким образом, чтобы защита отключала КЗ на своей линии и не отключала на соседней, т.е.: $I_{сз} > I_{кз(Л1)}$, где $I_{кз(Л1)}$ – максимальное значение $I_{кз}$ при КЗ в начале следующей ЛЭП.

$$I_{сз} = k_H I_{кз(Л1)}, \quad (4.2)$$

где k_H – коэффициент надёжности ($k_H = 1,2 \div 1,3$ для реле РТ-40(ЭТ-520), в случае защиты ЛЭП; $k_H = 1,3 \div 1,4$ для реле РТ-40(ЭТ-520), в случае защиты силовых трансформаторов и двигательной нагрузки; $k_H = 1,5 \div 1,6$ для реле РТ80; $k_H = 1,2$ для реле REF; для других МПС РЗиА $k_H = 1,1 \div 1,15$).

В расчётах всегда используют максимальное значение тока КЗ ($I_{кз}^{(3)}$), т.к. если расчёт будет произведён по меньшему значению тока КЗ (например, $I_{кз}^{(2)}$), то возможно неселективное действие ТО при КЗ на последующей линии.

Точка M , в которой $I_{сз} = I_{кз}$, делит линию ЛЛ на две части: где $I_{сз} < I_{кз}$ – зона работы защиты и, где $I_{сз} > I_{кз}$ – «мёртвая зона» и защита не работает. Наличие «мёртвой зоны» является недостатком ТО. Величина такой зоны может быть определена следующим образом:

$$I_{сз} = I_{кз}; \quad (4.3)$$

$$I_{сз} = \frac{E}{\sqrt{3}(x_c + x_{отс})}; \quad (4.4)$$

$$x_{отс} = \frac{E}{\sqrt{3}I_{сз}} - x_c; \quad (4.5)$$

или

$$x_{отс. \%} = \frac{100}{x_{л}} \left(\frac{E}{\sqrt{3}I_{сз}} - x_c \right). \quad (4.6)$$

Допустимо применение ТО, если её зона охватывает более 20% от длины линии.

При расчете токовой отсечки ЛЭП, по которой питается несколько трансформаторов, чтобы обеспечить несрабатывание ТО при КЗ за каждым из трансформаторов нужно дополнительно проверить надёжность несрабатывания ТО от суммарного значения броска тока намагничивания всех трансформаторов, подключённых защищаемой ЛЭП. Условие отстройки ТО от бросков тока намагничивания трансформаторов имеет вид:

$$I_{сз} = (3 \div 4) \sum_{i=1}^n I_{ном. тр i}, \quad (4.7)$$

где $I_{ном. тр i} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{ном. тр i}}{\sqrt{3}U_{ном. ВН тр i}}$ – сумма номинальных токов всех трансформаторов, которые могут одновременно

включаться под напряжение по защищаемой линии.

ТО с выдержкой времени

Для защиты части линии, не попавшей в зону ТО, применяют ещё одну ТО с выдержкой времени, которая выступает в качестве второй зоны токовой защиты.

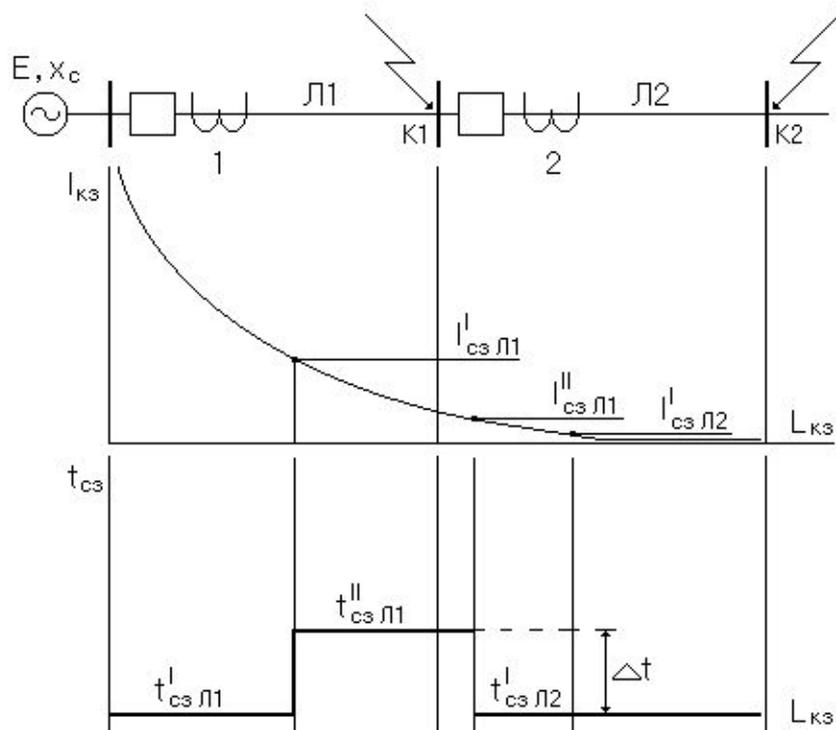


Рис. 4.2. График согласования ТО с выдержкой времени

Ток $I_{сз}$ выбирают с учётом охвата всей защищаемой линии. Для этого ток срабатывания $I_{сз}^{II}$ согласуют с током срабатывания мгновенной ТО следующей линии (Л₂):

$$I_{сзЛ2}^I = k_H I_{кз(К2)}; \quad (4.8)$$

$$I_{сзЛ1}^{II} = k_H I_{сзЛ2}^I = k_H k_H I_{кз(К2)}, \quad (4.9)$$

где $k_H = 1,1 \div 1,2$.

$t_{сз}^{II}$ также согласуется с временем $t_{сзЛ2}^I$:

$$t_{сзЛ1}^{II} = t_{сзЛ2}^I + \Delta t, \quad (4.10)$$

где $\Delta t = 0,5$ с.

Отсечки на линиях с двусторонним питанием

Для определения тока срабатывания отсечек необходимо определить токи $I_{K3(B)отG1}$ и $I_{K3(A)отG2}$.

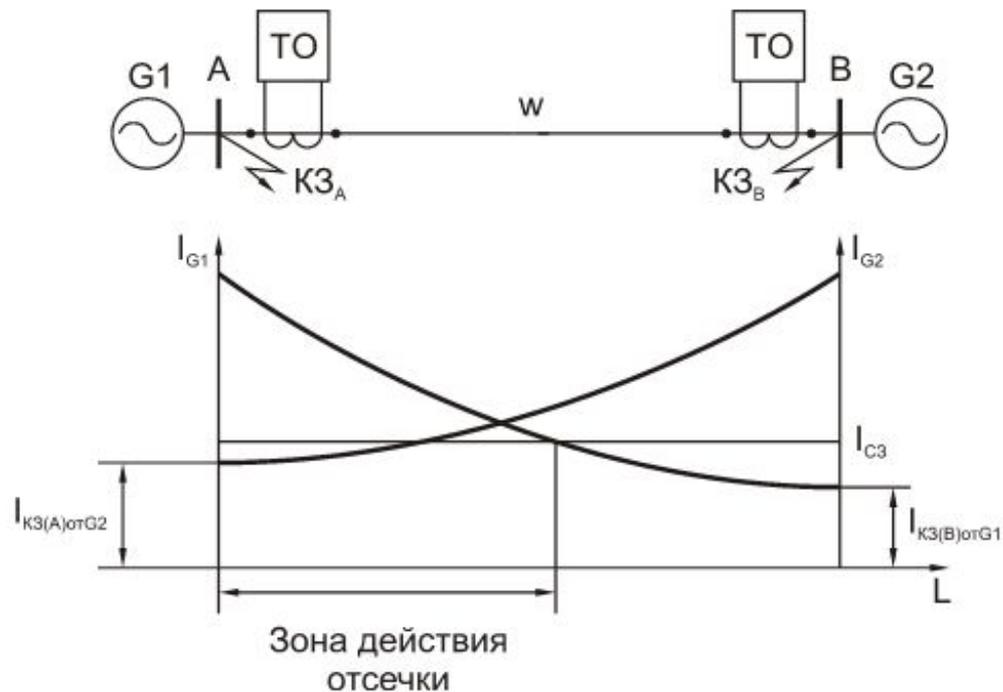


Рис. 4.3. Отсечки на линиях с двусторонним питанием

Ток срабатывания защиты вычисляется по наибольшему из этих токов:

$$I_{C3} = k_H I_{K(\max)}. \quad (4.11)$$

Во избежание неправильной работы отсечки при качаниях её ток срабатывания должен отстраиваться и от токов качания $I_{\text{кач}}$:

$$I_{C3} \geq k_H I_{\text{кач.макс}}, \quad (4.12)$$

где k_H – коэффициент надёжности, $k_H = 1, 2 \dots 1, 3$;

$$I_{\text{кач.макс}} = \frac{2E}{X_{AB}}, \quad (4.13)$$

где E – ЭДС генераторов А и В, $E_A = E_B = E = 1,05 U_{\text{ГЕН}}$; X_{AB} – суммарное сопротивление от генератора А до В: $X_{GA} + X_{GB} + X_C$; $X_{GA} = X'_d$ – сверхпереходное сопротивление генераторов; X_C – сумма сопротивлений всех остальных элементов, включенных между шинами генераторов.

Ток срабатывания выбирается по большему из двух значений (4.11) и (4.12).

Защита линий 6-35 кВ с помощью трёхступенчатой токовой защиты

В качестве защиты линий 6-35 кВ чаще всего используют трёхступенчатую токовую защиту.

Схема реализации приведена на рис. 4.3.

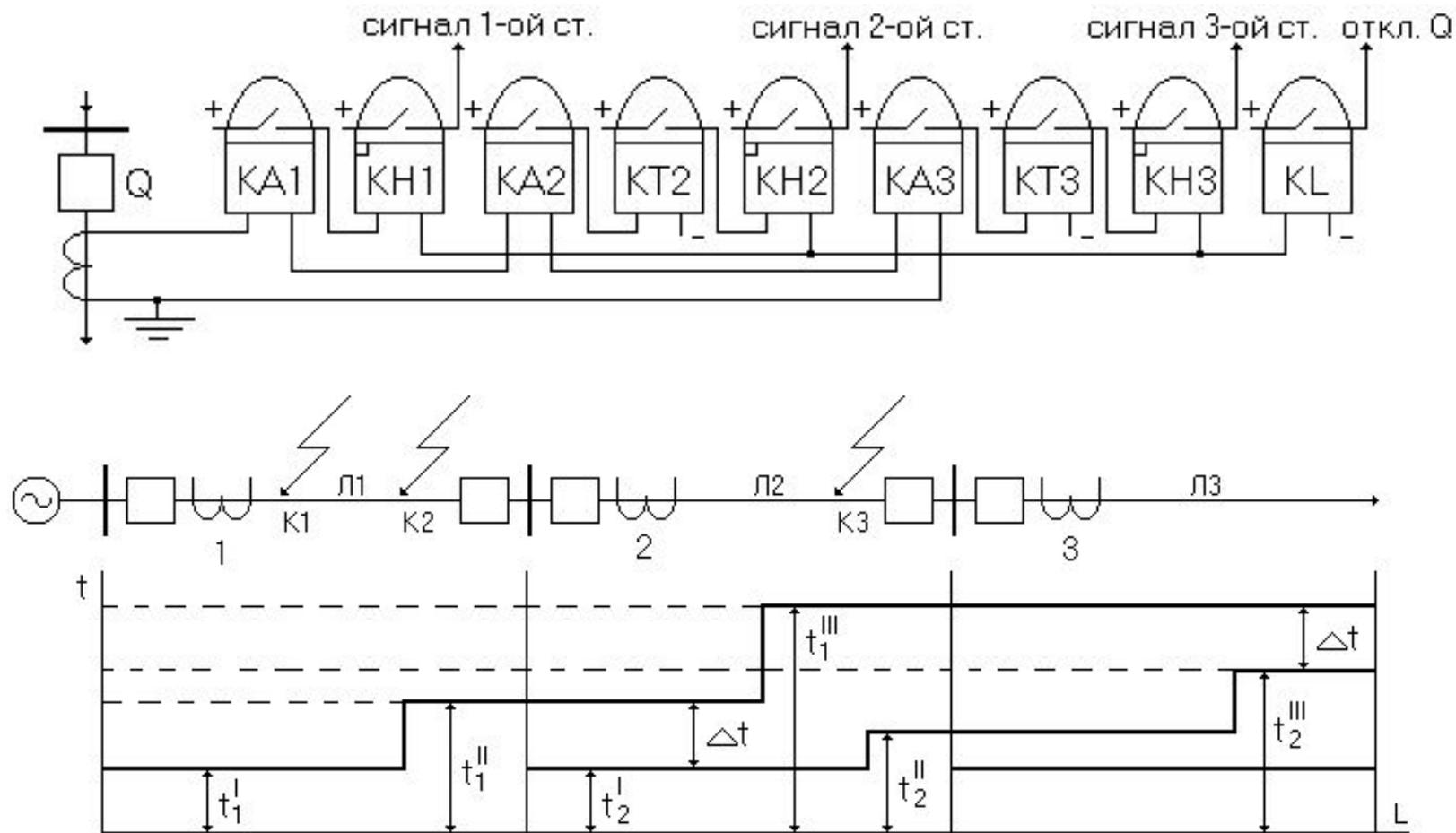


Рис. 4.3. Трёхступенчатая токовая защита:
а – упрощенная схема; б – временная характеристика

Раздел 5. Дифференциальная защита линий электропередачи

Общие сведения, назначение и виды дифференциальных защит

На линиях отходящих от шин электростанций или узловых подстанций, часто по условиям устойчивости требуется обеспечить отключение КЗ в пределах всей защищаемой линии без выдержки времени. Это требование нельзя выполнить с помощью мгновенных токовых отсечек, защищающих только часть линии. Кроме того, отсечки неприменимы по условию селективности, на коротких ЛЭП, где токи КЗ в начале и в конце линии примерно одинаковы. В этих случаях используются дифференциальные защиты (ДЗ), обеспечивающие мгновенное отключение КЗ в любой точке защищаемого участка и не действующие при КЗ за пределами зоны действия.

Дифференциальные защиты подразделяются на:

- продольные – для защит как одинарных, так и параллельных линий;
- поперечные – для защиты только параллельных линий.

5.1. Продольная дифференциальная защита

5.1.1. Принцип действия защиты

Принцип действия продольных дифференциальных защит основан на сравнении величины и фазы токов в начале и конце защищаемой линии.

При КЗ вне защищаемой линии токи в начале и конце линии направлены в одну сторону и равны по величине (см. рис. 5.1, а). При КЗ в пределах защищаемой линии, токи направлены в разные стороны и не равны по величине (как правило) (см. рис. 5.1, б).

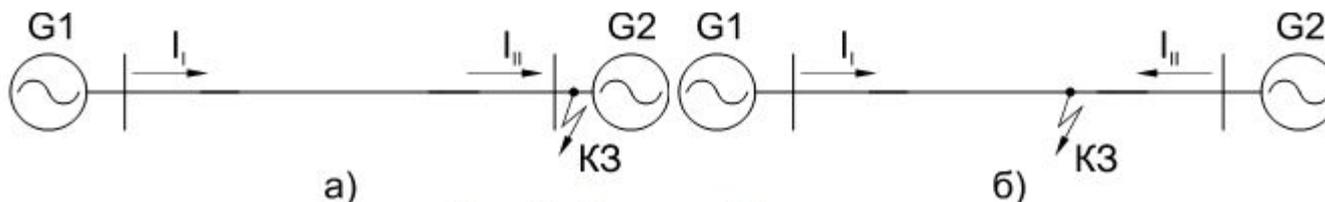


Рис. 5.1. Варианты КЗ в защищаемых линиях

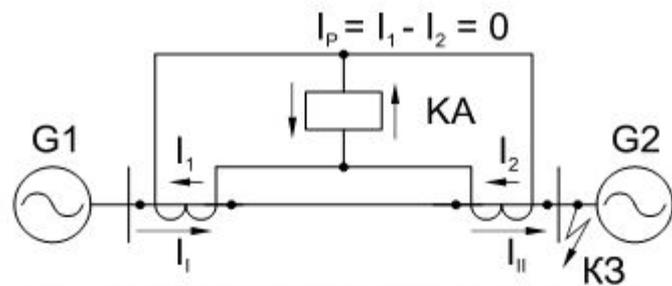


Рис. 5.2. Схема с циркулирующими токами

Принцип сравнения токов показан на рис. 5.2: по концам линии установлены трансформаторы тока с одинаковым коэффициентом трансформации. Их вторичные обмотки соединяются кабелем и подключаются к дифференциальному реле.

Различают две схемы построения дифференциальной защиты:

- 1) с циркулирующими токами;
- 2) с уравновешенными напряжениями.

На рис. 5.2 показана схема с циркулирующими токами. Для этой схемы ток, протекающий по реле, определяется:

$$I_P = \frac{I_I}{n_{T1}} - \frac{I_{II}}{n_{T2}}; \quad n_{T1} = n_{T2} = n_T \quad (5.1)$$

При отсутствии погрешностей $I_I = I_{II}$ и $I_P = 0$ реле не работает. Не происходит срабатывания и при качаниях в системе.

По принципу действия дифференциальная защита не реагирует на внешние КЗ, качания и токи нагрузки.

В действительности же трансформаторы тока работают с погрешностью: $I_I - I_{II} = I_{нб}$ чтобы не произошло ложного срабатывания защиты: $I_{с.з.} > I_{нб.макс}$.

Работа схемы с циркулирующими токами при КЗ на защищаемой линии с односторонним и двусторонним питанием, показаны на рис. 5.3, а и б. Ток протекающий через реле:

$$I_P = I_I + I_{II} = \frac{I_I}{n} + \frac{I_{II}}{n} = \frac{I_{КЗ}}{n} \quad (5.2)$$

где $I_{КЗ}$ – полный ток КЗ.

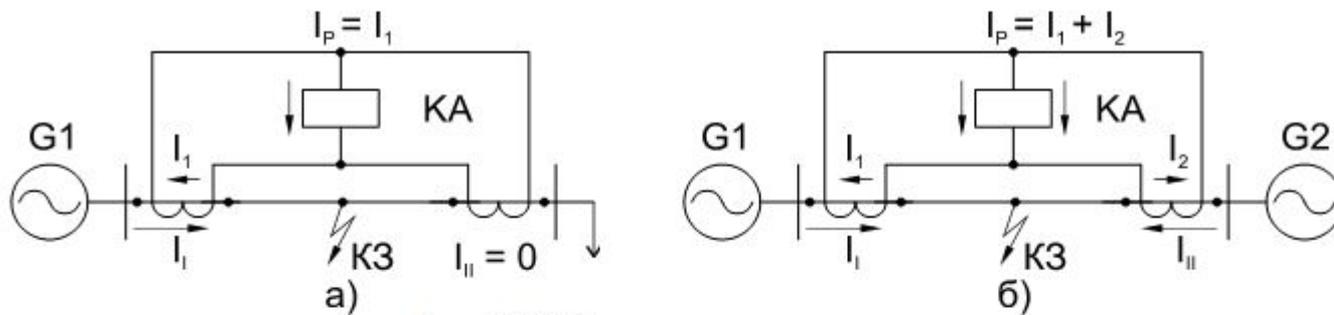


Рис. 5.3. Работа схемы с циркулирующими токами

Дифференциальная защита реагирует на полный ток $I_{кз}$ в месте повреждения, поэтому в сети с двусторонним питанием она обладает большей чувствительностью, чем токовые защиты.

Схема с уравновешенными напряжениями. Работа дифференциальной защиты на основе схемы с уравновешенными напряжениями представлена на рис. 5.4.

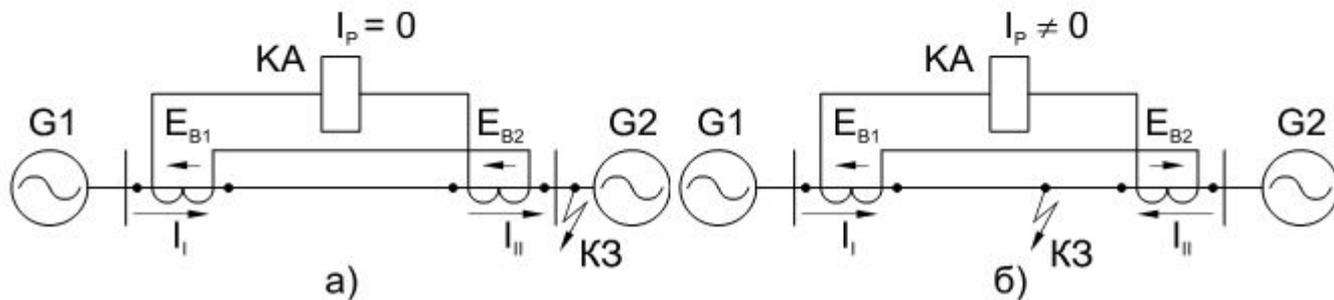


Рис. 5.4. Схема с уравновешенными напряжениями

5.1.2. Токи небаланса в дифференциальной защите

$$I_{нб} = I_1 - I_2 = \left(\frac{I_I}{n_T} - I_{I.нам} \right) - \left(\frac{I_{II}}{n_T} - I_{II.нам} \right) \quad (5.3.)$$

При внешнем КЗ:

$$I_{нб} = I_{II.нам} - I_{I.нам} \quad (5.4.)$$

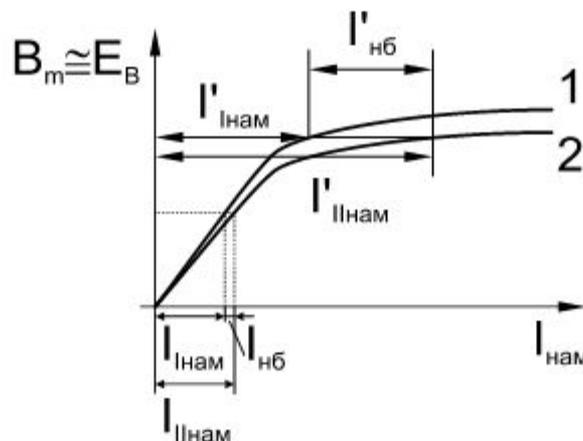


Рис. 5.5. Зависимость тока намагничивания по величине и фазе

Для уменьшения тока небаланса необходимо выровнять токи намагничивания трансформаторов по величине и фазе. Ток намагничивания трансформаторов тока зависит от магнитной индукции или вторичной ЭДС (см. рис. 5.5.)

Выполнить характеристики намагничивания идентичными у разных трансформаторов тока практически не удаётся.

Ток небаланса особенно возрастает при насыщении магнитопровода трансформатора. Даже при максимальном токе протекающем по первичной обмотке при КЗ, трансформаторы тока не должны насыщаться.

Пути уменьшения тока небаланса:

1. Применяются трансформаторы тока насыщающиеся при возможно больших кратностях тока \underline{K}_3 (трансформаторы тока класса Р(Д)).

2. Ограничение величины вторичной ЭДС:

$$\underline{E}_B = \frac{\underline{I}_K}{n_T} (\underline{Z}_B + \underline{Z}_H). \quad (5.5.)$$

Для этого уменьшают нагрузку \underline{Z}_H и увеличивают коэффициент трансформации n_T .

3. Для выравнивания токов намагничивания $\underline{I}_{1,нам}$ и $\underline{I}_{2,нам}$ необходимо, чтобы нагрузка трансформатора тока была равной $\underline{Z}_{H1} = \underline{Z}_{H2}$.

Точных и простых для практики способов расчёта тока небаланса ещё не разработано. При проектировании используют формулы, приведённые в «Руководящих указаниях по релейной защите».

5.1.3. Принципы выполнения продольной дифференциальной защиты

1. Использование промежуточных трансформаторов тока.

Трансформаторы тока, соединяемые в дифференциальную схему, находятся на значительном расстоянии. Сопротивление соединительных проводов между трансформаторами тока очень велико. К примеру, для линии длиной 10 км и сечения контрольного кабеля $1,5 \text{ мм}^2$, его сопротивление составит 130 Ом. Трансформаторы тока допускают нагрузку в пределах 1-2 Ом. Подобное затруднение преодолевается применением промежуточных трансформаторов тока **ТЛА**. Они уменьшают ток в соединительных проводах в n_L раз, снижая нагрузку соединительных проводов, приведённую к зажимам основных трансформаторов тока в n_L^2 раз.

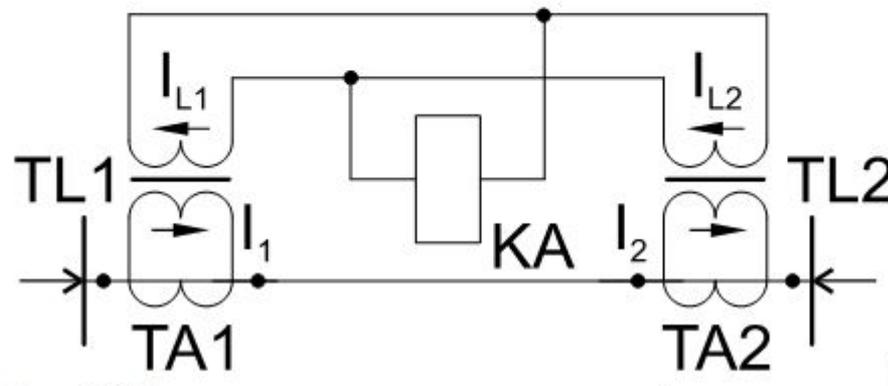


Рис. 5.6. Использование промежуточных трансформаторов тока

2. Установка двух дифференциальных реле.

Дифференциальная защита должна действовать на отключение выключателей на обоих концах защищаемой линии. Для этого устанавливают два дифференциальных реле. Однако подобный способ имеет недостаток из-за сопротивления соединительных проводов токи, поступающие в реле при сквозных КЗ не балансируются, даже при работе трансформаторов тока без погрешностей. $I_{\text{нб1}} = I'_1 - I'_2$ Для уменьшения тока небаланса необходимо уменьшать сопротивление соединительных проводов.

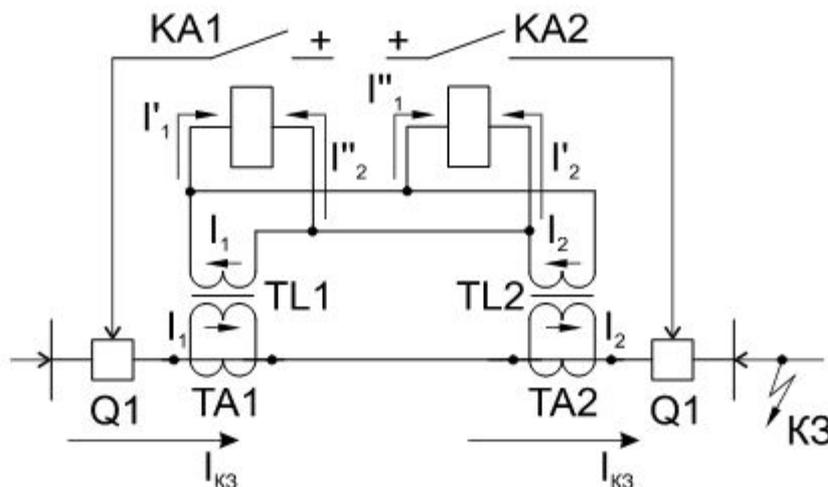


Рис. 5.7. Установка двух дифференциальных реле.

При КЗ в зоне в схеме с одним реле в него поступает сумма вторичных токов трансформаторов тока: $I_P = I_1 + I_2 = I_K$.

В схеме с двумя реле: $I_P = \frac{I_1}{2} + \frac{I_2}{2} = \frac{I_K}{2}$ (если сопротивление проводов равно нулю). То есть чувствительность защиты уменьшается (в схеме с уравновешенными напряжениями установка двух реле не меняет условий работы схемы).

3. Использование дифференциальных реле с торможением.

Для отстройки от токов небаланса получили распространение так называемые дифференциальные реле с торможением. Ток срабатывания у таких реле возрастает с увеличением тока внешнего КЗ. Принципиальная схема конструкции такого реле изображена на рис. 5.8.

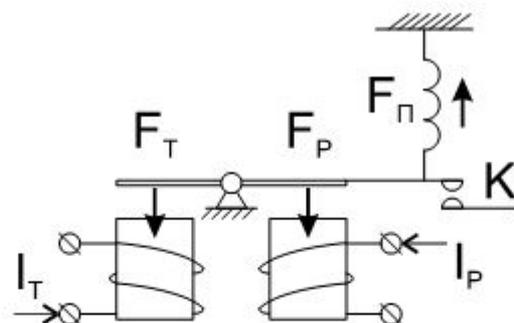


Рис. 5.8. Использование дифференциальных реле с торможением.

$$I_{с.р.} = k_T I_T + I_{р.0} \quad (5.6.)$$

где I_T – ток, протекающий через тормозную обмотку; $I_{р.0}$ – ток срабатывания реле при тормозном токе равном нулю; k_T – коэффициент торможения.

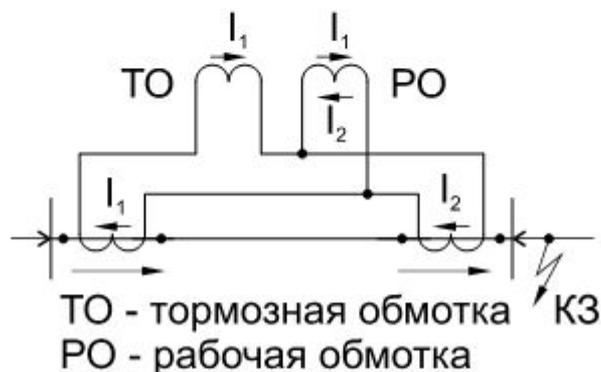


Рис. 5.9. Схема включения реле с торможением.

Схема включения реле с торможением показана на рис. 5.9. При внешнем КЗ в тормозной обмотке протекает ток КЗ, а в рабочей обмотке – ток небаланса; реле надёжно не срабатывает.

При КЗ в зоне (см. рис. 5.10) в случае одностороннего питания $I_2=0$ и токи в рабочей и тормозной обмотках совпадают и равны I_K ; при таких условиях реле сработает.

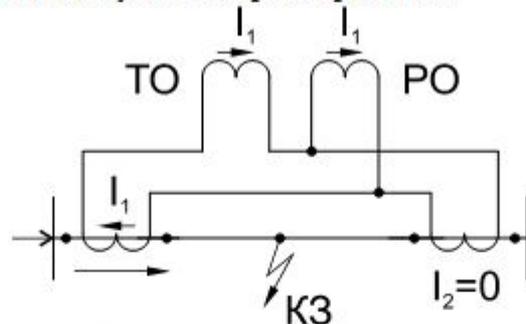


Рис. 5.10. КЗ в зоне одностороннего питания.

Зависимость $I_P = f(I_T)$ изображена на рис. 5.11. При одинаковых условиях отстройки от тока небаланса при внешних КЗ, реле с тормозной характеристикой обладает большей чувствительностью по сравнению с простым дифференциальным реле.

Современные защиты оснащены тормозными реле на выпрямленном токе с реагирующим органом в виде поляризованного реле.



Рис. 5.11. Зависимость $I_P = f(I_T)$.

4. Включение дифференциальных реле через фильтры симметричных составляющих.

Во всех выше рассмотренных схемах подразумевалась установка реле на трёх фазах. Для выполнения таких схем необходимо 6 дифференциальных реле и не менее четырёх соединительных проводов. Для уменьшения числа реле и соединительных проводов, реле включаются через фильтры симметричных составляющих или суммирующие трансформаторы (см. рис. 8.2.12.). На рисунке буквами **KAZ** обозначены фильтры токов, на их выходе протекает ток $I_{\Phi 1}$ пропорциональный токам прямой последовательности. Составляющая прямой последовательности присутствует в фазных токах при всех видах КЗ. В схеме предусмотрены *разделительные трансформаторы TL3,4*, с помощью которых цепь соединительного кабеля **A – B** отделяется от цепей реле. Такое разделение исключает появление в цепях реле высоких напряжений, наводимых в жилах кабеля при протекании токов $KЗ$ по защищаемой линии. В нормальном режиме и при внешнем КЗ по соединительным жилам протекает ток, пропорциональный первичному току линии, а при КЗ на линии в соединительных проводах **A – B** проходит небольшой ток $I_1 - I_2$.

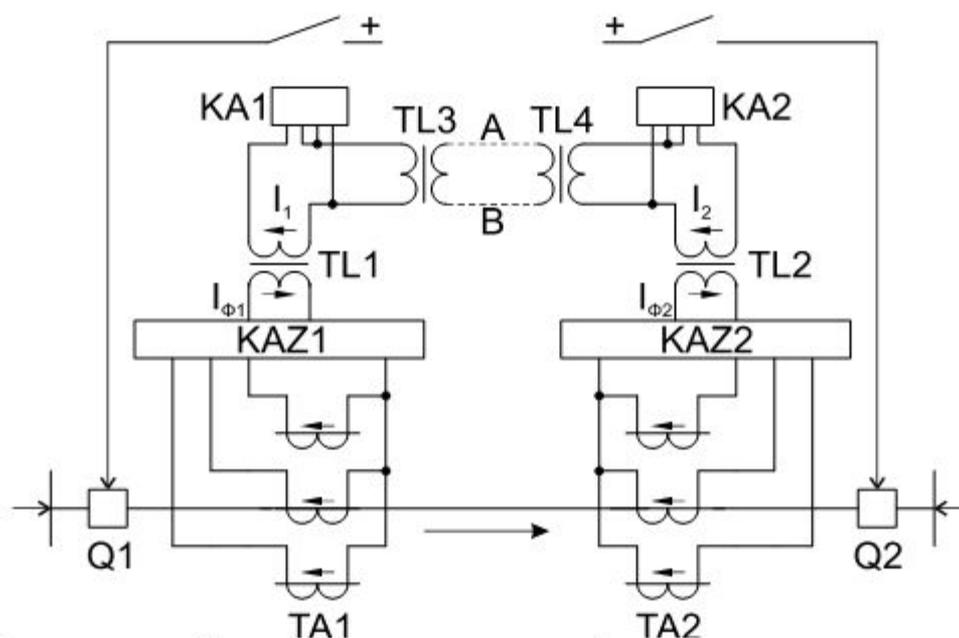


Рис. 5.12. Включение дифференциальных реле через фильтры симметричных составляющих

5. Использование поляризованных реле.

Поляризованные реле (серия РП) работают на электромагнитном принципе. Отличительной их особенностью является то, что на якорь реле действуют два независимых магнитных потока: поляризующий $\Phi_{\text{п}}$, создаваемый постоянным магнитом, и рабочий $\Phi_{\text{р}}$, создаваемый током, проходящим по обмоткам реле. Поляризованные реле могут применяться для работы только на постоянном токе. Широкое применение поляризованные реле получили благодаря их высокой чувствительности и быстродействию. Вследствие того, что усилие на якоре создаётся как постоянным магнитом, так и электромагнитом, реле потребляет при срабатывании небольшую мощность (порядка 0,01-0,15 мВт). Время срабатывания составляет порядка 0,005 с. Поляризованные реле имеют весьма высокую кратность термической стойкости, составляющую 20–50.

Благодаря высокой чувствительности и малому потреблению поляризованные реле широко применяются для выполнения чувствительных реле тока, напряжения, мощности и других с включением через выпрямители.

5.1.4. Оценка продольной дифференциальной защиты

Продольная дифференциальная защита применяется на коротких линиях 110 и 220 кВ – 10-15 км, где требуется мгновенное отключение повреждений в пределах всей линии.

Достоинства:

- 1) защита не реагирует на качания и перегрузки;
- 2) действует без выдержки времени при КЗ в любой точке линии.

Недостатки:

- 1) высокая стоимость соединительного кабеля и его прокладки;
- 2) возможность ложной работы при повреждении соединительных проводов.

5.2. Поперечная дифференциальная защита параллельных линий

Поперечная дифференциальная защита применяется на параллельных линиях, имеющих одинаковое сопротивление. Основана на сравнении величин и фаз токов, протекающих по обеим линиям.

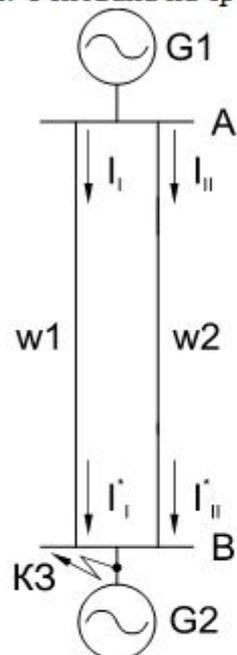


Рис. 5.13. Распределение токов в нормальном режиме и при внешних КЗ

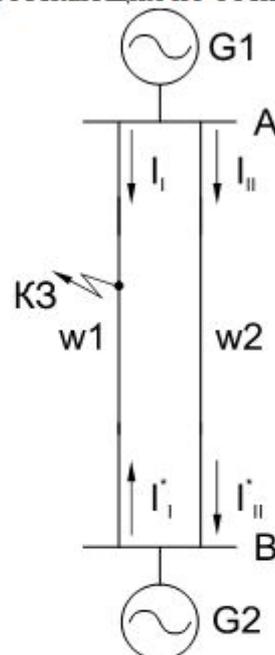


Рис. 5.14. Распределение токов при внешних КЗ в защищаемой области

Распределение токов в нормальном режиме и при внешних КЗ показано на рис. 5.13. $I_I = I_{II}$, $I_I^* = I_{II}^*$. При КЗ на одной из линий (см. рис. 5.14): на питающем конце – токи I_I и I_{II} совпадают по фазе, но различаются по величине; на приёмном конце (на котором отсутствует источник питания, или его мощность меньше, чем на питающем конце) I_I^* и I_{II}^* противоположны по фазе, хотя могут и совпадать по величине.

По этим признакам можно судить о КЗ на одной из линий.

Различают две разновидности поперечных дифференциальных защит: токовую и направленную.

Токовая применяется на параллельных линиях, включенных под один общий выключатель.

Направленная применяется на параллельных линиях с самостоятельными выключателями.

5.2.1. Токовая поперечная дифференциальная защита

Принцип действия защиты.

Токовая поперечная дифференциальная защита предназначена для параллельных линий с общим выключателем. При одностороннем питании защита устанавливается со стороны источника питания, при 2х-стороннем, с обоих сторон.

Принципиальная схема защиты для одной фазы представлена на рис. 5.15. Коэффициенты трансформации трансформаторов тока $n_{T1}=n_{T2}=n_T$. Вторичные обмотки трансформаторов тока соединяются разноимёнными зажимами по схеме с циркуляцией токов в соединительных проводах и параллельно к ним включается обмотка токового реле.

В нормальном режиме и при внешнем КЗ (рис. 5.15, а): $I_p = I_1 - I_2 = \frac{I_I}{n_T} - \frac{I_{II}}{n_T}$, $I_I=I_{II}$, поэтому при

отсутствии погрешностей у трансформаторов тока $I_p=0$. Защита не реагирует на внешние КЗ, нагрузку и качания. Её выполняют без выдержек времени и не отстраивают от токов нагрузки.

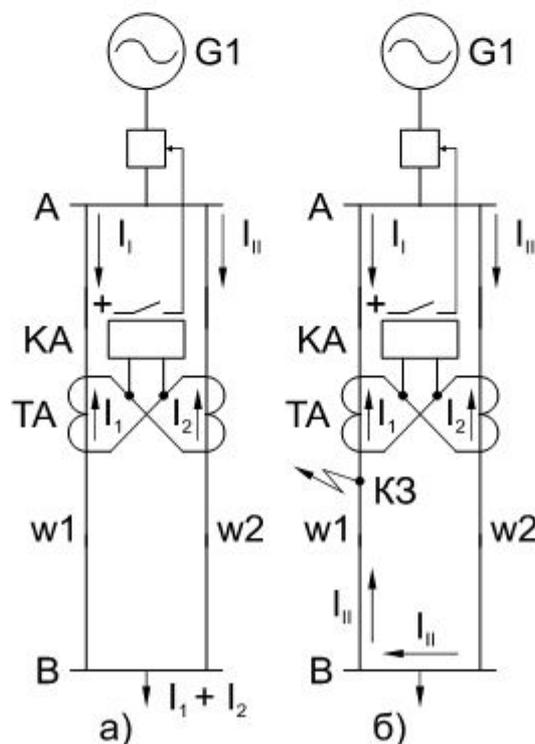


Рис. 5.15. Принципиальная схема защиты для одной фазы

С учётом погрешностей трансформаторов тока, в нормальном режиме через реле протекает ток небаланса, его можно условно разделить на две составляющие:

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} \quad (5.7.)$$

где $I'_{нб}$ – вызвана погрешностью трансформаторов тока; $I''_{нб} = \frac{I_I - I_{II}}{n_T}$ – вызвана различием первичных

токов из-за неточности равенства сопротивления линий.

Ток срабатывания защиты должен быть больше тока небаланса:

$$I_{с.р.} > I_{нб} \quad (5.8.)$$

При КЗ на одной из параллельных линий (рис. 8.3.3. б)) ток протекающий по повреждённой линии больше тока протекающего по неповреждённой: $I_I > I_{II}$ если при этом $I_p > I_{с.р.}$, – защита отключает линии.

Мёртвая зона защиты.

При удалении точки КЗ K от места установки защиты соотношение токов I_I и I_{II} по повреждённой и «здоровой» линиям изменяется (см. рис. 5.16).

Соотношение токов можно вычислить как:

$$\frac{I_I}{I_{II}} = \frac{Z_W + Z_{KB}}{Z_W - Z_{KB}} \quad (5.9.)$$

При повреждениях на некотором участке m вблизи подстанции B ток I_p оказывается меньше тока срабатывания $I_{с.з.}$ и защита перестаёт работать. Участок линий при КЗ в пределах которого ток в защите недостаточен для её срабатывания, называется *мёртвой зоной защиты*. Защита, реагирующая на разность токов параллельных линий не может охватывать своей зоной действия защищаемые линии полностью.

Наличие мёртвой зоны – существенный недостаток поперечной дифференциальной защиты. Для отключения КЗ в мёртвой зоне требуется дополнительная защита.

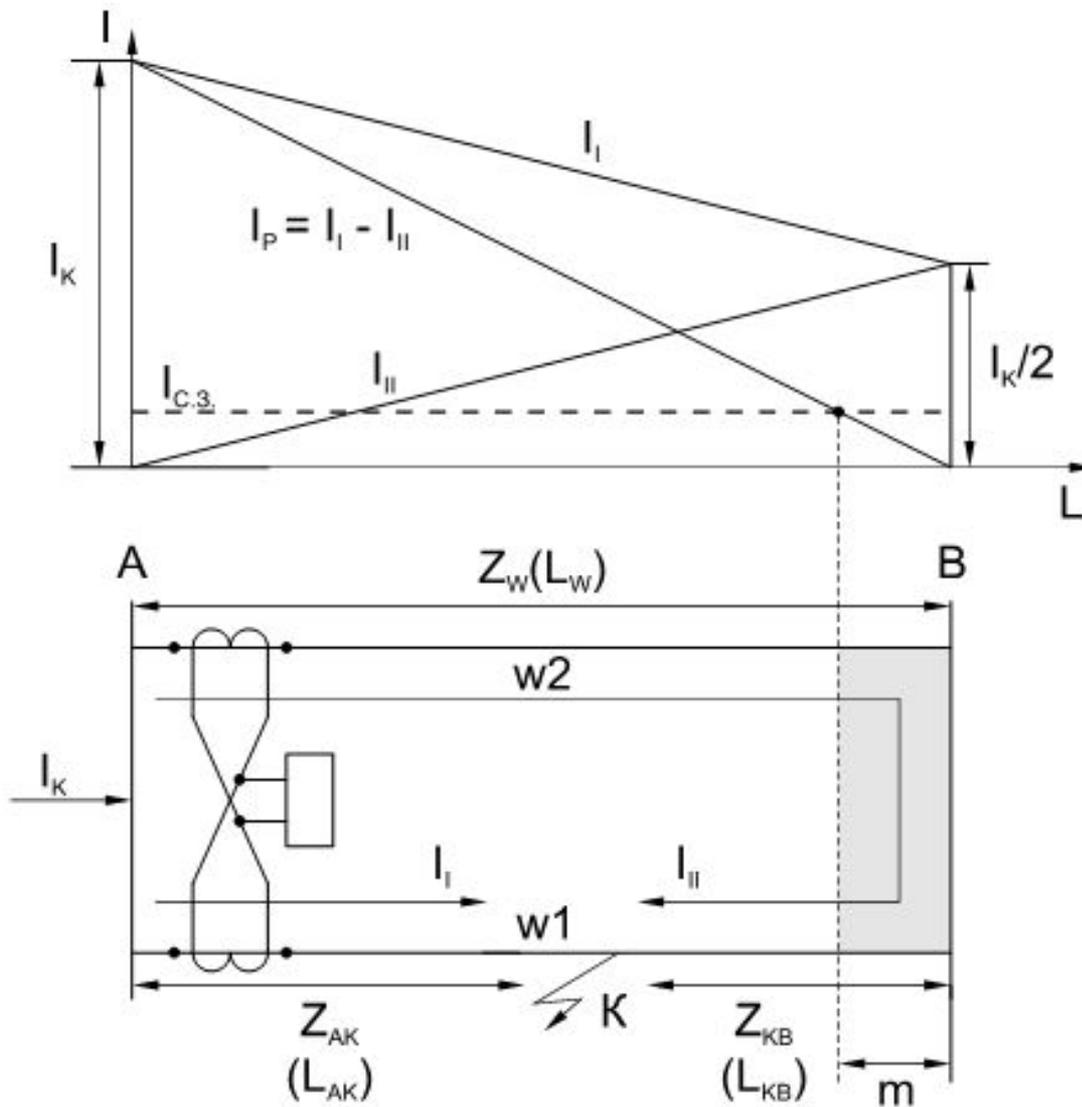


Рис. 5.16. Мёртвая зона защиты

Длина мёртвой зоны

Из формулы (5.9), при КЗ на границе мёртвой зоны следует:

$$\begin{aligned} \frac{I_I}{I_{II}} &= \frac{l+m}{l-m} \Rightarrow m(I_I + I_{II}) = l(I_I - I_{II}) \\ I_I + I_{II} &= I_K \\ I_I - I_{II} &= I_{C.3.} \\ m \cdot I_K &= l \cdot I_{C.3.} \\ m &= \frac{I_{C.3.} \cdot l}{I_K} \end{aligned} \quad (5.10.)$$

где I_K – ток при КЗ на шинах противоположной подстанции.

Защита признаётся эффективной, если длина мёртвой зоны не превышает 10% от длины линии.

При отключении одной из параллельных линий, поперечная дифференциальная защита превращается в мгновенную максимальную защиту оставшейся в работе линии и действует неэффективно. Поэтому при отключении одной линии поперечная дифференциальная защита должна выводиться из действия.

Оценка токовой поперечной дифференциальной защиты.

Достоинства:

- 1) проста и надёжна;
- 2) обладает высоким быстродействием;
- 3) не реагирует на токи и качания.

Недостатки:

- 1) наличие мёртвой зоны;
- 2) необходимость отключения защиты при работе одной из параллельных линий;
- 3) необходимость дополнительной защиты.

5.2.2. Направленная поперечная дифференциальная защита

Принцип действия.

Принципиальная схема направленной поперечной дифференциальной защиты представлена на рис. 5.17.

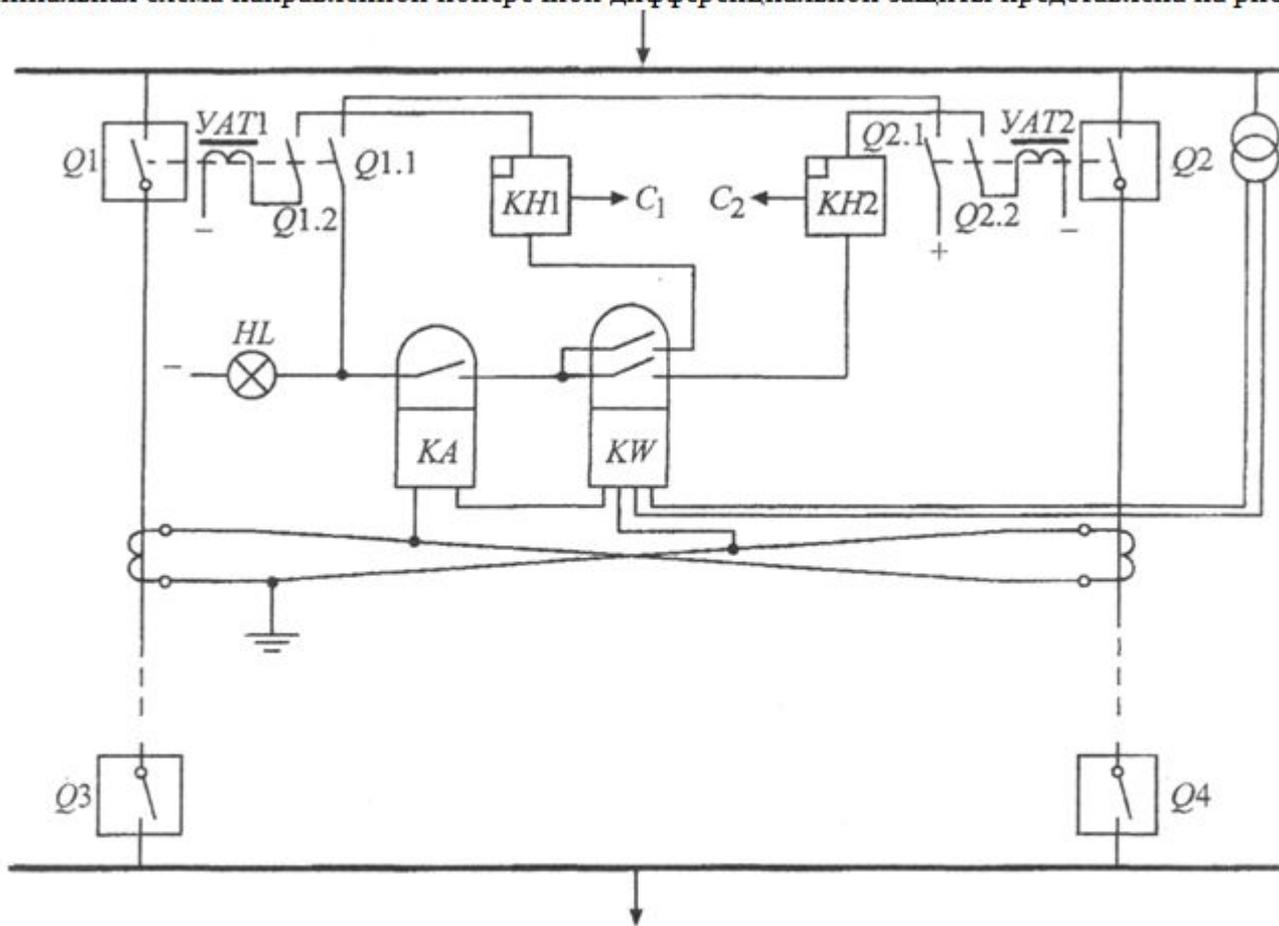


Рис. 5.17. Принципиальная схема направленной поперечной дифференциальной защиты

Данная защита применяется на параллельных линиях с самостоятельными выключателями. К защите таких линий предъявляется требование – отключать только повреждённую линию. Схема, по сути, представляет собой токовую поперечную дифференциальную защиту, дополненную реле направления мощности двустороннего действия или двумя реле направления мощности одностороннего действия.

Контактная система реле направления мощности двустороннего действия представлена на рис. 5.18.

Токовое реле **КА** используется в качестве пускового органа, реле направления мощности **КВ** служит для выявления повреждённой линии.

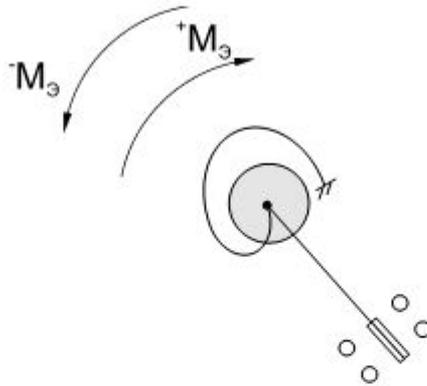


Рис. 5.18. Контактная система реле направления мощности двустороннего действия

Для двустороннего отключения повреждённой линии, защита устанавливается с обеих сторон параллельных линий.

Внешние КЗ (нагрузка и качания).

Токи I_I и I_{II} равны по величине и совпадают по фазе. Следовательно, $I_p = I_I - I_{II} \approx 0 = I_{нб} I_{сз}$

должен быть больше тока небаланса $I_{нб}$.

КЗ на параллельных линиях.

Векторные диаграммы U_p и I_p на реле направления мощности при КЗ на линиях w1 и w2 на питающем конце показаны на рис. 5.19, на приёмном конце – на рис. 5.20.

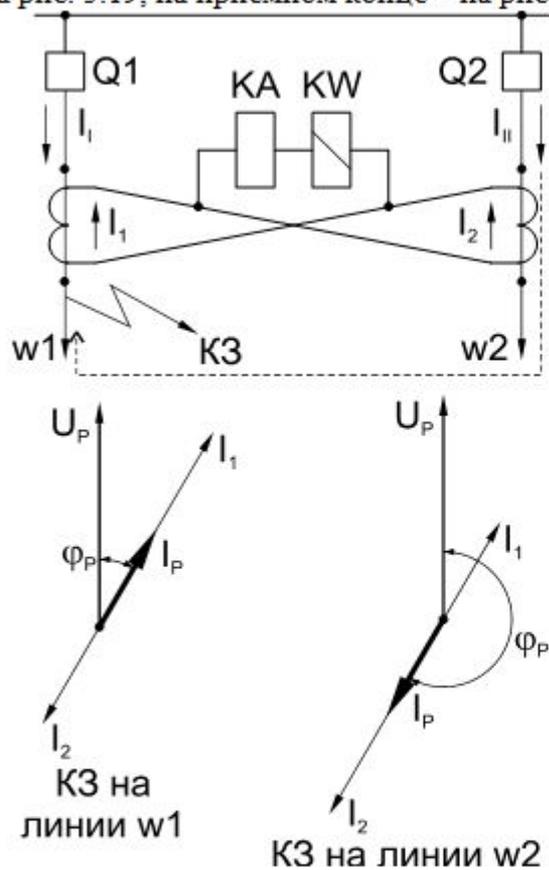


Рис. 5.19.

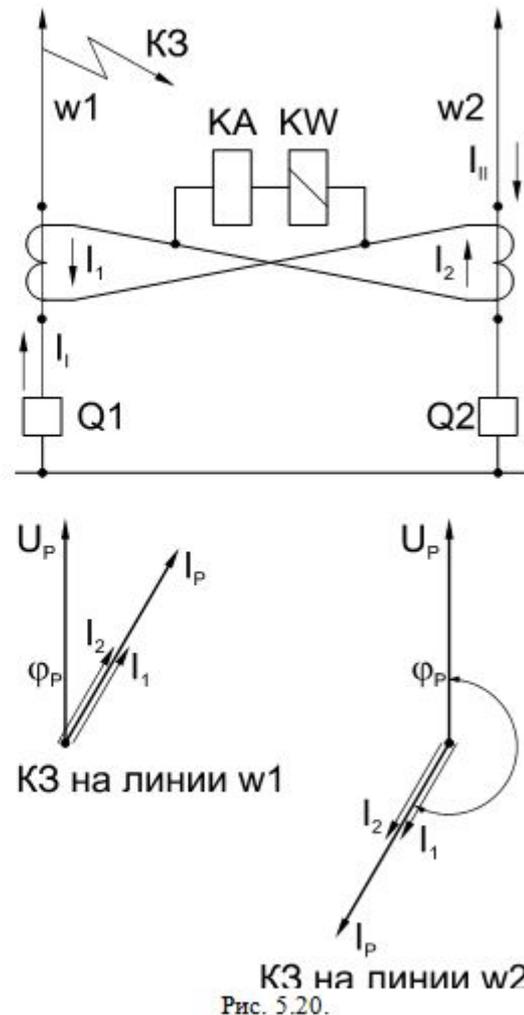


Рис. 5.20.

В зависимости от того где КЗ на w1 или w2 реле будет замыкать либо контакт 1 либо 2. При наличии источников питания на приёмной стороне характер распределения первичных токов не изменится, поведение защиты будет аналогичным.

Релейная защита батарей статических конденсаторов

Общие сведения по использованию БСК

Батареи статических конденсаторов (БСК) в основном используются для следующих целей:

- компенсация реактивной мощности в сети;
- регулирование уровня напряжения на шинах;
- выравнивание формы кривой напряжения в схемах управления с тиристорным регулированием.

Передача реактивной мощности по линии электропередачи приводит к снижению напряжения.

Дополнительный ток, протекающий по линии, приводит к росту потерь электроэнергии.

Если активную мощность нужно передавать именно такой величины, которая требуется потребителю, то реактивную можно сгенерировать на месте потребления. Для этого и служат конденсаторные батареи, синхронные компенсаторы и синхронные двигатели.

При минимальных нагрузках системы конденсаторная батарея создает избыток реактивной мощности. В этом случае излишняя реактивная мощность направляется обратно к источнику питания, при этом линия опять загружается дополнительным реактивным током, увеличивающем потери активной мощности. Напряжение на шинах растёт и может оказаться опасным для оборудования.

Поэтому очень важно иметь возможность регулирования мощности батареи конденсаторов. В простейшем случае в минимальных режимах нагрузки можно отключить БСК – регулирование скачком. Иногда этого недостаточно и батарею делают состоящей из нескольких меньших БСК, каждую из которых можно включить или отключить отдельно – ступенчатое регулирование.

Наконец существуют системы плавного регулирования, например: параллельно батарее включается реактор, ток в котором плавно регулируется тиристорной схемой. Во всех случаях для этого применяется специальная автоматика регулирования БСК, принцип действия которой основан на том, что тиристоры открываются схемой управления в определенный момент периода и чем меньшую часть периода они открыты, тем меньше действующее значение тока протекающего через нагрузку. При этом появляются высшие гармоники тока в составе тока нагрузки и соответствующие им гармоники напряжения на питающем источнике. БСК способствуют снижению уровня гармоник в напряжении, так как их сопротивление с ростом частоты падает, а значит растёт величина потребляемого батареей тока. Это приводит к сглаживанию формы напряжения. При этом появляется опасность перегрузки конденсаторов токами высших гармоник, и требуется специальная защита от перегрузки.

Конденсаторные батареи могут применяться на напряжение 0,4 кВ, 6-10 кВ, 35 кВ, существуют также батареи напряжением 110 кВ.

Конденсаторная батарея состоит обычно не из одного конденсатора в фазе, а сразу из нескольких, которые и образуют батарею. Количество конденсаторов в батарее зависит от необходимой мощности БСК и мощности (пропорциональной ёмкости) одного конденсатора, от его номинального напряжения.

Существуют конденсаторы, рассчитанные на полное напряжение сети 6 или 10 кВ. Такие конденсаторы включаются обычно по схеме треугольника, так как напряжение на них определяется линейным напряжением и не зависит от смещения нейтрали батареи (например, установки компенсации реактивной мощности КРМ-6, КРМ-10 производства фирмы «Электротехника» г. Санкт-Петербург). Они собираются из конденсаторов напряжением 6-10 кВ, включённых в треугольник.

Каждая ячейка представляет шкаф с конденсаторами мощностью 450 квар, имеющий предохранитель ПКТ-102 в цепи каждой фазы. Из таких шкафов может быть набрана батарея общей мощностью до 3150 квар. Схема шкафа показана на рис. 7.1.

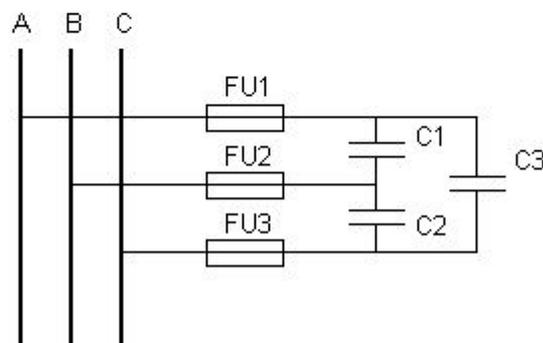


Рис. 7.1. Схема одной ячейки конденсаторной батареи КРМ-6 (КРМ-10):
FU1 – FU3 – предохранители ПКТ 102; *C1 – C3* – конденсатор СРАКС2 – 6(10)

Внутри конденсаторов имеется разрядное сопротивление для его разряда после снятия напряжения.

Набор из одного или нескольких шкафов подключается к секции через выключатель.

Количество рядов конденсаторов определяется величиной фазного напряжения и допустимым напряжением на конденсатор.

В каждом ряду находится одинаковое количество конденсаторов, поэтому сопротивление каждого ряда одинаково, напряжение, приходящееся на каждый ряд, также одинаково, и не должно превысить номинальное напряжение конденсатора:

$$U_{\text{кон}} = \frac{U_{\text{ф max}}}{n} < U_{\text{ном}} \quad (7.1)$$

Расчётное максимальное напряжение составляет $1,1U_{\text{ном}}$.

Максимальное линейное напряжение, кВ: 6,6 – для сети 6 кВ, 11,0 – для сети 10 кВ, 38,5 – для сети 35 кВ.
Им соответствуют фазные напряжения 3,8; 6,35; 22,2 кВ.

БСК может состоять из конденсаторов, не рассчитанных на полное рабочее напряжение. Так, например, широко распространены конденсаторы наружной установки КС-2-1,05-60. Их номинальное напряжение 1,05 кВ. Поэтому батарею собирают из группы последовательно соединённых конденсаторов.

Для уменьшения количества последовательных элементов батарея соединяется в звезду и на каждую группу, таким образом, приходится фазное напряжение.

Конденсаторы соединяются параллельно в ряды из одинакового количества конденсаторов, ряды собираются последовательно таким образом, чтобы на каждый конденсатор приходилось допустимое напряжение.

Каждый конденсатор имеет собственный отдельный предохранитель, который перегорает при замыкании внутри конденсатора.

Количество конденсаторов в ряду выбираются исходя из получения необходимой мощности.

Минимальное количество конденсаторов в ряду определяется не только мощностью батареи, но и величиной напряжения, которое может прийти на один конденсатор.

Нейтраль батареи конденсаторов 6–35 кВ изолирована и может смещаться при неравенстве сопротивлений конденсаторов подключенных к фазам.

Существуют батареи конденсаторов 110 кВ, нейтраль у которых заземлена, и смещения её происходить не может.

Таким образом, если использовать конденсаторы с номинальным напряжением 1,05 кВ, то необходимо выполнить не менее 4 рядов для сети 6 кВ, 7 рядов для сети 10 кВ, 22 ряда для сети 35 кВ.

Если в каком-то ряду отключился один из конденсаторов после перегорания его предохранителя, то сопротивление этого ряда возрастает.

Если предположить в ряду по 2 конденсатора, то сопротивление этого ряда вырастет вдвое и соответственно на конденсаторе появится напряжение примерно вдвое большее. Это напряжение может превысить допустимое, и повредится другой конденсатор этого ряда.

Если предположить что в ряду было 4 конденсатора, то в ряду останется 3 и сопротивление, а также напряжение может повысится примерно на 1/3. В принципе конденсаторы такое повышение напряжения допускают.

Однако ПУЭ требуют, чтобы количество конденсаторов в ряду было таким, чтобы при отключении одного конденсатора, напряжение на оставшихся в ряду не превысило 110% $U_{ном}$.

Релейная защита БСК

Токовая отсечка

Токовая отсечка является основной защитой от замыканий между выводами батареи.

Ток срабатывания токовой отсечки для быстродействующих защит выбирается по условию отстройки от амплитудного тока включения:

$$I_{сз} = k_n I_{вкл. БСК}, \text{ где } k_n = 1,5 - \text{коэффициент надёжности; } I_{вкл. БСК} = \sqrt{2} I_{ном. БСК} \left(k_u + \sqrt{\frac{S_{кз}}{Q_{ном. БСК}}} \right)$$

– амплитудное значение тока включения БСК; $I_{ном. БСК}$ – номинальный ток БСК; $S_{кз}$ – мощность КЗ на шинах, в месте

установки БСК; $Q_{ном. БСК}$ – номинальная мощность БСК; $k_u = \frac{U_{расч.}}{\sqrt{3}nU_{ном. кон}}$ – коэффициент загрузки

конденсаторов по напряжению; $U_{расч.}$ – расчётное напряжение конденсаторной батареи: 6,6, 11, 38,5 кВ; n – количество рядов; $U_{ном. кон}$ – номинальное напряжение конденсатора, кВ.

Для микропроцессорных защит, в которых вычисляется действующее значение за период и имеющих время срабатывания 0,05 с или более, можно определить ток срабатывания по действующему значению тока

$$I_{сз} = I_{вкл. действ.} = \frac{I_{вкл.}}{\sqrt{2}} \quad (7.3)$$

Проверяется чувствительность отсечки по току двухфазного короткого замыкания на выводах при КЗ в минимальном режиме:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз min}^{(2)}}{I_{сз}} \quad (7.4)$$

Коэффициент чувствительности должен быть равен 2.

Если требуемая чувствительность не обеспечивается, то дополнительно к токовой отсечке выполняется вторая ступень с выдержкой времени 0,3-0,5 с. Ток срабатывания выбирается исходя из условия обеспечения необходимой чувствительности $k_{ч} = 2$.

Максимальная защита

Ток срабатывания максимальной защиты выбирается по условию отстройки от номинального тока батареи:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} I_{\text{ном. БСК}}}{k_{\text{в}}}, \quad (7.5)$$

где $k_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент надёжности;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата соответствует используемой аппаратуре (для реле РТ-40 $k_{\text{в}} = 0,8$, для МПС Р3иА $k_{\text{в}} = 0,95$).

Еще одним условием выбора уставки максимальной защиты, является требование выполнения защиты от перегрузки токами высших гармоник с током равным $I_{\text{сз}} = 1,3 I_{\text{ном. БСК}}$.

Максимальная защита вполне может выполнить эту функцию, если на ней можно установить соответствующую уставку.

Реле, применяемое для этой цели, должно реагировать на токи высших гармоник, например: УЗА-10 и большинство других микропроцессорных защит.

Токовые защиты выполняются в трёхфазном трёхрелейном исполнении для БСК 35–110 кВ, и в двухфазном двухрелейном для БСК 6–10 кВ.

Защита от замыканий на землю

Защита от замыканий на землю выполняется по току нулевой последовательности, так же как и защита других фидеров.

Реально её можно выполнить на трансформаторе тока нулевой последовательности при наличии кабельного вывода на батарею.

Защита от повышения напряжения

Защита от повышения напряжения действует при повышении напряжения свыше допустимого 110% от номинального.

Отключение батареи производится с выдержкой времени 3–5 минут.

Фактически защита от повышения напряжения имеет функции защиты батареи от перегрузки по напряжению.

Поэтому, после срабатывания защиты от повышения напряжения, повторное включение батареи разрешается после снижения напряжения в сети до номинального, но не ранее чем через 5 минут:

$$U_{сз} = 1,1U_{ном}; t_{сз} = 3 - 5 \text{ мин.} \quad (7.6)$$

В данном случае за номинальное напряжение принимается номинальное напряжение конденсаторов.

Защита от повышения напряжения не требуется, если при повышении напряжения к единичному конденсатору не может быть приложено напряжение, превышающее 110% $U_{ном}$.

Балансная защита

Балансная защита используется для БСК напряжением 6–35 кВ, если батарея собрана из нескольких рядов единичных конденсаторов. Предназначена для защиты от внутренних повреждений, когда замыкается 1 ряд, или в ряду повреждается конденсатор.

В последнем случае на оставшихся в ряду конденсаторах возникает повышенное напряжение, и балансная защита не должна допустить повышения этого напряжения свыше допустимого.

Балансная защита включена на фильтр напряжения нулевой последовательности, представляющий собой вторичные обмотки трёх трансформаторов напряжения шунтирующих фазы, собранные в разомкнутый треугольник см. рис. 7.2.

Для БСК 35 кВ, подключаемой через НОМ 35 кВ, выравнивающие резисторы не применяются. На выходе схемы получается сумма напряжений трёх фаз, которая при симметричной системе равно 0. Потенциометры RA , RB , RC , служат для компенсации исходной несимметрии напряжений. На выходе устанавливается реле оснащённое фильтром первой гармоники. Напряжение на выходе фильтра равно $3U_0$, на котором выделяются гармоники кратные 3-й. Эти гармоники не должны попасть на реле, так как отстройка от них недопустимо загроубляет защиту.

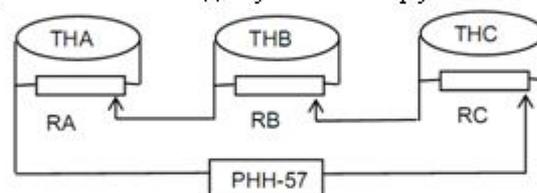


Рис. 7.2. Схема включения балансной защиты для БСК-10 кВ

Напряжение срабатывания реле:

$$U_p = \frac{k_n (\beta - k_u) U_{\text{ном.кон}}}{k_{\text{ТН}}} \quad (7.7)$$

где $k_n = 0,9 + 0,95$ – коэффициент надёжности; β – коэффициент допустимой перегрузки конденсатора по напряжению, принимается для БСК-10 равным 1,15, а для БСК-35 – 1,4. Большая цифра для БСК 35 определяется тем, что при значительном количестве рядов повышается вероятность того, что будут одновременно повреждены конденсаторы в

разных рядах; $k_u = \frac{U_{\text{расч.}}}{\sqrt{3n}U_{\text{ном.кон}}}$ – коэффициент загрузки конденсатора по напряжению; $U_{\text{ном.кон}}$ – номинальное

напряжение единичного конденсатора; $k_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Дифференциальная защита для БСК-110 кВ

Упрощенная схема подключения защиты показана на рис. 7.3.

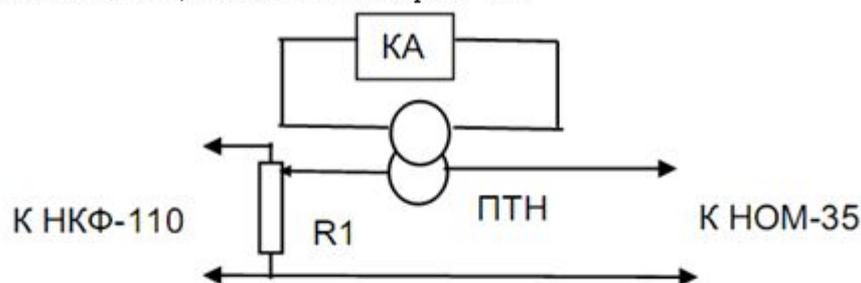


Рис. 7.3. Схема включения дифференциальной защиты одной фазы БСК 110

$R1$ – потенциометр для выравнивания величин напряжения, ПТН – промежуточный трансформатор с коэффициентом трансформации $\frac{1}{2}$, КА – токовое реле типа РТЗ-51

На схему подаётся напряжение от ТН-110 кВ, подключенного на фазу БСК. В принципе может быть использован и шинный ТН, однако в этом случае не обеспечивается быстрый разряд батареи и понижается надёжность работы защиты. При номинальном напряжении на шинах 110 кВ на схему поступает 100 В.

С другой стороны на схему подаётся напряжение от трансформатора НОМ-35, подключенного точно к середине фазы. На вход НОМ-35 подаётся половина фазного напряжения, при номинальном напряжении на шинах напряжение на ТН будет равно:

$$U_{\text{вх}} = \frac{110}{2\sqrt{3}} = 31,8 \text{ кВ первичн.}$$

Вторичное напряжение при этом будет $31,8/350 = 90,8 \text{ В}$.

Напряжения уравниваются с помощью потенциометра $R1$, подключенного на сторону ТН-110 на котором вторичное напряжение выше.

Трансформатор ПТН используется для увеличения в 2 раза напряжения, подаваемого на реле. Взамен реле напряжения применено токовое реле РТЗ-51, так как отсутствует реле напряжения с нужной уставкой.

При повреждении конденсатора в верхней или нижней части батареи баланс дифференциальной схемы нарушается и на реле защиты появляется напряжение.

Необходимая уставка на реле по напряжению определяется по формуле:

$$U_p = k_n (\beta - k_u) \frac{U_{\text{ном. кон.}}}{2k_{\text{ТН}}^{35}}, \quad (7.8)$$

где $k_n = 0,9$ – коэффициент надёжности; β – коэффициент допустимой перегрузки конденсатора по напряжению, принимается равным 1,4 для уменьшения вероятности ложной работы защиты при одновременном повреждении конденсаторов в разных рядах одной из половин фазы батареи; $k_{\text{ТН}}^{35}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения НОМ-35.

Уставка реле по напряжению:

$$U_p = 0,95 \left(1,4 - \frac{121000}{\sqrt{3} \cdot 72 \cdot 1050} \right) \frac{1050}{2 \cdot 35000 / 100} = 1,35 \text{ В.}$$

Уставка получилась 1,35 В. Реле напряжения с такой уставкой выполнено быть не может, поэтому используют взамен реле напряжения токовое реле. Это реле должно иметь в своей схеме фильтр основной гармоники для исключения высших гармонических составляющих в токе небаланса.

Следует отметить некоторые недостатки такой схемы защиты:

- при исчезновении одного из напряжений на реле выделяется полное напряжение, которое вызовет его перегорание. Поэтому цепи напряжения подключаются через автомат, по которому проходят одновременно цепи обоих ТН одной фазы;

- при использовании для защиты шинных ТН требуется специальная схема реле повторителей, обеспечивающая одновременное снятие напряжения от ТН-110 и ТН-35 при оперативных переключениях. При этом цепи от шинного ТН должны проходить через отдельные автоматы для каждой фазы, минуя основной автомат, совместно с фазой от ТН-35 кВ подключенного к средней точке фазы батареи.

Выбор аппаратуры для защиты БСК

Требования к аппаратуре релейной защиты для БСК:

1. Токовая отсечка может реагировать на амплитудное или действующее значение тока, поэтому необходимо только знать, на что именно реагирует аппаратура, для правильного выбора уставки.
2. Максимальная защита должна реагировать на сумму основной и высших гармоник, это позволит использовать её как защиту от перегрузки токами высших гармоник.
3. Защита от повышения напряжения реагирует на повышение линейного напряжения.
4. Защита от замыкания на землю выполняется при выполнении такой же защиты на отходящих фидерах по принципам, принятым для всей подстанции.

Этими требованиями заканчиваются требования к защите БСК 6-10 кВ, выполненной с конденсаторами, рассчитанными на полное рабочее напряжение и собранными по схеме треугольника.

Если батарея собирается из отдельных конденсаторов соединённых в ряды, которые соединяются последовательно, то возникает ещё одна задача: защита БСК от внутренних повреждений.

Для таких защит используется балансная защита для БСК напряжением до 35 кВ, или дифференциальная защита для БСК напряжением 110 кВ.

Защита должна иметь высокую чувствительность реле и фильтр основной гармоники, который устраняет из тока небаланса составляющие высших гармоник.

Схема защиты БСК может быть собрана на отдельных реле, или применено комплектное устройство, содержащее необходимые защиты.

Минимальный набор защит для БСК-6-10 кВ, это максимальная защита и токовая отсечка в двухфазном исполнении.

Микропроцессорный вариант предпочтительней для конденсаторных батарей, которые нужно защищать от перегрузки токами высших гармоник, так как они реагируют на суммарную величину основной и высокочастотных гармонических составляющих. Можно применить более дорогую аппаратуру других производителей.

При выборе аппаратуры других производителей, необходимо проверить, что это устройство реагирует только на первую гармонику тока или напряжения, и имеет нужную минимальную уставку.

Раздел 6. Релейная защита электродвигателей

6.1 Общие сведения

Согласно ПУЭ, на двигателях напряжением выше 1000 В должны устанавливаться следующие устройства релейной защиты:

- защита от междуфазных коротких замыканий;
- защита от замыканий на землю;
- защита от двойных замыканий на землю;
- защита от перегрузки.

Для синхронных двигателей дополнительно требуется защита от асинхронного режима.

Применяемые для этой цели виды защиты зависят от мощности электродвигателей. В качестве защиты от междуфазных КЗ при мощности двигателей до 5000 кВт применяется токовая отсечка. Она может применяться и для двигателей большей мощности, не имеющих фазных выводов со стороны нейтрали двигателя.

При двигателях большей мощности, если токовая отсечка для двигателей меньшей мощности не удовлетворяет требованиям чувствительности, применяется дифференциальная защита при условии, что эти двигатели имеют выводы со стороны нейтрали.

В качестве защиты от замыканий на землю при токах замыкания более 5 А для двигателей мощностью более 2000 кВт, и 10 А для двигателей меньшей мощности, применяется токовая защита нулевой последовательности, действующая на отключение.

На линиях, питающих двигатели передвижных механизмов, защита от замыканий на землю, по соображениям электробезопасности, должна действовать на отключение независимо от величины тока замыкания на землю.

На блоках трансформатор–двигатель защита от замыканий на землю действует на сигнал. Указанная защита входит в состав всех перечисленных ниже устройств.

В качестве защиты от двойных замыканий на землю применяется токовая защита нулевой последовательности, действующая на отключение. Она применяется в тех случаях, когда защита от замыканий на землю имеет выдержку времени. Ее применение обязательно, если защита от междуфазных КЗ выполняется в двух фазах.

Защита от перегрузки требуется для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам, или с особо тяжелыми условиями пуска.

Защиту от перегрузки согласно нормам СНГ, можно выполнять с зависимой или независимой выдержкой времени. Защита от перегрузки может действовать на разгрузку механизма по технологическим цепям или сигнал: – 1-я ступень и на отключение – 2-я ступень.

Выдержка времени защиты от перегрузки при токе, равном пусковому току двигателя, выполняется большей времени его пуска.

Как правило, при таком выполнении защиты двигателя имеется значительный тепловой запас – обычные двигатели по температуре выдерживают не менее двух пусков подряд. Это даёт возможность выполнить действие такой защиты от перегрузки на разгрузку механизма.

Таким образом, согласно ПУЭ, на двигателях мощностью менее 5000 кВт можно иметь токовую отсечку, токовую защиту от замыканий на землю, защиту от перегрузки.

Существуют специальные защиты от перегрузки с зависимой характеристикой, совпадающей с тепловой, которая определяет тепловое состояние двигателя и позволяет полностью использовать его перегрузочную способность.

Параметры этой характеристики зависят от данных самого электродвигателя: системы охлаждения, допустимой температуры для изоляции двигателя, исходной температуры двигателя или помещения. Все эти данные учитывают специальные защиты двигателей (например: MiCOM P220).

Поэтому, защиты от перегрузки такого типа имеют обычно 2 ступени: ступень с меньшей выдержкой времени действует на разгрузку, с большей – на отключение.

В большинстве случаев применяемые в России защиты имеют одну уставку с зависимой или независимой выдержкой времени. Согласно ПУЭ защита от перегрузки должна действовать на сигнал, разгрузку механизма и, лишь в крайнем случае, на отключение. В такой ситуации не требуется значительная выдержка времени, требуется отстройка только от времени самозапуска электродвигателя.

Режим асинхронного хода сопровождается перегрузкой двигателя, и на него реагируют защиты от перегрузки. Поэтому часто защита от перегрузки выполняет одновременно функцию защиты от асинхронного режима. Простые токовые защиты могут срабатывать и возвращаться при колебаниях тока. Поэтому защиты от перегрузки в асинхронном режиме должны накапливать выдержку времени. Такой принцип должен быть заложен в защиту от перегрузки.

Как и ранее, можно использовать две ступени защиты от перегрузки: ступень с меньшей выдержкой времени действует на ресинхронизацию, с большей на отключение. Поскольку в этом случае невозможно различить режим перегрузки и асинхронный режим, нельзя обеспечить автоматическую ресинхронизацию. При наличии дежурного персонала на объекте, он может это выявить визуально при срабатывании 1-й сигнальной ступени.

Специальные защиты от потери возбуждения имеются в устройствах возбуждения крупных двигателей. Эти устройства целесообразно использовать для автоматической ресинхронизации.

Для двигателей, работающих в блоке с понижающим трансформатором, может быть выполнена общая защита, если она удовлетворяет требованиям к защите как двигателя, так и трансформатора.

Для облегчения условий самозапуска, а также для предотвращения подачи несинхронного напряжения на возбужденные синхронные двигатели или заторможенные механизмы, двигатели должны быть оборудованы защитой минимального напряжения. Эта защита может быть либо индивидуальной, либо групповой.

В ряде случаев для ускорения подачи напряжения на шины, или предотвращения подачи напряжения на двигатели автоматикой внешней сети, синхронные двигатели могут быть дополнительно оборудованы защитой по понижению частоты, так как они способны длительно поддерживать напряжение в сети. Следовательно, при использовании такого реле для защиты двигателя нет необходимости в применении с этой целью специальных реле напряжения.

Кроме перечисленных обязательных для двигателей функций защиты, специальные защиты для двигателей имеют дополнительные функции, использование которых улучшает условия эксплуатации двигателя, тем самым снижая вероятность повреждения и продлевая срок его службы. К ним относятся:

- защита от обрыва фазы;
- ограничение количества пусков;
- запрет пуска по времени прошедшего от предыдущего пуска;
- защита минимального тока или мощности;
- защита от заклинивания или затормаживания ротора.

Специальные устройства защиты двигателей могут работать не только с током и напряжением, но и с датчиками температуры.

У двигателей большой мощности существуют также технологические защиты, которые могут действовать на отключение двигателей при: повышении температуры двигателя, его подшипников, прекращении смазки подшипников, циркуляции воздуха в системе охлаждения. Необходимость этих защит и предъявляемые к ним требования излагаются в заводской документации. Эти защиты подаются на дискретные входы устройства защиты.

6.2 Некоторые свойства асинхронных электродвигателей

Вращающий момент электродвигателей и момент сопротивления механизма.

Нормальный установившийся режим работы электродвигателя характеризуется равенством электромагнитного момента M_d , развиваемого электродвигателем, и механического момента сопротивления M_c механизма, приводимого в действие электродвигателем:

$$M_d = M_c. \quad (6.1)$$

Если $M_d < M_c$, то электродвигатель будет тормозиться, а если $M_d > M_c$, то частота вращения электродвигателя будет увеличиваться. При неизменном напряжении питающей сети момент, развиваемый асинхронным электродвигателем, зависит от частоты вращения n или, что то же самое, скольжения s (рис. 6.1). В нормальных условиях равенство $M_d = M_c$ имеет место при $s = 0,02 \div 0,05$. Максимальный момент электродвигателя $M_{d\max}$ равен приблизительно двукратному номинальному моменту:

$$\frac{M_{d\max}}{M_{d\text{ном}}} = 2. \quad (6.2)$$

Частота вращения n_x и скольжение s_x , соответствующие максимальному моменту, называются критическими.

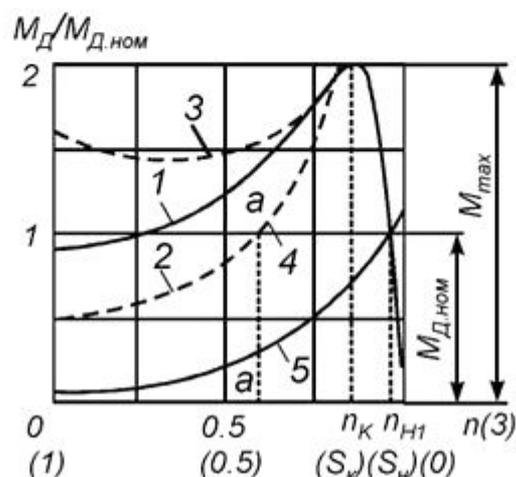


Рис. 6.1 Зависимость момента вращения асинхронных электродвигателей и моментов сопротивления механизмов от частоты вращения

Пусковой момент $M_{\text{длущ.}}$, соответствующий частоте вращения $n=0$ или скольжению $s=1$, в зависимости от конструкции электродвигателя имеет разные значения (кривые 1, 2, 3, рис. 6.1). Характеристики моментов сопротивления механизмов, которые приводятся в действие электродвигателями, в зависимости от их частоты вращения, могут быть зависящими от частоты вращения (кривая 5) и не зависящими от нее (кривая 4, рис. 6.1). Момент сопротивления, не зависящий от частоты вращения, имеют, например, шаровые мельницы в системе пылеприготовления электростанции. Момент сопротивления, резко зависящий от частоты вращения, имеют все центробежные механизмы.

Ток, потребляемый статором электродвигателя из сети, $I_{\text{д}}$ состоит из тока намагничивания $I_{\text{нам}}$ статора и тока ротора, приведенного к обмотке статора $I_{\text{рот.}}$:

$$I_{\text{д}} = I_{\text{нам}} + I_{\text{рот.}} \quad (6.3)$$

Это следует из схемы замещения (рис. 6.2). Ток в роторе определяется наведенной в нем ЭДС, которая зависит от скольжения. Токи ротора и статора также меняются с изменением скольжения. Характер зависимости периодической составляющей $I_{\text{д}}$ и сопротивления электродвигателя $Z_{\text{д}}$ от скольжения представлен на рис. 6.3. При нормальной работе электродвигателя, когда скольжение составляет 2-5% (близко к нулю), сопротивление ротора очень велико, $I_{\text{рот.}}$ мал, мал и ток статора, так как ветвь намагничивания имеет большое сопротивление.

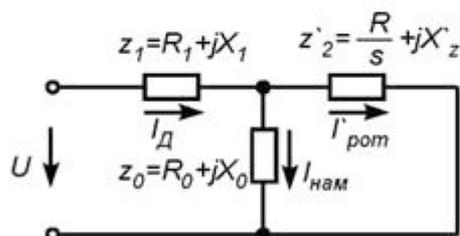


Рис. 6.2 Схема замещения асинхронного электродвигателя

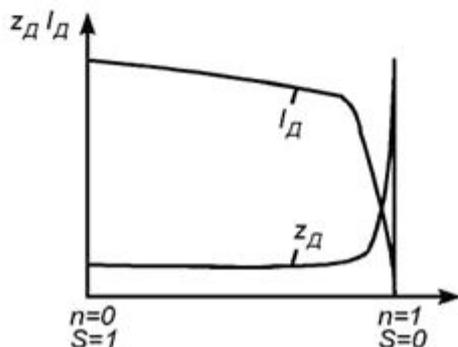


Рис. 6.3 Зависимость тока статора и сопротивления электродвигателя от скольжения

Пуск электродвигателей.

При пуске, т.е. при подаче напряжения на неподвижный электродвигатель, сопротивление его мало и ток ротора имеет максимальное значение. Соответственно, максимальное значение имеет и ток статора. Ток статора при пуске электродвигателя называется пусковым током. Начальный пусковой ток равен току трёхфазного КЗ за сопротивлением, равным сопротивлению неподвижного электродвигателя. Пусковой ток состоит из переменной составляющей, затухающей по мере увеличения частоты вращения, и аperiodической составляющей, затухающей в течение нескольких периодов.

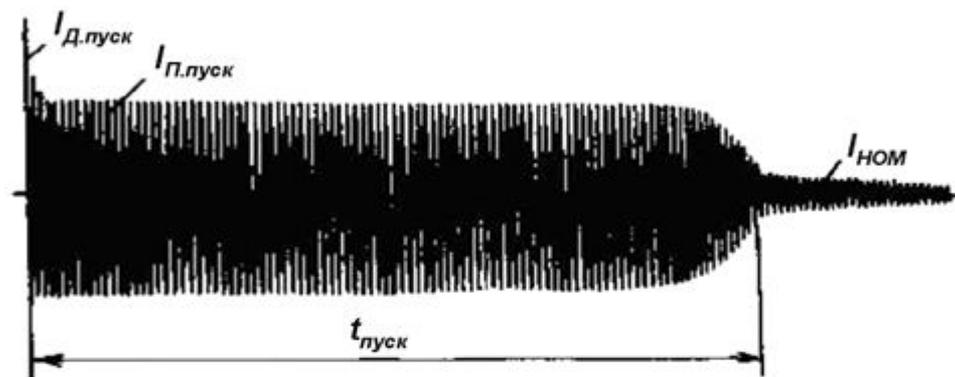


Рис. 6.4 Осциллограмма пускового тока асинхронного электродвигателя

Из осциллограммы пуска двигателя, представленной на рис. 6.4, видно, что по мере разворота ток, потребляемый электродвигателем, меняется вначале мало, и только при приближении к синхронной частоте вращения он быстро спадает. Объясняется это характером изменения сопротивления двигателя. Периодическая составляющая пускового тока электродвигателя $I_{дпуск.}$ при неподвижном роторе в 4-8 раз превосходит $I_{ном.}$. Пик тока с учётом аperiodической составляющей достигает:

$$I_{дпуск.} = (1,6 + 1,8) \cdot I_{ппуск.} \quad (6.4)$$

Продолжительность затухания периодической составляющей пускового тока до значения номинального тока зависит от параметров электродвигателя и условий пуска. При пуске с нагрузкой разворачивание электродвигателя до номинальной скорости происходит медленнее и продолжительность спада тока увеличивается. Это объясняется тем, что ускорение вращения ротора зависит от значения избыточного момента:

$$M_{изб.} = M_{д} - M_{с} \quad (6.5)$$

Если $M_{д}$ превосходит $M_{с}$ во все время пуска, то электродвигатель пускается быстро и легко. Как видно из рис. 6.1, электродвигатели, приводящие механизмы с зависимым от частоты вращения моментом сопротивления, пускаются легче, чем электродвигатели, приводящие механизмы с независимым от частоты вращения моментом сопротивления.

В последнем случае при недостаточном значении пускового момента электродвигатели могут вообще не развернуться (кривые 2 и 4, рис. 6.1), так как, начиная со скольжения, соответствующего точке a , M_c превосходит M_d .

Электродвигатели с глубоким пазом и двойной обмоткой ротора имеют наиболее благоприятный пусковой момент (кривая 3, рис. 6.1). Длительность пуска электродвигателей $t_{\text{пуск}}$, как правило, не превосходит 10–15 с, и только у электродвигателей с тяжёлыми условиями пуска это значение может быть значительно больше.

При возникновении КЗ в питающей сети вблизи зажимов электродвигателя, последний за счёт внутренней ЭДС, поддерживаемой энергией магнитного поля, посылает к месту КЗ быстро затухающий ток. Броски тока КЗ могут достигать значений пусковых токов. Зависимость момента электродвигателей от напряжения выражается формулой:

$$M_d = kU^2. \quad (6.6)$$

При КЗ в сети напряжение на зажимах электродвигателей снижается. В результате этого, моменты электродвигателей уменьшаются, и они начинают тормозиться, увеличивая скольжение (кривые 1, 1', 1'', рис. 6.5) до тех пор, пока вновь не восстановится равенство $M_d = M_c$. Если при этом окажется, что $M_{d\text{max}} = M_c$ (кривая 1'', точка a на рис. 6.5), то электродвигатель будет находиться на пределе устойчивой работы и иметь скольжение, равное критическому. При дальнейшем снижении напряжения электродвигатель будет тормозиться вплоть до полной остановки. После отключения КЗ напряжение питания восстанавливается, и дальнейшее поведение электродвигателя будет зависеть от скольжения, имевшего место в момент восстановления напряжения, и соответствующих ему значений M_d и M_c .

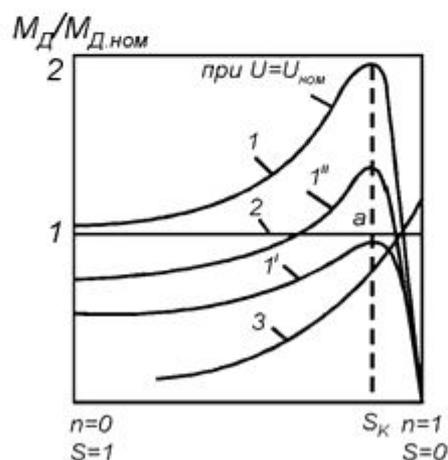


Рис. 6.5 Зависимость момента вращения асинхронных электродвигателей от скольжения s при различных значениях напряжения

При $M_d > M_c$ электродвигатель развернется до нормальной частоты вращения, а при $M_d < M_c$ будет продолжать тормозиться до полного останова. В этом случае электродвигатель необходимо отключить, так как он будет потреблять пусковой ток, не имея возможности развернуться. Самозапуск электродвигателей тяжелее обычного пуска. Объясняется

это тем, что при самозапуске электродвигатели пускаются нагруженными, а электродвигатели с фазным ротором – без пускового реостата в цепи ротора, что уменьшает пусковой момент и увеличивает пусковой ток и, наконец, пускается большое количество электродвигателей одновременно, что вызывает падение напряжения в питающей сети от суммарного пускового тока. Однако самозапуск электродвигателей проходит сравнительно легко. Так самозапуск электродвигателей собственных нужд электростанций возможен даже в тех случаях, когда в первый момент после восстановления напряжения значение его составляет $0,55 \cdot U_{ном}$. При этом общее время самозапуска не превышает 30–35 с, что допустимо по их нагреву.

В случае обрыва одной из фаз обмотки статора электродвигатель продолжает работать. Частота вращения ротора при этом несколько уменьшается, а обмотки двух, оставшихся в работе фаз перегружаются током в 1,5–2 раза большим номинального. Защита от работы на двух фазах применялась ранее лишь на электродвигателях напряжением до 500 В, защищённых предохранителями, если двухфазный режим работы может повлечь за собой повреждение электродвигателя. В настоящее время в связи с высокой стоимостью двигателей высокого напряжения и высокой вероятностью неполнофазных режимов в питающей сети считается целесообразным, не вводя специальную защиту от режима работы двумя фазами, отключать двигатели защитой от перегрузки, которая имеет подходящие для этой цели уставку $(1,1+1,3) \cdot I_{ном}$. Токковые органы защиты от перегрузки в этом случае должны включаться не менее чем в 2 фазы трансформаторов тока двигателей.

6.3 Защита электродвигателей от междуфазных КЗ

Защита от КЗ между фазами является основной РЗ электродвигателей, и установка её обязательна во всех случаях.

Токовая отсечка выполняется с реле прямого действия, встроенными в привод выключателя.

Для работы при всех видах междуфазных КЗ отсечка должна выполняться в двух фазах.

Токовая отсечка должна быть отстроена от пускового тока двигателя. В момент включения двигателя появляется бросок тока намагничивания, в 1,6–1,8 раза превышающий по амплитуде установившийся пусковой ток двигателя. Этот бросок учитывается повышенным коэффициентом надёжности при отстройке от пускового тока двигателя:

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{н}} I_{\text{нmax}}, \quad (6.7)$$

где $I_{\text{сз}}$ – первичный ток срабатывания отсечки; $k_{\text{н}}$ – коэффициент надёжности, с учётом отстройки от броска тока намагничивания равен 1,8 – для отсечек с временем срабатывания 0,05 с и более, или 2 – при времени срабатывания меньше 0,05 с; $I_{\text{нmax}}$ – пусковой ток двигателя в максимальном режиме.

Кратность пускового тока двигателя может быть взята из паспорта двигателя. А пусковой ток равен:

$$I_{\text{нmax}} = k_{\text{пуск}} I_{\text{ном}}. \quad (6.8)$$

После выбора уставки должна быть проверена чувствительность отсечки по току:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗmin}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}. \quad (6.9)$$

где $k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, он должен быть не менее 2; $I_{\text{КЗmin}}^{(2)}$ – ток двухфазного короткого замыкания в минимальном режиме.

Если ток срабатывания отсечки отстроен от пускового тока электродвигателя, то она надёжно отстроена и от тока, который электродвигатель посылает в сеть при внешнем КЗ.

Токовую РЗ электродвигателей мощностью до 2000 кВт ранее выполняли на простой и дешевой однорелейной схеме, включая реле на разность токов двух фаз. Недостатком этой схемы является более низкая чувствительность по сравнению с двухрелейной отсечкой, к двухфазным КЗ между одной из фаз, на которых установлен ТТ, и фазой без ТТ. Ток срабатывания реле отсечки, выполненной по однорелейной схеме, в $\sqrt{3}$ раз больше, чем в двухрелейной схеме: при выборе уставки учитывался коэффициент схемы при симметричном пусковом режиме равный $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$.

$$I_{\text{сз}} = \sqrt{3} \cdot k_{\text{н}} I_{\text{нmax}}. \quad (6.10)$$

Соответственно ниже в $\sqrt{3}$ раз получалась и чувствительность защиты.

На электродвигателях мощностью 2000–5000 кВт токовую отсечку необходимо выполнять двухрелейной.

Двухрелейную схему отсечки требуется также применять на электродвигателях мощностью до 2000 кВт, если коэффициент чувствительности однорелейной схемы при двухфазном КЗ на выводах электродвигателя окажется менее двух ($k_{\text{ч}} < 2$). При использовании реле УЗА-АТ или УЗА-10 отсечка выполняется 2-ух элементной, независимо от мощности двигателя.

На электродвигателях мощностью 5000 кВт и более должна дополнительно устанавливаться продольная дифференциальная РЗ, обеспечивающая более высокую чувствительность к КЗ на выводах и в обмотках ($I_{\text{сз}} \leq I_{\text{ном}}$).

Если токовая отсечка не обладает необходимой чувствительностью, то дифзащита может выполняться и на двигателях меньшей мощности, при условии наличия на двигателе выводов фаз со стороны нейтрали.

Для этого применяются специальные дифференциальные реле, включаемые на комплекты трансформаторов тока, соединённые в неполную звезду на сторонах выводов и нейтрали двигателей.

Защита выполняется двухфазной. Могут использоваться реле РНТ-565, ДЗТ-11, или РСТ-15 ЧЭАЗ УЗА-10 ДТ.2.

Т.к. РЗ в двухфазном исполнении не реагирует на двойное замыкание на землю, одно из которых возникает в обмотке электродвигателя на фазе В, в которой отсутствует ТТ, дополнительно устанавливается специальная РЗ от двойных замыканий на землю, которая выполняется токовым реле, подключенным к ТТНП.

Эта функция может выполняться защитой от замыкания на землю, если она не имеет выдержки времени.

6.4 Защита электродвигателей от перегрузки

Перегрузка электродвигателей возникает при затянувшемся пуске и самозапуске, из-за перегрузки приводимых механизмов.

Перегрузка может возникнуть также при пониженном напряжении на выводах двигателя.

Для электродвигателя опасны только устойчивые перегрузки.

Сверхтоки, обусловленные пуском или самозапуском электродвигателя, кратковременны и самоликвидируются при достижении нормальной частоты вращения.

Значительное увеличение тока электродвигателя получается также при обрыве фазы, что встречается, например, у электродвигателей, защищаемых предохранителями, при перегорании одного из них.

При номинальной нагрузке в зависимости от параметров электродвигателя увеличение тока статора при обрыве фазы будет составлять примерно $(1,6 + 2,5) \cdot I_{ном}$. Эта перегрузка носит устойчивый характер.

Также устойчивый характер носят сверхтоки, обусловленные механическими повреждениями электродвигателя или вращаемого им механизма и перегрузкой механизма.

Основной опасностью сверхтоков является сопровождающее их повышение температуры отдельных частей, и в первую очередь, обмоток. Повышение температуры ускоряет износ изоляции обмоток и снижает срок службы двигателя. Перегрузочная способность электродвигателя определяется характеристикой зависимости между сверхтоком и допусаемым временем его прохождения:

$$t = T \frac{\alpha - 1}{k - 1}, \quad (6.11)$$

где t – допустимая длительность перегрузки, с; T – постоянная времени нагрева, с; α – коэффициент, зависящий от типа изоляции электродвигателя, а также периодичности и характера сверхтоков (для асинхронных электродвигателей в среднем $\alpha = 1,3$); k – кратность сверхтока:

$$k = \frac{I_{\pi}}{I_{ном}}. \quad (6.12)$$

Вид перегрузочной характеристики при постоянной времени нагрева $T = 300$ с представлен на рис. 6.6.

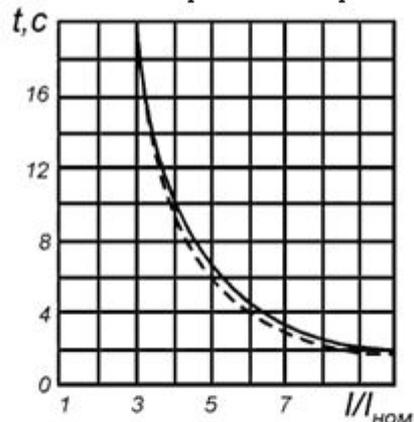


Рис. 6.6 Характеристика зависимости допустимой длительности перегрузки от кратности тока перегрузки

При решении вопроса об установке РЗ от перегрузки и характере её действия руководствуются условиями работы электродвигателя, имея в виду возможность устойчивой перегрузки его приводного механизма:

а) на электродвигателях механизмов, не подверженных технологическим перегрузкам (например, электродвигателях циркуляционных, питательных насосов и т.п.) и не имеющих тяжелых условий пуска или самозапуска, РЗ от перегрузки может не устанавливаться, однако, её установка целесообразна на двигателях объектов, не имеющих постоянного обслуживающего персонала, учитывая опасность перегрузки двигателя при пониженном напряжении питания или неполнофазном режиме;

б) на электродвигателях, подверженных технологическим перегрузкам (например, электродвигателях мельниц, дробилок, багерных насосов и т.п.), а также на электродвигателях, самозапуск которых не обеспечивается, РЗ от перегрузки должна устанавливаться;

в) защита от перегрузки выполняется с действием на отключение в случае, если не обеспечивается самозапуск электродвигателей или с механизма не может быть снята технологическая перегрузка без останова электродвигателя;

г) защита от перегрузки электродвигателя выполняется с действием на разгрузку механизма или сигнал, если технологическая перегрузка может быть снята с механизма автоматически или вручную персоналом без останова механизма, и электродвигатели находятся под наблюдением персонала;

д) на электродвигателях механизмов, могущих иметь как перегрузку, устраняемую при работе механизма, так и перегрузку, устранение которой невозможно без останова механизма, целесообразно предусматривать действие РЗ от сверхтоков с меньшей выдержкой времени на отключение электродвигателя; в тех случаях, когда ответственные электродвигатели собственных нужд электростанций находятся под постоянным наблюдением дежурного персонала, защиту их от перегрузки можно выполнить с действием на сигнал.

Защиту электродвигателей, подверженных технологической перегрузке, желательно иметь такой, чтобы она, с одной стороны, защищала от недопустимых перегрузок, а с другой – давала возможность наиболее полно использовать перегрузочную характеристику электродвигателя с учетом предшествовавшей нагрузки и температуры окружающей среды.

Наилучшей характеристикой РЗ от сверхтоков являлась бы такая, которая проходила несколько ниже перегрузочной характеристики (пунктирная кривая на рис. 6.6).

Защита с тепловым реле.

Лучше других могут обеспечить характеристику, приближающуюся к перегрузочной характеристике электродвигателя, тепловые реле, которые реагируют на количество тепла Q , выделенного в сопротивлении его нагревательного элемента.

Тепловые реле выполняются на принципе использования различия в коэффициенте линейного расширения различных металлов под влиянием нагревания.

Основой такого теплового реле является биметаллическая пластина состоящая из спаянных по всей поверхности металлов *a* и *б* с сильно различающимися коэффициентами линейного расширения. При нагревании пластина прогибается в сторону металла с меньшим коэффициентом расширения и замыкает контакты реле.

Нагревание пластины осуществляется нагревательным элементом при прохождении по нему тока.

Тепловые реле сложны в обслуживании и наладке, имеют различные характеристики отдельных экземпляров реле, часто не соответствуют тепловым характеристикам электродвигателей и имеют зависимость от температуры окружающей среды, что приводит к нарушению соответствия тепловых характеристик реле и электродвигателя.

Поэтому, тепловые реле применяются в редких случаях, обычно в автоматах 0,4 кВ.

Защита от перегрузки с токовыми реле.

Для защиты электродвигателей от перегрузки обычно применяются МТЗ с использованием реле с ограниченно-зависимыми характеристиками типа РТ-80, или МТЗ с независимыми токовыми реле и реле времени.

Преимуществами МТЗ по сравнению с тепловыми являются более простая их эксплуатация и более легкий подбор и регулировка характеристик РЗ. Однако, МТЗ не позволяют использовать перегрузочные возможности электродвигателей из-за недостаточного времени действия их при малых кратностях тока.

Максимальная токовая РЗ с независимой выдержкой времени в однорелейном исполнении обычно применяется на всех асинхронных электродвигателях собственных нужд тепловых и атомных электростанций, а на промышленных предприятиях – для всех синхронных (когда она совмещена с РЗ от асинхронного режима) и асинхронных электродвигателей, являющихся приводами ответственных механизмов, а также для неответственных асинхронных электродвигателей с временем пуска более 12–13 с.

РЗ от перегрузки с зависимой выдержкой времени лучше согласовываются с тепловой характеристикой двигателя, однако и они недостаточно используют перегрузочную способность двигателей в области малых токов.

С целью обеспечения работы защиты от перегрузки в неполнофазных режимах – для защиты от перегрузки целесообразно использовать двухэлементную максимальную защиту, возложив функцию защиты от коротких замыканий на токовую отсечку.

Учитывая малую выдержку времени однофазной защиты от перегрузки (7–10 с), такую защиту целесообразно использовать только на сигнал. Ток срабатывания защиты от перегрузки устанавливается из условия отстройки от $I_{ном}$ электродвигателя:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_{з}} I_{ном}. \quad (6.13)$$

Время действия МТЗ от перегрузки $t_{дт}$ должно быть таким, чтобы оно было больше времени пуска электродвигателя $t_{пуск}$, а у электродвигателей, участвующих в самозапуске, больше времени самозапуска.

Время пуска асинхронных электродвигателей обычно составляет 10–15 с. Поэтому характеристика реле с зависимой характеристикой типа УЗА-АТ должна иметь при пусковом токе время, не меньше 12–15 с. Выбирается характеристика 3 – крутая. На РЗ от перегрузки с независимой характеристикой выдержка времени принимается 12–20 с.

Защита от перегрузки с тепловой характеристикой выдержки времени микропроцессорных защит на специализированном реле MiCOM P220.

Специализированная защита двигателей типа MiCOM P220 создает тепловую модель двигателя из составляющих прямой и обратной последовательности тока, потребляемого двигателем таким образом, чтобы учесть тепловое воздействие в статоре и роторе.

Составляющая обратной последовательности токов, потребляемых в статоре, генерирует в роторе токи значительной амплитуды, которые создают существенное повышение температуры в обмотке ротора.

Результатом сложения, проведенного MiCOM P220 является эквивалентный тепловой ток $I_{\text{эк}}$, отображающий повышение температуры, вызванное током двигателя. Ток $I_{\text{эк}}$ вычисляется в соответствии с зависимостью:

$$I_{\text{эк}} = \sqrt{I_{\text{пр}}^2 + k_3 I_{\text{обр}}^2}. \quad (6.14)$$

Начиная с этого эквивалентного теплового тока, тепловой уровень двигателя Θ вычисляется каждые 100 мс защитой MiCOM P220 по следующему выражению:

$$\Theta_{n+1} = \left(\frac{I_{\text{эк}}}{I_{\Theta >}} \right)^2 \left[1 - \exp\left(-\frac{0,1}{T}\right) \right] + \Theta_n \cdot \exp\left(-\frac{0,1}{T}\right), \quad (6.15)$$

где k_3 – коэффициент усиления влияния тока обратной последовательности; $I_{\Theta >}$ – уставка тока тепловой перегрузки; Θ_n – значение теплового уровня, подсчитанное предварительно (на 100 мс раньше); T – постоянная времени двигателя.

В зависимости от режима работы двигателя защита использует одну из трех следующих постоянных времени:

- тепловая постоянная времени T_{e1} , которая применяется, когда эквивалентный тепловой ток $I_{\text{эк}}$ находится между 0 и $2 I_{\Theta >}$, т.е. когда двигатель работает (режим нагрузки или перегрузки);
- начальная постоянная времени T_{e2} , которая применяется, когда эквивалентный тепловой ток $I_{\text{эк}}$ больше чем $2 I_{\Theta >}$, т.е. когда двигатель запускается или при заклинивании ротора;
- постоянная времени охлаждения $T_{ок}$, которая применяется, когда двигатель выключен (дискретный вход L1 в нулевом логическом положении – зажимы 22–24). В этом случае двигатель больше не потребляет ток, и значение теплового уровня поэтому снижается во времени по выражению:

$$\Theta_{n+1} = \Theta_n \cdot \exp\left(-\frac{0,1}{T_{ок}}\right). \quad (6.16)$$

Сигнал тепловой перегрузки "ТЕПЛ.ПЕРЕГР" генерируется, когда значение теплового уровня Θ достигнет 100%. Может быть выполнено действие защиты от перегрузки на отключение.

Выбор уставок функции перегрузки:

k_s – коэффициент усиления влияния тока обратной последовательности, учитывает повышенное воздействие тока обратной последовательности по сравнению с прямой на нагрев двигателя. При отсутствии необходимых данных принимается равным 4 – для отечественных двигателей и 6 – для зарубежных.

$I_{\ominus >}$ – уставка тока тепловой перегрузки – вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\ominus >} = \frac{1,1 I_{\text{ном. ДВ}}}{k_{\text{ТТ}}} \quad (6.17)$$

Ток срабатывания пускового органа тепловой перегрузки принимается равным $1,2 I_{\text{ном. ДВ}}$ двигателя.

T_{e1} – постоянная времени нагрева токами в диапазоне $1,2 \cdot I_{\text{ном. ДВ}}$, нормальный процесс перегрузки, когда целесообразно учитывать теплоотдачу двигателя в окружающую среду. При отсутствии данных об этой постоянной времени принимается равной 10 мин.

T_{e2} – постоянная времени нагрева токами величиной более 2, пуск, заклинивание ротора, когда теплоотдачу двигателя в окружающую среду учитывать нецелесообразно. При отсутствии данных об этой постоянной времени принимается равной $0,8 \cdot T_{e1}$.

$T_{\text{ох}}$ – постоянная времени охлаждения двигателя после его отключения, можно принять равной $4 \cdot T_{e1}$. При этом учитывается, что в остановленном двигателе отсутствует искусственное охлаждение (остановлен вентилятор).

Таким образом, можно выбрать эти уставки, зная только номинальный ток двигателя. Эти данные для многих двигателей дают существенный запас, но могут не обеспечить технологический процесс с частыми пусками или тяжелыми условиями пуска. Поэтому, при необходимости загрузить защиту, нужно произвести тепловые испытания или тепловые расчёты двигателей.

Коррекция допустимого тока двигателя при изменении температуры окружающей среды. Если наружная температура превышает 40 градусов, то уставка по допустимому току двигателя I_{\ominus} уменьшается пропорционально превышению окружающей температуры по коэффициенту K : $K = 1 - \frac{T_{\text{окр}} - 40}{100}$.

Функция вводится при её наличии в реле и подключении к зажимам реле датчика температуры.

6.5 Дополнительные уставки реле MiCOM P220, связанные с тепловой перегрузкой двигателя

Запрет отключения от тепловой перегрузки при пуске двигателя.

Функция обеспечивает завершение процесса пуска в случае достижения тепловой характеристикой Θ величины, равной 1 в процессе пуска. Функция работает, если перед пуском двигателя величина Θ была менее 0,9. При этом двигатель остается защищенным защитой от затяжного пуска. Функция автоматически выводится по истечении выдержки времени пуска $tI_{\text{пуск}}$. Уставки: *Да* или *Нет*.

Сигнализация тепловой перегрузки.

Вводится при действии защиты от перегрузки на отключение: $\Theta_{\text{откл.}} = 0,95$.

Запрет пуска.

Повторный пуск запрещается, если тепловой уровень Θ имеет такую величину, что при повторном пуске двигатель перегреется. Пуск двигателя может быть обеспечен, если начальный уровень Θ не превышает 0,9.

$$\Theta_{\text{запретпуска}} = 0,9.$$

Затяжной пуск.

Время нормального пуска двигателей обычно может достигать 10–15 с, а для тяжелых условий пуска может достигать 25 с. Это время определяется, главным образом, механизмом, который приводится в действие двигателем. Так, на электростанции к двигателям с тяжелыми условиями пуска относятся двигатели дымососов, дутьевых вентиляторов, мельниц. Факт пуска определяется по получению сигнала о включении выключателя на вход L1 реле (52A) или включению выключателя и появлению пускового тока (52A+I). При прямом пуске двигателя применяется способ (52A+I). Способ устанавливается в подменю конфигурация. Уставка по току пуска, по условию отстройки от реально возможной перегрузки двигателей:

$$I = 2I\Theta. \quad (6.18)$$

Уставка по времени пуска должна отстраиваться от возможного времени пуска электродвигателя при неблагоприятных условиях:

$$TI_{\text{пуск}} = 1,2T_{\text{пуск}}. \quad (6.19)$$

При отсутствии данных исходя из допустимого времени пуска в обычных условиях 15 с принимается $TI_{\text{пуск}} = 18$ с.

Заклинивание ротора.

Заклинивание ротора двигателя может произойти при пуске двигателя или в процессе его работы.

Для этих условий можно выполнить разные уставки.

Заклинивание двигателя при пуске двигателя фиксируется по факту включения выключателя, и отсутствию на входе L2 после истечения выдержки времени $t_{\text{зк}}$ сигнала от двигателя о его вращении. Уставка по току пуска, по условию отстройки от реально возможной перегрузки двигателей: $I_{\text{зк}} = 2I_{\text{н}}$.

Уставка по времени пуска должна отстраиваться от времени, после которого датчик скорости двигателя надежно зафиксирует его разворот.

$$T_{\text{зк}} = 5 \text{ с}$$

При отсутствии на двигателе датчика вращения, эта функция не может быть реализована. И её роль с большей выдержкой времени выполняет функция: “затяжной пуск”.

Функция заклинивание ротора при работающем двигателе вводится автоматически при его успешном развороте после истечения выдержки времени $T_{\text{пуск}}$. Работает при условии отсутствия сигнала: “разрешение самозапуска”. Уставки по току и времени выполнены ранее. При наличии сигнала “разрешение самозапуска” эта функция блокируется на время $T_{\text{пуск}}$.

Несимметрия.

Защита двигателя от перегрузки токами обратной последовательности. Защищает двигатель от подачи напряжения с обратным чередованием фаз, от обрыва, от работы при длительной несимметрии напряжений.

При подаче на двигатель напряжения с обратным чередованием фаз двигатель начинает вращаться в обратную сторону, приводимый в действие механизм может быть заклинен или вращаться с моментом сопротивления, отличающимся от момента прямого вращения. Таким образом, величина тока обратной последовательности двигателя может колебаться в широких пределах. При обрыве фазы двигатель уменьшает вращающий момент в 2 раза и для компенсации у него в 1,5–2 раза увеличивается ток. При несимметрии питающих напряжений ток обратной последовательности может иметь различную величину до самых малых значений. Появление тока обратной последовательности более всего влияет на нагрев ротора двигателя, где он наводит токи двойной частоты. Таким образом, целесообразно иметь защиту по I_2 , которая отключала бы двигатель для предотвращения его перегрева.

Защита имеет 2 ступени:

Ступень $I_{\text{оф}}$ с независимой выдержкой времени. Ток срабатывания принимается равным $(0,2 + 0,25)I_{\text{ном.дв}}$.

Выдержка времени должна обеспечить отключение несимметричных коротких замыканий в прилегающей сети, для чего она должна быть на ступень больше чем защита питающего трансформатора.

$$t_{\text{оф}} \geq t_{\text{МТЗ}} + Dt. \quad (6.20)$$

Ступень $I_{\text{оф}}$ с зависимой характеристикой выдержки времени может быть использована для повышения чувствительности защиты, если известны реальные тепловые характеристики двигателя по току обратной последовательности.

Элементы тепловой автоматики двигателя.

Потеря нагрузки.

Функция позволяет обнаружить расцепление двигателя с приводимым им в движение механизмом вследствие обрыва муфты, ленты транспортера, выпуск воды из насоса и т.д. по уменьшению рабочего тока двигателя.

Уставка минимального тока:

$$I \leq (1,2 + 1,5)I_{\text{ХХ}} \quad (6.21)$$

где $I_{\text{ХХ}}$ – ток холостого хода двигателя (механизма) – определяется при испытаниях.

Выдержка времени минимального тока двигателя $t_l <$ определяется исходя из технологических особенностей механизма - возможных кратковременных сбросов нагрузки, при отсутствии таких соображений принимается равным:

$$t_l \leq 5 \text{ с.}$$

Выдержка времени запрета автоматики минимального тока двигателя $t_{\text{запр.}}$ задерживает ввод автоматики при пуске двигателя, если нагрузка подключается к двигателю после его разворота, или определяется исходя из технологии подачи нагрузки на двигатель, если нагрузка подключена к двигателю постоянно. Уставка должна быть равна времени разворота двигателя плюс необходимый запас:

$$t_{\text{запр.}} = \frac{1}{2} T_{\text{пуск.}} \quad (6.22)$$

Количество пусков двигателя.

При отсутствии конкретных данных по двигателю можно руководствоваться следующими общими соображениями:

- согласно ПТЭ, двигатели обязаны обеспечивать 2 пуска из холодного состояния и 1 из горячего состояния;
- постоянная времени охлаждения двигателя равна 40 мин;
- можно выполнить следующие уставки в автоматике подсчёта пусков: а) уставка по времени, в течение которого считаются пуски: $T_{\text{отсчёта}} = 30$ мин; б) количество горячих пусков – 1; в) количество холодных пусков – 2; г) уставка по времени, в течение которого повторный пуск запрещен $T_{\text{запрета}} = 5$ мин.;
- минимальное время между пусками не использовать.

Время разрешения самозапуска.

Согласно СДМ, самозапуск двигателей на электростанциях должен обеспечиваться, при времени перерыва питания 2,5 с. По этим данным производится расчётная проверка обеспечения самозапуска при перерыве питания двигателей на электростанциях. Таким образом, для электростанций можно принять $T_{\text{самозап.}} = 2,5$ с.

Для других условий следует определить время, на которое возможен перерыв питания, например время действия АВР, произвести расчётную проверку самозапуска, и если он обеспечивается при таком перерыве питания, установить указанное время на устройстве. Если самозапуск обеспечивается при любом перерыве питания, или он запрещается, функция «разрешение самозапуска» не вводится.

6.6 Защита двигателей от замыкания на землю

В соответствии с ПУЭ, РЗ от замыканий на землю в обмотке статора с действием на отключение устанавливается на электродвигателях мощностью 2000 кВт и более при токах замыкания на землю более 5 А, а на электродвигателях меньшей мощности – при токах замыкания на землю более 10 А.

В эксплуатации, однако, при токах замыкания на землю более 5 А, РЗ от замыканий на землю часто устанавливают на электродвигателях любой мощности, что способствует ограничению их повреждений при замыканиях на землю.

Защита от замыканий на землю реагирует на емкостный ток сети и выполняется с помощью одного токового реле, которое подключается к ТТ нулевой последовательности (ТТНП), установленному на кабеле, питающем двигатель. Применяются ТТНП типов ТЗ, ТЗЛ, ТЗЛМ и др.

В случае, когда питание электродвигателя осуществляется по нескольким параллельным кабелям (двум-четырем), вторичные обмотки ТТНП, надетые на каждый из них, соединяются последовательно или параллельно.

На электродвигателях большой мощности, для питания которых прокладывается больше четырех кабелей, РЗ от замыканий на землю выполняется с одним общим ТТНП типа ТНПШ с подмагничиванием, аналогично защите генераторов.

Ток срабатывания РЗ выбирается на основании тех же соображений, что и для аналогичной РЗ кабельных линий, реагирующих на емкостный ток (50 Гц):

$$I_{сз} = k_{отс} k_g I_c, \quad (6.23)$$

где I_c – собственный емкостный ток электродвигателя; $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2–1,3; k_g – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока электродвигателя при внешних перемежающихся замыканиях на землю.

Для РЗ, действующей без выдержки времени, значение этого коэффициента (k_g) принимается равным 3–4.

Для повышения чувствительности РЗ допускается принимать уменьшенное значение $k_g = 1,5 \div 2$.

Защита при этом выполняется с выдержкой времени 1–2 с.

В целях уменьшения перенапряжений при замыканиях на землю в сети собственных нужд (СН) энергоблоков ТЭС и АЭС большой мощности, а также повышения чувствительности и селективности действия РЗ электродвигателей 6 кВ и трансформаторов СН 6,3/0,1 кВ, эти сети могут работать с нейтралью, заземлённой через резистор.

Для этого на каждой секции блочных СН 6,3 кВ устанавливается дополнительный заземляющий трансформатор (ДТ), например типа ТСЗК-63, со схемой соединения обмоток звезда с заземлённой нейтралью – треугольник. В нейтраль ДТ включаются параллельно два высоковольтных заземляющих резистора, по 200 Ом каждый, изготовленные из специального электротехнического бетона (бетела) (рис. 6.7, б).

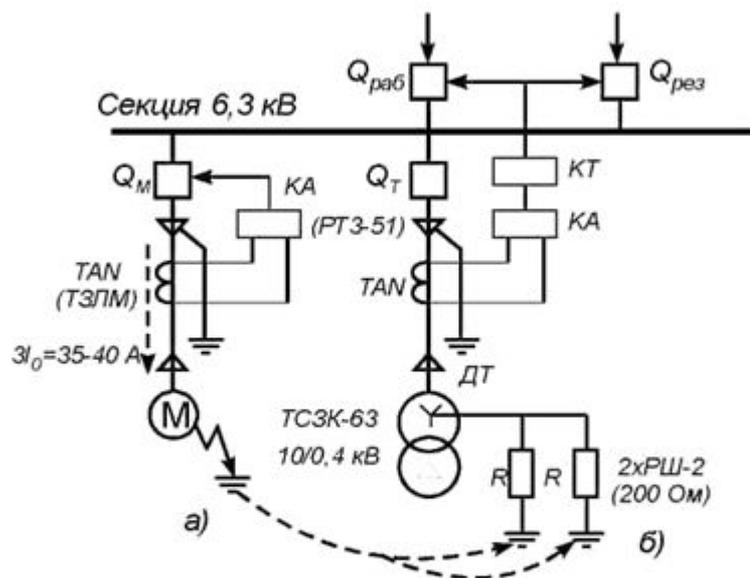


Рис. 6.7 Структурная схема защиты от замыканий на землю в сети собственных нужд 6,3 кВ

а – защита двигателя от замыканий на землю;

б – схема подключения дополнительного трансформатора с заземляющими резисторами

При этом, в случае однофазного замыкания на землю в двигателе по его цепи будет протекать активный ток $3I_0 = 35 + 40$ А (достаточный для надёжного действия защиты и допустимый по условию ограничения повреждения в двигателе от тока замыкания на землю).

Одновременно по цепям неповрежденных элементов, присоединённых к тем же шинам, будут протекать только емкостные токи нулевой последовательности, от которых защиты рассматриваемых присоединений могут быть легко отстроены.

Наличие заземляющих резисторов резко снижает вероятность перехода однофазных замыканий на землю в двухфазные и двойные КЗ, так как перенапряжения на неповрежденных фазах не будут превышать при этом значения:

$$U_{\text{пер}} = 1,8U_{\text{ном}}. \quad (6.24)$$

Защита электродвигателя от замыканий на землю, как и ранее, выполняется с помощью токового реле, подключенного к ТТНП и действующего на отключение электродвигателя без выдержки времени.

При отказе защиты от замыканий на землю или выключателя на поврежденном присоединении, или при замыкании $K_3^{(1)}$ на шинах секции имеется опасность повреждения заземляющих сопротивлений R в нейтрали дополнительного трансформатора ДТ (рис. 6.7, б).

Для исключения этого на ДТ предусматривается защита нулевой последовательности (КА, КТ), действующая с выдержкой времени 0,6 с на отключение трансформатора (линии), питающего секцию 6 кВ.

Запрет АВР при этом не производится.

Для электродвигателей механизмов карьеров, рудников, торфоразработок и других предприятий, где требуется по условиям безопасности незамедлительное отключение замыкания на землю даже при очень малых значениях тока в месте повреждения (0,2–0,5 А) рекомендуется применять более чувствительную направленную РЗ от замыканий на землю типа ЗЗП-1 производства ЧЭАЗ.

Эта защита не требует отстройки от собственного емкостного тока двигателя и, поэтому, может быть выполнена более чувствительной.

Для выполнения РЗ от двойных замыканий на землю на электродвигателях, оснащенных продольной дифференциальной РЗ в двухфазном исполнении или, в случае, если основная ступень ЗЗ выполнена с выдержкой времени, к вторичной обмотке ТТНП подключается действующее на отключение без выдержки времени второе токовое реле, имеющее $I_{\text{сз}} = 100 + 200 \text{ А}$.

6.7 Защита минимального напряжения

Защита минимального напряжения устанавливается на электродвигателях, которые необходимо отключать при понижении напряжения для обеспечения самозапуска ответственных электродвигателей, а также электродвигателей, самозапуск которых при восстановлении напряжения недопустим по условиям техники безопасности или особенностям технологического процесса.

Если мощность всех ответственных электродвигателей превышает допустимую мощность по условию самозапуска, то при понижении напряжения необходимо отключать и некоторые ответственные электродвигатели.

По истечении времени, достаточного для развертывания неотключаемых электродвигателей, отключенные ответственные электродвигатели можно включать обратно при помощи АПВ.

Отключение электродвигателей при исчезновении напряжения обеспечивается установкой одного реле минимального напряжения, включенного на линейное напряжение.

Существенным недостатком такой РЗ минимального напряжения является возможность её неправильной работы в случае обрыва цепей напряжения.

Поэтому РЗ с одним реле напряжения применима лишь для неотчетственных электродвигателей.

Напряжение срабатывания реле принимается порядка $70\% U_{ном.}$ Выдержки времени на отключение: 0,5–1,5 с – для неотчетственных электродвигателей, 10–15 с – для ответственных.

На блочных электростанциях обычно применяется групповая защита минимального напряжения с уставками:

1 ступень – обеспечение самозапуска остающихся электродвигателей. Она действует на часть двигателей (малоответственных). Уставка выбирается по условиям обеспечения возврата при восстановлении напряжения после отключения коротких замыканий защитой, а так же предотвращение отключения двигателя при коротких замыканиях.

$$U \leq 0,7U_{ном.} \quad (6.25)$$

Выдержка времени первой ступени отстраивается от времени действия защит отходящих линий (двигателей) и обычно равна по времени защите питающего ввода:

$$t_1 = t_{МТЗ} \quad (6.26)$$

Для устойчивой работы двигателей необходимо, чтобы все защиты отходящих линий имели токовую отсечку без выдержки времени. Если это условие не обеспечивается, двигатели могут загореться, и последует самозапуск всех двигателей, который может оказаться неуспешным, поэтому как правило уставка МТЗ рабочего и резервного ввода а значит и ЗМН равна 0,3 с.

2 ступень используется для отключения остальных двигателей, если напряжение недостаточно для запуска двигателей, или по технологическим условиям самозапуск уже не целесообразен.

Уставка по напряжению равна напряжению, при котором двигатель уже не может развернуться:

$$U \leq (0,5 + 0,6)U_{ном.} \quad (6.27)$$

Выдержка времени второй ступени определяется технологическими условиями работы механизмов агрегата и обычно равна по времени:

$$t_2 = 3 + 9 \text{ с.}$$

6.8 Защита двигателей напряжением ниже 1000 В

Защиту электродвигателей напряжением 500, 380 и 220 В осуществляют, исходя из тех же требований, что и к электродвигателям более высоких напряжений. Для этих электродвигателей применяются мгновенная РЗ от междуфазных КЗ, РЗ от перегрузки, РЗ минимального напряжения. Защита от КЗ может осуществляться с помощью плавких предохранителей, при этом в качестве коммутационного аппарата используется трёхфазный магнитный пускатель (контактор) подтянутый, пока на его катушку подано напряжение.

Магнитными пускателями называются трёхфазные коммутационные аппараты низкого напряжения (контакторы), предназначенные для дистанционного управления трёхфазными электродвигателями и рассчитанные на разрыв нормального рабочего тока двигателя и тока его перегрузки, но не тока КЗ. Отключение токов КЗ при применении магнитного пускателя возлагается на включаемые последовательно с ним предохранители. Схема включения с помощью пускателя и защиты предохранителями показана на рис. 6.8.

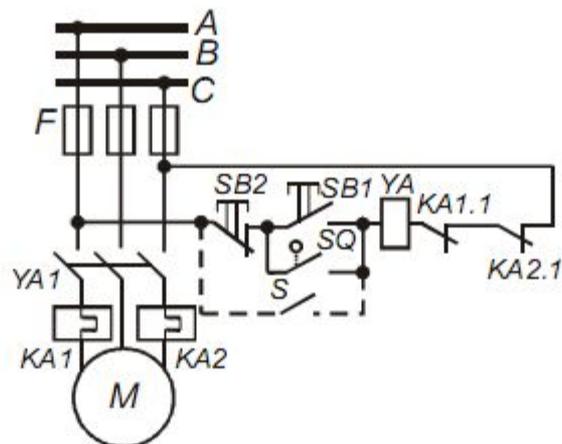


Рис. 6.8 Схема защиты электродвигателя напряжением до 500 В с магнитным пускателем

Магнитные пускатели (рис. 6.8) в большинстве случаев не имеют защелки и во включенном положении удерживаются действием электромагнита УА, обмотка которого подключена на напряжение питания. Включение магнитного пускателя осуществляется нажатием кнопки SB1. При этом замыкается цепь обмотки удерживающего электромагнита, якорь которого притягивается и замыкает механически связанные с ним силовые контакты. Кнопка SB1 имеет самовозврат, поэтому после ее размыкания цепь обмотки электромагнита остается замкнутой через вспомогательный контакт SQ, шунтирующий кнопку SB1. Для отключения пускателя вручную служит кнопка SB2, при нажатии которой разрывается цепь удерживания электромагнита, и якорь его, отпадая, размыкает силовые контакты YA1. При понижении напряжения питающей сети электромагнит отпадает, и электродвигатель отключается, чем осуществляется защита минимального напряжения. После восстановления напряжения магнитный пускатель сам включиться не может – включение его должно вновь осуществляться вручную. Защита электродвигателя от перегрузки выполняется тепловыми реле KA1 и KA2. Тепловые реле настраиваются таким образом, чтобы они не срабатывали от токов, проходящих при пуске и самозапуске электродвигателя.

Схема включения цепей магнитного пускателя, приведённая на рис. 6.8, применяется для защиты ответственных электродвигателей, подверженных технологической перегрузке. В случае, если электродвигатель не подвержен перегрузкам, то из схемы исключаются контакты тепловых реле. На ответственных электродвигателях, которые не должны отключаться при снижении напряжения, вместо кнопок управления $SB1$ и $SB2$ устанавливается однополюсный рубильник (выключатель), которым производится включение и отключение электродвигателя. После восстановления напряжения магнитный пускатель вновь включается, так как рубильник S остается замкнутым.

На электродвигателях мощностью 40–50 кВт применяются автоматические воздушные выключатели типов АВМ, А3100, АП50-3МТ, А3700. Автоматы имеют катушки включения и отключения, а также встроенные реле прямого или косвенного действия. Они остаются включенными при снятии напряжения питания. В последних вариантах автоматов для двигателей большой мощности используются выносные аналоговые или микропроцессорные устройства защиты, действующие на электромагнит отключения.

Защита от междуфазных КЗ осуществляется в простейшем случае электромагнитными расцепителями мгновенного срабатывания – отсечкой автоматического выключателя, которая резервируется расцепителем с зависимой характеристикой выдержки времени. В случаях, когда встроенные в автоматический выключатель расцепители не обеспечивают надежной защиты электродвигателя, применяется выносная защита в виде токовой отсечки с реле тока, подключенным к ТТ двух фаз, действующая без выдержки времени на независимый расцепитель. При выполнении защиты электродвигателей от КЗ необходимо учитывать, что сети напряжением до 500 В работают с заземлённой нейтралью и, следовательно, в этих цепях возможны все виды КЗ, в том числе и однофазные. Поэтому предохранители устанавливаются во всех фазах, а расцепители и токовые реле, с помощью которых осуществляется РЗ от КЗ, также должны реагировать на токи, проходящие во всех фазах и нулевом проводе. Поскольку токи однофазного КЗ на землю в сети 380 В обычно меньше токов трехфазного КЗ, не всегда удаётся обеспечить необходимую чувствительность электромагнитных расцепителей автоматических выключателей к однофазным КЗ. При этом для РЗ от однофазных КЗ используется чувствительное токовое реле, например типа РТ-40/0,2, присоединённое к ТТНП, надеваемому на силовую кабель, питающий электродвигатель. Так, выносную РЗ от однофазных КЗ на землю рекомендуется устанавливать на электродвигателях, питающихся от трансформаторов собственных нужд со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 , у которых уставка отсечки автоматического выключателя 4000 А и более. Такая же РЗ рекомендуется для электродвигателей с уставкой токовой отсечки автоматического выключателя 2000 А и более, питающихся от трансформаторов собственных нужд со схемой соединения обмоток Y/Y_0 , у которых токи однофазных КЗ на землю значительно меньше, чем у трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 . Вследствие значительного загробления отсечки автоматического выключателя по условию отстройки от пускового тока электродвигателя, часто не удаётся обеспечить необходимую чувствительность защиты от перегрузки с помощью расцепителей, имеющих зависимую характеристику. В этом случае РЗ от перегрузки выполняется с помощью выносных реле тока и времени. В отдельных случаях на электродвигателях устанавливается специальная РЗ от работы на двух фазах, действующая на отключение электродвигателя. Применение такой РЗ допускается на электродвигателях, защищённых от КЗ плавкими предохранителями и не имеющих действующей на отключение РЗ от перегрузки.

6.9 Особенности защиты синхронных двигателей

Особенности синхронных электродвигателей.

При рассмотрении РЗ синхронных электродвигателей необходимо учитывать их особенности.

Пуск большинства синхронных электродвигателей производится при отсутствии возбуждения прямым включением в сеть. Для этой цели на роторе синхронного электродвигателя предусматривается дополнительная короткозамкнутая обмотка, выполняющая во время пуска ту же роль, что и в короткозамкнутом роторе асинхронного электродвигателя. Когда скольжение электродвигателя приближается к нулю, включается возбуждение, и электродвигатель втягивается в синхронизм под влиянием появляющегося при этом синхронного момента.

Во время пуска синхронный электродвигатель потребляет из сети повышенный ток, который по мере уменьшения скольжения затухает, так же как и у асинхронного электродвигателя.

Для уменьшения понижения напряжения и пусковых токов мощные синхронные электродвигатели пускаются через реактор, который затем шунтируется.

Защиты синхронных электродвигателей, как и РЗ асинхронных электродвигателей, должны быть отстроены от токов, возникающих при их пуске или самозапуске, имеющем место при восстановлении напряжения в сети.

Момент синхронного электродвигателя зависит от напряжения сети $U_{\text{сет}}^{\prime}$, ЭДС электродвигателя E_d и угла сдвига δ между $U_{\text{сет}}^{\prime}$ и E_d . Без учёта потерь в статоре и роторе

$$M_d = U_{\text{сет}}^{\prime} E_d \sin \delta / x_d, \quad (6.28)$$

где x_d – синхронное сопротивление двигателя.

При постоянных значениях $U_{\text{сет}}^{\prime}$ и E_d каждой нагрузке электродвигателя соответствует определённое значение угла δ . В случае понижения напряжения в сети, как следует из выражения (6.28), момент M_d уменьшается.

Если при этом он окажется меньше момента сопротивления M_c механизма, то устойчивая работа синхронного электродвигателя нарушается, возникают качания и электродвигатель выходит из синхронизма. Нарушение устойчивости возможно также при перегрузке электродвигателя (увеличение δ) или снижении возбуждения (уменьшение E_d).

Эффективным средством повышения устойчивости электродвигателя является форсировка возбуждения, увеличивающая его ЭДС. Опыт показывает, что при глубоких понижениях напряжения (до нуля) синхронные электродвигатели, работающие с номинальной нагрузкой, выходят из синхронизма, если перерыв питания превосходит 0,5 с.

При нарушении синхронизма частота вращения электродвигателя уменьшается, и он переходит в асинхронный режим.

При этом в пусковой обмотке и цепи ротора появляются токи, создающие дополнительный асинхронный момент, под влиянием которого синхронный электродвигатель может остаться в работе с некоторым скольжением.

Токи, появляющиеся в статоре, роторе и пусковой обмотке электродвигателя при асинхронном режиме, вызывают повышенный нагрев их, поэтому длительная работа синхронных электродвигателей в асинхронном режиме с нагрузкой более 0,4-0,5 номинальной недопустима.

В связи с этим, появляется необходимость в специальной РЗ от асинхронного режима, которая должна реализовать мероприятия, обеспечивающие ресинхронизацию электродвигателя, или отключить его.

Ресинхронизация состоит в том, что с электродвигателя снимается возбуждение (при этом его асинхронный момент повышается и скольжение уменьшается), через некоторое время включается возбуждение, и электродвигатель вновь втягивается в синхронизм. Признаком нарушения синхронизма электродвигателя является появление колебаний тока в статоре и переменного тока в роторе.

Опыт эксплуатации показывает, что после отключения КЗ или включения резервного источника питания многие синхронные электродвигатели могут самозапускаться, т.е. вновь (сами) втягиваться в синхронизм. Самозапуск синхронных электродвигателей возможен, если после восстановления напряжения под влиянием возросшего асинхронного момента скольжение электродвигателя настолько уменьшится, что он сможет снова втянуться в синхронизм.

Защиты, применяемые на синхронных электродвигателях.

На синхронных электродвигателях устанавливаются следующие РЗ:

- от междуфазных повреждений в статоре;
- от замыканий обмотки статора на землю;
- от перегрузки; от асинхронного хода;
- от понижения напряжения в сети.

Защита от междуфазных повреждений выполняется мгновенной в виде ТО или продольной ДЗ по такой же схеме, как у асинхронных электродвигателей.

Отличие заключается в том, что РЗ синхронного электродвигателя одновременно с выключателем отключает АГП. При применении тиристорного возбуждения и отсутствии АГП защита действует на инвертирование возбудителя. Ток срабатывания отсечки отстраивается от пусковых токов и токов самозапуска электродвигателя. Крупные электродвигатели оборудуются продольной дифференциальной РЗ в двухфазном исполнении. Защита от замыканий обмотки статора на землю применяется при токах замыкания на землю более 5–10 А. Защита от перегрузки обычно выполняется совмещённой с РЗ от асинхронного хода (см. рис. 6.11).

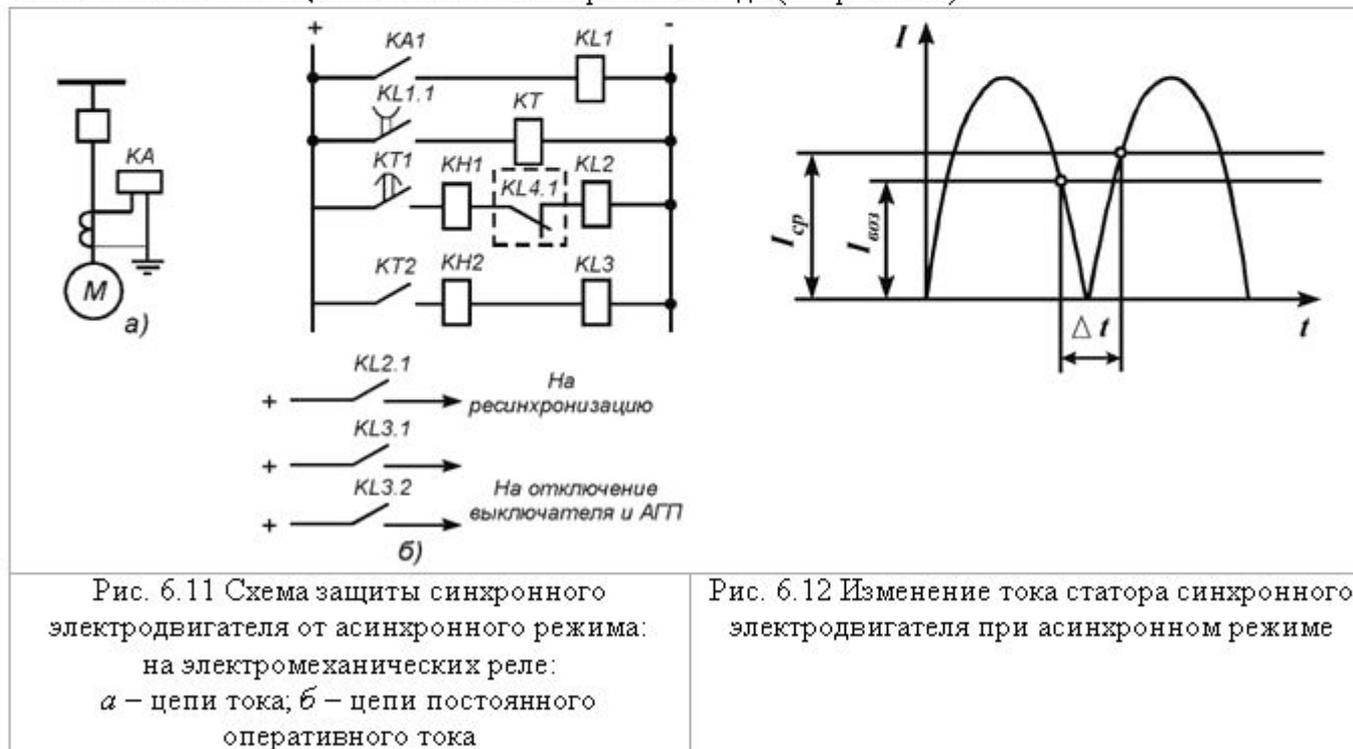


Рис. 6.11 Схема защиты синхронного электродвигателя от асинхронного режима: на электромеханических реле: а – цепи тока; б – цепи постоянного оперативного тока

Рис. 6.12 Изменение тока статора синхронного электродвигателя при асинхронном режиме

В качестве пускового органа в схеме РЗ от асинхронного режима и перегрузки используется токовое реле KA типа РТ-40. Это реле воздействует при срабатывании на промежуточное реле $KL1$ контакты которого $KL1.1$ в цепи реле времени KT замыкаются мгновенно, а размыкаются с замедлением. При асинхронном режиме реле времени KT не успевает возвратиться за время Δt спада тока между циклами качаний (рис. 6.12) и постепенно, за несколько периодов качаний набирает время и срабатывает на отключение. Для надёжной работы РЗ время возврата $t_{\text{воз}}$ якоря промежуточного реле $KL1$ должно быть больше времени Δt (рис. 6.12), в течение которого ток качаний недостаточен для действия реле, т.е. $t_{\text{воз}} > \Delta t$. Выдержка времени РЗ выбирается большей времени затухания пусковых токов электродвигателя. Устройство защиты двигателя. Реле времени KT имеет две выдержки времени. По истечении первой выдержки времени замыкается контакт $KT1$, после чего промежуточное реле $KL2$ подает команды на осуществление ресинхронизации.

В случае, если ресинхронизация не происходит и качания тока продолжают, замыкаются контакты реле времени $KT2$, после чего промежуточное реле $KL3$, замкнув свои контакты, подает команды на отключение выключателя и АГП.

Для предотвращения срабатывания РЗ при форсировке возбуждения, когда увеличивается ток статора, цепь обмотки реле времени размыкается контактом $KL4.1$. На синхронных двигателях большой мощности в качестве защиты от асинхронного режима возможно применение реле сопротивления, как на генераторах. Защита минимального напряжения выполняется так же, как на асинхронных электродвигателях.

Уставка по току такой комбинированной защиты выбирается так же как обычная защита от перегрузки: ток срабатывания по формуле (6.28), выдержка времени отстраивается от времени пуска двигателя с учетом времени возврата реле $KL1$.

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сум}} + t_{\text{воз } KL1} + t. \quad (6.29)$$

Учитывая возможность затягивания процесса разворота, время запаса (t_z) принимается равным 2–3 с. Время возврата реле $KL1$ должно перекрывать время возврата токового реле в период асинхронного режима: $t_{\text{воз } KL1} > \Delta t$

Можно принять $t_{\text{воз } KL1}$ равным 0,5–0,7 с.

В устройстве MiCOM P241 имеется защита, предназначенная для выявления асинхронного режима, действующая по величине $\cos \varphi$. Эта защита способна чётко выявить отключение возбуждения и переход двигателя в асинхронный режим без возбуждения. При асинхронном режиме с возбуждением эта защита может не действовать из-за колебаний мощности и периодического возврата измерительного органа. Для того чтобы она действовала и в этом режиме требуется уменьшить выдержку времени защиты таким образом, чтобы при асинхронном режиме она успевала срабатывать в зоне пониженного $\cos \varphi$. Пока отсутствуют результаты испытаний такой защиты на реальных двигателях. Поэтому, при внедрении такой защиты, необходимо провести испытания и уточнить уставки. Для начала можно принять уставки равными: $\cos \varphi = 0,7$; $t = 0,5$ с.

Выбор защиты минимального напряжения для отделения синхронных двигателей.

Как правило, синхронный двигатель, не допускает подачи несинхронного напряжения в случае, если возбуждение его включено. Поэтому при исчезновении напряжения или его посадке, синхронные двигатели должны отключаться от сети, а после восстановления напряжения могут включаться вновь, если их включение необходимо, и они имеют схему автоматического пуска. Возможен также их перевод в асинхронный режим отключением возбуждения, и подачей возбуждения после появления напряжения.

С целью предотвращения подачи напряжения на возбужденные синхронные двигатели, автоматика, которая подает напряжение на шины, должна выполняться с контролем отсутствия напряжения. Недопустимо, например, выполнение АВР только по признаку отключения питающего ввода.

Защита минимального напряжения для синхронного двигателя выбирается как 1-я ступень минимального напряжения для асинхронных двигателей.

$$U \leq 0,7 \cdot U_{\text{ном.}}; \quad (6.30)$$

$$t = 0,5 \text{ с.}$$

Примечание. Для обеспечения устойчивой работы двигателя и связанного с ним механизма, необходимо не допускать подключения к секции шин, откуда питаются синхронные двигатели, посторонней нагрузки. Если это невозможно, то посторонние фидера должны иметь отсечку без выдержки времени. В ряде случаев применяется специальная отсечка по напряжению, с уставкой, равной уставке защиты минимального напряжения, без выдержки времени. Уставка по напряжению отсечки и защиты минимального напряжения в этом случае обычно принимается равной $0,6 \cdot U_{\text{ном.}}$.

Отключение синхронных двигателей при понижении частоты.

Для ускорения подачи напряжения, работой АВР или АПВ целесообразно отключать двигатели также автоматикой понижения частоты.

После отключения питающего напряжения двигатель быстро тормозится, и частота напряжения, которое синхронный двигатель генерирует на шины, быстро падает. При быстром его отключении, сразу исчезает напряжение подпитки и пускается схема АВР (АПВ). При выборе уставки по частоте, следует иметь в виду другую автоматику, которая установлена в питающей системе – автоматическая частотная разгрузка (АЧР). Поэтому, уставка отключения СД по частоте должна быть отстроена от самой низкой уставки быстродействующей АЧР, которая в настоящее время равна 46,5 Гц и 0,5 с. Если двигатель сам подключен к какой-то очереди АЧР, в качестве уставки можно принять уставку этой очереди. Если нет, можно принять уставку по частоте равной: 46 Гц и 0,5 с.

6.10 Защиты электродвигателей некоторых зарубежных фирм

Фирма *GE*.

MIG – содержит токовую отсечку, максимальную защиту, защиту от замыканий на землю с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, от несимметрии по фазам, защиту от длительного пуска и застревания ротора.

M60 – содержит дифзащиту, токовую отсечку, защиту от замыканий на землю с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, по току обратной последовательности, защиту от повышения и понижения напряжения, повышения напряжения обратной последовательности.

Фирма *ABB*.

REM 543 – может включать в себя 3 ступени токовой защиты, 2 ступени токовой защиты с блокировкой по напряжению, 3 ступени направленной или ненаправленной токовой защиты от замыканий на землю, дифференциальную защиту, защиту от перегрузки и несимметричного режима, 2 ступенчатую защиту от повышения и понижения напряжения, 2 ступенчатую защиту от повышения напряжения обратной последовательности, защиту пусковых режимов двигателя, защиту от реверса фаз. Перечень функций, входящих в конкретное устройство выбирается в каждом случае, т.к. вместить их все одновременно невозможно по загрузке процессора.

SPAC 802 – содержит токовую отсечку, максимальную защиту, защиту от замыканий на землю с выдержкой времени, защиту от перегрузки, от несимметрии по фазам, сброса нагрузки, защиту пусковых режимов двигателя, защиту от реверса фаз. Имеется модификация *SPAC 802-104* для защиты двухскоростного двигателя.

Фирма *SIEMENS*.

7SJ551 – содержит токовую отсечку, максимальную защиту, защиту от замыканий на землю с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, от сброса нагрузки, по току обратной последовательности, защиту пусковых режимов двигателя.

7UT512/513 – содержит дифзащиту, токовую отсечку, защиту от замыканий на землю с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, *7UT513* имеет также чувствительную защиту от замыканий на землю на принципе сравнения токов нулевой последовательности.

SEL.

SEL 501 – содержит токовую защиту, защиту от замыканий на землю, защиту от перегрузки симметричным током и током обратной последовательности, защиту обратной последовательности.

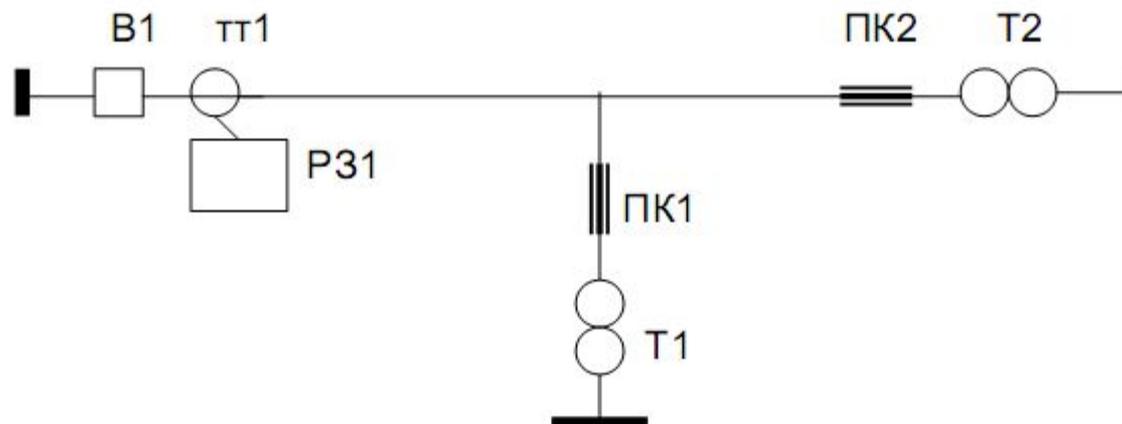
SEL 387A – содержит дифзащиту, токовую защиту, защиту от замыканий на землю, защиту по току обратной последовательности.

Раздел 8. Защита линий электропередачи 6-35 кВ

Основные требования, предъявляемые к релейной защите линий электропередачи

Выделяют следующие типы линий:

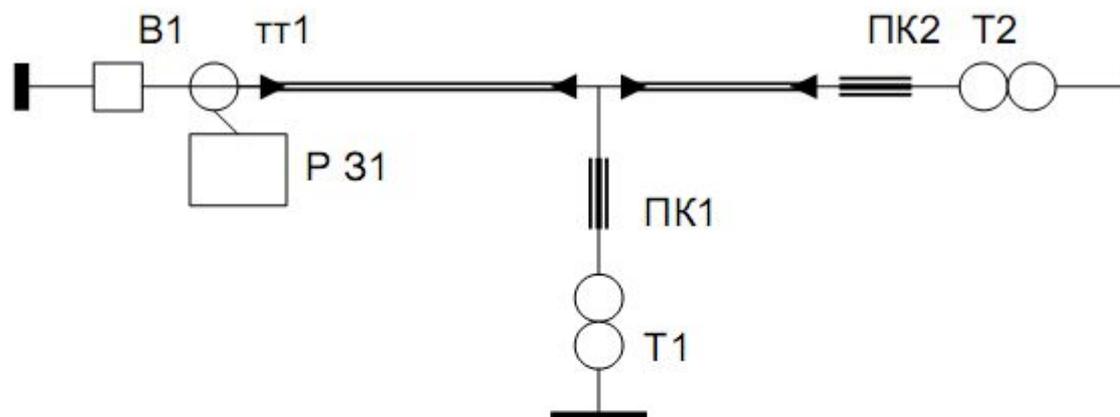
1. Тупиковая ВЛ 6-10 кВ с ответвлениями:



Общая характеристика: обычно протяжённая воздушная линия с несколькими ответвлениями, токи короткого замыкания в конце линии сильно уменьшаются, ток замыкания на землю в сети имеет небольшую величину, трансформаторы отпаек защищены предохранителями ПК, компенсация тока замыкания на землю отсутствует.

Требования к релейной защите и автоматике: двухступенчатая токовая защита, установленная в двух фазах, вторая ступень с зависимой характеристикой, защита от замыканий на землю выполняется только в случае выполнения кабельного выхода, тип защиты простая токовая, желательно с фильтром третьей гармоники, обязательно применение двукратного или однократного АПВ.

2. Тупиковая КЛ 6-10 кВ с ответвлениями:



Общая характеристика: обычно мало протяжённая кабельная линия с несколькими ответвлениями, токи короткого замыкания в конце линии мало затухают, ток замыкания на землю в сети большой и, как правило, применяется компенсация ёмкостного тока, трансформаторы отпаек защищены предохранителями ПК-10.

Требования к релейной защите и автоматике: двухступенчатая токовая защита, установленная в двух фазах.

Вторая ступень с независимой характеристикой, так как зависимая характеристика не эффективна.

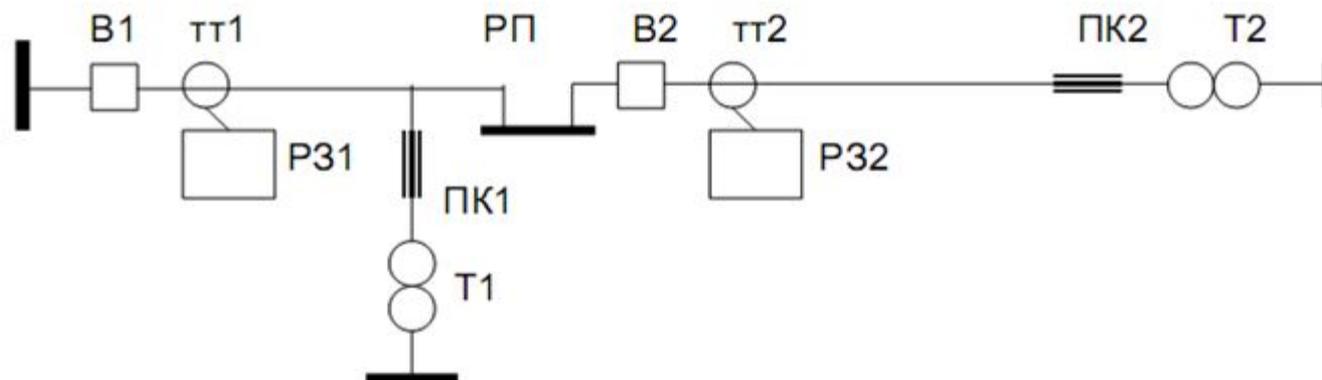
Защита от замыканий на землю подключается к кабельному трансформатору тока, выполняется в компенсированных сетях по направлению активной мощности нулевой последовательности.

Иногда применяется однократное АПВ.

В ряде случаев, однократное АПВ предназначено для корректировки неселективного отключения линии токовой отсечкой, при повреждении в зоне действия предохранителей ПК.

3. ВЛ 6-10 кВ с промежуточной подстанцией (РП):

На каждом участке линии имеются ответвления.



Общая характеристика: обычно протяженные воздушные линии с несколькими ответвлениями на каждой линии, токи короткого замыкания в конце линии сильно уменьшаются, ток замыкания на землю в сети небольшой, трансформаторы отпаек защищены предохранителями ПК, компенсация тока замыкания на землю отсутствует.

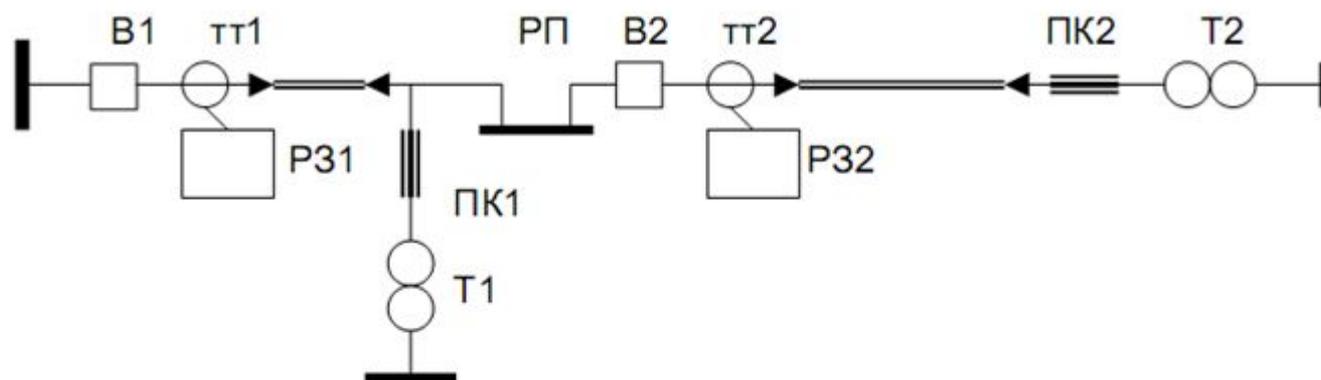
Требования к релейной защите и автоматике:

- для первого участка – двухступенчатая токовая защита, установленная в двух фазах.

Вторая ступень с зависимой характеристикой, защита от замыканий на землю выполняется только в случае выполнения кабельного выхода, тип защиты простая токовая, желательно с фильтром третьей гармоники, обязательно применение двукратного или однократного АПВ. Релейная защита Р31 должна быть согласована с защитой Р32.

- для второго участка линии: двухступенчатая токовая защита, установленная в двух фазах, вторая ступень с зависимой характеристикой, тип защиты простая токовая, желательно с фильтром третьей гармоники, обязательно применение двукратного или однократного АПВ.

4. Схема с промежуточной РП в кабельных сетях 6-10 кВ:



Общая характеристика: обычно кабельные линии малой протяженности с несколькими ответвлениями на каждой линии, токи короткого замыкания в конце линии мало изменяются, ток замыкания на землю в сети большой и, как правило, применяется его компенсация, трансформаторы отпаяк защищены предохранителями ПК, компенсация тока замыкания на землю отсутствует.

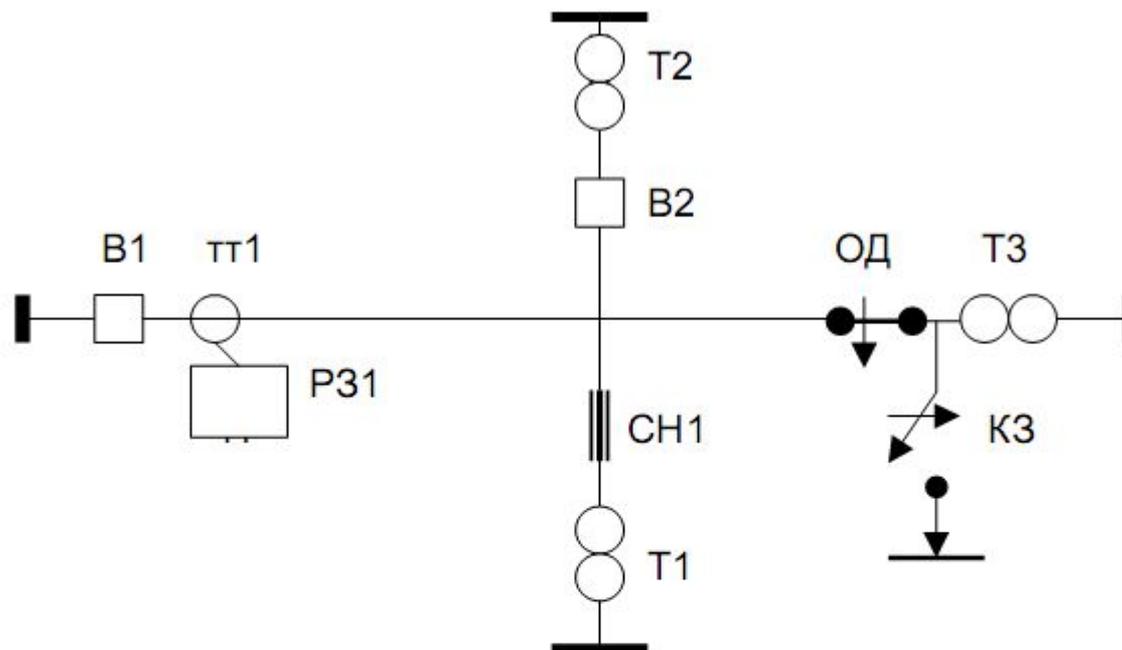
Требования к релейной защите и автоматике:

- для первого участка: двухступенчатая токовая защита, установленная в двух фазах, вторая ступень с независимой характеристикой, защита от замыканий на землю выполняется с использованием ТТНП, тип защиты – простая токовая, желательно с фильтром третьей гармоники, применение АПВ необязательно.

В ряде случаев, однократное АПВ применяется для корректировки неселективной работы в зоне предохранителей ПК. Релейная защита РЗ1 должна быть согласована с защитой РЗ2.

- для второго участка линии: двухступенчатая токовая защита, установленная в двух фазах.

5. Тупиковая ВЛ, смешанная или КЛ 35 кВ с ответвлениями:



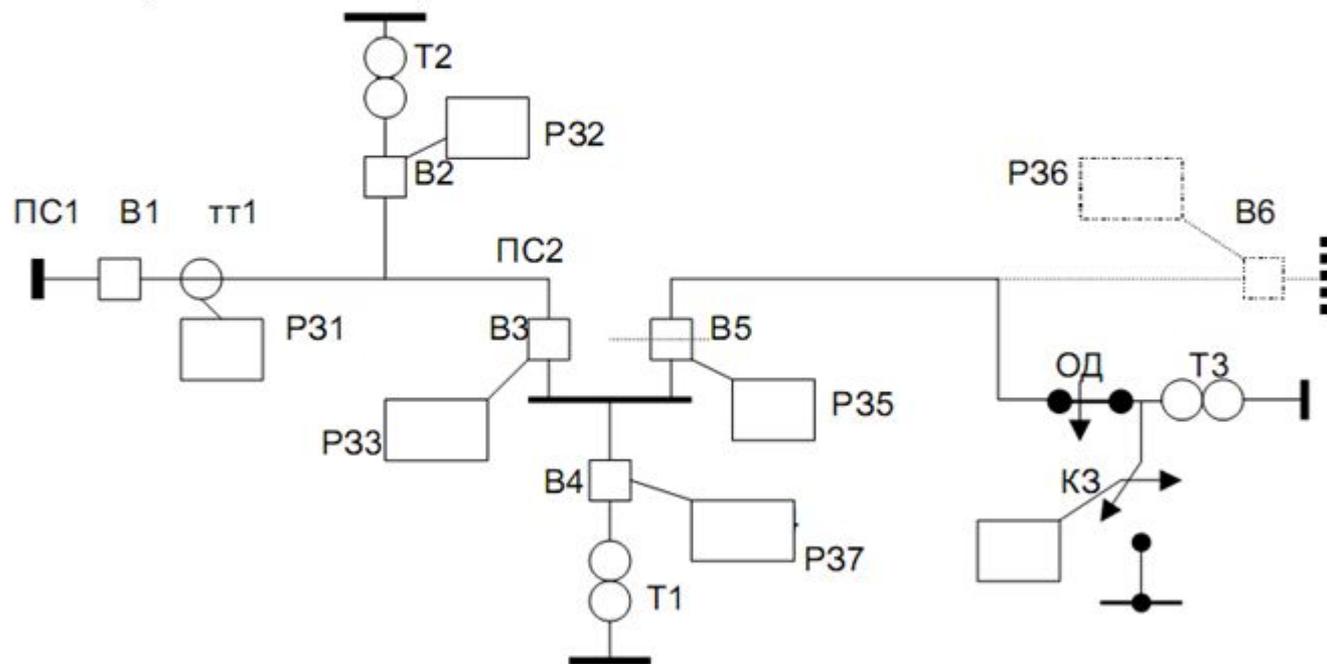
Общая характеристика: линия с одной или несколькими ответвлениями, токи короткого замыкания в конце линии заметно уменьшаются, ток замыкания на землю в сети небольшой либо компенсированный, трансформаторы ответвлений могут быть защищены предохранителями ПСН (Т1), и релейной защитой, действующей на отключение выключателя 35 кВ (Т2), включение короткозамыкателя и отключение отделителя в бестоковую паузу АПВ (Т3).

Требования к релейной защите и автоматике: двух или трёхступенчатая токовая защита, установленная в трёх фазах, или в двух фазах и обратном проводе трансформатора тока, вторая ступень с независимой характеристикой, защита от замыканий на землю не выполняется, так как отсутствуют трансформаторы тока нулевой последовательности для линий и кабельных выводов 35 кВ, обязательно применение двукратного (на чисто воздушных линиях) или однократного АПВ (на смешанных линиях). Установка защиты в трёх фазах или двух фазах и обратном проводе требуется для обеспечения резервирования двухфазных коротких замыканий за трансформатором со схемой соединения звезда – треугольник: при таком КЗ только в одной фазе протекает полный ток КЗ.

6. Тупиковая ВЛ, смешанная или КЛ 35 кВ с промежуточной ПС и ответвлениями:

Общая характеристика: линия с одной или несколькими промежуточными подстанциями, с ответвлениями, токи короткого замыкания в конце линии заметно уменьшаются, ток замыкания на землю в сети небольшой либо компенсированный, трансформаторы отпаек могут быть защищены предохранителями ПСН или релейной защитой, действующей на отключение выключателя 35 кВ (Т2), включение короткозамыкателя и отключение отделителя в бестоковую паузу АПВ (Т3).

Требования к релейной защите и автоматике: должны применяться трёхступенчатая токовая защита, установленная в трёх фазах, или в двух фазах и обратном проводе трансформатора тока, все ступени с независимой характеристикой, защита от замыканий на землю не выполняется, так как отсутствуют трансформаторы тока нулевой последовательности для линий и кабельных выводов 35 кВ, обязательно применение двукратного (на чисто воздушных линиях) или однократного АПВ на (смешанных линиях).



Как правило, такие линии работают в разомкнутом режиме по двум вариантам первичной схемы: цепочка, имеющая питание с одной стороны (часть схемы изображённая сплошными линиями, или транзитная линия с нормальным разрезом в одной точке (В5 см. пунктирные линии). Разрез может переноситься в ремонтном режиме в любую другую точку, и при этом должна сохраняться селективность и чувствительность защит. Эти условия можно обеспечить только используя трёхступенчатую направленную защиту. В варианте с односторонним питанием достаточно иметь трёхступенчатую трёхфазную токовую ненаправленную защиту.

Принципы выполнения релейной защиты линий электропередачи

Линии электропередачи 6-35 кВ относятся к сети с изолированной или компенсированной нейтралью. Следовательно, их защита должна реагировать на трёхфазные, двухфазные КЗ и двойные замыкания на землю. Однофазные замыкания не относятся к коротким замыканиям и могут существовать 2 и более часов. За это время можно переключить нагрузку на другой источник, и уже после этого отключить линию. Поэтому, защита от замыканий на землю может действовать на сигнал. В ряде случаев, защита от замыканий на землю может отсутствовать, например, на воздушных линиях, для которых отсутствуют трансформаторы тока нулевой последовательности. В этом случае поиск места замыкания на землю производится путём поочередного отключения линий.

Для работы линий 6-10 кВ при двухфазных и трёхфазных коротких замыканиях достаточно иметь устройства защиты, установленные в двух фазах. Защита всегда устанавливается в фазах *A* и *C*. Она не реагирует на ток фазы *B*, но это не имеет значения, т.к. при любых междуфазных КЗ ток протекает в 2-х фазах, и сработает защита установленная либо в фазе *A*, либо в фазе *C*, либо одновременно в 2 фазы. Действие такой защиты имеет особенности работы при двойных замыканиях на землю, см. рис. 8.1.

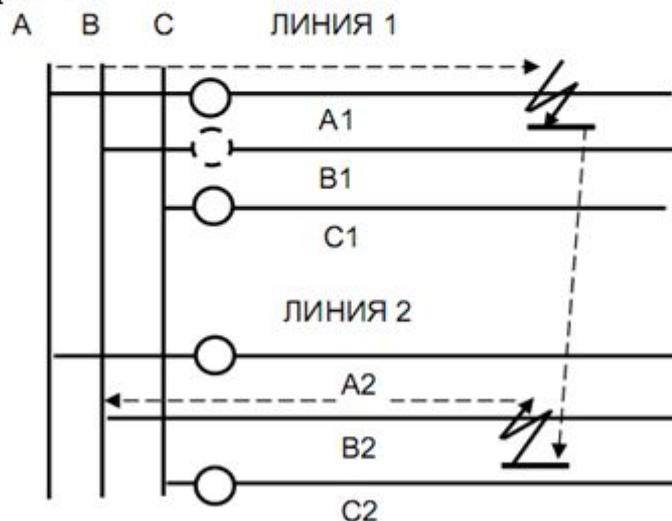


Рис. 8.1. Поведение защиты, установленной в 2 фазах при двойных замыканиях на землю

На рис. 8.1 показан случай двойного замыкания на землю на линиях 1 и 2. Защиты установлены на обеих линиях в фазах *A* и *C*. В изображенном варианте на Л1 ток КЗ протекает в фазе *A*, где установлена защита, а на Л2 в фазе *B*, где защиты нет. Поэтому, отключится линия 1, а линия 2 с подключённой к ней нагрузкой останется в работе с замыканием на землю.

Рассмотрим все возможные варианты ОЗЗ сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1.

Повреждённая фаза Л1	Повреждённая фаза Л2	Отключается линия
А	В	Л1
А	С	Л1 и Л2
В	А	Л2
В	С	Л2
С	В	Л1
С	А	Л1 и Л2

Если ТТ установлены неправильно, например, на Л1 в фазах *А* и *С*, а на Л2 в фазах *В* и *С*, то в этом случае защиты будут работать не правильно.

Однако, в комплектных распредустройствах ТТ располагаются в крайних фазах, поэтому такая ошибка маловероятна (невозможна).

Для защиты линии 35 кВ требуется трёхрелейная схема защиты.

Необходимость её объясняется тем, что, как правило, нагрузкой линии является трансформатор 35/6-10 кВ со схемой соединения Y/Δ.

При двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения Y/Δ в 2-х фазах протекает половина тока КЗ, и только в одной – полный ток.

Если эта фаза окажется без трансформатора тока, то в защите протекает ток в 2 раза меньший, что может привести к отказу защиты.

При использовании двух ТТ в большинстве случаев обеспечивается отключение только одной ВЛ при двойных замыканиях на землю.

С целью обеспечения полноценной работоспособности защиты во всех возможных аварийных случаях необходимо третье реле включить в обратный провод 2-х трансформаторов тока (см. рис. 8.2).

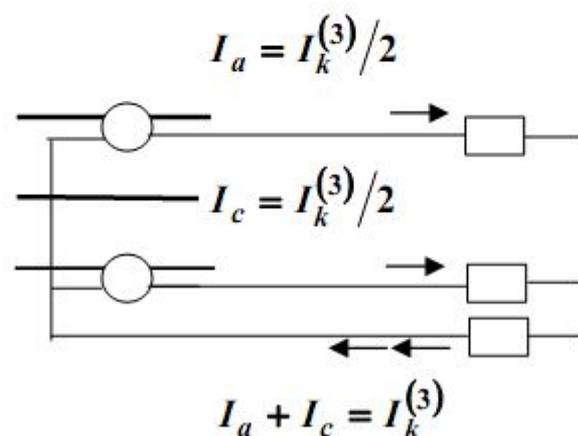


Рис. 8.2. Распределение токов в элементах защиты включенных в схему неполной звезды

В обратном проводе трансформаторов тока протекает сумма токов двух фаз, равная полному току трёхфазного КЗ. Таким образом, можно одновременно обеспечить чувствительность защиты при КЗ за трансформатором Y/Δ, и обеспечить отключение в большинстве случаев только одной ВЛ при двойных замыканиях на землю.

Основные принципы выбора уставок защит

Выбор характеристики

Устройства позволяют выполнить либо независимую, либо зависимую от тока характеристику выдержки времени.

Защиты на постоянном оперативном токе выполнены в настоящее время с независимыми характеристиками.

Такие защиты согласовываются в одной точке – при токе срабатывания защиты.

В то же время защиты с независимой характеристикой имеют выдержку времени одинаковую и при больших и при малых токах. Время срабатывания защиты по мере приближения к источнику тока возрастает. Для уменьшения объёма повреждения приходится применять ступенчатые защиты.

Защиты с зависимой характеристикой имеют малое время срабатывания при больших токах, что выгодно для уменьшения перегрева оборудования токами КЗ, облегчает согласование с предыдущими защитами за счёт увеличения выдержки времени последующей защиты в месте установки предыдущей.

В то же время электромеханические защиты с зависимыми характеристиками имеют их значительный разброс, вынуждающий выполнять согласование с большими степенями по времени (до 1 сек). Кроме того, согласование должно выполняться во всем диапазоне токов КЗ. Поэтому оно часто производится графически.

Отклонение характеристик микропроцессорных защит определяется их точностью по току (2%) и по времени (5%) и остаётся во всем диапазоне токов примерно таким же, как и для защит с независимыми выдержками времени. Любая точка характеристики может быть вычислена математически. Однако согласование характеристик микропроцессорных защит более целесообразно производить графически. Как и в случае электромеханических защит, уставки микропроцессорных защит проще выбирать с независимыми характеристиками.

МПС защиты имеют целое семейство зависимых характеристик, в любом случае может быть подобрана наиболее подходящая.

Максимальная токовая защита

МТЗ контролирует ток в защищаемом элементе, отстраивается от тока нагрузки, и при превышении тока уставки, с выдержкой времени действует на его отключение.

Как правило, МТЗ является главной, а иногда единственной защитой линии 6-35 кВ, т.к. МТЗ – это защита с относительной селективностью, которая не только обеспечивает отключение КЗ на своей линии, а если позволяет её чувствительность, еще и резервирует отключение КЗ смежного участка.

Максимальный ток нагрузки линии, если отсутствуют официальные данные, можно определить приближённо исходя из следующих соображений:

а) по номинальному току наиболее слабого элемента сети: например трансформатора тока, по длительно допустимому току кабеля, провода линии. Длительно допустимые токи нагрузки линий указаны в справочных данных по линиям в приложении;

в) по суммарной мощности подключённых трансформаторов в нормальном, ремонтном и аварийном режиме. Если эта мощность чрезмерно велика, иногда приходится учитывать загрузку трансформаторов сети;

с) по допустимому уровню напряжения на вводах всех трансформаторов в сети.

Способы «в» и «с» требуют систематического наблюдения за сетью. Однако в ряде случаев это необходимо, так как иначе не удастся выполнить защиту достаточно чувствительной.

Способ «а» наиболее прост, поэтому целесообразно выбрать уставки защиты этим способом, переходя к другим в случае недостаточной чувствительности защиты.

При выдаче задания на уставки защиты, необходимо выдавать также и токи нагрузки, от которых отстроена защита. Эти данные согласно ППЭ должны указываться в картах уставок защиты, выдаваемых оперативному персоналу, который обязан контролировать соответствие действительной нагрузки расчётной.

Ток срабатывания защиты

$$I_{сз} = \frac{k_{\text{н}} k_{сз}}{k_{\text{в}}} I_{\text{р.аб. макс}}, \quad (8.1)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надёжности ($k_{\text{н}} = 1,2$ – для реле МІСОМ; $k_{\text{н}} = 1,1$ – для реле SEPAM, SPAC, SPAM; $k_{\text{н}} = 1,3$ – для реле REF); $k_{сз}$ – коэффициент самозапуска ($k_{сз} = 2 + 2,5$ – для реле МІСОМ; $k_{сз} = 1,1 + 1,3$ для реле SEPAM, REF, SPAC, SPAM); $I_{\text{р.аб. макс}}$ – максимальный рабочий ток линии; $k_{\text{в}} = 0,935$ – коэффициент возврата защиты.

Согласование защит по чувствительности с учётом нагрузки.

При удалённых коротких замыканиях напряжение на шинах, питающих нагрузку, практически не снижается, поэтому и сохраняется полностью нагрузка неповреждённых фидеров, подключённая к этим шинам. При этом коротком замыкании защита работает в области малых токов и нагрузка, которая имеет в распределительных сетях угол, близкий к углу короткого замыкания, добавляется к току последующей защиты, что, при малых запасах, влияет на согласование её с предыдущей.

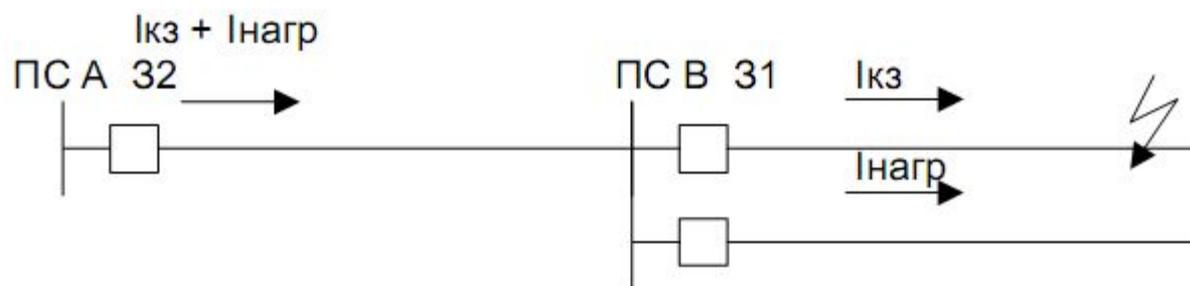


Рис. 8.3. Пример схемы ЭС

Для учёта нагрузки характеристика последующей защиты (31) суммируется с током нагрузки, т.е. сдвигается вправо на величину тока нагрузки и предыдущая защита (32) согласовывается с этой суммарной характеристикой.

Ток срабатывания предыдущей защиты выбирается таким образом, чтобы она не срабатывала, если не работает последующая.

Ток нагрузки ЛЭП можно приближённо оценить по сумме номинальных токов подключённых к данной ЛЭП комплектных трансформаторных подстанций (КТП), с учётом коэффициента загрузки $k_{\text{загр}}=1,4$ (при двухтрансформаторной схеме ТП):

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{k_{\text{загр}} \cdot \sum_{i=1}^n S_{\text{тр} i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. тр}}}, \quad (8.2)$$

где $\sum_{i=1}^n S_{\text{тр} i}$ – суммарная номинальная мощность всех подключённых к ЛЭП КТП, кВА; $U_{\text{ном. тр}}$ – номинальное напряжение высокой стороны трансформаторов КТП, кВ.

Согласование чувствительности защиты по току последующего участка $I_{\text{сз посл}}$ выполняется таким образом, чтобы она не срабатывала при работе защиты предыдущего участка:

$$I_{\text{сз посл}} = \frac{k_{\text{нс}}}{k_{\text{р}}} \left[\sum_{i=1}^n I_{\text{сз пред макс } i} + \sum_{j=1}^{N-n} I_{\text{раб макс } j} \right], \quad (8.3)$$

где $k_{\text{нс}}$ – коэффициент надёжности согласования, значение которого зависит от типа токовых реле (принимается равным 1,1 при согласовании микропроцессорных защит между собой и с реле РТ-40; 1,3+1,4 при согласовании микропроцессорных защит с реле типа РТВ); $k_{\text{р}}$ – коэффициент токораспределения, который учитывается только при

наличии нескольких источников питания, при одном источнике питания равен 1; $\sum_{i=1}^n I_{\text{сз пред макс } i}$ – наибольшая из

геометрических сумм токов срабатывания максимальных токовых защит параллельно работающих предыдущих

элементов n ; $\sum_{j=1}^{N-n} I_{\text{раб макс } j}$ – геометрическая сумма максимальных значений рабочих токов всех предыдущих элементов

(N), за исключением тех, с защитами которых производится согласование (n). При однородной нагрузке допустимо арифметическое сложение вместо геометрического, что позволит создать некоторый расчётный запас.

В общем случае, при расчёте тока срабатывания защиты, расчёт рекомендуется выполнять по выражению:

$$I_{\text{ср.пред}} = k_{\text{от}} (I_{\text{нагр.}} + I_{\text{ср.посл}}), \quad (8.4)$$

где $I_{\text{ср.пред}}$ – ток срабатывания предыдущей (расположенной ближе к источнику тока и более удалённой от КЗ защиты); $k_{\text{от}}$ – коэффициент отстройки, для процессорных защит может быть принят 1,1; $I_{\text{нагр.}}$ – суммарный ток нагрузки неповреждённых элементов, проходящий через выбираемую предыдущую защиту; $I_{\text{ср.посл}}$ – ток срабатывания последующей (ближе к месту КЗ) защиты.

В более удалённой от КЗ защите ток нагрузки остальных неповреждённых элементов протекает вместе с током КЗ и добавлен к току, протекающему в последующей защите.

Эти токи могут быть сложены арифметически, так как в распределительных сетях токи нагрузки и токи короткого замыкания близки по фазе.

Условие селективного действия МТЗ:

$$t_{\text{сз.посл}} = t_{\text{сз.пред}} + \Delta t, \quad (8.5)$$

где $\Delta t = t_{\text{откл.}} + t_{\text{возвр.}} + t_{\text{погр1}} + t_{\text{погр2}} + t_{\text{зап.}}$ – степень селективности; $t_{\text{откл.}}$ – время отключения выключателя (при отсутствии паспортных данных принимают $t_{\text{откл.}}=0,06$ с); $t_{\text{возвр.}}$ – время возврата защиты 0,05 с; $t_{\text{погр1}}$ – погрешность срабатывания по времени для предыдущей защиты; $t_{\text{погр2}}$ – погрешность срабатывания по времени для последующей защиты; $t_{\text{зап.}}$ – время запаса надёжности срабатывания реле ($t_{\text{зап.}}=0,1$ с).

Рекомендуется выбирать степень селективности по времени срабатывания для микропроцессорных реле 0,2–0,4 с при согласовании МПС между собой и с электромеханическими реле.

Для защиты с независимыми характеристиками указанный расчёт относится к току срабатывания защит.

Для защит с зависимой от тока характеристикой, это требование относится ко всем точкам характеристики.

Согласование защит с зависимыми характеристиками

Согласование защит с зависимыми характеристиками приведём на примере согласования с предохранителями, которые являются наиболее часто применяемыми устройствами для защиты трансформаторов напряжением 6-10 кВ.

Время перегорания предохранителя сильно зависит от тока. ГОСТом допускается отклонение характеристики по току на 20%. На характеристиках указано время плавления предохранителя, однако ток прекратится только после погасания дуги. Таким образом, к характеристике должно быть добавлено время горения дуги. Время горения дуги зависит от тока. Ниже изображена характеристика предохранителя ПК-10 50А:

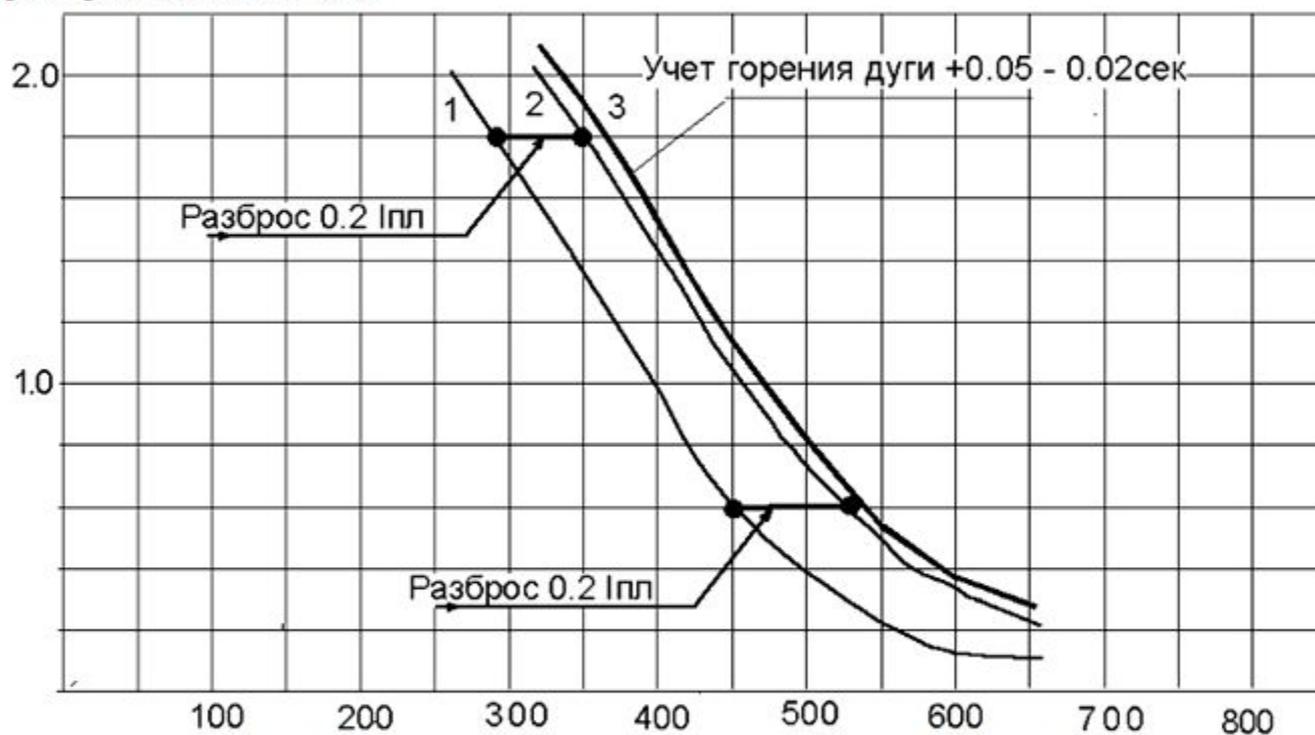


Рис. 8.4. Характеристики горения предохранителя ПК-10 50 А

Таким образом, для согласования защиты с характеристикой предохранителя эту характеристику необходимо **увеличить по току на 20%**, а затем к ней **добавить время горения дуги**, составляющее в данном случае величину от 0,02 до 0,06 сек. Полученная характеристика и используется для согласования с ней предыдущей защиты.

Согласование характеристик независимой защиты и предохранителя также возможно, но её ток срабатывания не менее чем в 10 раз должен превышать номинальный ток плавкой вставки предохранителя. Это без особых трудностей получается на городских кабельных линиях, но может не получиться на длинных ВЛ.

Проверка обеспечения термической устойчивости линий

За время протекания тока короткого замыкания от начала КЗ до его отключения, неповреждённые провода нагреваются.

При расчёте уставок по времени защиты необходимо, хотя бы упрощённо проверять, допустимо ли выбранное при расчёте время действия защиты при существующем сечении проводов.

Минимальное сечение проводов должно составлять:

$$S_{\min} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)} \sqrt{t_{\text{откл}}}}{C}, \quad (8.6)$$

где S_{\min} – минимально допустимое сечение провода, мм²; $I_{\text{кз}}^{(3)}$ – ток КЗ в максимальном режиме в начале линии, А; C – постоянная провода – зависящая от конструкции линии, наличия оболочки, натяжения провода, условий теплоотдачи и т.д. (для грубых расчётов можно принять $C = 69,5$); $t_{\text{откл}}$ – корень квадратный из времени отключения короткого замыкания при данном токе.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{сз1}} + t_{\text{сз2}} = 2t_{\text{откл. выкл}}, \quad (8.7)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ; $t_{\text{сз1}}$ – время срабатывания защиты до АПВ; $t_{\text{сз2}}$ – время срабатывания защиты после АПВ; $t_{\text{откл. выкл}}$ – время отключения выключателя.

При этом считается, что за время АПВ температура провода существенно не снизится и воздействие тока на нагрев провода суммируется.

Если при упрощённом расчёте окажется, что допустимое сечение превышает существующее, то необходимо использовать более точные методики расчёта термической устойчивости или принять меры по снижению выдержек времени защиты. Одним из возможных вариантов снижения выдержек времени является применение токовых отсечек.

Токовая отсечка

Токовая отсечка без выдержки времени (ТО). Выбор уставки ТО производят исходя из расчётных токов трёхфазного КЗ на наиболее удалённых от защиты присоединениях – линиях, трансформаторах, двигателях:

$$I_{с.о} \geq k_{н} I_{кз}^{(3)}, \quad (8.8)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надёжности ($k_{н} = 1,2$ – для реле REF, для других микропроцессорных реле он может быть снижен до 1,1).

При расчёте токовой отсечки ЛЭП, от которой питается несколько трансформаторов, чтобы обеспечить несрабатывание ТО при КЗ за каждым из трансформаторов нужно дополнительно проверить надёжность несрабатывания ТО от суммарного значения броска тока намагничивания всех трансформаторов, подключённых защищаемой ЛЭП. Условие отстройки ТО от бросков тока намагничивания трансформаторов:

$$I_{ср\ TO} \geq (3 \div 4) \sum_{i=1}^n I_{ном. тр. i}, \quad (8.9)$$

где $\sum_{i=1}^n I_{ном. тр. i} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{ном. тр. i}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. тр.}}$ – сумма номинальных токов всех трансформаторов, которые могут одновременно включаться под напряжение по защищаемой линии.

Методика расчёта уставки ТО для сетей с ответвлениями.

Токовая отсечка без выдержки времени отстраивается по току от коротких замыканий на смежных присоединениях: линиях, трансформаторах. Чувствительность отсечек проверяется по току короткого замыкания в месте установки защиты. Требуемый коэффициент чувствительности: 1,2.

На рис. 8.5 изображена схема, для которой выбираются уставки отсечки.

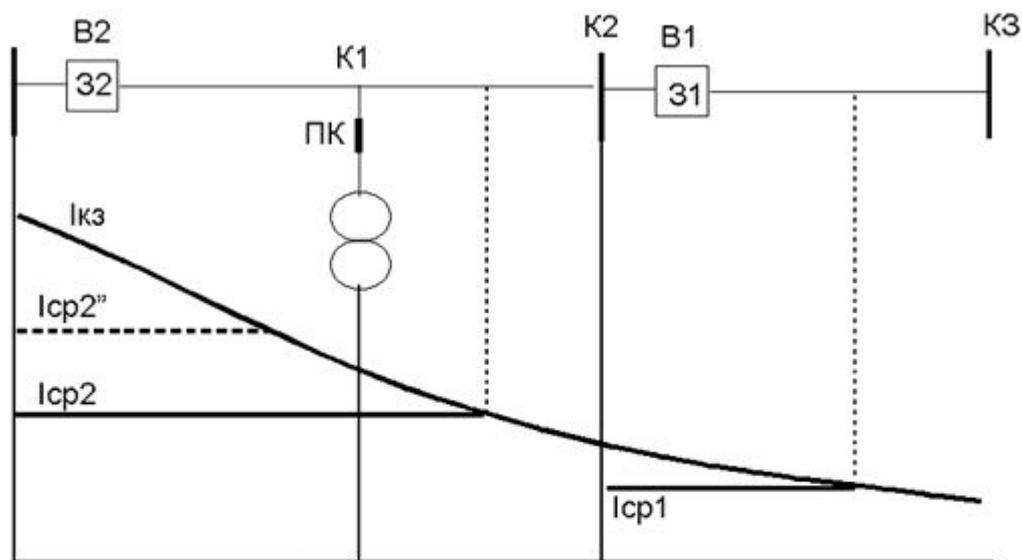


Рис. 8.5. Расчётная схема сети с ответвлениями

Для защиты 31 уставка должна отстраиваться от ТКЗ в точке К3: $I_{cp\ TO\ з1} = k_n I_{K3\ K3}$, (8.10)

Для защиты 32 точки две: место подключения отпаечного трансформатора К1 и шины смежной подстанции К2.

Точка К1 расположена ближе и ток КЗ в ней больше. Поэтому она может быть расчётной точкой для выбора уставок отсечки:

$$I_{cp\ TO\ з2} = k_n I_{K3\ K1}. \quad (8.11)$$

Однако такой ток отсечки недопустимо загружает отсечку, и приходится отстраиваться от короткого замыкания в точке К2.

$$I'_{cp\ TO\ з2} = k_n I_{K3\ K2}. \quad (8.12)$$

Штрих обозначает загрузку защиты.

При этом отсечка срабатывает при КЗ на выводах трансформатора, т.е. работает неселективно.

Поскольку $K3$ в трансформаторах бывает реже, чем на линиях, то такую неселективность можно допустить. Эта неселективность может быть исправлена действием АПВ, при условии, что предохранитель успевает перегореть за время отключения выключателя действием отсечки. При токе $K3$ равном пятнадцатикратному номинальному току плавкой вставки ПК, время её перегорания менее 0,1 сек и это условие обеспечивается. Не менее такой величины должна быть выбрана уставка отсечки:

$$I'_{\text{ср ТО } 32} = 15I_{\text{ном. ПК}} \quad (8.13)$$

Ещё одним условием выбора токовой отсечки, является отстройка от суммарного броска тока намагничивания трансформаторов, подключённых к линии, при включении линии под напряжение при выдержке времени отсечки порядка 0,05 сек. ток срабатывания отсечки должен быть равен пяти суммарным номинальным токам:

$$I'_{\text{ср ТО } 32} = 15I_{\text{ном. } \Sigma} \quad (8.14)$$

Отсечка, выбранная таким образом, полностью линию не защищает и получается следующая характеристика (см. рис. 8.6).

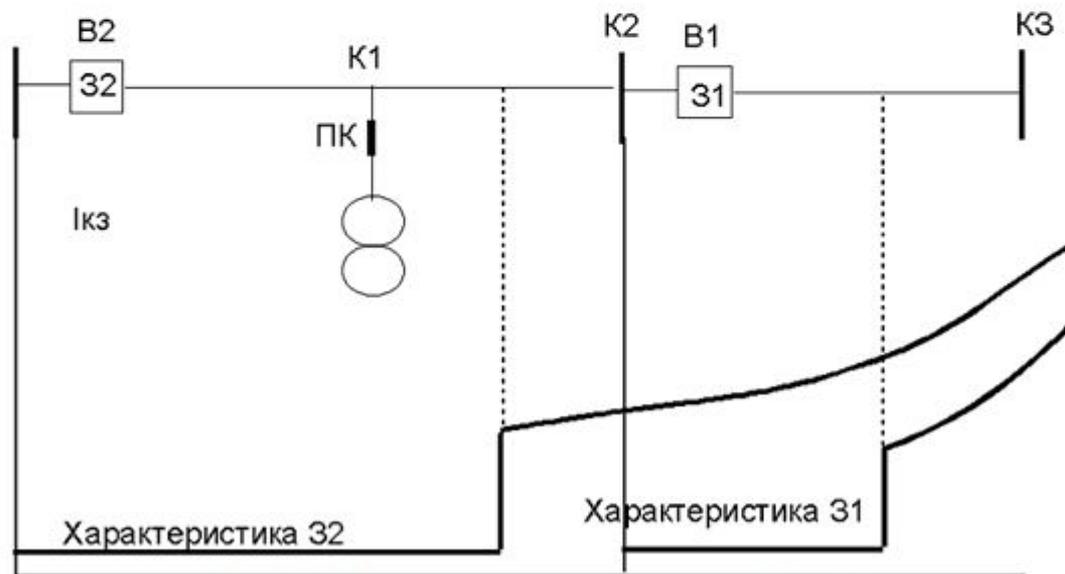


Рис. 8.6. Согласование характеристик 31 и 32

Конец линии защищается защитой с выдержкой времени, эта выдержка времени может быть слишком большая, так как это зона малых токов.

Ситуацию улучшает применение трёхступенчатой защиты. Вводится промежуточная вторая ступень, которая согласовывается по току и по времени с токовой отсечкой защиты 1.

$$I'_{\text{ср ТО 32}} = k_{\text{н}} I'_{\text{ср ТО 31}} \quad (8.15)$$

$$t'_{\text{сз 31}} = t_{\text{сз 31}} + \Delta t. \quad (8.16)$$

На отсечке было выставлено минимальное время 0,05 сек, величина Δt , как уже говорилось ранее, равна 0,2 сек для МІСОМ и 0,3 для некоторых других защит.

В результате оказалось, что линия защищается защитой 32, имеющей выдержку времени в начале – 0,05 сек, а в конце – 0,25 сек (см. рис. 8.7) для МІСОМ и 0,35 для реле других фирм-производителей.

Термическая устойчивость проводов линии при применении таким образом выбранных уставок 32, должна проверяться по току КЗ в начале линии и времени отсечки, а также ещё раз по току срабатывания отсечки и времени срабатывания отсечки с выдержкой времени рассчитанным по (8.6) и (8.7).

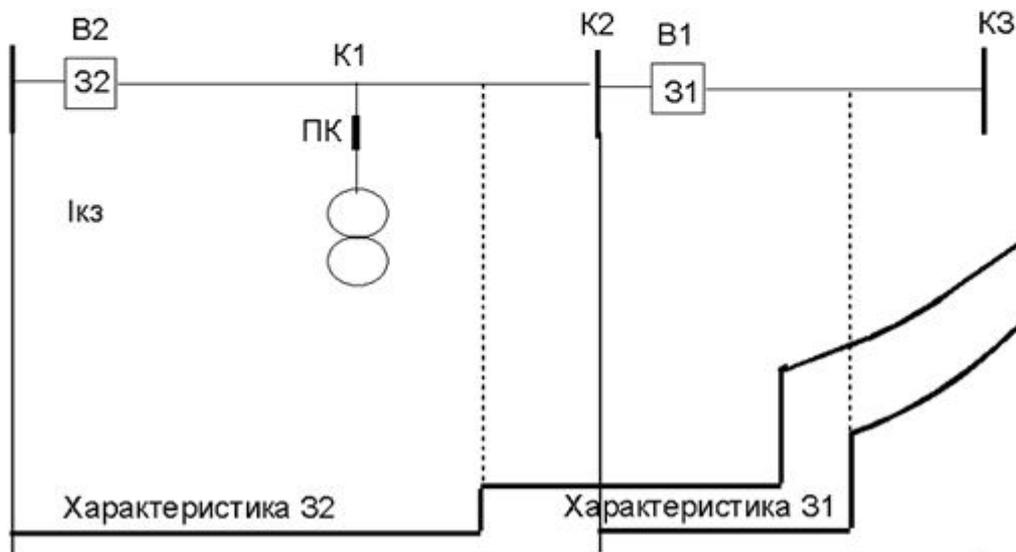


Рис. 8.7. Новые характеристики согласования защит 31 и 32

Проверка чувствительности защиты

ПУЭ требуют для токовых защит коэффициент чувствительности 1,5 при коротких замыканиях на защищаемом оборудовании, и 1,2 в зоне резервирования.

Ток срабатывания для защит с зависимой или независимой характеристикой принимается равным уставке реле по току.

Поскольку все перечисленные защиты включаются на трансформаторы тока, соединённые в звезду, при проверке чувствительности не используется коэффициент схемы, применяемый при включении однофазного реле на разность токов.

При проверке чувствительности при КЗ за трансформатором, соединённым по схеме звезда-треугольник, следует учитывать количество фаз, куда включена защита.

Если произошло двухфазное короткое замыкание на стороне НН, то на стороне ВН, где находится проверяемая защита, ток КЗ в одной фазе равен току трёхфазного короткого замыкания за трансформатором, а в двух других фазах протекает по половине этого тока.

Поэтому, для обеспечения одинаковой чувствительности, защита должна выполняться в трёхфазном исполнении.

Чувствительность отсечки без выдержки времени проверяется в месте установки защиты (по току K_3 в начале линии) и должна составлять не менее $k_{\text{ч}} \geq 1,2$.

Чувствительность отсечки с выдержкой времени проверяется по току КЗ в конце линии и должна быть порядка 1,2, при наличии на линии более чувствительной максимальной защиты имеющей чувствительность не менее 1,5.

Особенности выбора уставок защиты на кабельных линиях 6–10 кВ

Кабельные линии, как правило, имеют малую длину по сравнению с воздушными линиями, удельное сопротивление их ниже.

По этой причине ток КЗ в начале и конце линии отличается незначительно.

Это делает неэффективным применение защит с зависимой характеристикой, за исключением случая согласования защит линии с предохранителями ПК, если будет признано необходимым, обеспечить это согласование во всем диапазоне токов КЗ.

Чаще такое согласование производится только при токах КЗ в месте установки предохранителей, допустив неселективную работу при маловероятных повреждениях внутри трансформатора.

При таком согласовании можно использовать защиту с независимой характеристикой с выдержкой времени большей на ступень Δt чем время перегорания предохранителя при токе в месте его установки.

Токовая отсечка получается не всегда, так как отстроив её от тока КЗ в конце линии или в месте установки предохранителей, не удаётся обеспечить её чувствительность 1,2 в месте установки защиты.

Однако если токовая отсечка получается, она должна быть использована обязательно.

|

Особенности выбора уставок на кабельных, воздушных и смешанных линиях 35 кВ

Как правило, на линиях 35 кВ применяются защиты с независимой выдержкой времени.

Нагрузкой линии является трансформатор, защищённый дифференциальной защитой или токовой отсечкой и максимальной защитой с независимой выдержкой времени.

Защиты действуют на отключение выключателя или на включение короткозамыкателя.

Применение защит с независимой выдержкой времени, как ясно из предыдущего, упрощает расчёты, не требует построения графиков.

При этом снижения выдержек времени при больших токах добиваются применением трёхступенчатой защиты.

Защиты на линиях 35 кВ должны устанавливаться в трёх фазах, или быть трёхэлементными, с установкой двух элементов в фазах (как правило, А и С), а третьего в обратный провод соединённых в звезду двух фазных трансформаторов тока, где протекает сумма токов двух фаз.

Это требование диктуется тем соображением, что при двухфазном коротком замыкании за трансформатором со схемой соединения звезда-треугольник, ток короткого замыкания только в одной фазе равен полному току K_3 , а в двух других – половине этого тока.

Поэтому защита, которая резервирует K_3 за трансформатором, должна быть обязательно трёхфазной (трёхэлементной).

Тогда её чувствительность будет одинаковой при любом коротком замыкании на стороне НН трансформатора.

Схема сети 35 кВ обычно сложная, из-за наличия связей по сети и разных источников питания.

Обычно применяются кольцевые разомкнутые сети.

Может меняться как источник питания, так и направление питания.

Поэтому выбор и согласование уставок в такой сети производится для различных режимов, в каждом из которых должны обеспечиваться требования чувствительности и селективности защиты.

В этих случаях можно использовать, имеющуюся в большинстве устройств защиты, возможность переключения на второй набор уставок.

Защиты от замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью

Как правило, такие защиты на линиях действуют на сигнал, однако, применение таких защит целесообразно, так как место замыкания на землю нужно отыскать и устранить по возможности быстро, так как упавший провод опасен для окружающих.

В ряде случаев защита двигателей и генераторов при токе замыкания на землю более 5 A должна действовать на отключение.

Существенным осложнением является то, что ток замыкания на землю имеет очень малую величину. Эта величина мала по сравнению с небалансом в нулевом проводе трансформаторов тока, поэтому в нулевой провод защиту от замыканий на землю не включают.

Для подключения защиты используют специальные трансформаторы тока нулевой последовательности (ТЗ – с неразъёмным магнитопроводом, надеваемым на кабель до монтажа воронки; ТЗЛ и ТЗР – с разъёмным магнитопроводом, которые можно устанавливать на кабелях, находящихся в эксплуатации, без снятия кабельной воронки) и к ним подключают защиты от замыканий на землю.

Защиту можно выполнить только при наличии кабельного вывода из ячейки.

Если вывод воздушный, или линия напряжением 35 кВ защиту подключить нельзя.

Конструкция кабельного ТНП показана на рис. 8.8.

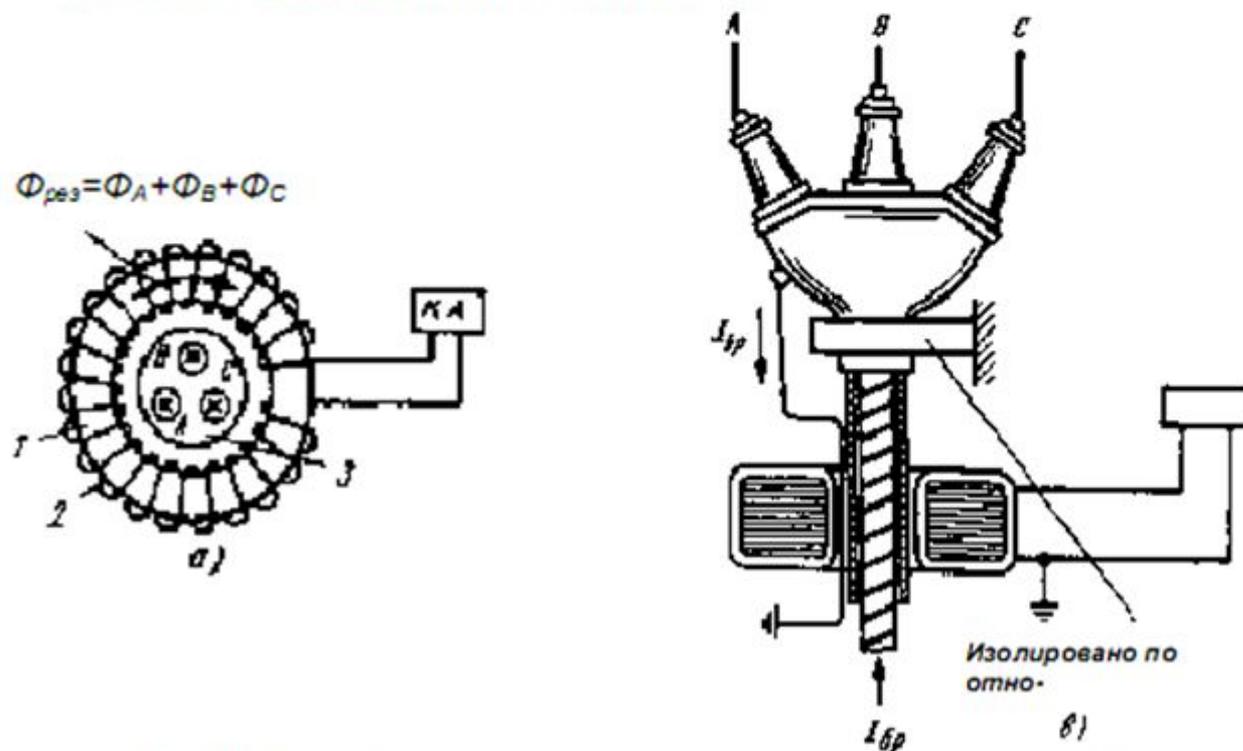


Рис. 8.8. Трансформатор тока нулевой последовательности: а – устройство; в – установка ТНП на кабеле; 1 – магнитопровод; 2 – обмотка; 3 – трёхфазный силовой кабель

Токи фаз I_A, I_B, I_C создают в магнитопроводе соответствующие магнитные потоки Φ_A, Φ_B, Φ_C , которые, складываясь, образуют результирующий поток:

$$\Phi_{\text{рез}} = \Phi_A + \Phi_B + \Phi_C. \quad (8.18)$$

Так как сумма токов $I_A + I_B + I_C = 3I_0$, то можно сказать, что результирующий поток, создаваемый первичными токами ТНП, пропорционален составляющей тока нулевой последовательности:

$$\Phi_{\text{рез.}} = k3I_0. \quad (8.19)$$

В режиме нагрузки, трёхфазного и двух фазного КЗ (без замыкания на землю) сумма токов фаз $I_A + I_B + I_C = 0$, и поэтому, ток в реле отсутствует ($\Phi_{\text{рез.}} = 0$).

Магнитный поток небаланса ($\Phi_{\text{рез.}} - \Phi_{\text{неб.}}$), вызывающий во вторичной обмотке ЭДС и ток небаланса ($I_{\text{нб}}$).

Для получения наибольшей мощности от ТНП сопротивление обмотки реле Z_p должно равняться сопротивлению ТНП.

Условие отдачи максимальной мощности можно выразить равенством $Z_p = Z_{\text{нам.}}$.

При этом погрешность ТНП достигает примерно 50%.

Чувствительность защиты, включённой на ТНП, оценивается по значению первичного тока, при котором обеспечивается действие защиты.

В ряде случаев она должна быть на уровне долей одного ампера.

Таким образом, для обеспечения необходимой чувствительности кроме конструктивных улучшений ТНП требуется применение высокочувствительных измерительных органов (ИО).

ИО устройства МПС Р3иА имеют высокую чувствительность и малое потребление ($\text{УЗА-10 } I_{\text{ср}} = 0,05 \text{ A}, S = 0,01 \text{ ВА}$).

Это позволяет не обязательно добиваться наивысшей отдачи от трансформатора тока.

Первичный ток срабатывания защиты целесообразно проверять опытным путём, подачей тока в провод, пропущенный через окно ТНП.

Для сетей с изолированной нейтралью применяют токовую защиту очень высокой чувствительности или направленную защиту нулевой последовательности.

Для сетей с компенсированной нейтралью эти принципы не годятся, так как величина тока в повреждённой линии может быть меньше чем в неповреждённой ЛЭП.

При этом направление тока в линиях может быть каким угодно.

Для них используется тот факт, что реактор в нейтрали компенсирует только основную гармонику тока, а высшие гармоники остаются (используется устройствами МІСОМ-122, 123).

Единственным методом настройки такой защиты является опыт замыкания на землю, при котором определяются величины токов высших гармоник на повреждённом и неповреждённых фидерах.

Наибольший эффект при применении метода высших гармоник, даёт принцип сравнения величины тока на фидерах.

Его можно организовать на подстанционном уровне управления. В любом случае величина тока высших гармоник на повреждённом фидере больше чем на неповреждённом.

Ряд устройств защиты (MODN, МІСОМ – 140) используют реле направления активной мощности нулевой последовательности. Токи утечки на землю не компенсируются реактором, и используются защитой для определения повреждённого фидера. И в данном случае, пока не имеются методики расчёта активной составляющей мощности замыкания на землю. Для начала уставку по мощности можно выполнить равной 5% реактивной мощности замыкания на землю без учёта компенсации. И в этом случае работу защиты желательно проверить при наладке опытом короткого замыкания.

При выборе уставок защиты от замыканий на землю, где отсутствует компенсация, необходимо определить расчётом суммарный ток замыкания на землю и токи замыкания на землю конкретного фидера:

$$I_{\text{ср}} = k_{\text{н}} I_{\text{зз}}, \quad (8.20)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надёжности принимается равным 1,5; $I_{\text{зз}}$ – ёмкостной ток замыкания на землю конкретного фидера.

Проверяется чувствительность защиты по общему току замыкания на землю сети, за вычетом тока замыкания на землю данного фидера:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0 \text{ сети}}}{I_{\text{ср}}}; k_{\text{ч}} \geq 2. \quad (8.21)$$

В настоящее время в России и за рубежом используют (начинают осваивать) режим заземления нейтрали через резистор. В России применяют резистор 100 Ом. Активный ток замыкания на землю с таким резистором равен 60 А в сети 10 кВ и 36 А в сети 6 кВ. Такого тока вполне достаточно для обеспечения чёткой и селективной работы токовой защиты нулевой последовательности, в том числе и при её включении в нулевой провод фазных трансформаторов тока. В таких условиях защита от замыкания на землю должна работать на отключение.

Рекомендации по выбору уставок на микропроцессорных устройствах

При выборе уставок МПС РЗиА руководствуются следующими параметрами условиями:

- номинальная частота сети: 60 или 50Гц. Выполняется 50Гц;
- номинальный вторичный ток фазных трансформаторов тока 1 или 5 А выполняется нужный;
- номинальный вторичный ток трансформаторов тока нулевой последовательности 1 или 5 А выполняется нужный для реле включённых в нулевой провод трансформаторов тока, а для кабельных ТНП выполняется – 1 А;
- номинальный первичный ток фазных трансформаторов тока, выполняется нужный;
- номинальный первичный ток трансформаторов тока нулевой последовательности – выполняется нужный для реле, включённых в нулевой провод трансформаторов тока, а для кабельных ТНП – выполняется 100 А, исходя из условно принятого расчётного коэффициента трансформации 100. При необходимости повысить чувствительность защиты от замыканий на землю, он может быть уменьшен;
- величина фазного (линейного) напряжения – устанавливается вторичное напряжение трансформаторов напряжения;
- величина нулевого напряжения – устанавливается вторичное напряжение обмотки $3U_0$ трансформаторов напряжения;
- токи срабатывания защиты градуируются в относительных единицах к номинальному вторичному току трансформаторов тока. При выборе и задании уставок защиты в первичном токе, относительный вторичный ток в реле рассчитывается по выражению:

$$I_{\text{отн. вт}} = \frac{I_{\text{ср. перв}}}{I_{\text{ном. ТТ перв}}} . \quad (8.22)$$

Первичный ток срабатывания делится на первичный номинальный ток трансформаторов тока.

Первичный ток срабатывания защиты от замыкания на землю, для реле, включённых через ТНП типа ТЗ, ТЗЛ или ТЗР определяется подбором уставки на реле, при первичном токе нужной величины, подаваемом в провод, пропущенный через окно трансформатора тока.

Выбор уставок направленных защит для некоторых тупиковых схем

Для обеспечения селективности на приёмной стороне, защиты РЗ-3, РЗ-4 необходимо выполнить направленными.

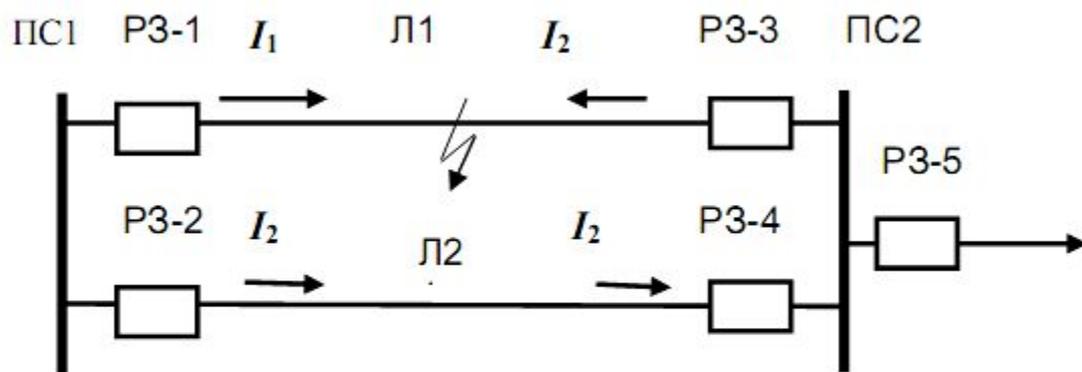


Рис. 8.9. Распределение ТКЗ при повреждении одной из параллельных линий

При коротком замыкании на Л1 через защиты РЗ-3 и РЗ-4 протекает одинаковый ток (I_2), и по его величине невозможно определить, на какой линии произошло короткое замыкание и которую нужно отключить с приёмной стороны. Это правило используется при определении направления тока в защитах. Поэтому защиты РЗ-3 и РЗ-4 необходимо выполнить направленными.

С питающей стороны может быть применена ненаправленная 2–3-ступенчатая защита. При коротком замыкании на одной из ВЛ в начале линии, в защите РЗ-3 и РЗ-4 ток КЗ не протекает. В этом случае должна сработать токовая отсечка на ПС-1 и отключить выключатель. После этого весь ток КЗ протечёт по цепи ПС1, Л2, ПС2, Л1, а по защитах РЗ-3, РЗ-4 пройдёт одинаковый ток КЗ, которого достаточно для срабатывания защиты, и сработает та защита, у которой ток направлен в линию см. рис. 8.10.

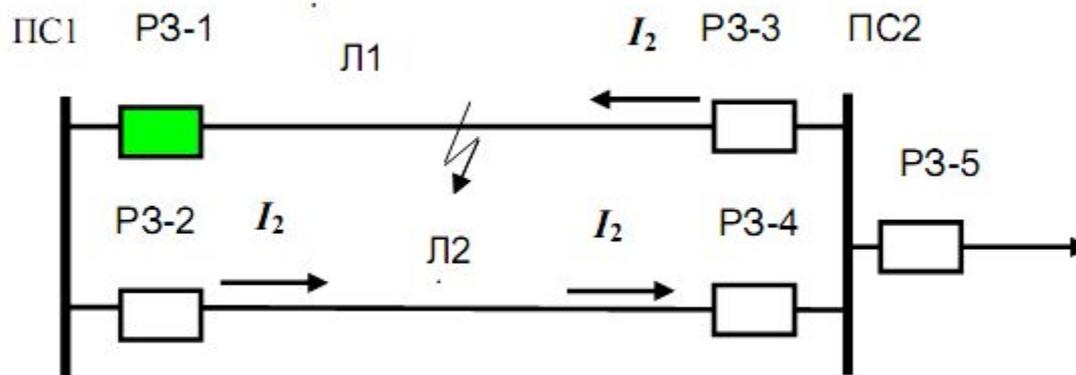


Рис. 8.10. «Каскадное» отключение линии

При коротком замыкании в конце ВЛ у шин ПС2 в режиме рис. 8.9 токи КЗ, протекающие по защитах РЗ-1 и РЗ-2, примерно одинаковы и определить на какой ВЛ повреждение невозможно. В этом случае короткое замыкание первым должна отключить защита на ПС2, которая выполнена направленной и отключит именно повреждённую линию.

Выбор уставок:

1) по общим правилам выбирается защита тупиковой линии РЗ-5 (например, выбирается 2 ступени: максимальная защита и отсечка);

2) производится выбор защит на приёмной стороне ПС-2. Для обеспечения чёткой работы защиты достаточно одноступенчатой токовой отсечки с этой стороны. Ток срабатывания достаточно отстроить от нагрузки фидера в нормальном рабочем режиме.

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{нагр. ном.}} = \frac{1,2}{0,95} I_{\text{нагр. ном.}} = 1,25 \cdot I_{\text{нагр. ном.}};$$

3) производится выбор 1 ступени защиты РЗ-1 (РЗ-2). Эта защита должна быть отстроена от тока КЗ в конце линии в максимальном режиме при условии, что вторая линия отключена.

$$I_{\text{ср}} = k_{\text{н}} I_{\text{КЗ ПС2}} = 1,2 \cdot I_{\text{КЗ ПС2}};$$

4) производится выбор 2 ступени (максимальной защиты) РЗ-1(РЗ-2). Принцип выбора обычный: отстройка от максимального тока нагрузки ВЛ с учётом самозапуска и возможности наброса нагрузки при отключении второй параллельной ВЛ.

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{нагр. ном.}} = 1,25 \cdot I_{\text{нагр. ном.}};$$

5) производится проверка чувствительности максимальной защиты РЗ-1 (РЗ-2) в минимальном режиме, при двухфазном КЗ и параллельной работе линий.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}^{(2)}}{I_{\text{ср}}}.$$

Проверка чувствительности производится в двух точках в основной зоне – на шинах ПС₂ ($k_{\text{ч}} \geq 1,5$) и в зоне резервирования в конце линий, отходящих от ПС2 ($k_{\text{ч}} \geq 1,2$);

6) производится проверка чувствительности отсечек в зоне их каскадного действия.

Проверка производится при минимальном режиме системы и двух параллельно работающих линиях.

Цель проверки – убедиться в том, что зоны отсечек перекрываются и, при КЗ в любом месте линии, работает хотя бы одна отсечка.

Считается ток, протекающий через защиты РЗ-1 и РЗ-3 (РЗ-2 и РЗ-4) при коротком замыкании в середине линии.

Если обе защиты имеют чувствительность при КЗ в этой точке не менее 1,5, значит каскадная работа обеспечивается.

Если чувствительность защиты не обеспечивается, обычно это получается для отсечки РЗ-1, первый участок линии делится пополам, и рассчитывается КЗ в середине участка (0,25 длины линии).

Производится повторная проверка чувствительности, если снова не получается, то делится пополам получившиеся участки, считается ток КЗ и опять проверяется чувствительность.

7) если линии очень короткие, то каскадное действие отсечек может быть не обеспечено.

В этом случае при КЗ в той точке, где уже не работает отсечка на ПС2 и не работает отсечка на ПС1, КЗ будет отключаться максимальной защитой этой линии.

Отключение КЗ будет задержано на время срабатывания максимальной защиты после чего должна сработать отсечка на ПС2.

Ускорить отключение может применение на ПС1 второй ступени токовой отсечки с малой выдержкой времени, согласованной по току и по времени с отсечкой отходящей ВЛ на ПС2 (РЗ-5), а также с отсечкой защиты на приёмном конце параллельных линий (РЗ-3 – РЗ-4).

Согласование производится в режиме с одной линией.

Проверка чувствительности в зоне каскадного действия производится таким же способом, как и для токовой отсечки.

Разомкнутый транзит 35 кВ

Упрощенная схема разомкнутого транзита показана на рис. 8.11.

На ПС2 разрез: часть нагрузки питается от ПС1, вторая часть – от ПС3. На каждой линии имеются отпайки. В ремонтном режиме возможен перенос разреза на выключатель линии со стороны ПС1. Возможно также питание нагрузки ПС1 и ПС2 целиком от ПС3. Такие же самые варианты питания предусмотрены для ПС3. Применение направленных защит позволяет обеспечить селективность защиты во всех перечисленных режимах. Для этого направленными должны быть выполнены защиты РЗ-1, РЗ-2, РЗ-3, РЗ-4. Рекомендуется использование устройства защиты с блоком направления мощности. Остальные защиты могут быть ненаправленными.

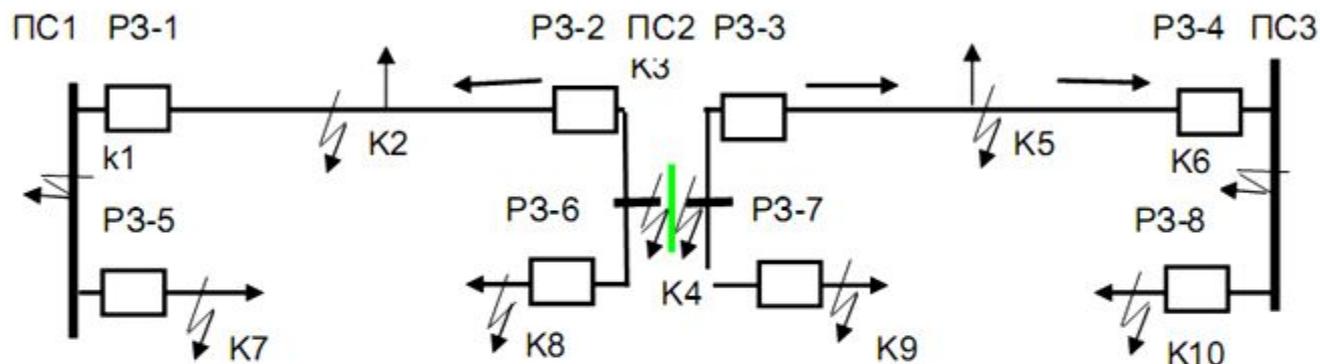


Рис. 8.11. Упрощенная схема разомкнутого транзита

Выбор уставок защиты и их согласование производится отдельно по двум направлениям питания:

1. При питании от ПС1 согласовываются защиты РЗ-3 с РЗ-8, и РЗ-1 с защитами РЗ-3, РЗ-6 и РЗ-7.
2. При питании от ПС3 согласовываются защиты РЗ-2 с РЗ-5, и РЗ-4 с защитами РЗ-2, РЗ-6 и РЗ-7.

За исключением того, что защиты направленные, условия выбора уставок ступенчатых защит сохраняются прежними. Первая ступень отстраивается от тока $K3$ в конце линии и за трансформатором отпайки, и по времени выдержка равна 0. Вторая ступень согласовывается по току с отсечками последующих линий и отстраивается от тока $K3$ за трансформатором отпайки. Третья ступень отстраивается от тока нагрузки и согласовывается по току и по времени с максимальной защитой последующей линии и отпаечных трансформаторов.

Проверяется чувствительность ступенчатых защит в основной зоне и в зоне резервирования.

Раздел 9. Дистанционные защиты

Назначение и принцип действия

Дистанционные защиты – это сложные направленные или ненаправленные защиты с относительной селективностью, выполненные с использованием минимальных реле сопротивления, реагирующих на сопротивление линии до места КЗ, которое пропорционально расстоянию, т.е. дистанции.

Дистанционные защиты реагируют на междуфазные КЗ (кроме микропроцессорных ДЗ).

Для правильной работы дистанционной защиты необходимо наличие цепей тока от ТТ присоединения и цепей напряжения от ТН.

При отсутствии или неисправности цепей напряжения возможна излишняя работа ДЗ при КЗ на смежных участках.

В сетях сложной конфигурации с несколькими источниками питания простые и направленные МТЗ (направленные токовые защиты – НТЗ) не могут обеспечить селективного отключения КЗ. Так, например, при КЗ на ЛЭП №2 (см. рис. 9.1) НТЗ 3 должна подействовать быстрее РЗ 1, а при КЗ на ЛЭП №1, наоборот, НТЗ 1 должна подействовать быстрее РЗ 3. Эти противоречивые требования не могут быть выполнены с помощью НТЗ. Кроме того, МТЗ и НТЗ часто не удовлетворяют требованиям быстродействия и чувствительности. Селективное отключение КЗ в сложных кольцевых сетях может быть обеспечено с помощью дистанционной релейной защитой (ДЗ).

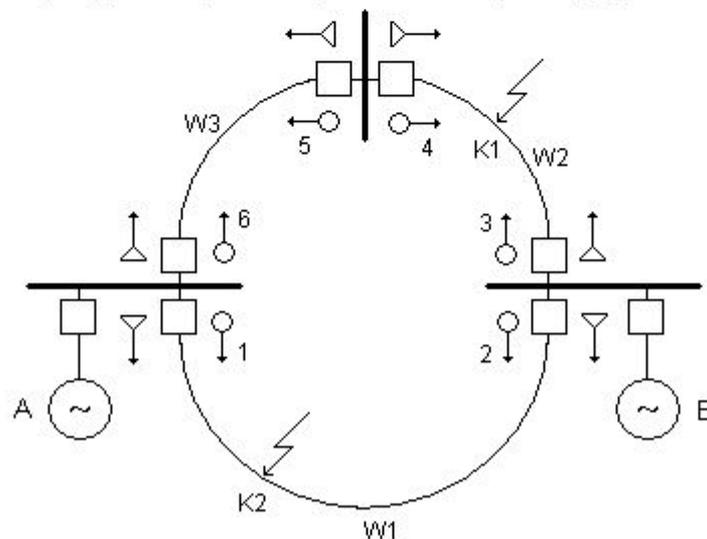


Рис. 9.1. Кольцевая сеть с двумя источниками питания.

○ – максимальная токовая направленная защита; △ – дистанционная защита

Выдержка времени ДЗ t_3 зависит от расстояния (дистанции) $t_3 = f(L_{PK})$ (см. рис. 9.1) между местом установки РЗ (точка Р) и точкой КЗ (К), т.е. L_{PK} , и нарастает с увеличением этого расстояния.

Ближайшая к месту повреждения ДЗ имеет меньшую выдержку времени, чем более удалённые ДЗ.

Основным элементом ДЗ является дистанционный измерительный орган (ДО), определяющий удалённость КЗ от места установки РЗ.

В качестве ДО используются реле сопротивления (РС), реагирующие на полное, реактивное или активное сопротивление повреждённого участка ЛЭП (Z, X, R).

Сопротивление фазы ЛЭП от места установки реле P до места КЗ (точка К) пропорционально длине этого участка, так как величина сопротивления до места КЗ равна длине участка умноженному на удельное сопротивление линии: $Z = l \cdot Z_{уд.}$.

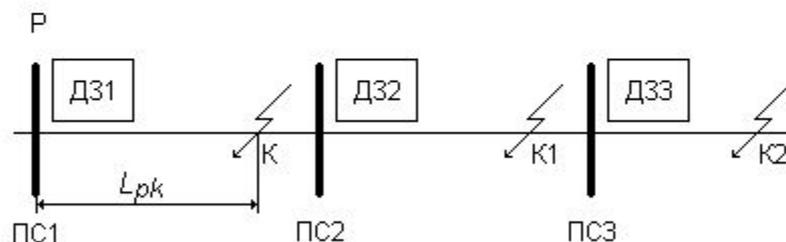


Рис. 9.2. Зависимость выдержки времени дистанционной защиты от расстояния до места КЗ

Таким образом, поведение дистанционного органа, реагирующего на сопротивление линии, зависит от расстояния до места повреждения.

В зависимости от вида сопротивления, на которое реагирует ДО (Z, X или R), ДЗ подразделяются на РЗ полного, реактивного и активного сопротивлений.

Реле сопротивления, применяемые в ДЗ для определения сопротивления Z_{PK} до точки КЗ, контролируют напряжение и ток в месте установки ДЗ (рис. 9.3).

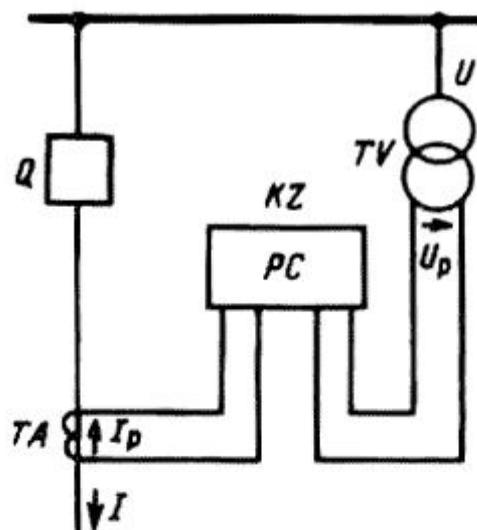


Рис. 9.3. Подключение цепей тока и напряжения реле сопротивления

К зажимам РС подводятся вторичные значения U_p и I_p от ТН и ТТ. Реле выполняется так, чтобы его поведение в общем случае зависело от отношения U_p к I_p . Это отношение является некоторым сопротивлением Z_p . При КЗ $Z_p = Z_{PK}$, и при определённых значениях Z_{PK} , РС срабатывает; оно реагирует на уменьшение Z_p , поскольку при КЗ U_p уменьшается, а I_p возрастает. Наибольшее значение, при котором РС срабатывает, называется сопротивлением срабатывания реле Z_{cp} :

$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} \leq Z_{cp}. \quad (9.1)$$

Для обеспечения селективности в сетях сложной конфигурации на ЛЭП с двухсторонним питанием ДЗ необходимо выполнять направленными, действующими при направлении мощности КЗ от шин в ЛЭП. Направленность действия ДЗ обеспечивается при помощи дополнительных РНМ или применением направленных РС, способных реагировать и на направление мощности КЗ.

Характеристики выдержки времени дистанционных защит

Зависимость времени действия ДЗ от расстояния или сопротивления до места КЗ $t_3 = f(L_{PK})$ или $t_3 = f(Z_{PK})$ называется характеристикой выдержки времени ДЗ. По характеру этой зависимости ДЗ делятся на три группы: с нарастающими (наклонными) характеристиками времени действия, ступенчатыми и комбинированными характеристиками (см. рис. 9.4).

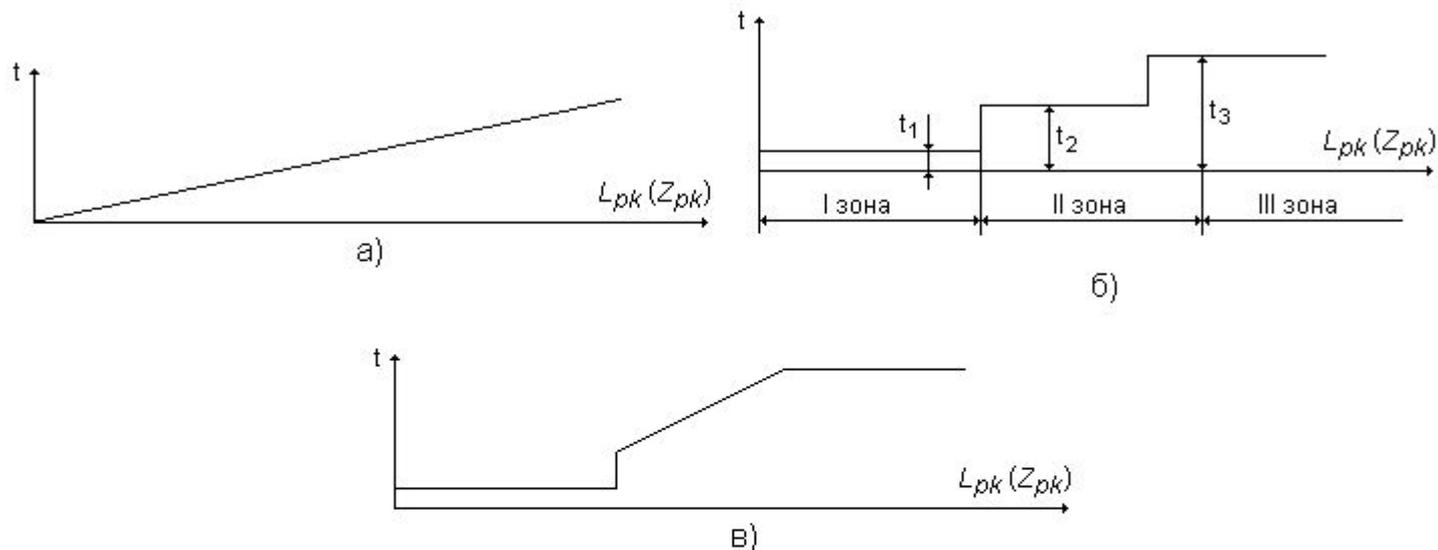


Рис. 9.4. Характеристики зависимости времени дистанционных защит $t_3 = f(L_{PK})$:

а) – наклонная, б) – ступенчатая, в) – комбинированная

Ступенчатые ДЗ действуют быстрее, чем ДЗ с наклонной и комбинированной характеристиками и, как правило, получаются проще в конструктивном исполнении.

ДЗ со ступенчатой характеристикой выполнялись обычно с тремя ступенями времени, соответствующими трём зонам действия ДЗ (рис. 9.4, б).

Современные микропроцессорные защиты имеют 4, 5 или 6 ступеней защиты.

Реле с наклонной характеристикой разрабатывались специально для распределительных сетей (например, ДЗ-10).

Принципы выполнения селективной защиты сети с помощью устройств дистанционной защиты

На ЛЭП с двухсторонним питанием ДЗ устанавливаются с обеих сторон каждой ЛЭП и должны действовать при направлении мощности от шин в ЛЭП. Дистанционные РЗ, действующие при одном направлении мощности, необходимо согласовать между собой по времени и по зоне действия так, чтобы обеспечивалось селективное отключение КЗ. В рассматриваемой схеме (рис. 9.5) согласуются между собой ДЗ1, ДЗ3, ДЗ5 и ДЗ6, ДЗ4, ДЗ2.

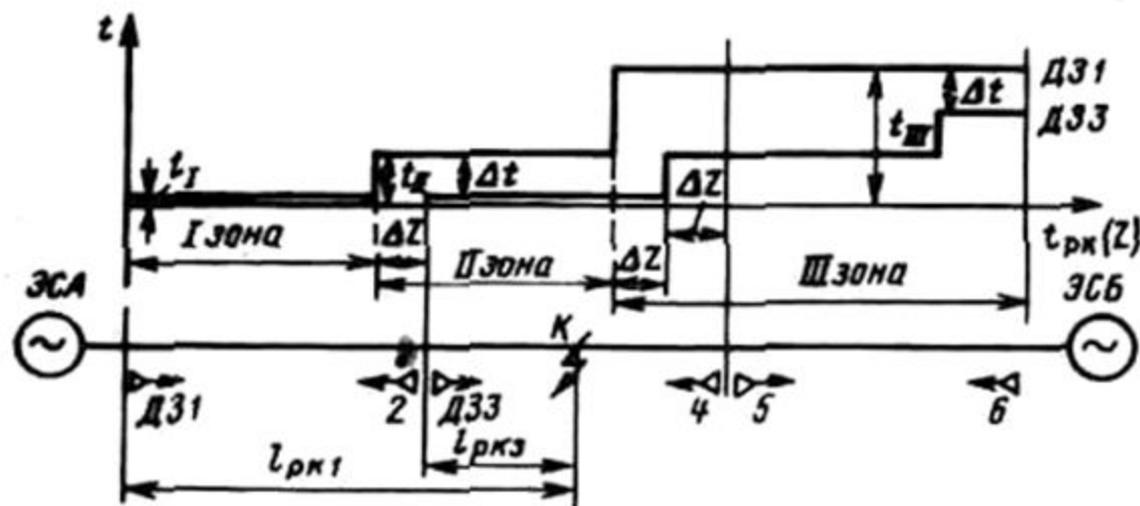


Рис. 9.5. Согласование выдержек времени дистанционных РЗ со ступенчатой характеристикой:
 ΔZ – погрешность дистанционного реле; Δt – ступень селективности

С учётом того, что первые ступени ДЗ не имеют выдержки времени ($t_1 = 0$), по условию селективности они не должны действовать за пределами защищаемой ЛЭП.

Исходя из этого протяжённость первой ступени, не имеющей выдержки времени ($t_1 = 0$), берётся меньше протяжённости защищаемой ЛЭП и обычно составляет 0,8–0,9 длины ЛЭП.

Остальная часть защищаемой ЛЭП и шины противоположной подстанции охватываются второй ступенью ДЗ этой ЛЭП. Протяжённость и выдержка времени второй ступени согласуются (обычно) с протяжённостью и выдержкой первой ступени ДЗ следующего участка.

Например, у второй ступени ДЗ1 зона действия отстраивается от конца первой ступени ДЗ3 (т.е. $Z_{II(1)} < (Z_{I(1)} + Z_{I(2)})$), а время действия выбирается на ступень Δt больше $t_{I(3)}$:

$$t_{II(1)} = t_{I(3)} + \Delta t.$$

(9.2)

Структура защиты линии с использованием дистанционной защиты

Большинство микропроцессорной аппаратуры имеет дистанционную защиту, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при замыканиях на землю.

Реле сопротивления (РС) включается через ТН и ТТ на первичные напряжения в начале защищаемой ЛЭП.

Вторичное напряжение на зажимах РС: $U_p = U_{рп} / k_{II}$, а вторичный ток: $I_p = I_{рп} / k_I$.

Сопротивление на входных зажимах реле определяется по выражению:

$$Z_p = (k_I / k_{II}) Z_{рп},$$

где $Z_{рп}$ – первичное значение сопротивления, подведённого к зажимам реле.

Первичное сопротивление $Z_{сз} = Z_{ср} (k_U / k_I)$ называется сопротивлением срабатывания ДЗ.

Кроме измерительных органов в состав дистанционной защиты входят органы выдержки времени, а также ряд блокировок предотвращающих неправильную работу защиты, в режимах, при которых защита может сработать при отсутствии повреждения на защищаемой ЛЭП.

К таким режимам относятся качания в энергосистеме и повреждения в цепях ТН, питающих ДЗ.

Блокировки от ложных срабатываний релейной защиты при качаниях

Качания в ЭЭС возникают в результате возмущений, вызывающих изменения угла δ между векторами ЭДС E_1 и E_2 двух частей ЭЭС (рис. 9.6, а).

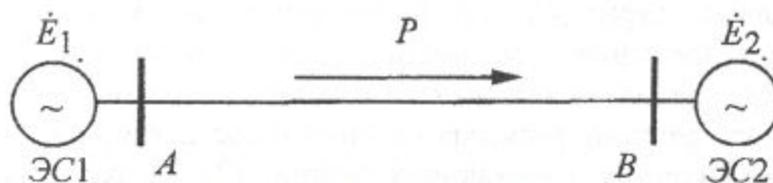


Рис. 9.6, а. Схема ЭЭС

Если качания синхронные, то полных проворотов E_1 относительно E_2 нет, а угол δ между векторами E_1 и E_2 не превышает 180° .

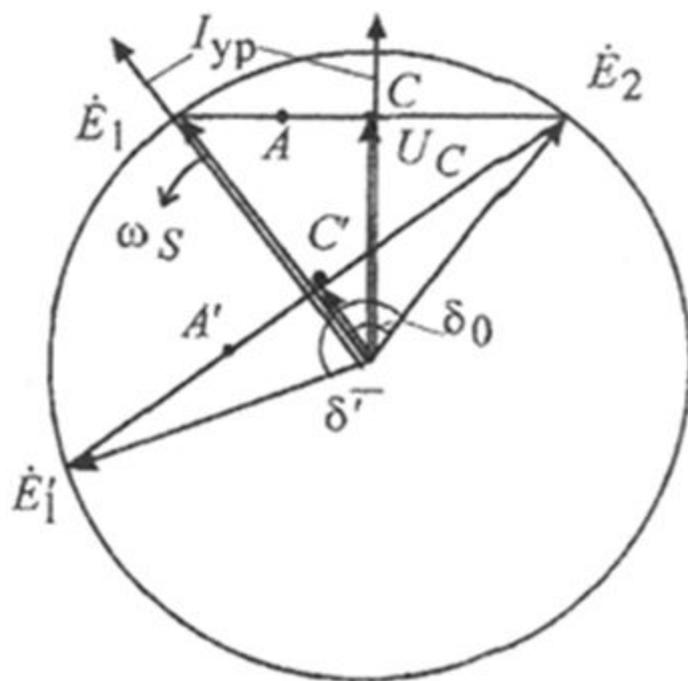


Рис. 9.6, б. Векторная диаграмма

В результате качаний значительно изменяется и модуль напряжения вдоль ЛЭП. Ток качаний создаёт падение напряжения вдоль ЛЭП.

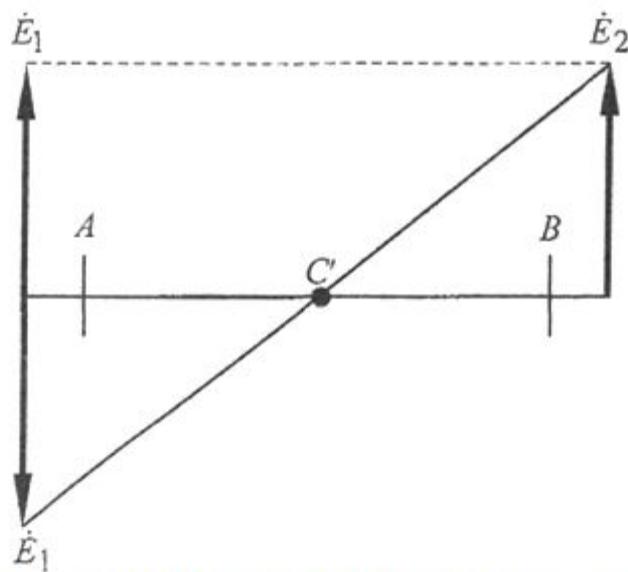


Рис. 9.6, в. Распределение напряжения вдоль линии AB

На рис. 73 представлена зависимость модуля напряжения вдоль межсистемной линии AB для самого худшего случая, когда векторы E_1 и E_2 находятся в противофазе. Из графика видно, что в точке C напряжение достигает нулевого значения. В момент времени, когда $\delta=0^\circ$, уравнивающий ток отсутствует и напряжение в точке C по величине близко к значениям E_1 и E_2 .

Кроме периодических изменений во времени тока и напряжения происходит также периодическое изменение сопротивления па зажимах реле сопротивления. Графики изменения параметров $I_{кзч}$, U_c , Z и P при изменениях угла δ представлены на рис. 9.6, г.

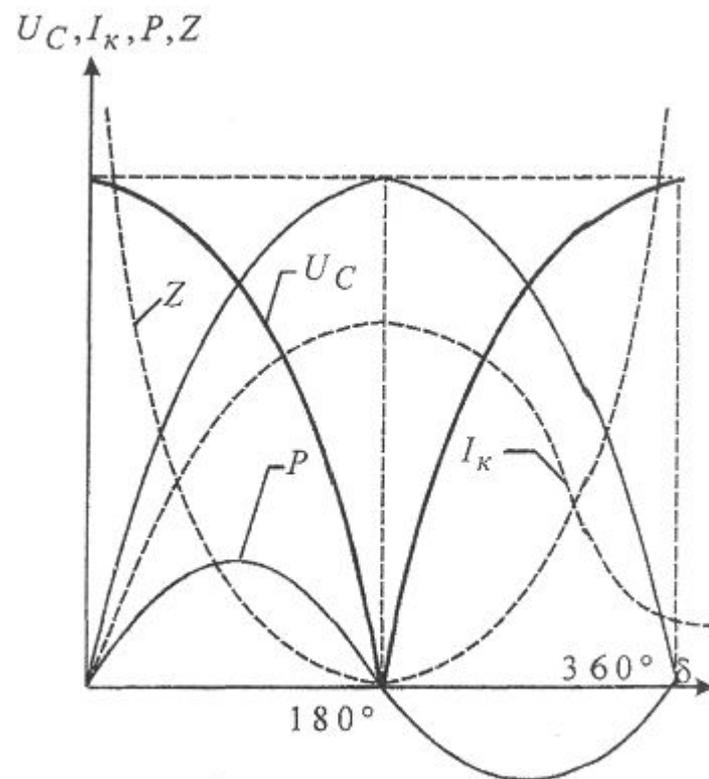


Рис. 9.6, з. Изменение электрических параметров при качаниях

Если «заморозить» вектор E_2 вращающийся с синхронной скоростью, то вектор E_1 будет вращаться относительно вектора E_2 с угловой скоростью скольжения ω_s . В этом случае период качания (скольжения) T_s – время, в течение которого вектор E_1 совершит полный проворот относительно вектора E_2 , $T_s = 2\pi/\omega_s$, т.е. чем больше ω_s , тем меньше T_s (рис. 9.6, д).

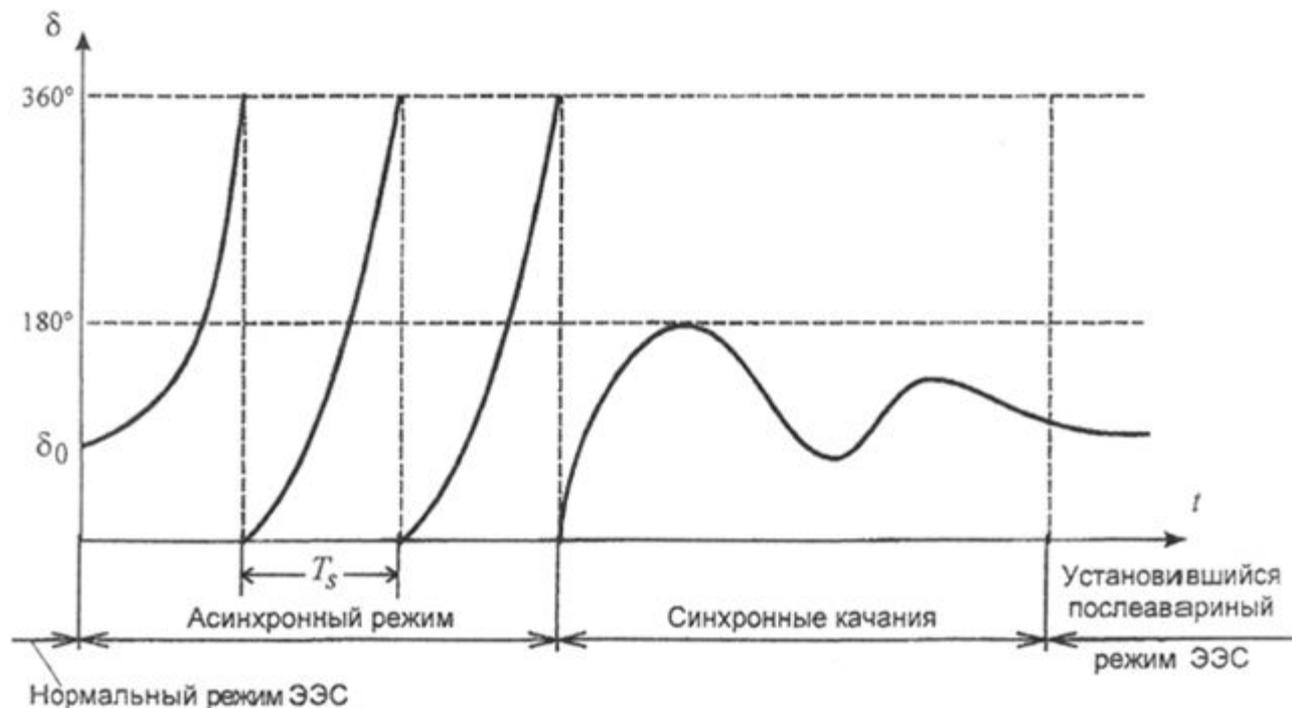


Рис. 9.6, д. Изменения угла δ при качаниях

Из анализа векторной диаграммы токов и напряжений следует, что

$$I_{\text{кач}} = \frac{\Delta E}{X_{\text{св}}} = \frac{1}{X_{\text{св}}} \cdot 2U \cdot \sin \frac{\delta}{2} = \frac{1}{X_{\text{св}}} \cdot 2U \cdot \sin \frac{\omega_s t}{2} \quad (9.3)$$

Период качаний T_s для реальных энергосистем находится в диапазоне 0,5–10 сек. Асинхронный режим является следствием нарушения устойчивости параллельной работы двух частей ЭЭС, причинами которого могут быть:

- 1) отказ быстродействующих РЗ и отключение КЗ резервными РЗ;
- 2) отказ противоаварийной автоматики или её неселективное действие;
- 3) неуспешное действие НАПВ.

При качаниях возникают условия для неправильных действий РЗ, которые могут привести к тяжёлым аварийным последствиям. Максимальное значение тока качания может даже превосходить ток трёхфазного короткого замыкания, а измеряемое сопротивление может быть ниже, чем $Z_{\text{ср}}$ первых мгновенных ступеней срабатывания дистанционных защит.

Возможны следующие три способа, предотвращающие ложную работу РЗ при качаниях:

1. Параметры срабатывания РЗ выбираются такими, чтобы пусковые органы РЗ не действовали при качаниях, т.е. $I_{\text{ср.РЗ}} > I_{\text{кач.max}} ; Z_{\text{ср.РЗ}} < Z_{\text{кач.min}}$. При этих условиях первые быстродействующие ступени токовых и дистанционных защит не будут срабатывать при качаниях. Однако использование этих условий снижает чувствительность РЗ. При расчёте уставок дистанционных защит с применением реле сопротивления практически невозможно отстроить

$Z_{\text{ср.РЗ}}$ от $Z_{\text{min(кач)}}$, т.к. последнее может принимать нулевое значение.

2. Отстройка от качаний при помощи выдержки времени $t_{\text{ср.РЗ}} = (1 \div 2)$ сек., если это замедление РЗ допустимо по условиям устойчивости. По крайней мере, $t_{\text{ср.РЗ}}$ должно быть не меньше периода качаний $T_{\text{к}}$. Использование этого способа отстройки от качаний снижает быстродействие защиты.

3. Применение специальных блокировок, выводящих РЗ из действия при качаниях, когда первые два способа отстройки являются неприемлемыми. Блокировки должны удовлетворять двум требованиям: выводить РЗ из действия при качаниях и позволять РЗ действовать, если при качаниях произошло КЗ на защищаемом элементе.

Обычно используют два типа блокирующих устройств:

1) блокировки, отличающие режим КЗ от режима качаний по появлению асимметрии тока или напряжения. Режим качаний – симметричный, а большая часть режимов КЗ – несимметричные, с возникновением токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей;

2) блокировки, отличающие КЗ от качаний по скорости изменения электрических параметров (I , U , Z) в месте установки защиты. При КЗ скорость изменения указанных параметров намного выше, чем при качаниях.

Рассмотрим блокировку, отличающую КЗ от качаний по скорости изменения электрических параметров (рис. 9.6, е).

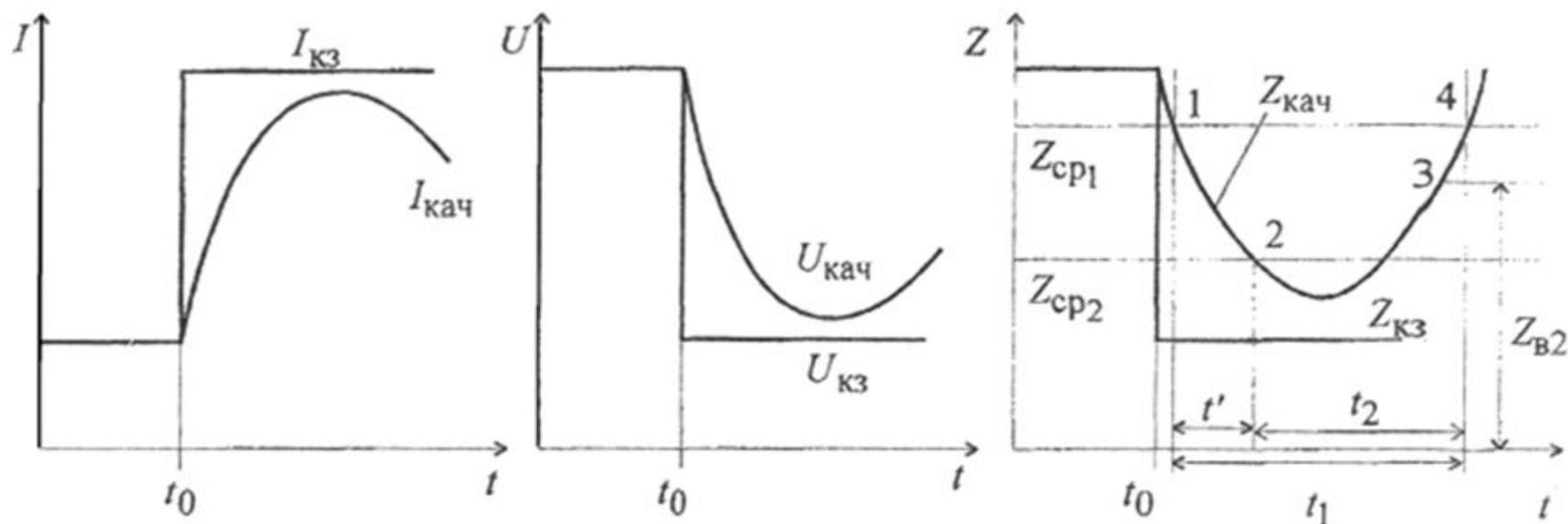


Рис. 9.6, е. Изменение электрических параметров

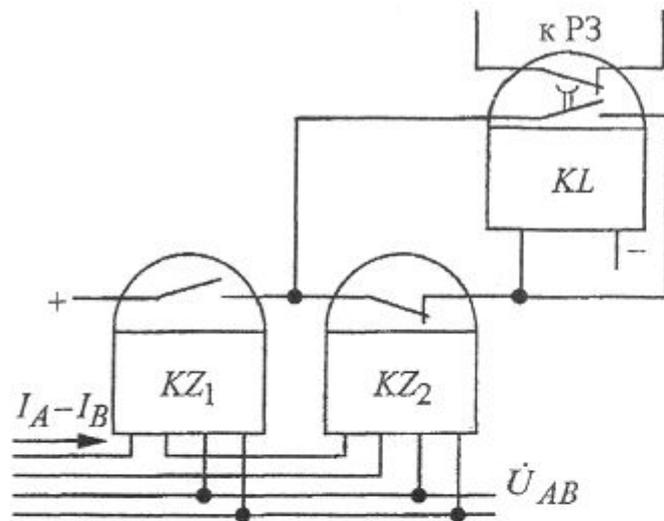
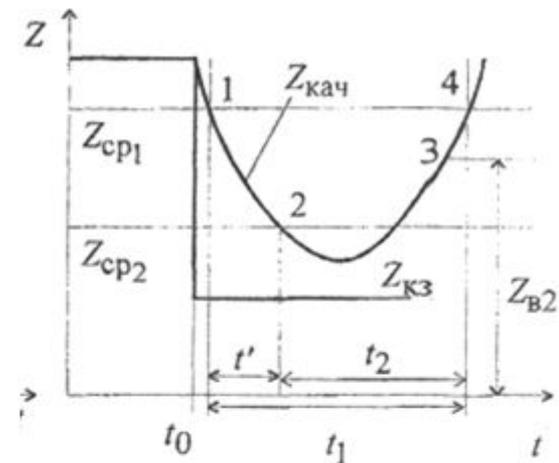


Рис. 9.6, ж. Схема блокировки

В качестве пусковых реле блокировки (рис. 9.6, ж) могут быть взяты реле сопротивления KZ_1 и KZ_2 с разными установками срабатывания ($Z_{\text{ср1}}^{KZ1} > Z_{\text{ср2}}^{KZ2}$). Время замкнутого состояния контактов реле $KZ_1(t_1)$ и $KZ_2(t_2)$ показаны на рис. 9.6, е. При качаниях сопротивление на зажимах KZ начнёт плавно уменьшаться, и первым срабатывает более чувствительное реле KZ_1 (см. рис. 9.6, е), а затем KZ_2 . При срабатывании KZ_1 в точке 1 работает реле KL и становится на самоподхват своим нижним контактом. Верхний контакт реле KL размыкает цепь РЗ, т.е. происходит блокировка РЗ при качаниях. Реле KL самоудерживается до тех пор, пока реле KZ_1 не вернётся в исходное состояние (в точку 4) – см. рис. 9.6, е.



При кз из-за большой скорости снижения Z реле KZ_1 и KZ_2 срабатывают одновременно и реле KL не успевает сработать. Блокировки РЗ не происходит.

Схемы включения дистанционных органов на ток и напряжение

Требования к схемам включения

Измерительные ДО, выполняемые с помощью РС, должны включаться на такие напряжения и токи сети, при которых сопротивление на зажимах реле Z_p , во-первых, будет пропорционально расстоянию $Z_{рк}$ до места повреждения и, во-вторых, будет иметь одинаковые значения (по модулю и углу) при всех видах КЗ в одной точке. Для соблюдения этих требований к ДО необходимо подводить напряжение в месте установки ДЗ, равное падению напряжения в сопротивлении $Z_{рк}$ до точки К:

$$U_p = I_{КЗ} \cdot Z_{рк}.$$

При этом для обеспечения одинакового Z_p при всех видах КЗ ток I_p , подводимый к РС, должен равняться току КЗ ($I_{КЗ}$), вызывающему падение напряжения в сопротивлении $Z_{рк}$:

$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} = I_{КЗ} \frac{Z_{рк}}{I_{КЗ}} = Z_{рк}.$$

С учётом сказанного ДО включаются на напряжение и ток петли КЗ. Схемы включения ДО, реагирующих на междуфазные КЗ и ДО, реагирующих на однофазные КЗ, должны быть разными.

Характеристики срабатывания дистанционной защиты и их изображение на комплексной плоскости

Сопротивление является комплексной величиной, поэтому характеристики срабатывания РС $Z_{cp}(z_p, \varphi_p)$ и сопротивления на их зажимах Z_p удобно изображать на комплексной плоскости в осях R, jX (рис. 9.7).

Полное сопротивление на зажимах реле $Z_p = U_p / I_p$ может быть выражено через активные и реактивные составляющие в виде комплексного числа

$$Z_p = R_p + jX_p = Z_p e^{-j\varphi_p}$$

и изображено в осях R, jX вектором с координатами R_p и jX_p (см. рис. 9.7, а).

Величина этого вектора характеризуется модулем

$$|Z_p| = \sqrt{R_p^2 + X_p^2},$$

а его направление – углом φ_p , который определяется соотношением X_p и R_p , поскольку $\operatorname{tg}\varphi_p = X_p/R_p$.

На рис. 9.7, б видно, что угол φ_p равен углу сдвига фаз между векторами тока I и напряжения U , следовательно, можно считать, что на комплексной плоскости вектор I_p совпадает с осью положительных сопротивлений R , а напряжение U_p – с вектором Z_p .

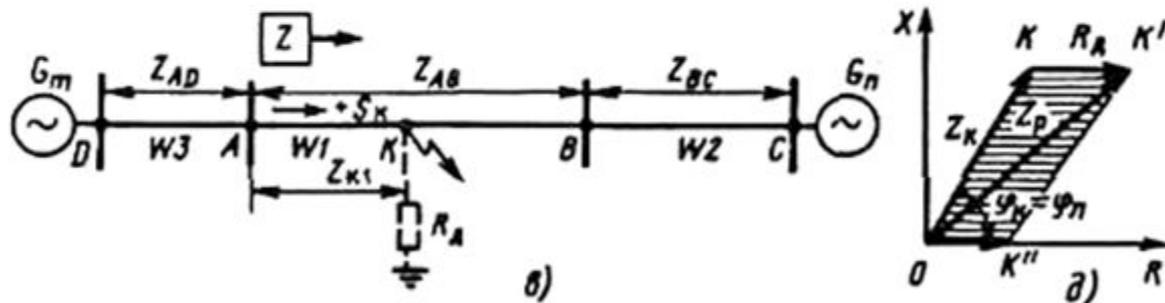
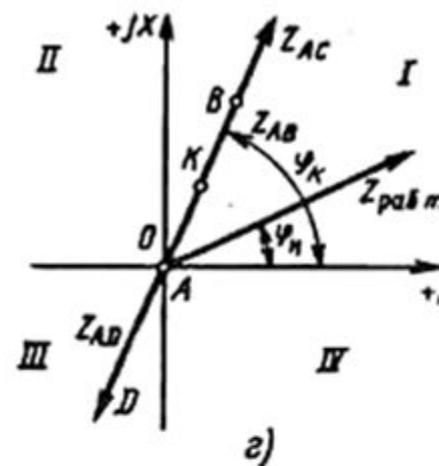
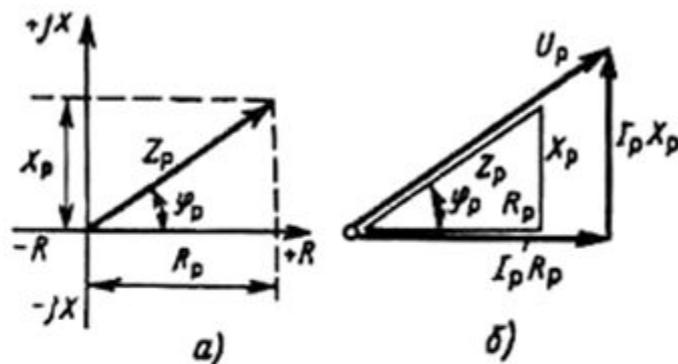


Рис. 9.7. Построение характеристик реле сопротивления на комплексной плоскости R, jX : а) изображение вектора Z_p ; б) треугольник сопротивлений; в) и г) участок сети и его изображение в осях R, jX ; д) область сопротивлений Z_p при КЗ через сопротивление электрической дуги R_d

Графическое изображение характеристик срабатывания реле

Характеристики срабатывания РС, изображённые на рис. 9.8, представляют собой геометрическое место точек, удовлетворяющих условию $Z_p = Z_{cp}$.

Заштрихованная часть характеристики, где $Z_p < Z_{cp}$, соответствует области действия реле. При Z_p , выходящих за пределы заштрихованной части, т. е. при $Z_p > Z_{cp}$, реле не работает.

Характеристика срабатывания реле должна обеспечивать работу реле при КЗ в пределах принятой зоны действия (Z).

Область срабатывания РС имеет ограничения: реле не должно действовать при сопротивлении нагрузки (при $Z_{раб. min}$) и при качаниях.

Для этого векторы $Z_{раб. min}$ и $Z_{кач.}$ должны располагаться за пределами области срабатывания реле, т.е. должно соблюдаться условие $Z_{cp} < Z_{раб. min}$ и по возможности $Z_{cp} < Z_{кач.}$.

Ненаправленное реле полного сопротивления (рис. 9.8, а). Характеристика этого реле имеет вид окружности с центром в начале координат и радиусом, равным k . Реле работает при $Z_s \leq k$ и при любых углах φ_p между вектором Z_p и осью R . Характеристика срабатывания РС выражается уравнением

$$Z_{cp} = k,$$

где k – постоянная величина.

Зона действия реле расположена в четырёх квадрантах, в том числе в I и III. Реле с характеристикой, изображённой на рис. 9.8, а, работает как ненаправленное РС.

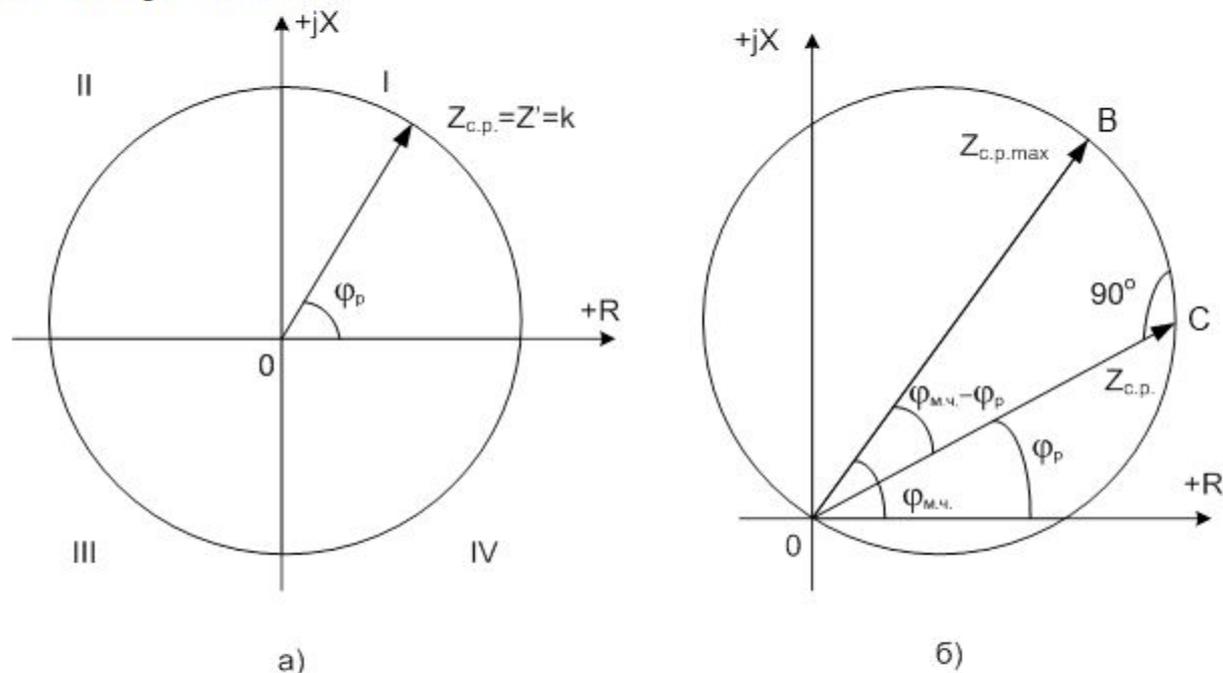


Рис. 9.8. Характеристики срабатывания реле сопротивления

Направленное реле полного сопротивления имеет Z_{cp} , зависящее от угла φ_p (рис. 9.8, б).

Его характеристика срабатывания изображается окружностью, проходящей через начало координат. Сопротивление срабатывания имеет максимальное значение при $\varphi_p = \varphi_{м.ч.}$, где $\varphi_{м.ч.}$ – угол максимальной чувствительности реле, при котором $Z_{cp} = Z_{cp.max}$, т.е. равен диаметру окружности OB .

Зависимость срабатывания этого реле от угла φ_p может быть представлена уравнением:

$$Z_{cp} = Z_{cp.max} \cdot \cos(\varphi_{м.ч.} - \varphi_p).$$

Раздел 10. Защита силовых трансформаторов

Общие сведения

Трансформаторы могут присоединяться к сети с помощью:

- выключателей;
- плавких предохранителей или открытых плавких вставок;
- автоматических отделителей или выключателей нагрузки, предназначенных для отключения трансформатора в бестоковую паузу.

Присоединение трансформаторов к сети через плавкие предохранители используется в схемах упрощенных подстанций 6-35 кВ при отсутствии аппаратуры на стороне высокого напряжения трансформатора.

Предохранители ПСН-35 применяются для трансформаторов напряжением 35 кВ малой мощности (до 1000 кВА), обычно на передвижных подстанциях.

С помощью таких предохранителей практически невозможно обеспечить селективность защиты трансформатора с защитой ввода, поэтому они согласовываются непосредственно с защитой отходящих от шин линий 6-10 кВ.

Плавкие предохранители рассчитаны на отключение тока КЗ в трансформаторе, поэтому они проверяются по номинальному отключаемому току КЗ.

Номинальный ток отключения для предохранителей 6-10 кВ может быть в пределах 2,5+40 кА.

Кроме того, требуется выбрать номинальное напряжение предохранителя.

Одинаково недопустимо устанавливать предохранитель напряжением 6 кВ на трансформатор 10 кВ, и предохранитель 10 кВ на трансформатор напряжением 6 кВ. В первом случае может произойти перекрытие предохранителя по поверхности, а во втором может не погаснуть дуга внутри предохранителя.

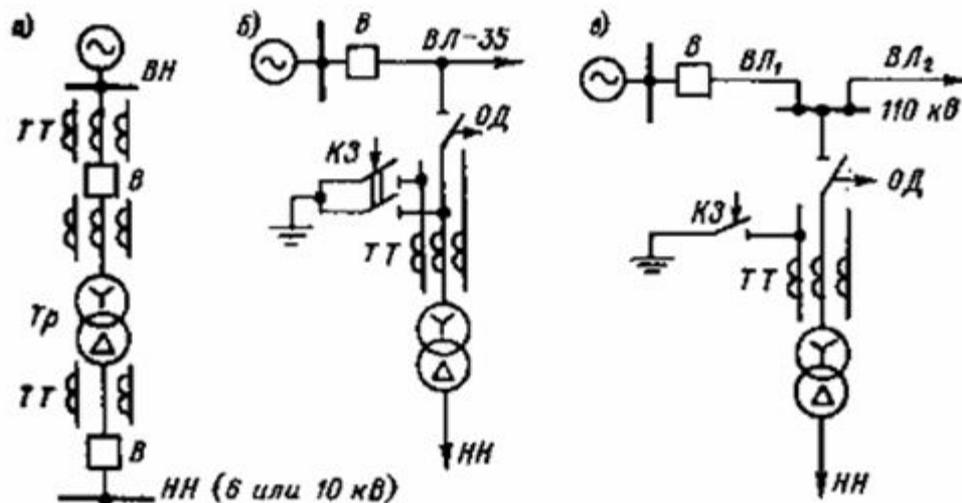


Рис. 10.1. Схемы присоединения понижающего трансформатора к питающей сети: с помощью выключателя (а) и отделителя с короткозамыкателем (б и в)

При высшем напряжении 35 кВ и более, наиболее распространенным для трансформаторов мощностью более 1 МВА способом подключения трансформатора отпаечной и тупиковой подстанции к линии является подключение через автоматический отделитель (ОД) с установкой короткозамыкателя (КЗ) (рис. 10.1 б, в).

Короткозамыкатель устанавливается в 2-х фазах при напряжении 35 кВ, и в одной фазе при напряжении 110 кВ и выше.

В этом случае при повреждении в трансформаторе его релейная защита даёт команду на включение КЗ, после чего срабатывает релейная защита питающей линии, и отключается выключатель (В) этой линии.

Наступает бестоковая пауза, во время которой автоматика даёт команду на отключение ОД, а линия включается снова от устройства АПВ.

Наиболее предпочтительным является присоединение трансформатора через выключатель (рис. 10.1, а).

При наличии у защищаемого трансформатора встроенных трансформаторов тока (ТВТ) требуется установить более дешевый выключатель без встроенных ТТ, стоимость установки которого может оказаться соизмеримой с установкой короткозамыкателя и отделителя.

Большинство строящихся в настоящее время подстанций комплектуются именно выключателями на стороне ВН.

Требования к выполнению защиты трансформаторов

Согласно ПУЭ, для трансформатора требуются следующие защиты:

- Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4 МВА – максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности – дифференциальная защита.

- Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН – газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

- Защита от внешних коротких замыканий – максимальная защита с блокировкой по напряжению или без неё. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

- Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземлённой нейтралью.

- Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

Кроме непосредственно защит, требуются дополнительные токовые органы, например для автоматики охлаждения, блокировки РПН.

Дифференциальная защита

Область применения и принцип действия

Дифференциальная защита устанавливается в следующих случаях:

- на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше;
- на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВА и выше;
- на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах высшего напряжения ($k_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 сек.

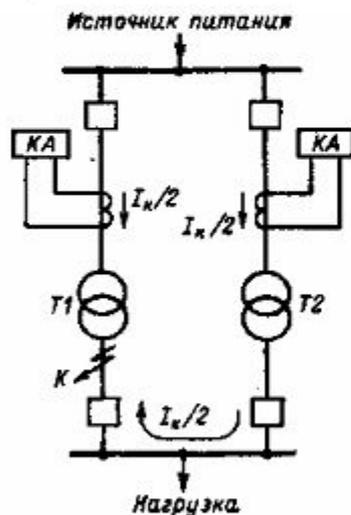


Рис. 10.2. Прохождение тока КЗ и действие МТЗ при повреждении одного из параллельно работающих трансформаторов

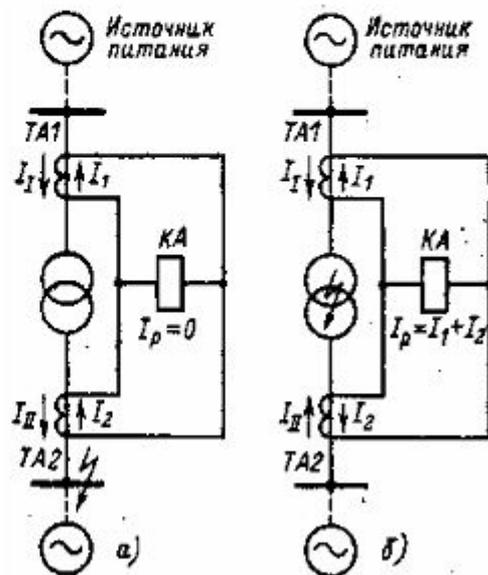


Рис. 10.3. Принцип действия ДЗТ:

а – токораспределение при сквозном КЗ; б – то же при КЗ в трансформаторе (в зоне действия дифференциальной защиты)

Особенности, влияющие на выполнение дифференциальной защиты трансформаторов:

1. Наличие намагничивающего тока, проходящего только со стороны источника питания.

Для предотвращения ложного срабатывания дифференциальной защиты от броска намагничивающего тока ток срабатывания защиты должен быть больше максимального значения намагничивающего тока, т.е.

$$I_{сз} = k_{н} I_{нам. max} . \quad (10.2)$$

Ток $I_{нам. max}$ зависит от конструкции трансформатора, момента его включения под напряжение и ряда других условий, трудно поддающихся учёту. Поэтому при расчётах дифференциальной защиты ток срабатывания можно определять по формуле:

$$I_{сз} = k_{н} I_{ном} , \quad (10.3)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток обмотки, имеющей наибольшую мощность; $k_{н}$ – коэффициент надёжности отстройки, принимаемый равным 1÷4 в зависимости от типа реле, используемых в схеме дифференциальной защиты.

В общем случае выбирают наибольшее значение тока срабатывания защиты, полученное по расчётным условиям (10.2) и (10.3), и его принимают за окончательное значение $I_{сз}$.

2. Неравенство вторичных токов и разнотипность трансформаторов тока.

Вследствие неравенства вторичных токов в плечах дифференциальной защиты в дифференциальном реле при номинальной нагрузке трансформатора проходит ток небаланса, равный:

$$I_{нб} = \frac{I_{ВН}}{k_{II\ ВН}} - \frac{I_{НН}}{k_{II\ НН}} . \quad (10.4)$$

При сквозном КЗ этот ток возрастает пропорционально току КЗ, а также увеличивается вследствие возрастания погрешностей ТТ, имеющих неодинаковые характеристики, что может вызвать ложное действие дифференциальной защиты.

Поэтому для снижения тока небаланса, вызванного неравенством вторичных токов ТТ дифференциальной защиты, производится выравнивание этих токов путём включения специальных промежуточных автотрансформаторов тока, или путём использования выравнивающих обмоток дифференциальных реле. В цифровых реле такое выравнивание производится математическим путём.

3. Неодинаковые схемы соединения обмоток трансформаторов.

При неодинаковых схемах соединения обмоток, например звезда-треугольник, токи со стороны обмотки, соединённой в звезду, и токи со стороны обмотки, соединённой в треугольник, оказываются сдвинутыми относительно друг друга на некоторый угол, который зависит от схемы соединения обмоток.

Компенсация углового сдвига производится путём специальным соединением вторичных обмоток трансформаторов тока.

Современные цифровые защиты (фирм *ABB*, *SIEMENS*, *ALSTOM*, *GE*) получают разность фазных токов математическим путём. У таких защит трансформаторы тока со всех сторон соединяются в звезду, а группа соединений трансформатора и полярность $\Pi\Pi$ вводится в реле в виде уставки. Соединение в звезду выгоднее в части величины нагрузки на трансформаторы тока (при соединении трансформаторов тока в треугольник нагрузка на трансформаторы тока вырастает в 3 раза).

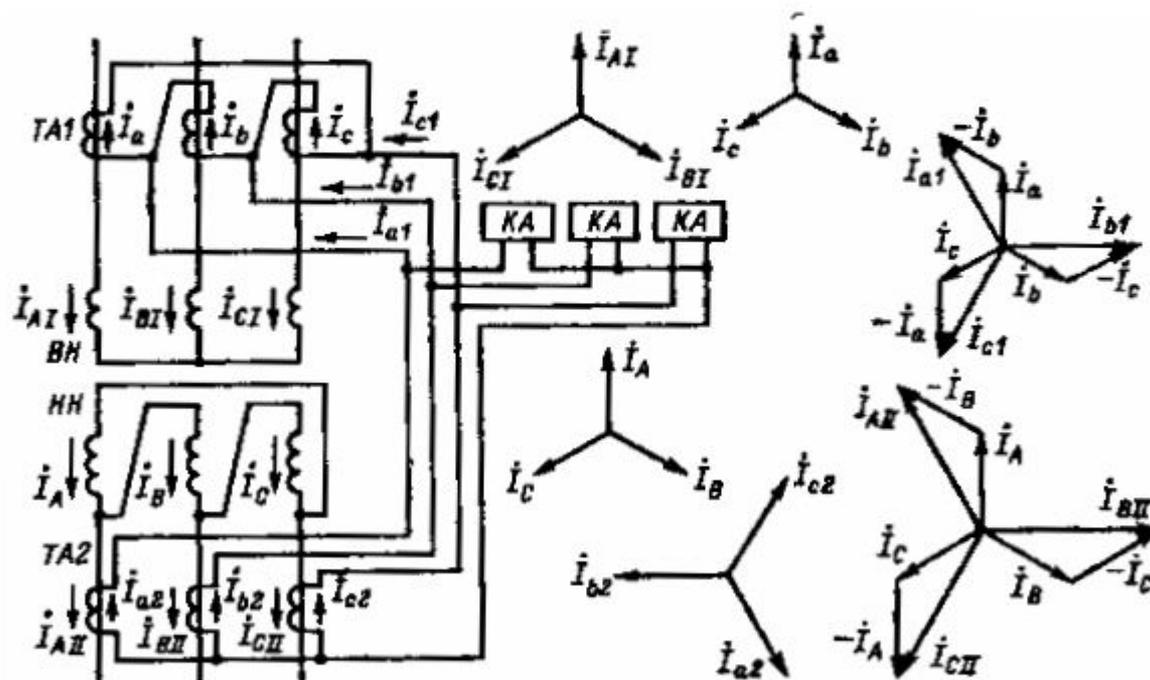


Рис. 10.4. Прохождение токов и векторные диаграммы токов в ДЗТ с соединением обмоток по схеме звезда-треугольник, поясняющие принцип компенсации углового сдвига

Таким образом, состояние нейтрали соединённой в звезду обмотки трансформатора не влияет на работу дифзащиты. Цифровые защиты исключают влияние тока нулевой последовательности математическим путём, поэтому, трансформаторы тока можно соединить в звезду.

Выбор уставок дифференциальной защиты

Выбор уставок дифференциальной защиты производится по 2 условиям: отстройка от тока намагничивания и тока небаланса.

Ток намагничивания трансформатора достигает 5-6 величины номинального тока трансформатора. В схеме дифференциальной защиты он не компенсируется, и дифзащита должна отстраиваться от него для исключения ложной работы при включении трансформатора. Отстройка производится по ранее приведённой формуле (10.3):

$$I_{сз} = k_{н} I_{НОМ}.$$

Коэффициент надёжности $k_{н}$ определяется в основном типом применённого реле и наличием в нем специальных мер отстройки от броска тока намагничивания.

Ток небаланса в схеме дифференциальной защиты. Токи небаланса в схеме дифференциальной защиты трансформаторов и автотрансформаторов имеют место из-за погрешностей ТТ, из-за изменения коэффициента трансформации защищаемого трансформатора (при регулировании напряжения), из-за неточного выравнивания вторичных токов.

Для отстройки дифференциальной защиты от тока небаланса при сквозном КЗ, её ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{сз} = k_{н} I_{нб. рас}. \quad (10.5)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надёжности отстройки, принимаемый равным $k_{н} = 1,2 \div 1,3$.

Первая составляющая тока небаланса.

Расчётный ток небаланса, определяемый погрешностями ТТ, вычисляется по формуле:

$$I_{1 нб. рас} = k_{а} \cdot k_{одн} \cdot f \cdot I_{кз max}, \quad (10.6)$$

где $k_{а}$ – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ; принимается $k_{а} = 1$ для реле, имеющих БНТ с короткозамкнутыми обмотками или других средств отстройки от переходных процессов при КЗ, и $k_{а} = 2$ для реле без таких средств. Для микропроцессорных защит также можно принять $k_{а} = 1$; $k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимаемый равным 0,5 в тех случаях, когда ТТ обтекаются близкими по величине значений токами, и равным 1 в остальных случаях, для трансформаторов $k_{одн}$ принимается равным 1; $f = 0,1$ – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10%-ной кратности; $I_{кз max}$ – наибольший ток при сквозном КЗ.

Вторая составляющая тока небаланса определяется изменением коэффициента трансформации защищаемого трансформатора при регулировании напряжения, вычисляется по формулам:

а) при регулировании на одной стороне трансформатора

$$I_{2 \text{ нб. рас}} = \Delta N \cdot I_{\text{кз max}} ; \quad (10.7)$$

б) при регулировании с двух сторон трансформатора

$$I_{2 \text{ нб. рас}} = \Delta N_{\text{ВН}} \cdot I_{\text{кз max}} + \Delta N_{\text{НН}} \cdot I_{\text{кз max}} , \quad (10.8)$$

где ΔN – половина регулировочного диапазона, для которого производится выравнивание вторичных токов (например, при половине регулировочного диапазона $N = \pm 10\%$, $\Delta N = 0,1$).

Третья составляющая расчётного тока небаланса определяется неточностью выравнивания вторичных токов вычисляется по формуле:

$$I_{3 \text{ нб. рас}} = \frac{w_{I \text{ рас}} - w_I}{w_{I \text{ рас}}} I_{I \text{ КЗ max}} + \frac{w_{II \text{ рас}} - w_{II}}{w_{II \text{ рас}}} I_{II \text{ КЗ max}} , \quad (10.9)$$

где $w_{I \text{ рас}}$, $w_{II \text{ рас}}$ – расчётные числа витков выравнивающих обмоток трансформаторов реле для неосновных сторон (сторон с меньшим вторичным током); w_I , w_{II} – принятые числа витков обмоток; $I_{I \text{ КЗ max}}$, $I_{II \text{ КЗ max}}$ – наибольшие токи КЗ соответствующих сторон.

Для двухобмоточного трансформатора формула упрощается:

$$I_{3 \text{ нб. рас}} = \frac{w_{II \text{ рас}} - w_{II}}{w_{II \text{ рас}}} I_{II \text{ КЗ max}} \quad (10.10)$$

для стороны трансформатора принятой за основную.

Суммарный расчётный ток небаланса состоит из этих трёх составляющих

$$I_{\text{нб. рас}} = I_{1 \text{ нб. рас}} + I_{2 \text{ нб. рас}} + I_{3 \text{ нб. рас}} \cdot \quad (10.11)$$

Обычно при расчёте дифференциальной защиты трансформаторов вначале определяется ток небаланса как сумма первых двух составляющих:

$$I_{\text{нб. рас}} = I_{1 \text{ нб. рас}} + I_{2 \text{ нб. рас}} \cdot \quad (10.12)$$

Затем после выбора тока срабатывания и определения расчётных чисел витков определяется дополнительно суммарный ток небаланса по формуле (10.10) и производится уточнение ранее выбранного тока срабатывания по формуле 10.10.

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{н}} I_{\text{нб. рас}} \cdot \quad (10.13)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надёжности, который можно принять равным $k_{\text{н}} = 1,2 \div 1,3$.

Дифзащита на микропроцессорных устройствах фирмы ALSTOM

Реле имеют тормозную характеристику пропорционального типа (процентное торможение) – ток срабатывания защиты увеличивается пропорционально увеличению тока короткого замыкания.

Тормозным током является самый большой ток среди подводимых к реле, по каждой фазе отдельно.

Дифзащита использует 3 или 2 комплекта трансформаторов тока, расположенных с трёх сторон трансформатора. Выравнивание вторичных токов по величине и по фазе производится защитой автоматически расчётным путём, для чего при задании общих характеристик задаются параметры трансформатора и трансформаторов тока.

При этом возникает возможность собрать трансформаторы тока со всех сторон в «звезду», что снижает нагрузку вторичных цепей.

Ток нулевой последовательности, при этом, устраняется программно, что делает характеристики независимыми от режима нейтрали трансформатора.

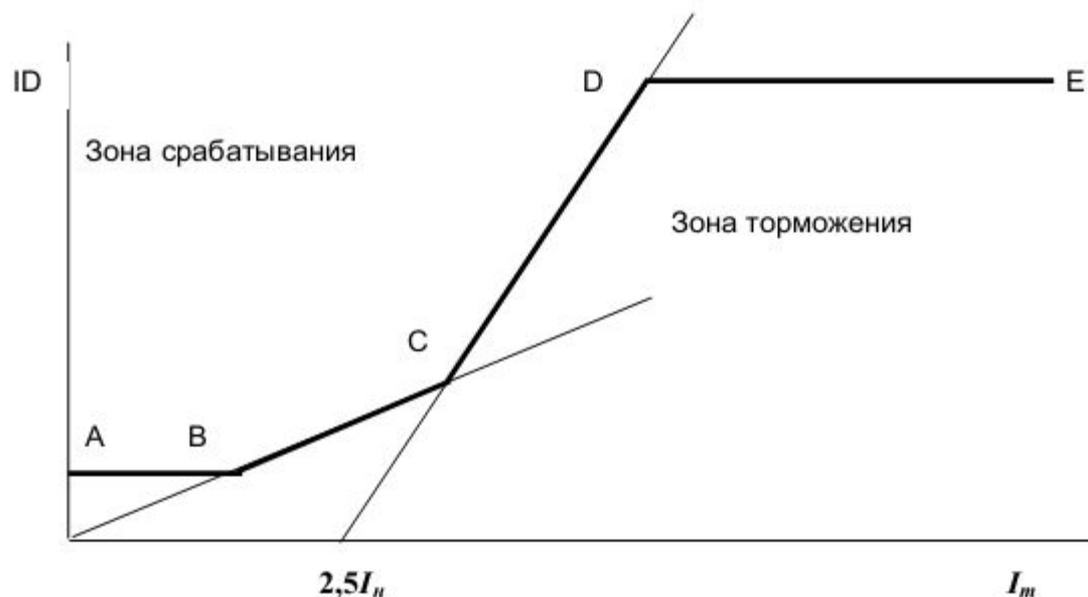


Рис. 10.5. Характеристика дифференциальной микропроцессорной защиты:

ID – дифференциальный ток; I_x – тормозной ток равен наибольшему из трёх вторичных токов.

Участок AB – начальный, на этом участке ток срабатывания не зависит от торможения. В точке B характеристика начального участка пересекается с первой тормозной характеристикой.

Она имеет наклон P_1 и начинается от начала координат. Эта характеристика работает при малых токах короткого замыкания, когда погрешность трансформаторов тока невелика. При токах, больших $2,5I_n$ начинается вторая тормозная характеристика, которая пересекается с первой в точке C и имеет более крутой наклон – P_2 учитывая большую погрешность трансформаторов тока при больших токах КЗ. И последний участок – DE , где ток срабатывания опять не зависит от тормозного тока. Ломаная линия $ABCDE$ представляет общую характеристику дифференциальной защиты.

Для обеспечения отстройки дифзащиты от броска тока намагничивания при подаче напряжения применяется блокировка второй гармоникой тока КЗ. Блокировка по току пятой гармоники, предназначена для предотвращения ложной работы дифзащиты от повышенного тока намагничивания при перевозбуждении (подачи напряжения на обмотку трансформатора значительно выше номинального). Она работает совместно с предыдущей, и нормально должны быть введены обе блокировки.

Благодаря наличию блокировок, ток срабатывания дифзащиты может быть выполнен значительно меньшим номинального тока трансформатора.

При выборе уставок следует исходить из таких соображений:

- Уставки дифреле выбираются без расчёта.
 - Реле градуировано в относительных единицах к базисному току (номинальному току трансформатора). Вторичные токи пересчитываются автоматически исходя из введённых ранее коэффициентов трансформации трансформаторов тока и параметров трансформатора.
 - Ток срабатывания 1 участка характеристики (AB) принимается равным 0,4 номинального тока трансформатора.
 - Коэффициент торможения $P1$ первого участка тормозной характеристики в зоне малых токов КЗ принимается равным 0,4.
 - Коэффициент торможения $P2$ второго участка тормозной характеристики в зоне больших токов КЗ принимается равным 1.
 - Для отстройки от броска тока намагничивания ток срабатывания отсечки должен быть равен 6.
 - Ток блокировки по 2 гармонике принимается равным – 10%.
 - Ток блокировки по 5 гармонике принимается равным – 10%.
 - Группа соединений трансформатора, выравнивание вторичных токов по величине и фазе учитывается программным путём.
- Можно учесть программно и полярность трансформаторов тока.

Дифференциальная защита от замыканий на землю

Входит в состав защиты MiCOM P632, P633, работает на фильтрах тока нулевой последовательности и защищает обмотку трансформатора с заземлённой нейтралью. Включается на трансформаторы тока со стороны вводов защищаемой обмотки и на трансформатор тока, установленный со стороны заземлённой нейтрали. Дифзащита также имеет процентное торможение. Характеристику см. ниже рис. 10.6. Защита более чувствительная, чем основная дифзащита, которая не реагирует на ток нулевой последовательности. Она достаточно чётко реагирует на витковые замыкания обмотки трансформатора.

Начальная точка характеристики $I_{d>}$ регулируется в пределах $0,1 \div 1,0 \cdot I_{ном}$.

Коэффициент торможения не регулируется и равен $m=1,005$.

Ток прекращения действия торможения $I_{d>>>}$ регулируется в пределах $5 \div 10 \cdot I_{ном}$.

Рекомендуемые уставки:

$$I_{d>} = 0,2 \cdot I_{ном};$$

$$I_{d>>>} = 5 \cdot I_{ном};$$

$$m=1,005.$$

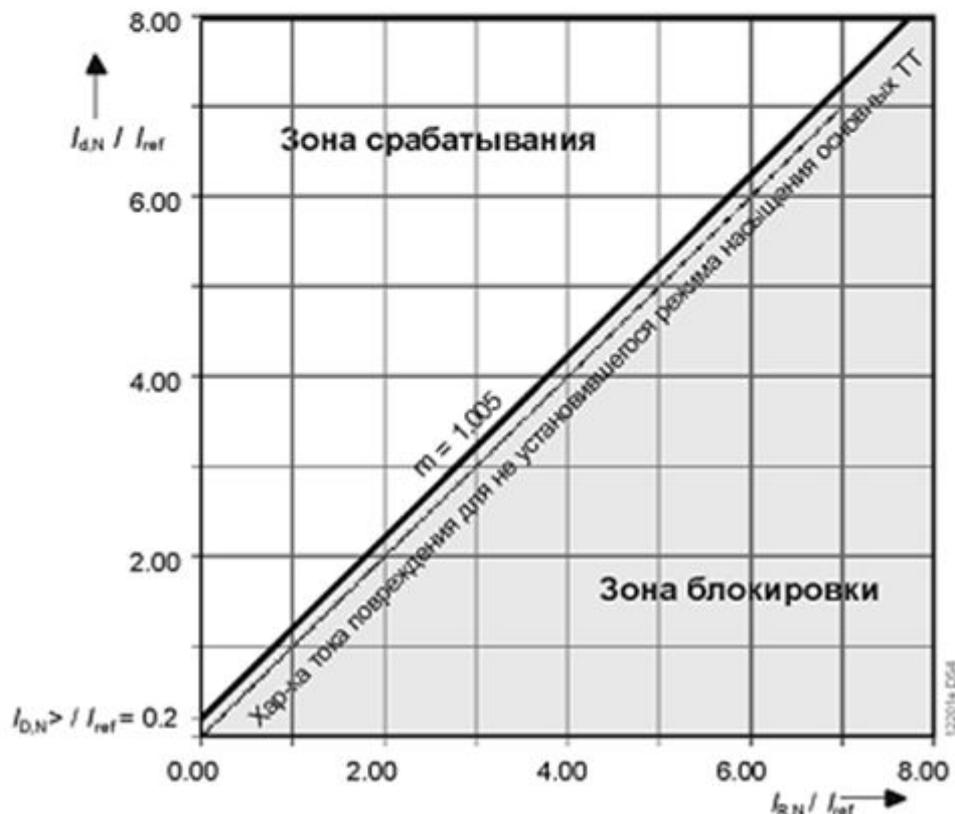


Рис. 10.6. Характеристика срабатывания дифференциального органа от замыканий на землю.

ГАЗОВАЯ ЗАЩИТА

Газовая защита (ГЗ) – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле, или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Для правильной работы ГЗ корпус трансформатора устанавливается с наклоном 1,5-2% в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в расщелку трубопровода от корпуса трансформатора к расширителю.

Газовая защита абсолютно селективна и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Газовая защита трансформатора выполняется двухступенчатой:

- первая ступень ГЗ срабатывает при не значительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал;

- вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Инструкциями запрещается отбор газа на трансформаторе, находящемся под напряжением, из соображений безопасности – незначительное вначале повреждение может перерасти в большое повреждение с разрывом бака и пожаром, вследствие чего пострадает персонал, отбирающий пробу газа. Второй элемент (поплавок) газового реле расположен внутри реле прямо на пути потока масла из трубы в расширитель, он может опуститься под давлением масла при его выбросе или при заполнении реле газом. Для четкой работы при выбросе масла в современных реле поплавок дополнительно соединяется со специальной заслонкой (см. рис. 10.7).

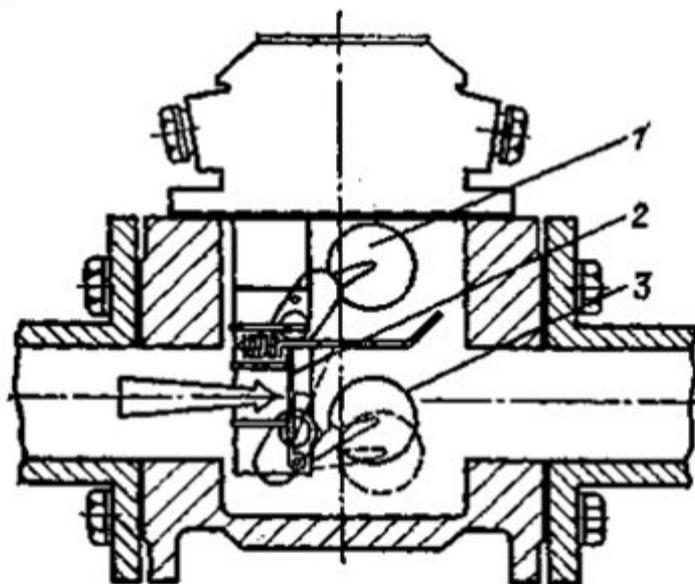


Рис. 10.7. Газовое реле типа BF-80:

1 – верхний (сигнальный) поплавок; 2 – заслонка; 3 – нижний поплавок; стрелка – направление струи масла и газа

Сверху на корпусе реле находятся кран для отбора проб газа и выпуска воздуха, и под защитным колпачком, – кнопка опробования исправности газового реле.

Кнопку опробования ГЗ удобно использовать при опробовании работы короткозамыкателя и отделителя.

Выброс масла или выделение сразу большого объёма газа происходит при серьёзном повреждении внутри бака, поэтому, вторая ступень ГЗ действует на отключение без выдержки времени. Отключающий элемент срабатывает также при отсутствии масла в газовом реле.

Обычно это происходит при течи из бака, когда масло целиком ушло из расширителя и газового реле. Но существует и другая возможность: между газовым реле и расширителем имеется кран, перекрывающий выход масла из расширителя.

Если этот кран оставить в закрытом состоянии, то при понижении температуры масла в трансформаторе уровень его понизится и масло уйдёт из газового реле. Трансформатор отключится. Поэтому оперативный персонал обязан проверить положение крана перед включением трансформатора.

Новый трансформатор должен включаться с введённым на отключение сигнальным поплавком газовой защиты, который может сработать и при начинающемся повреждении трансформатора, до короткого замыкания в нем.

При включении нового трансформатора по мере его нагрева происходит выделение воздуха, растворенного в масле. Он заполняет газовое реле и его необходимо время от времени выпускать. Выводить действие отключающего элемента на отключение до прекращения выделения воздуха не разрешается. Струйный элемент газовой защиты имеет уставку срабатывания по скорости масла (диаметр отверстия в заслонке).

Величина уставки определяется по заводской инструкции и может корректироваться в зависимости от состояния трансформатора. Дело в том, что бросок масла происходит не только при повреждении внутри трансформатора, но и при внешних коротких замыканиях.

При КЗ динамическим воздействием тока обмотки трансформатора сжимаются и посылают толчком масло в расширитель. Сжатию препятствуют клинья, которые раскрепляют обмотку.

Однако со временем клинья усыхают и деформируются, а витки обмотки получают возможность некоторого перемещения. При этом бросок масла становится сильнее и скорость потока масла увеличивается. В какой-то степени срабатывания газовой защиты можно избежать путём заглубления уставки по скорости масла, если срабатывание газовой защиты происходит при толчке масла. Но лучше выполнить капитальный ремонт трансформатора с укреплением обмоток.

Газовая защита переключателя РПН

Газовая защита РПН трансформатора выполнена на струйном реле и действует на отключение трансформатора при интенсивном движении потока масла из бака РПН в сторону расширителя.

Контакты переключателя РПН находятся в отделённом от бака трансформатора отсеке.

Поскольку при переключении контактов дуга горит в масле, то масло постепенно разлагается с выделением газа и других компонентов. Это масло не смешивается с остальным маслом в баке и не ухудшает его качество. Бак РПН так же соединяется с расширителем (отдельный отсек) и в соединительной трубе устанавливается специальное реле, например, типа *URF-25*. Это реле называется струйным и работает только при выбросе масла. Реле не имеет крана для спуска воздуха (нормально в смотровом окошке может быть воздух), и имеет только один отключающий элемент – заслонка вместо поплавка. Газ, выделяющийся при переключении контактов, свободно выходит в расширитель и не вызывает срабатывания реле. Срабатывание реле вызывает выброс масла, происходящий при перекрытии внутри отсека РПН. При срабатывании струйного реле РПН в его смотровом окошке появляется красный сигнальный флажок. После срабатывания струйное реле остаётся в сработавшем положении и должно возвращаться в исходное положение нажатием кнопки на реле. Реле снабжено так-же кнопкой опробования, нажав на которую можно отключить трансформатор. У струйных реле немецкого производства на корпусе имеется всего одна кнопка проверки исправности и возврата реле. Нажатие её на $\frac{1}{2}$ хода вызывает срабатывание реле, а нажатие до упора – возврат. Кнопка опробования исправности реле может использоваться для опробования отделителя и короткозамыкателя, и были случаи, когда после опробования, реле оставляли в сработавшем состоянии и, при включении трансформатора, он сразу же отключался. Струйное реле РПН может так же сработать при доливке масла в бак РПН снизу. Поэтому, при вводе трансформатора в работу, необходимо проверить не сработавшее положение струйного реле РПН по отсутствию красного флажка в смотровом окошке реле.

Примечание.

1. Есть ещё один элемент на трансформаторе, положение которого нужно проверить перед включением: отсечной клапан. Он стоит на мощных трансформаторах и при его срабатывании перекрывается выход масла из расширителя в трансформатор. На закрытие отсечного клапана действует защита от внутренних повреждений трансформатора. Его также нужно взвести перед включением, иначе будет нарушена связь между трансформатором и расширителем, и впоследствии, может произойти ложная работа газовой защиты.

2. На трубопроводах расширителя трансформатора имеются краны, позволяющие переливать масла из объёма расширителя трансформатора в отсек расширителя РПН.

Необходимо следить за тем, чтобы через них масло с сажей из отсека РПН никогда не попало в расширитель трансформатора.

Защита от сверхтоков при внешних КЗ (максимальная токовая защита)

Максимальная токовая защита является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

Защита двухобмоточных понижающих трансформаторов.

Схема МТЗ трансформатора с односторонним питанием приведена на рис. 10.8. Чтобы включить в зону действия защиты сам трансформатор, РЗ устанавливается со стороны источника питания и должна действовать на отключение выключателя Q1. Токовые реле МТЗ включаются на ТТ, установленные у выключателя Q2.

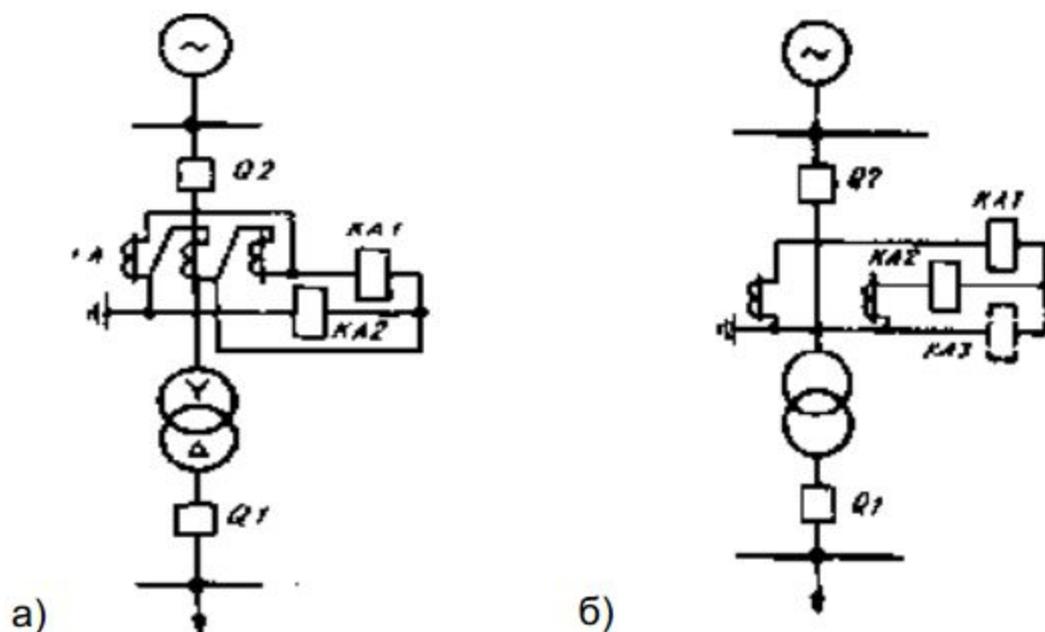


Рис. 10.8. Максимальная токовая защита двухобмоточного понижающего трансформатора: а) схема токовых цепей с двумя ТТ; б) схема токовых цепей с тремя ТТ

При двухфазном КЗ за трансформатором со схемой Y/Δ токи в фазах на стороне ВН равны $\frac{1}{2}I^{(3)}$, $\frac{1}{2}I^{(3)}$, $I^{(3)}$. Такие же токи будут в реле. Если трансформаторы тока на стороне ВН собрать в треугольник, то ток в реле равен по величине току двухфазного КЗ и соотношение между ними будет равно 1/0,876.

Выбор уставок МТЗ

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке.

$$I_{сз} = k_H k_{сз} I_{\text{раб. max}} / k_B. \quad (10.14)$$

Максимальный ток нагрузки с учётом самозапуска, от которого необходимо отстроить МТЗ, обычно определяется из рассмотрения трёх видов нарушения: отключение параллельно работающего трансформатора, включение трансформатора от АПВ на неотключенную нагрузку, автоматическое подключение нагрузки при действии АВР в случае исчезновения напряжения на соседней секции (рис. 10.9). В двух первых случаях определяется по (10.14). В третьем случае определяется по выражению:

$$I_{сз} = k_H (I_{I \text{ раб. max}} + k_{сз} I_{II \text{ раб. max}}) / k_B,$$

где $I_{I \text{ раб. max}}$ и $I_{II \text{ раб. max}}$ – максимальные значения токов нагрузки секций: I – от которой при действии АВР подаётся напряжение и II – на которую подаётся напряжение.

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{\text{кз min}}}{I_{сз}}. \quad (10.15)$$

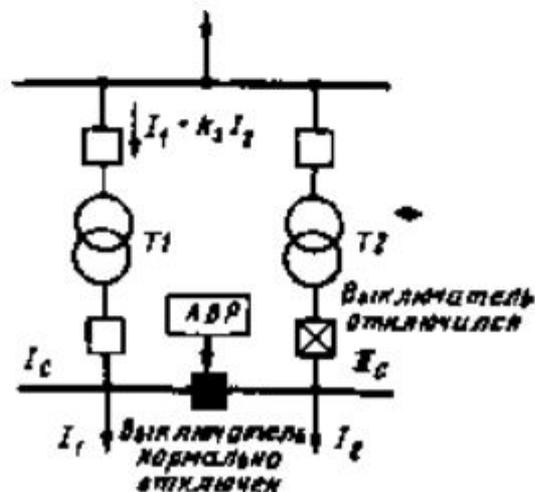


Рис. 10.9. При отключении трансформатора Т₂ и включении от АВР секционного выключателя возникает перегрузка трансформатора Т₁

В (10.15) вид КЗ определяется из таблицы 10.2.

Таблица 10.2. Вид КЗ в зависимости от схемы соединения обмоток силового трансформатора

Схема соединения		Вид КЗ для расчёта чувствительности
обмоток трансформатора	ТТ, к которым подключена МТЗ	
Y/Δ	Треугольник	Двухфазное
Y/Y	Неполная звезда	То же
Δ/Δ	То же	То же
Y/Δ	Неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе	Трёхфазное
Y/Δ	Полная звезда	Трёхфазное

Значение k_s должно быть не менее 1,5 при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и не менее 1,2 при выполнении функций резервирования. Если чувствительность МТЗ оказывается неудовлетворительной, то применяются другие, более чувствительные РЗ: ДЗ, МТЗ НП и ОП.

Выдержка времени выбирается из условий селективности на ступень выше наибольшей выдержки времени t_n РЗ присоединений, питающихся от трансформатора:

$$t_I = t_n + \Delta t. \quad (10.16)$$

Выдержка времени МТЗ с ограниченно зависимой характеристикой выбирается из условия (10.16) в предположении, что ток в реле равен току КЗ, проходящему через трансформатор в случае повреждения в начале ЛЭП, питаемой трансформатором. Защиту с ограниченно зависимой характеристикой следует применять в тех случаях, когда посредством её удаётся ускорить отключение повреждения в трансформаторе или на шинах.

Максимальная токовая защита с пуском по напряжению

В ряде случаев не удаётся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс} I_{н}}{k_{в}} \quad (10.17)$$

Уставка срабатывания реле минимального напряжения выбирается исходя из следующих условий:

- возврата после отключения внешнего КЗ

$$U_{сп} \leq \frac{U_{min}}{k_{отс} k_{в} k_U}; \quad (10.18)$$

- отстройки от остаточного напряжения самозапуска после действия АПВ или АВР

$$U_{сп} \leq \frac{U_{сз}}{k_{отс} k_U}, \quad (10.19)$$

где U_{min} – междуфазное напряжение в месте установки МТЗ в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, может быть принято равным $(0,9 \div 0,85) U_{ном}$; $U_{сз}$ – междуфазное напряжение в месте установки МТЗ в условиях самозапуска после действия АПВ или АВР заторможенных электродвигателей, может быть принято равным $0,7 U_{ном}$; $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2; $k_{в}$ – коэффициент возврата.

Чувствительность для токового реле определяется по выражению (10.15); для реле минимального напряжения по формуле

$$k_{ч} = \frac{U_{сз} k_{в}}{U_{max}^{(3)}} \quad (10.20)$$

где $U_{max}^{(3)}$ – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки МТЗ при металлическом трёхфазном КЗ между фазами в расчётной точке в режиме, обуславливающем максимальное значение этого напряжения.

В соответствии с ПУЭ, для реле тока и напряжения необходимо обеспечить следующие коэффициенты чувствительности: 1,5 – при выполнении МТЗ функций основной РЗ шин; 1,2 – при выполнении МТЗ функций резервирования.

Для выполнения защиты двухобмоточного трансформатора вполне достаточно установки на обеих сторонах двухэлементной токовой защиты. При этом для защиты трансформатора со схемой соединения Y/Δ , реле на стороне ВН должны быть включены на три ТТ собранные по схеме треугольника. Отсечка стороны НН используется в качестве логической защиты шин. Максимальная защита используется в качестве максимальной защиты ввода, а дополнительный токовый орган блокирует логическую дифзащиту трансформатора стороны ВН. На стороне ВН максимальная защита выполняет свои функции, а токовая отсечка – логическую дифзащиту трансформатора.

Расстановка защит на трёхобмоточных трансформаторах

На двухобмоточных трансформаторах с расщепленными обмотками НН (обычно 6–10 кВ) по условию селективности (при КЗ на шинах или ВЛ НН) в цепи каждой обмотки, питающей соответствующую секцию шин, необходимо устанавливать МТЗ (рис. 10.10) с двумя токовыми реле, подключенными к ТТ, соединённым по схеме неполной звезды.

Защиты стороны НН, расположенные в шкафах КРУ выключателей вводов 6–10 кВ, с первой выдержкой времени действуют на отключение своих выключателей ($Q1$ и $Q2$), а со второй (на ступень селективности большей) – на отключение выключателя ВН ($Q3$).

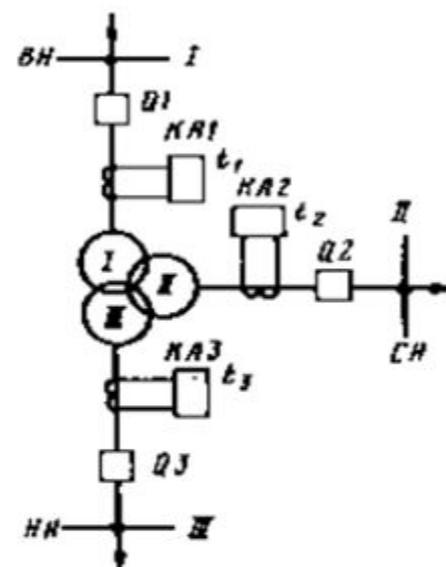
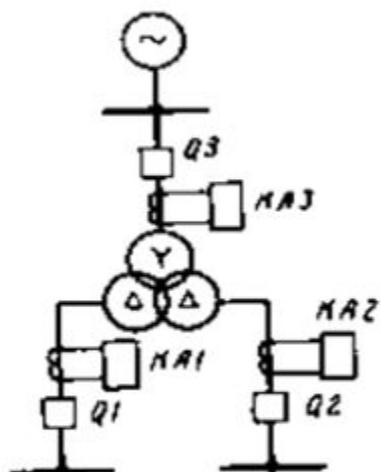


Рис. 10.10. Размещение максимальных токовых защит (КА) на сторонах ВН и НН двухобмоточного понижающего трансформатора с расщепленными обмотками

Рис. 10.11. Размещение максимальных токовых защит (КА) на сторонах ВН и НН трёхобмоточных понижающих трансформаторов с односторонним питанием

МТЗ на стороне ВН действует на выходные промежуточные реле РЗ трансформатора с выдержкой времени, равной второй выдержке времени МТЗ ответвлений к секциям I (II) шин 6–10 кВ. Таким образом, МТЗ стороны ВН осуществляет резервирование основных РЗ трансформатора и МТЗ стороны НН.

Предусматривается автоматическое ускорение МТЗ, установленных на ответвлениях к шинам НН, при включении соответствующего выключателя 6–10 кВ, благодаря чему ускоряется его отключение в случае подачи напряжения на повреждённые шины. Ускорение выполняется с выдержкой времени 0,3–0,5 сек для отстройки от броска пускового тока.

Токовая отсечка

Токовая отсечка – простая быстродействующая РЗ от повреждений в трансформаторе. Зона действия отсечки ограничена, она не действует при витковых замыканиях и замыканиях на землю в обмотке, работающей на сеть с малым током замыкания на землю. Отсечка устанавливается с питающей стороны трансформатора и выполняется без выдержки времени.

На трансформаторах в сети с глухозаземлённой нейтралью отсечка устанавливается в трёх фазах, а в сети с изолированной нейтралью на двух. Ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока КЗ при повреждении за трансформатором.

$$I_{сз} = k_{отс} I_{кз}^{(3)}, \quad (10.21)$$

где $k_{отс} = 1,25 \div 1,5$ – (последнее для реле типа РТ-90 и РТ-80).

Кроме того, токовая отсечка должна отстраиваться от броска намагничивающего тока однако уставка выбранная по первому условию, как правило, больше.

В зону действия отсечки входят ошиновка, выводы и часть обмотки трансформатора со стороны питания. Отсечка, являющаяся РЗ от внутренних повреждений, должна отключать трансформатор со всех сторон, имеющих источники питания. Достоинством отсечки являются её простота и быстродействие. Отсечка в сочетании с МТЗ и газовой защитой обеспечивает хорошую защиту для трансформаторов малой мощности. Таким образом, трансформатор напряжением 35 кВ и мощностью до 4 МВА вполне можно защитить одним микропроцессорным устройством установив его на стороне ВН трансформатора и включив на трансформаторы тока, соединённые в треугольник.

Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль за перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки:

- на двухобмоточных трансформаторах – с одной любой стороны;
- на трёхобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН). На трансформаторах с возможным питанием с 2 сторон – со всех трёх сторон;
- на трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, со всех трёх сторон.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трёх сторонах трёхобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора

$$I_{сзл} = \frac{k_{отс} I_{ном}}{k_в}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05; $I_{ном}$ – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с учётом регулирования на данной стороне, принимается равным номинальному току отвления с наибольшим током; $k_в$ – коэффициент возврата устройства.

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9 сек. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

В состав специализированных устройств защиты трансформаторов, а также вводов входят защиты от перегрузки, имеющие тепловую характеристику, включающую постоянные времени нагрева и охлаждения трансформатора. Таким образом, можно выполнить защиту от перегрузки, учитывающую предварительный нагрев трансформатора и максимально использующую его перегрузочную способность.

Раздел 11. Защита от однофазных замыканий на землю

Требования к защита от замыкания на землю в сетях 6–35 кВ

Во всех трёх вышеуказанных режимах нейтрали допускается действие защиты от ОЗЗ только на сигнал, за исключением электроустановок, которые питают торфоразработки, карьеры, шахты, строительные механизмы и т.п. На таких объектах ОЗЗ сопровождаются высоким уровнем напряжения прикосновения и шаговым напряжением, которые могут быть причиной несчастных случаев. Для таких электроустановок защита от ОЗЗ должна действовать на отключение без выдержки времени и устанавливаться дополнительная резервная защита, отключающая все источники питания (вводы) подстанции с задержкой около 0,5 сек.

При действии на сигнал персонал обязан немедленно приступить к определению присоединения с ОЗЗ. При наличии селективной защиты на линиях это выполняется по показаниям сигнальных элементов, а при отсутствии селективной защиты – путём поочерёдного кратковременного отключения и включения линий и фиксации при этом напряжения нулевой последовательности.

Таким образом, защиты от ОЗЗ должны удовлетворять основным требованиям, предъявляемым ко всем устройствам релейной защиты:

- селективность;
- быстродействие;
- чувствительность;
- надёжность.

Режимы нейтрали сети

Режим: изолированная нейтраль

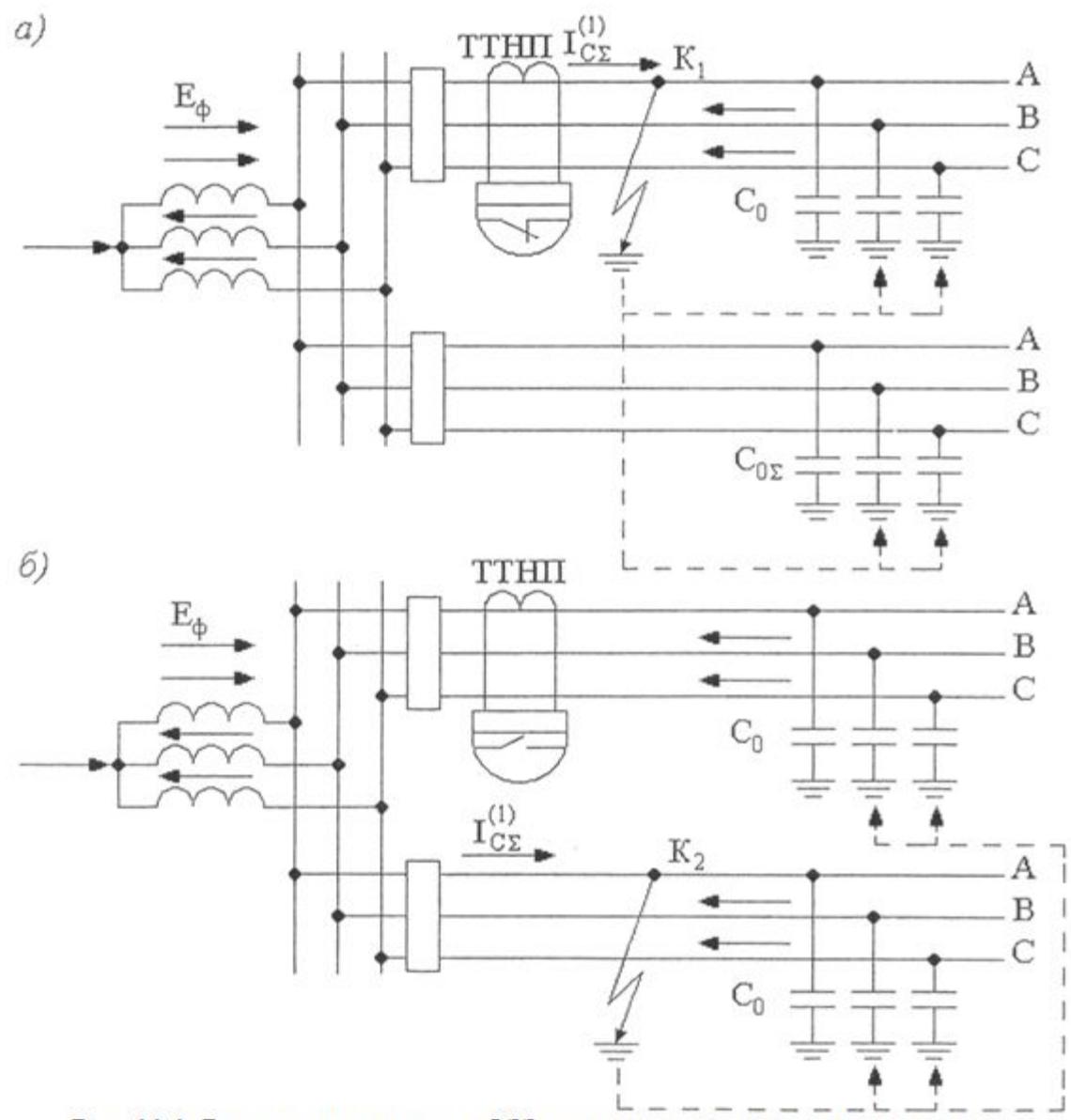


Рис. 11.1. Распределение токов ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

Значение ёмкостного тока линии и соответственно суммарного ёмкостного тока линий всей сети можно ориентировочно определить по эмпирическим формулам:

$$\text{для кабельных линий } I_{C\Sigma} \approx \frac{U_n l_\Sigma}{10} ; \text{ для воздушных сетей } I_{C\Sigma} \approx \frac{U_n l_\Sigma}{350} ,$$

где U_n – номинальное линейное напряжение сети, кВ; l_Σ – суммарная длина линий, км.

Для более точной оценки значения ёмкостного тока кабельной линии можно использовать данные табл. 11.1, где приведены удельные значения ёмкостных токов в амперах на километр в зависимости от сечения кабеля и номинального напряжения сети.

Таблица 11.1. Удельные значения ёмкостных токов в кабельных сетях (А/км)

Сечение жил кабеля, мм ²	Удельные значения ёмкостного тока I_c , А/км при напряжении сети	
	6 кВ	10 кВ
16	0,40	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04
120	1,00	1,16
150	1,18	1,30
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

Для воздушных сетей 6–35 кВ известна другая аналогичная формула:

$$I_{C\Sigma} = 2,7 \cdot U_n \cdot l_\Sigma \cdot 10^{-3} .$$

Если в сети имеются крупные электродвигатели напряжением 6 или 10 кВ, то следует учитывать их собственные ёмкостные токи. Ёмкостной ток электродвигателя (при внешнем ОЗЗ) определяют по эмпирической формуле:

$$\text{при } U_n = 6 \text{ кВ: } I_{C,ДВ} \approx 0,017 \cdot S_{н,ДВ} ; \text{ при } U_n = 10 \text{ кВ: } I_{C,ДВ} \approx 0,03 \cdot S_{н,ДВ} ,$$

$$\text{где } S_{н,ДВ} = \frac{P_{н,ДВ}}{\cos \varphi \cdot \eta} .$$

Работа сети в режиме с изолированной нейтралью допускается Правилами в тех случаях, когда суммарный ёмкостной ток I_{c2} не превышает 30 А для сети 6 кВ, 20 А – для сети 10 кВ, 15 А – для сети 15–20 кВ и т.д.

Исключение составляют воздушные сети 6–35 кВ на железобетонных и металлических опорах, где суммарный ёмкостной ток при замыкании на землю не должен превышать 10 А.

Допустимые токи замыкания на землю обычно меньше рабочих токов защищаемого элемента, поэтому токовая защита от замыкания на землю выполняется с включением реле на фильтр тока нулевой последовательности. Для обеспечения недействия защиты её ток срабатывания выбирают по условию:

$$I_{c3} = k_{отс} \cdot 3I_{0Л}^{(1)},$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, определяется броском тока в момент замыкания ($k_{отс} = 2$, если защита выполняется с выдержкой времени).

Пример расчёта защиты при ОЗЗ электрического двигателя.

1. Определим ёмкостный ток двигателя $I_{\text{ёмк.дв}}$, по формуле;

$$I_{\text{ёмк.дв}} = 2 \cdot \pi \cdot f_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3} \cdot C_{\text{дв}} \cdot U_{\text{ном.дв}},$$

где $C_{\text{дв}}$ – электрическая ёмкость двигателя, Ф; $U_{\text{ном.дв}}$ – номинальное напряжение двигателя, В; $f_{\text{ном}}$ – номинальная частота питающей сети, Гц.

2. Определим ёмкость двигателя $C_{\text{дв}}$ по формуле;

$$C_{\text{дв}} = \frac{0,0187 \cdot S_{\text{ном.дв}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{\text{ном.дв}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{ном.дв}})}}.$$

где $S_{\text{ном.дв}}$ – полная мощность электродвигателя, кВА.

3. Рассчитаем ёмкостный ток для кабельной линии $I_{\text{ёмк.КЛ}}$.

4. Параметр срабатывания защиты электродвигателя по току ОЗЗ $3I_0 >$, А, определим по формуле;

$$3I_0 > = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{возвр}}} \cdot k_{\text{бр}} \cdot (I_{\text{ёмк.дв}} + I_{\text{ёмк.КЛ}}),$$

где $k_{\text{бр}}$ – коэффициент броска ёмкостного тока, обусловленного перезарядом ёмкостей электрической сети при ОЗЗ. В данном случае это коэффициент, показывающий ослабление броска аperiodической составляющей ёмкостного тока цифровыми фильтрами терминала. Например, для терминалов БМРЗ коэффициент броска ёмкостного тока защиты от ОЗЗ принимается $k_{\text{бр}} = 2$.

5. Для проверки чувствительности защиты необходимо выполнить оценку коэффициента чувствительности при ОЗЗ $k_{\text{ч}}^{(1)}$ по формуле;

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{ОЗЗ}\Sigma}^{(1)}}{3I_0 >},$$

где $I_{\text{ОЗЗ}\Sigma}^{(1)}$ – суммарное значение ёмкостного тока сети при ОЗЗ, А.

Полученное значение коэффициента чувствительности должно соответствовать требованиям ПУЭ (не менее 1,5).

6. Определяем вторичное значение тока срабатывания защиты $3I_{0 \text{ вторич}}$ с учётом коэффициента трансформации трансформатора тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ по формуле:

$$3I_{0 \text{ вторич}} \geq \frac{3I_0}{k_{\text{ТР}}}$$

где $k_{\text{ТР}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока нулевой последовательности. Для ТЗЛМ $k_{\text{ТР}} = 25$.

7. С целью повышения стабильности срабатывания защиты принимаем выдержку времени первой ступени защиты от замыкания на землю равной 0,1 сек.

8. Определяем уставку срабатывания защиты от двойных замыканий на землю по формуле:

$$3I_0 \gg = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нес}} \cdot I_{\text{пуск.дв}}$$

9. Поскольку по требованиям ПУЭ уставка данной защиты должна быть выбрана из соответствующего диапазона (например, от 50 до 200 А):

$$3I_0 \gg = 70$$

Для синхронных двигателей должна быть предусмотрена защита от асинхронного хода. Так, например, в устройстве МСОМ Р241 имеется защита, предназначенная для выявления асинхронного режима, действующая по величине $\cos \varphi$. Эта защита способна чётко выявить отключение возбуждения и переход двигателя в асинхронный режим без возбуждения. При асинхронном режиме с возбуждением эта защита может не действовать из-за колебаний мощности и периодического возврата измерительного органа. Для того чтобы она действовала и в этом режиме она успевала срабатывать в зоне пониженного $\cos \varphi$. Пока отсутствуют результаты испытаний такой защиты на реальных двигателях. Поэтому, при внедрении такой защиты, необходимо провести испытания и уточнить уставки. Для начала можно принять уставки равными: $\cos \varphi = 0,7$; $t = 0,5$ сек.

Режим: резонансно-заземлённая нейтраль (компенсированная нейтраль)

Такой режим возможен в сети при наличии подключённого к шинпроводам подстанции трансформатора Y/Δ , и возможностью заземления сети через ДГР.

При таком режиме происходит полная компенсация ёмкостного тока $I_{C\Sigma}$ в месте ОЗЗ индуктивным током I_L при

частоте 50 Гц: $I_{C\Sigma} = I_L$.

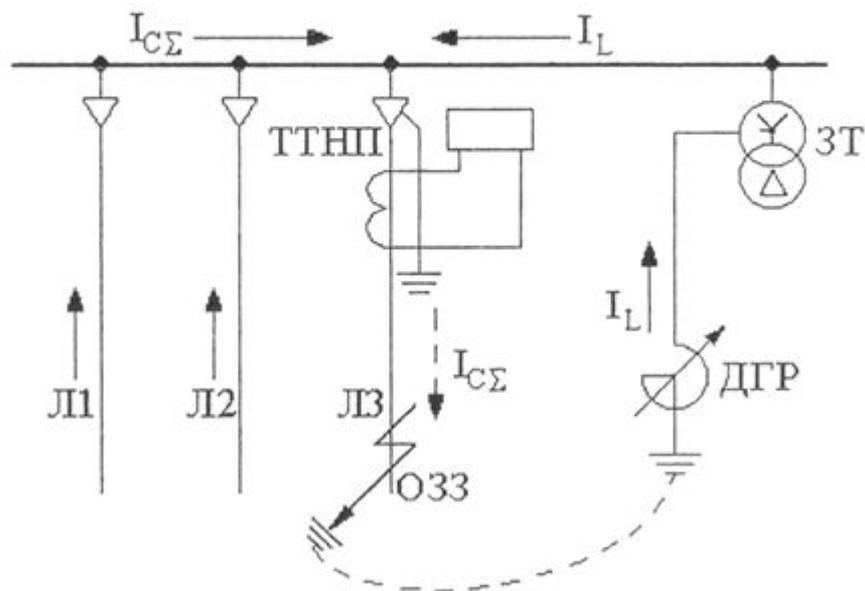


Рис. 11.2. Распределение токов при ОЗЗ в сети с полной компенсацией ёмкостного тока

Режим: заземления нейтрали через резистор

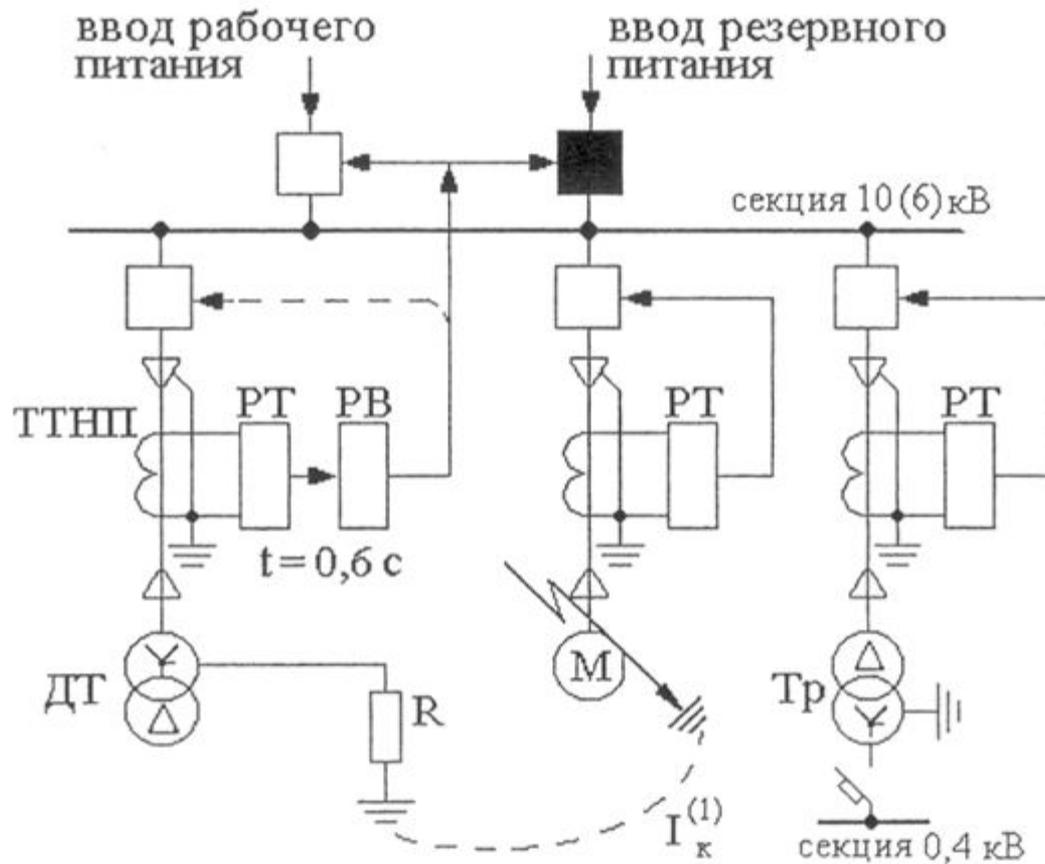


Рис. 11.3. Схема защит от замыканий на землю сети 10(6) кВ при заземлённой нейтрали этой сети через резистор

ВЫСОКОЧАСТОТНЫЕ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ

Высокочастотные защиты наиболее современные и быстродействующие из всех существующих защит ЛЭП. Они применяются тогда, когда по условиям сохранения устойчивости и скорейшей ликвидации к.з. требуется быстрое двухсторонне отключение ЛЭП при к.з. в любой точке защищаемой линии. Данные защиты устанавливаются на длинных линиях напряжением выше 220 кВ.

Высокочастотные защиты состоят из двух комплектов, установленных по концам защищаемой линии. Высокочастотными защиты называются потому, что связь между комплектами защиты, установленными с обеих сторон ЛЭП, осуществляется с помощью токов высокой частоты. Эти токи передаются по проводам защищаемой линии.

По принципу действия высокочастотные защиты не реагируют на к.з. вне зоны (на соседних ЛЭП и присоединениях), поэтому их можно выполнять без выдержки времени, т.к. согласования по времени с соседними линиями не требуется. Существует два вида высокочастотных защит ЛЭП:

1. Направленные защиты с высокочастотной блокировкой.
2. Дифференциально-фазные защиты.

Направленная защита с высокочастотной блокировкой. Защита реагирует на направление (знак) мощности к.з. по концам защищаемой ЛЭП.



Рис. 79. Направление мощности S при различных к.з.

При внешнем к.з. ($K1$) направления мощности по концам линии разные: $S_1(+)$, а $S_2(-)$ (рис. 79). При к.з. на защищаемой линии обе мощности S_1 и S_2 имеют одинаковое направление (рис. 79). Сравнение направления S_1 и S_2 производится с помощью реле направления мощности. На обеих сторонах линии установлены высокочастотные приемопередатчики, состоящие из генераторов высокой частоты (ГВЧ) и приемников высокой частоты (ПВЧ) (рис. 80). Сигнал ГВЧ1 (ГВЧ2) может воспринимать ПВЧ1 и ПВЧ2. Направление S определяется в «комплексе защиты». Если S имеет знак «+», то работает реле направления мощности и останавливает ГВЧ своего конца. Если S имеет знак «-», то реле мощности не работает, ГВЧ посылает высокочастотные сигналы по ЛЭП, которые воспринимают оба ПВЧ. Наличие высокочастотного сигнала как от ГВЧ1, так и от ГВЧ2 запрещает работу комплектов защиты 1 и 2. Так при к.з. в точке $K1$ (рис. 79) есть высокочастотный сигнал от ГВЧ2, его воспринимают ПВЧ1 и ПВЧ2, и это служит запретом работы защиты на обоих концах линии. При к.з. в точке $K2$ (рис. 79) не работает ни ГВЧ1, ни ГВЧ2 и высокочастотный сигнал запрета отсутствует. Срабатывают оба комплекта защиты на отключение ЛЭП с двух сторон.

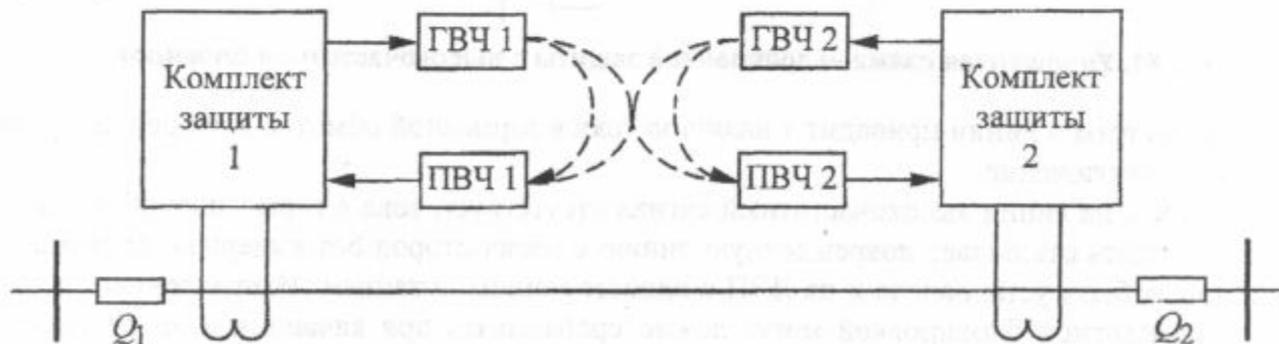
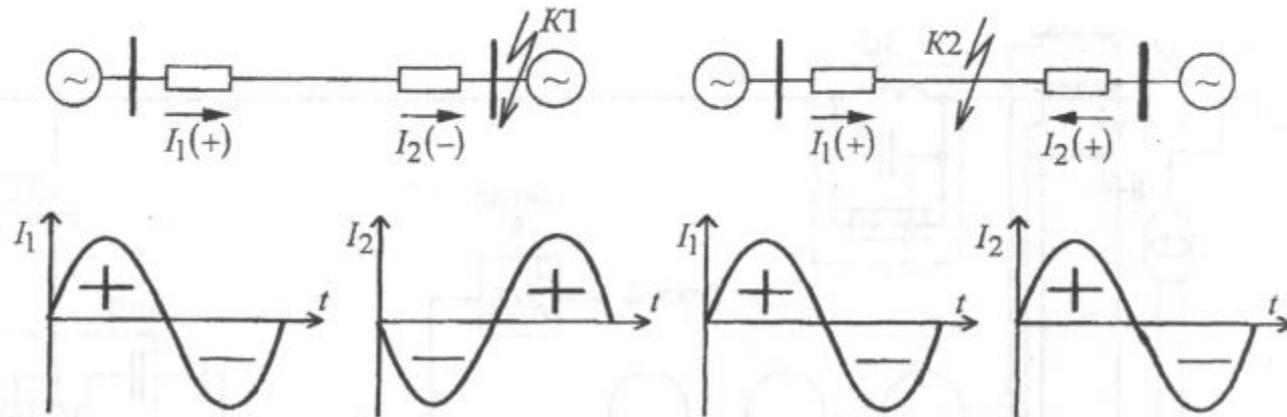


Рис. 80. Принцип действия направленной защиты с высокочастотной блокировкой

Дифференциально-фазная защита. Защита основана на сравнении фаз тока по концам защищаемой линии. За «+» принято направление тока от шин в линию.

При к.з. $K1$ (рис. 82) токи I_1 и I_2 имеют разные знаки, и можно считать их сдвинутыми по фазе на 180° . При к.з. $K2$ (рис. 82) токи I_1 и I_2 имеют одинаковые знаки и совпадают



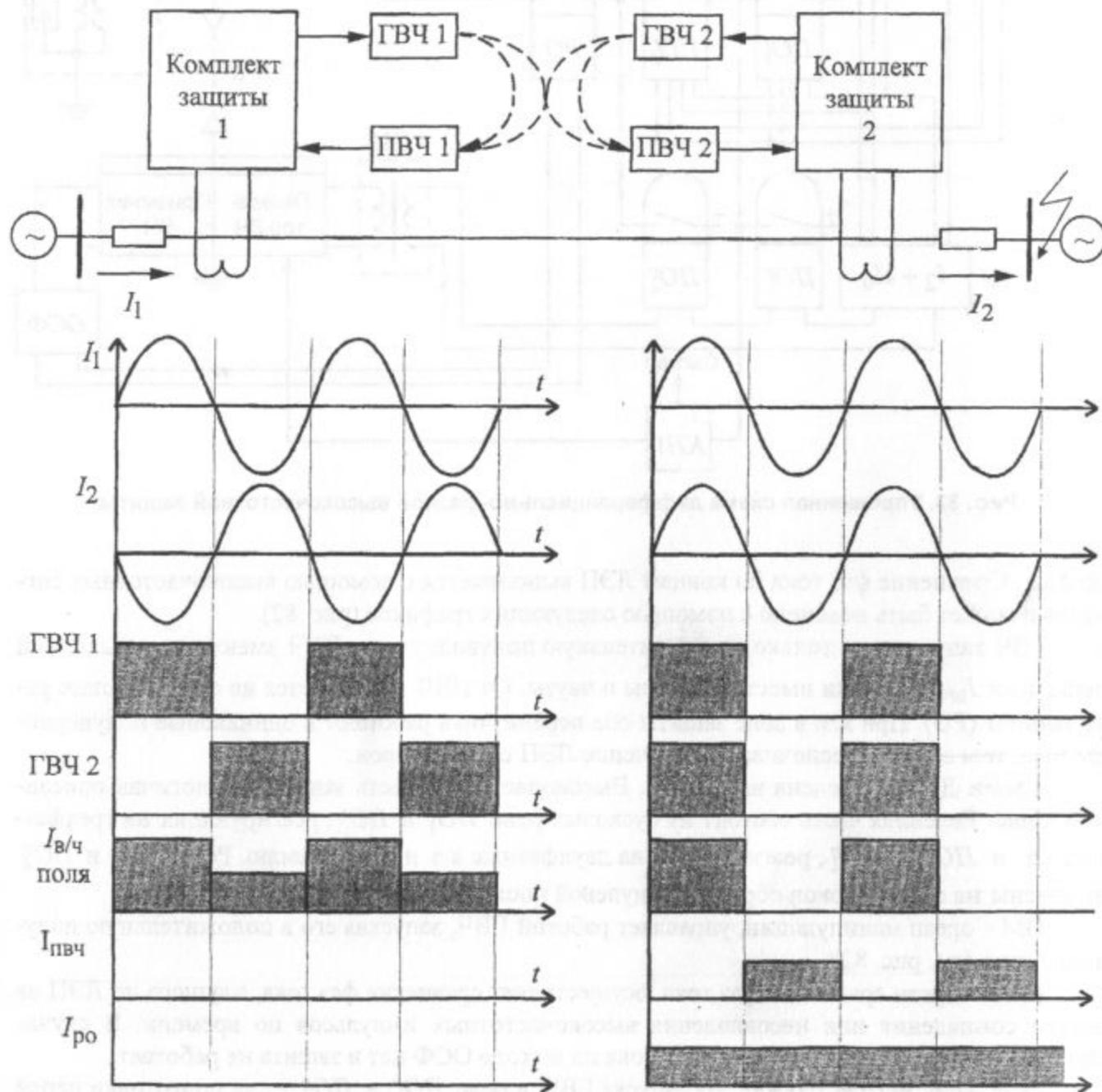


Рис. 82. Примеры действия дифференциально-фазной защиты

ЗАЩИТА ШИН СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ. УРОВ

Короткие замыкания на сборных шинах станций и подстанций возникают:

- 1) из-за перекрытия шинных изоляторов и вводов выключателя;
- 2) повреждения трансформаторов тока и напряжения;
- 3) поломка изоляторов разъединителей и воздушных выключателей;
- 4) ошибок оперативного персонала при переключениях.

Отключение повреждений на шинах может производиться защитами элементов, питающих эти шины. Это, как правило, резервные защиты трансформаторов, генераторов, линий, двигателей. Они имеют большие выдержки времени и иногда не могут обеспечить селективного отключения повреждения на шинах. Для защиты шин используют специальные защиты с высокими показателями по надежности и чувствительности.

Для шин 110 кВ и выше используется дифзащита, принцип действия которой основан на первом законе Кирхгофа. Сумма токов, притекающих к шинам равна сумме токов, уходящих из шин. В нормальном режиме и в режиме внешнего к.з. это условие всегда выполняется. Если же к.з. происходит на шинах, то весь ток течет в точку к.з., а ток протекающий по реле отличен от нуля (рис. 111). Таким образом, записанное ниже условие выполняется в нормальном режиме и в режиме внешнего к.з.

$$I_p = \sum_{i=1}^n I_i = 0.$$

При к.з. К1 ток $I'''' = I' + I'' + I'''$ и $I_p = \sum_{i=1}^4 I_i = 0$, т.е. при к.з. на отходящих присоединениях защита не работает.

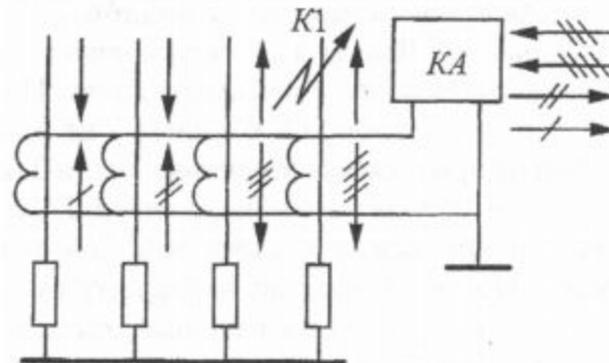


Рис. 111. Принцип действия дифзащиты шин

При к.з. $K2$ на системе шин все токи текут в точку к.з. и $I_n \neq 0$, защита работает и действует на отключение всех присоединений данной системы шин без выдержки времени. Дифзащита шин выполняется с помощью реле типа РНТ (реле с быстросъезжающим трансформатором). Все трансформаторы тока принимаются одинаковыми с одинаковым коэффициентом трансформации. Ток срабатывания защиты выбирается, исходя из двух условий:

1. $I_{сз} = k_n \cdot I_{неб.мах}$, $k_n = 1,3$; $I_{неб.мах}$ - наибольшее значение тока небаланса, протекающего по реле при внешнем к.з.
2. $I_{сз} = k_n \cdot I_{нагр.мах}$; $I_{нагр.мах}$ - нагрузочный ток наиболее мощного присоединения.

Выполнение схемы защиты шин определяется схемой выполнения сборных шин станции или подстанции. Рассмотрим в качестве примера релейную защиту шин для подстанции с двумя системами шин и фиксированным распределением элементов.

Структурная схема защиты приведена на рис. 112. В данной схеме обязательно наличие трех комплектов токовых реле (реле типа РНТ). Комплекты 1 и 2 называются избирательными, а комплект 3 - пусковым. Избирательные комплекты определяют на какой системе шин возникло к.з. Пусковой комплект работает при к.з. на любой из систем шин. Наличие комплекта 3 необходимо для того, чтобы при нарушениях фиксации (например, элемент 2 присоединен ко II системе шин (--)) и внешних к.з. ($K1$) защита ложно не отключала все присоединения на подстанции. Отключение присоединений системы шин произойдет только при условии работы пускового комплекта и одного из избирательных. При нарушениях фиксации (---) и к.з. $K1$ работают оба избирательных комплекта, но не работает пусковой, вследствие чего не происходит ложного отключения подстанции.

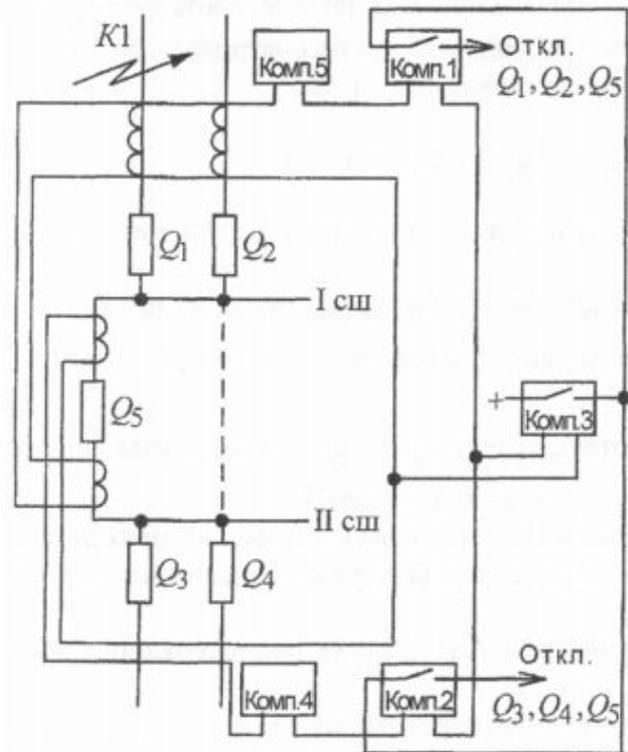


Рис. 112. Защита шин для подстанции с двумя системами шин и фиксированным распределением элементов

В схеме присутствуют 2 чувствительных комплекта (4 и 5), которые работают по сле неуспешного АПВ шин. АПВ шин включает элементы, отключенные дифзащитой шин поочередно, начиная с наиболее мощного питающего элемента. Если к.з. было устойчивое, то включенный элемент вновь отключается защитой с помощью чувствительного комплекта ($I_{ср.компл5} < I_{ср.компл1}$) и подается сигнал «запрет АПВ» на остальные элементы данной системы шин.

Дифзащита называется **полной**, когда трансформаторы тока установлены на всех при соединениях. Данная защита применяется для шин 110 кВ и выше. Принципиальная схема полной дифзащиты приведена на рис. 113. Избирательные комплекты выполнены на реле *KAT1* и *KAT2*, пусковой комплект - на реле *KAT3*. В схеме предусмотрен вывод защиты из действия при обрывах вторичных цепей ТА - реле *KA1*, *KT*, *KA4*.

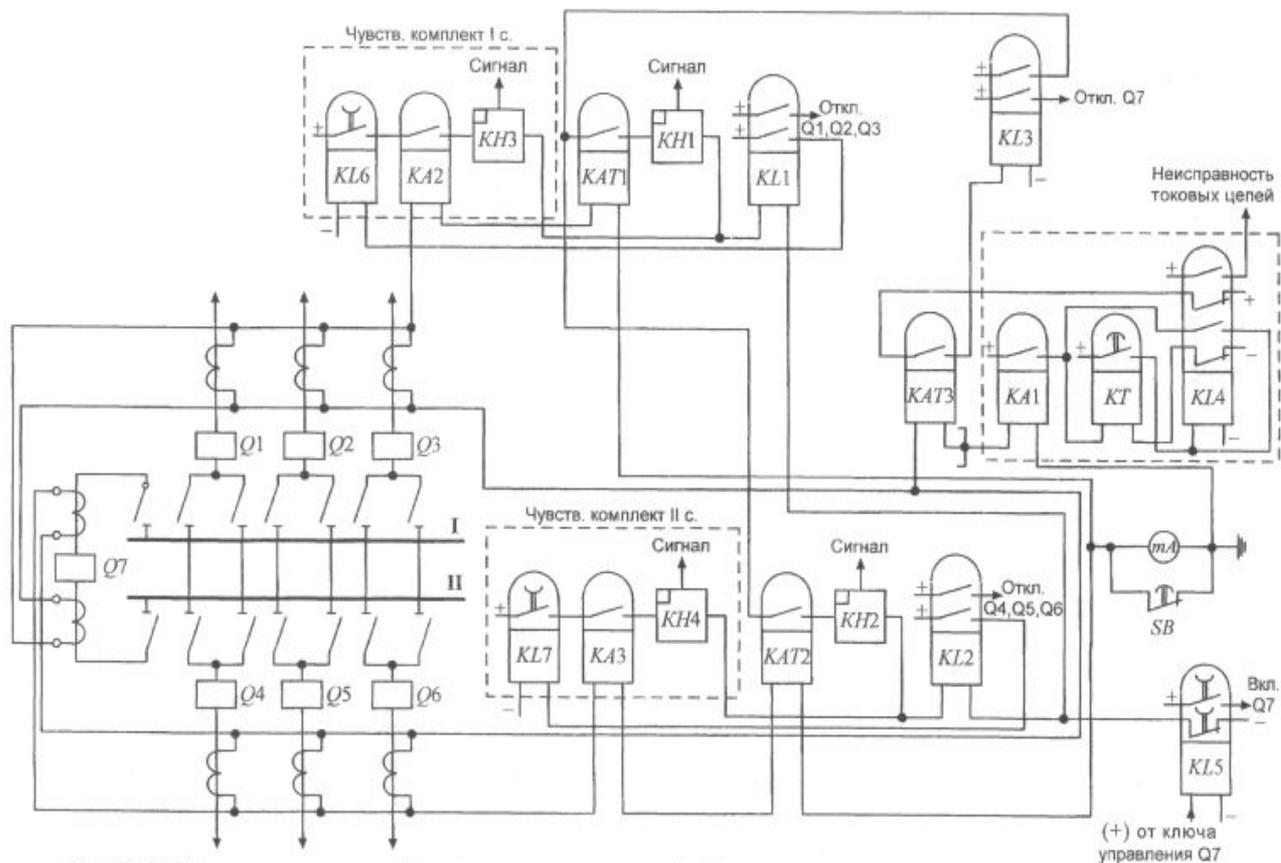


Рис. 113. Дифференциальная защита сборных шин подстанции с двойной системой и фиксированным распределением элементов

При обрывах вторичных цепей ТА в реле $KA1$ появляется ток, оно сработает и с выдержкой времени запитывает реле $KL4$, которое снимает «+» оперативного тока с контактов реле $KAT3$, чем и выводит дифзащиту из действия. Выдержка времени нужна для отстройки от бросков $I_{неб}$ при к.з. на шинах, когда защита должна действовать на отключение. При к.з. на первой системе шин работают реле $KAT1$ и $KAT3$. При срабатывании реле $KAT3$ запитывается реле $KL3$, отключающее секционный выключатель $Q7$ и подающее «+» оперативного тока на контакт реле $KAT1$, которое отключает выключатели $Q1-Q3$ через реле $KL1$.

При наличии устойчивого к.з. на первой системе шин приходит в действие ее чувствительный комплект.

После работы защиты шин АПВ включает самый мощный питающий элемент. Если к.з. не устранилось, то величина тока $I_{кз}$ будет меньше, чем в первый момент возникновения аварии, когда были включены все присоединения. Следовательно, реле $KAT1$ и $KAT3$ не сработают, а сработает реле $KA2$.

Реле $KL6$ работает после срабатывания реле $KL1$, отключающего присоединения первой системы шин. Реле $KL6$ имеет размыкающийся с выдержкой времени контакт, который остается замкнутым после отключения выключателей $Q1-Q3$.

Если к.з. устойчиво и работает реле $KA2$, то сигнал на отключение подается через контакт реле $KL6$. АПВ всех остальных элементов запрещается.

Неполная дифзащита - если трансформаторы тока установлены только на питающих элементах. Данная защита применяется для защиты шин 6–35 кВ. Схема защиты приведена на рис. 114.

Защита имеет две ступени: 1-я ступень - основная, действует при к.з. на шинах, а 2-я ступень - резервная - действует при к.з. на отходящих линиях. В 1-ю ступень входит реле $KA1$, включенное на сумму токов всех источников питания. Все ТА имеют одинаковые n_T . При внешних к.з. (точка $K1$ на $Л1$) в реле $KA1$ токи не сбалансированы, по реле протекает $I_{кз}$ от источников питания и суммарный ток нагрузки линий (линии $Л2$ для рассматриваемой схемы). Для исключения срабатывания защиты в этом режиме необходимо, чтобы

$$I_{сзKA2} = k_H \left(I_{кз.вн.макс} + \sum I_{нагр.ЛЭП} \right); \quad k_H = 1,2 + 1,3.$$

При к.з. на соседней секции (точка $K5$), а также при к.з. в точках $K2$ и $K3$ токи в реле уравновешены и защита не работает.

В нормальном режиме по реле $KA1$ протекает ток I_p , но т.к. к защите не подключен ток по линиям $Л1$ и $Л2$, то ток I_p по реле $KA1$ в нормальном режиме будет меньше, чем при внешних к.з., и защита работать не будет.

При к.з. на шинах (точка $K6$) защита сработает, если $I_{кз\Sigma} > I_{сз}$. В этом случае сигнал на отключение подается с выдержкой времени, установленной на реле KT .

Основная ступень защиты выполнена на реле $KA1$ - это токовая отсечка, которая действует на отключение выключателей источников питания без выдержки времени через реле $KL2$ и $KL1$.

Таким образом, реле $KA2$ резервирует действие реле $KA1$, а также токовых защит линий $Л1$ и $Л2$.

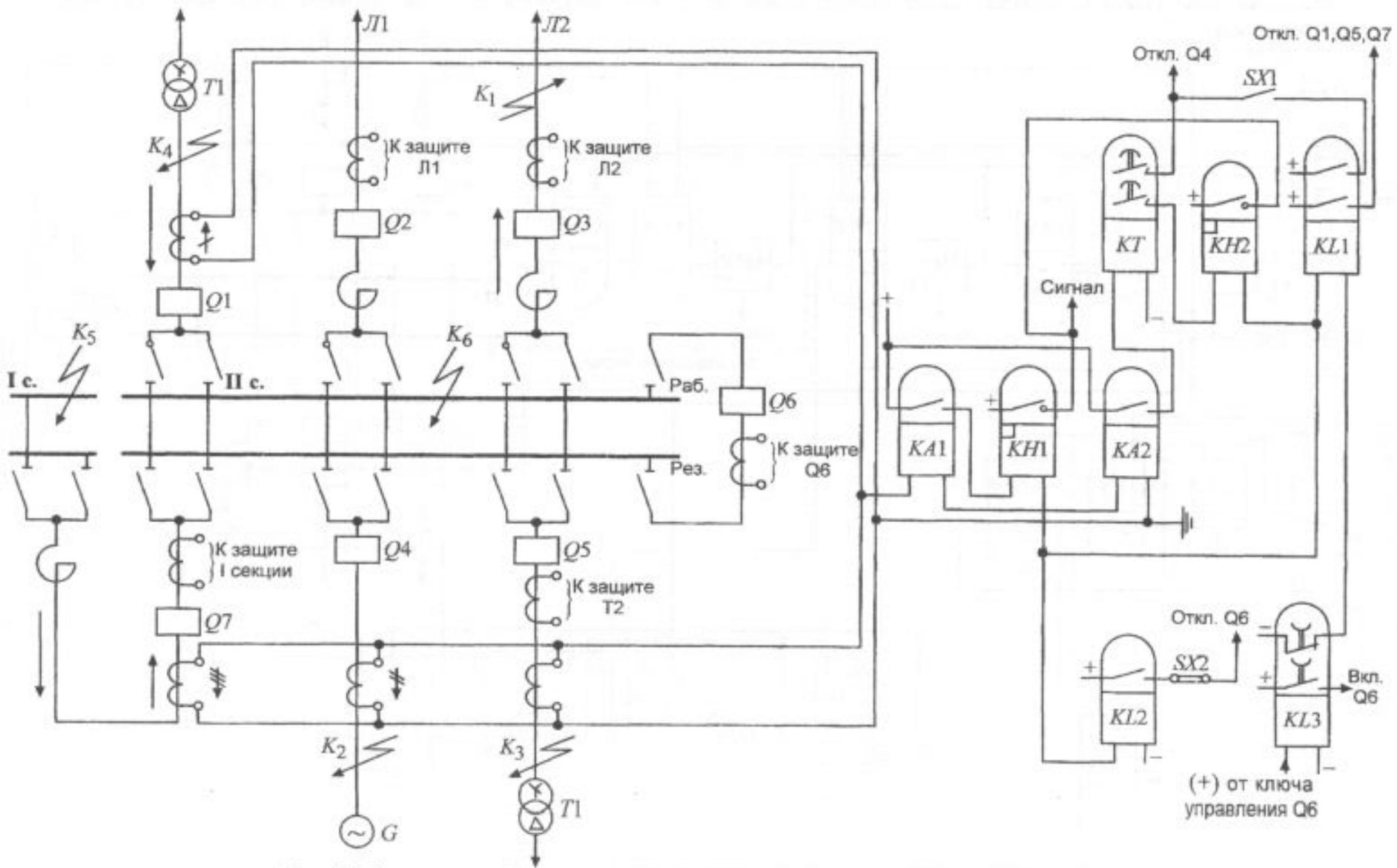


Рис. 114. Неполная дифференциальная защита сборных шин напряжением 6 (10) кВ

Ток срабатывания реле КА1 выбирается по следующим условиям:

1. $I_{сз} = k_H (I_{кз.вн_{\max}} + \sum I_{нагр.ЛЭП})$; $k_H = 1,2 \div 1,3$.
2. Условие отстройки от увеличения тока при действии АВР на Q7

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} (I_{раб_{\max}} + I_{раб_{доп}}),$$

где $I_{раб_{\max}}$ - нагрузка на своей секции; $I_{раб_{доп}}$ - нагрузка, подключаемая к секции при действии АВР на Q7; $k_H = 1,2$, $k_B = 0,85$.

Ток $I_{сз}$ для реле КА2 выбирается по следующим условиям:

1. Условие возврата реле после отключения поврежденной ЛЭП своей защитой

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} k_{сз} (I_{раб_{\max}} + I_{раб_{доп}}),$$

где $k_{сз}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске двигателей.

2. Условие недействия защиты при работе АВР на Q7

$$I_{сз} = k_H (I_{раб_{\max}} + k_1 I_{раб_{доп}}),$$

где $k_1 = 2,5 \div 3$ - коэффициент, учитывающий самозапуск двигателей на соседней линии; $k_H = 1,2 \div 1,3$.

Рассмотренная схема неполной дифференциальной защиты шин может быть применена для защиты шин генераторного напряжения электростанций.

Резервирование действия защиты и отказа выключателя (УРОВ). При автоматической ликвидации повреждений встречаются случаи отказа в действии релейной защиты или выключателей. Подобные случаи могут привести к тяжелым авариям, поэтому необходимо резервировать действие релейной защиты и выключателей. Применяется 2 способа резервирования:

- 1) дальнейшее резервирование;
- 2) ближнее резервирование.

Дальнее резервирование выполняется резервными ступенями основных защит (III ступень дистанционной защиты) или резервными защитами (МТЗ трансформаторов, генераторов). Ближнее резервирование осуществляется защитами с выключателями той же подстанции, где произошел отказ.

Достоинство дальнего резервирования в том, что основная и резервная защиты находятся на разных подстанциях и не зависят друг от друга. Но в сложных сетях резервные защиты часто обладают низкой или недостаточной чувствительностью. Устройство ближнего резервирования (УРОВ) (рис. 115) при к.з. $K1$ и поломке выключателя Q_3 действует на отключение всех присоединений, т.е. Q_1, Q_2, Q_4 . То же самое происходит при наличии к.з. и поломке любого из выключателей данной системы шин.

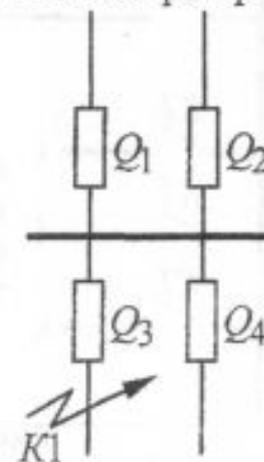


Рис. 115. Принцип действия УРОВ

Для запуска схемы УРОВ выполняются специальные токовые реле, установленные на каждом присоединении. Поскольку в результате действия УРОВ могут произойти многочисленные отключения, то время действия УРОВ выбирается больше, чем время самой большой ступени резервной защиты всех присоединений. Запуск УРОВ осуществляется при выполнении следующих условий:

- сработала защита присоединения (самая грубая по времени ступень);
- выключатель присоединения остался во включенном положении;
- находятся в сработанном состоянии пусковые реле УРОВ.

Схема УРОВ имеет большое количество блокировок, запрещающих ее работу, при неисправностях цепей защиты, исчезновении напряжения, неисправностях источников питания оперативных цепей.

Раздел 10. Автоматика систем электроснабжения

Введение

В данный раздел введены некоторые виды электроавтоматики, широко распространенные в системах электроснабжения.

К ним относятся устройства:

- автоматического повторного включения (АПВ);
- автоматического ввода резервного питания (АВР);
- автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- автоматического повторного включения после работы АЧР (ЧАПВ)
- автоматики регулирования напряжения трансформаторов (АРНТ).

Принцип работы устройств электроавтоматики, требования, предъявляемые к ним, и пути их реализации, для наглядности, а так же в связи с их широкой распространенностью в настоящее время, рассмотрены на примере схем, выполненных на электромеханических реле. Затем приведены принципы выполнения автоматики на современных микропроцессорных устройствах.

Автоматическое повторное включение

10.1. Назначение АПВ

Многолетний опыт эксплуатации линий электропередачи показал, что значительная часть коротких замыканий (КЗ), вызванных перекрытием изоляции, склестыванием проводов и другими причинами, при достаточно быстром отключении линий релейной защитой, самоустраняется. При этом электрическая дуга, возникшая в месте КЗ, гаснет, не успев вызвать существенных разрушений, препятствующих повторному включению линий под напряжение. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть неустойчивыми.

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи за длительный период эксплуатации показывают, что доля неустойчивых повреждений весьма высока и составляет 50–90%.

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем её обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения её под напряжение.

Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением. Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Поэтому, повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т.д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Поэтому, повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала 0,5–1 час и более. Поэтому, для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ). Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ – на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Автоматическое повторное включение восстанавливает нормальную схему также и в тех случаях, когда отключение выключателя происходит вследствие ошибки персонала, или ложного действия релейной защиты.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

В кольцевых сетях отключение одной из линий не приводит к перерыву питания потребителей. Однако и в этом случае применение АПВ целесообразно, так как ускоряет ликвидацию ненормального режима и восстановление нормальной схемы сети, при которой обеспечивается наиболее надежная и экономичная работа.

Опыт эксплуатации показал, что неустойчивые КЗ часто бывают не только на воздушных линиях, но и на шинах подстанций. Поэтому на подстанциях, оборудованных быстродействующей защитой шин, также применяются АПВ, которые производят повторную подачу напряжения на шины в случае их отключения релейной защитой. Автоматическое повторное включение шин имеет высокую успешность и эффективность, поскольку каждый случай успешного действия предотвращает аварийное отключение целой подстанции, или ее части.

Устройствами АПВ оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВА и выше, а также трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку.

Автоматическое повторное включение трансформаторов выполняется так, что их действие происходит только при отключении трансформатора от максимальной токовой защиты. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключается защитами от внутренних повреждений, как правило, не производится. Успешность действия АПВ трансформаторов и шин так же высока, как у воздушных линий, и составляет 70–90%.

В ряде случаев АПВ успешно используются на кабельных и на смешанных кабельно-воздушных тупиковых линиях 6–10 кВ. При этом, несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность действия АПВ составляет 40–60%. Это объясняется тем, что АПВ восстанавливает питание потребителей при неустойчивых повреждениях на шинах, при отключении линий вследствие перегрузки, при ложных и неселективных действиях защиты. Применение АПВ позволяет в ряде случаев упростить схемы релейной защиты и ускорить отключение КЗ в сетях высокого напряжения, что также является положительным качеством этого вида автоматики.

10.1.2 Классификация АПВ. Основные требования к схемам АПВ

В эксплуатации получили применение следующие виды АПВ:

- трехфазные, осуществляющие включение трех фаз выключателя после их отключения релейной защитой;
- однофазные, осуществляющие включение одной фазы выключателя, отключенной РЗ при однофазном КЗ;
- комбинированные, осуществляющие включение трех фаз (при междуфазных повреждениях) или одной фазы (при однофазных КЗ).

Трехфазные АПВ в свою очередь подразделяются на несколько типов: простые (ТАПВ), быстродействующие (БАПВ), с проверкой наличия напряжения (АПВНН), отсутствия напряжения (АПВОН), с ожиданием синхронизма (АПВОС), с улавливанием синхронизма (АПВУС) и др.

По виду оборудования, на которое действием АПВ повторно подается напряжение, различают: АПВ линий, АПВ шин, АПВ трансформаторов, АПВ двигателей.

По числу циклов (кратности действия) различают: АПВ однократного действия и АПВ многократного действия.

Устройства АПВ, которые осуществляются с помощью специальных релейных схем, называются электрическими, а встроенные в грузовые или пружинные приводы – механическими.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, в зависимости от конкретных условий, могут существенно отличаться одна от другой.

Однако все они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1. Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ: например, при наличии или, наоборот, при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма, после восстановления частоты и т.д.

2. Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т.е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми. В схемах АПВ должна также предусматриваться возможность запрета действия АПВ при срабатывании отдельных защит. Так, например, как правило, не допускается действие АПВ трансформаторов при внутренних повреждениях в них. В отдельных случаях не допускается действие АПВ линий при срабатывании дифференциальной защиты шин.

3. Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т.е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия. Применяются также АПВ двукратного, а в некоторых случаях и трехкратного действия.

4. Время действия АПВ должно быть минимально возможным, для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 сек.

Вместе с тем, в некоторых случаях, когда наиболее вероятны повреждения, вызванные набросами и касаниями проводов, передвижными механизмами, целесообразно для повышения успешности АПВ принимать увеличенные выдержки времени.

5. Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

10.1.3 Электрическое АПВ однократного действия

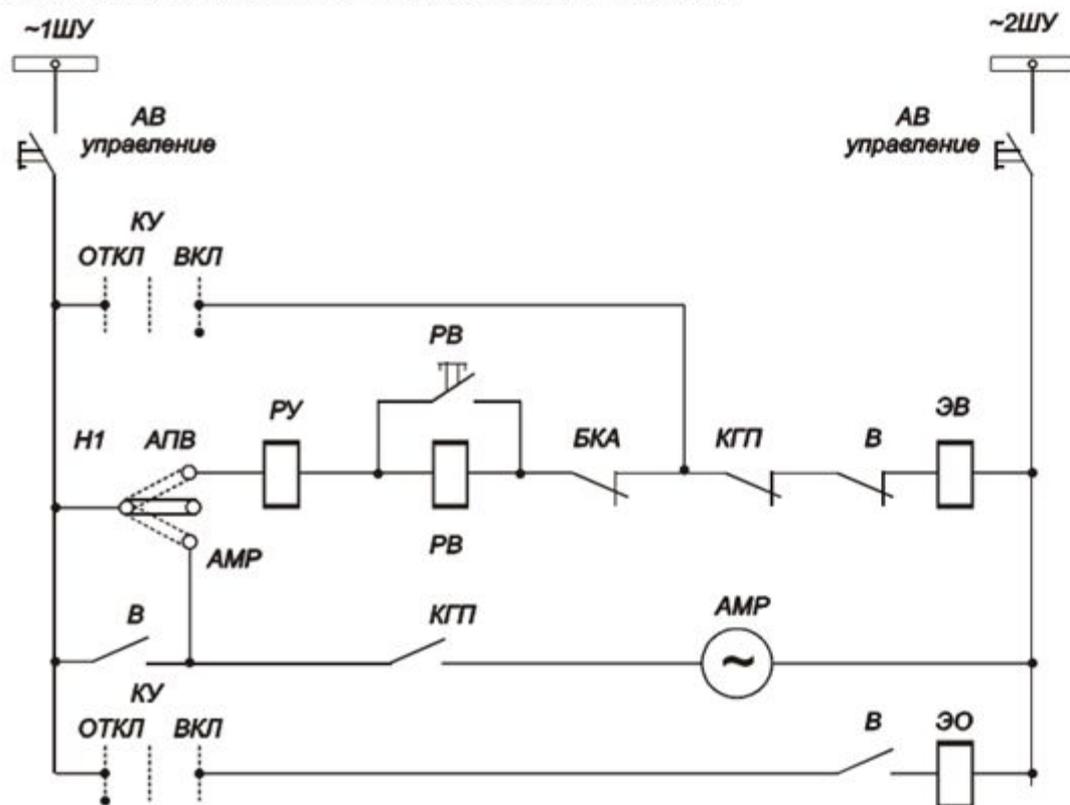


Рис. 10.1. Схема однократного АПВ выключателя с пружинным приводом

Обозначения на схеме:

В – блок-контакты положения выключателя;

БКА – блок-контакты аварийные, замыкаются при включении выключателя и размыкаются при оперативном отключении выключателя, при отключении от защиты, контакты остаются замкнутыми.

КГП – контакты готовности привода к включению, выключающие двигатель после заводки привода, и разрешающие операцию включения.

АМР – автоматический моторный редуктор заводки пружин привода;

КУ – ключ управления выключателем;

РВ – реле времени АПВ;

РУ – реле указательное «Работа АПВ»;

Н1 – накладка «АПВ-АМР»;

ЭВ и ЭО – электромагниты включения и отключения выключателя.

Положение контактов соответствует аварийно отключенному положению выключателя и заведенному положению привода (выключатель готов к включению).

Для наглядности, рассмотрим работу устройства АПВ на примере простой схемы для выключателя 6-10кВ с пружинным приводом (например, ПШ-67).

При подаче ключом управления КУ команды и включении выключателя, размыкаются блок-контакты В в цепи ЭВ и контакты готовности привода КГП, замыкаются контакты В и КГП в цепи заводки привода и в цепи ЭО, замыкаются блок-контакты БКА. После окончания заводки привода, контакты КГП разрывают цепь заводки и замыкаются в цепи включения - привод готов к АПВ. При отключении выключателя ключом управления КУ, механически отключаются блок-контакты БКА, и схема АПВ не запускается.

При аварийном отключении выключателя от защиты, контакты БКА остаются замкнутыми, замыкаются блок-контакты В в цепи ЭВ, и при введенной накладке Н1 « АПВ», по факту несоответствия положения выключателя и контактов БКА, запускается реле РВ выдержки времени АПВ. Включения выключателя при этом не происходит, так как сопротивление катушки ЭО значительно меньше, чем обмотки последовательно включенного с ней реле времени РВ, и практически все напряжение прикладывается к обмотке реле. С выдержкой времени АПВ, контакты РВ замыкаются, выкорачивая обмотку реле РВ, и замыкая цепь включения выключателя. При этом, выключатель включается, выпадает блинкер указательного реле РУ «Работа АПВ», реле РВ отпадает, замыкаются контакты В в цепях ЭО, а так же В и КГП в цепи заводки привода, размыкаются блок-контакты В и КГП в цепи ЭВ.

При успешном АПВ, привод заводится (около 20 сек) и схема снова готова к работе. Если АПВ не успешное, или выключатель снова отключился от защиты до окончания заводки привода, схема АПВ больше не запускается. Так, за счет времени заводки привода, обеспечивается однократность АПВ.

Для включения выключателя после неуспешного АПВ, необходимо перевести накладку Н1 в положение «АМР» и завести привод до состояния готовности к включению, а затем ключом КУ подать команду на включение выключателя. Если выключатель включился успешно (ручное повторное включение – РПВ - успешное), накладка Н1 снова переводится в положение «АПВ», и после заводки привода, выключатель снова готов к АПВ.

Электрические АПВ однократного действия с автоматическим возвратом получили наиболее широкое распространение. Наиболее часто такие АПВ выполняются на базе комплектных устройств типа РПВ-58.

Выбор уставок однократных АПВ для линии с односторонним питанием

Выдержка времени АПВ на повторное включение выключателя определяется двумя условиями:

- 1) Выдержка времени должна быть больше времени готовности привода выключателя, т.е.

$$t_{1-АПВ} = t_{zn} + t_{зан} \quad (10.1)$$

где

t_{zn} – время готовности привода, которое может изменяться в пределах 0,2÷1 сек для разных типов приводов;

$t_{зан}$ – время запаса, учитывающее непостоянство t_{zn} и погрешность реле времени АПВ; принимается равной 0,3-0,5 сек.

- 2) Для того чтобы повторное включение было успешным, необходимо, чтобы за время от момента отключения линии до момента повторного включения и подачи напряжения не только погасла электрическая дуга в месте КЗ, но и восстановились изоляционные свойства воздуха. Процесс восстановления изоляционных свойств, называемый деионизацией, требует некоторого времени. Следовательно, выдержка времени АПВ на повторное включение должна быть больше времени деионизации, т. е.

$$t_{1-АПВ} = t_{\partial} + t_{зан} \quad (10.2)$$

где

t_{∂} – время деионизации, составляющее 0,1÷0,3 сек.

При выборе уставок принимается большее значение $t_{1-АПВ}$ из полученных по выражениям (10.1) и (10.2).

Следует отметить, что второе условие, как правило, обеспечивается тем, что время включения выключателей составляет $0,3 \div 1$ сек, т. е. больше времени, необходимого для деионизации. В некоторых случаях выдержки времени принимаются больше определенных по выражениям (10.1) и (10.2), около $2 \div 3$ сек, что бывает целесообразно для повышения успешности действия АПВ на линиях, где наиболее часты повреждения вследствие набросов, падений деревьев и касаний проводов передвижными механизмами. Время автоматического возврата АПВ в исходное положение выбирается из условия обеспечения однократности действия. Для этого при повторном включении на устойчивое КЗ, возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от АПВ, вновь отключится релейной защитой, причем имеющей наибольшую выдержку времени. В рассмотренных выше схемах АПВ с использованием комплектных устройств типа РПВ-58, в которых время готовности реле АПВ к срабатыванию определяется временем заряда конденсатора, оно должно быть не меньше значения, определенного согласно выражению:

$$t_{2-АПВ} = t_{защ} + t_{отк} + t_{зар} \quad (10.3)$$

где

$t_{защ}$ – наибольшая выдержка времени защиты;

$t_{отк}$ – время отключения выключателя.

Обычно время заряда конденсатора устройства РПВ-58 составляет 20–25 сек и, как правило, удовлетворяет выражению (10.3), микропроцессорные и микроэлектронные реле, в которых имеется функция АПВ, имеют обычно регулируемое время готовности. Уставка по времени готовности может быть принята такой же – 30 сек. При работе линии в зоне, где могут быть частые случаи коротких замыканий: сильный ветер, гололед – это время целесообразно увеличить до 60–90 сек. Это позволит спасти от повреждения выключатель с ограниченным ресурсом отключения от выхода из строя при многократных КЗ.

10.1.3 Ускорение действия защиты при АПВ

Ускорение защиты после АПВ

Для быстрого отключения КЗ, повышения надежности работы энергосистемы и потребителей применяется автоматическое ускорение действия защиты при АПВ.

Ускорение защиты после АПВ предусматривается директивными материалами не только для линий, не имеющих быстродействующей защиты, но также для линий, имеющих сложные быстродействующие защиты, как мера повышения надежности защиты линии в целом.

Ускорение защиты до АПВ

Ускорение защиты до АПВ позволяет ускорить отключение КЗ и обеспечить селективную ликвидацию повреждений. В сети, приведенной на рис. 10.8, максимальная токовая защита МТЗ1, установленная на линии Л1, по условию селективности должна иметь выдержку времени больше, чем максимальные токовые защиты МТЗ2 и МТЗ3 линий Л2 и Л3. Отключение КЗ с выдержкой времени приводит к нарушению работы потребителей из-за длительного воздействия пониженного напряжения и значительно снижает успешность действия АПВ.

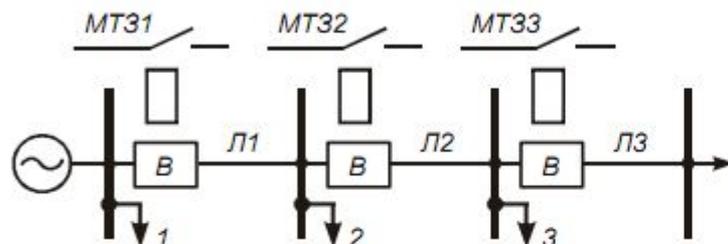


Рис. 10.8. Участок сети с односторонним питанием

Одним из способов, обеспечивающих быстрое отключение повреждений на линии Л1 без применения сложных защит, является ускорение максимальной токовой защиты этой линии до АПВ. С этой целью защита МТЗ1 выполняется так, что при возникновении КЗ на Л1, Л2, Л3 она первый раз действует без выдержки времени независимо от того, на какой из линий произошло КЗ, а после АПВ действует с нормальной выдержкой времени. Действие защиты и АПВ происходит при этом следующим образом. В случае КЗ на линии Л1 срабатывает защита МТЗ1 по цепи ускорения и без выдержки времени отключает эту линию. После АПВ, если повреждение устранилось, линия остается в работе, если же повреждение оказалось устойчивым, то линия вновь отключится, но уже с выдержкой времени.

При КЗ на линии Л2 происходит неселективное отключение линии Л1 защитой МТЗ1 по цепи ускорения без выдержки времени. Затем линия Л1 действием АПВ включается обратно. Если повреждение на линии Л2 оказалось устойчивым, то эта линия отключается своей защитой МТЗ2, а линия Л1 остается в работе, так как после АПВ защита МТЗ1 действует с нормальной селективной выдержкой времени.

Ускорение защиты до АПВ выполняется аналогично ускорению после АПВ исключением выдержки времени основной защиты, либо с помощью отдельного комплекта токовых реле. Пуск реле РПУ ускорения защиты до АПВ осуществляется при срабатывании выходного реле АПВ (см. рис. 10.6, б), У реле РПУ при этом используется размыкающий контакт.

В схеме на рис. 10.6, б цепь ускорения будет замкнута до АПВ и будет размыкаться при действии АПВ на включение выключателя. Реле РПУ при этом будет удерживаться в сработавшем положении до тех пор, пока не будет отключено КЗ и разомкнутся контакты реле защиты.

Поочередное АПВ

Еще более эффективным является применение поочередного АПВ. При таком принципе выполнения защиты, реле ускорения, непосредственно после включения выключателя остается подтянутым и обеспечивает ускорение защиты и после включения выключателя от АПВ. Затем ускорение выводится.

АПВ последующего участка имеет выдержку большую, чем время АПВ и время, в течение которого вводится ускорение на предыдущем.

$$t_{АПВ2} = t_{АПВ1} + t_{рну} + t_3$$

$$t_{АПВ3} = t_{АПВ2} + t_{рну} + t_3$$

Ускорение защиты вводится снова через время работы АПВ и возврата реле ускорения последнего участка.

$$t_{ВВрну} = t_{АПВ3} + t_{рну} + t_3$$

Ускорение РЗ после АПВ. Использование ускорения РЗ после АПВ позволяет ускорять отключения КЗ, особенно на головных участках сети, в частности путем снижения ступеней селективности с исправлением возможных неселективных отключений с помощью АПВ с обязательным ускорением РЗ после включения выключателя.

Пример использования ускорения РЗ после АПВ. В сети, состоящей из трех участков (рис.4-3) токовые защиты ТВ 1, 2 и 3 с фиксированными значениями выдержек времени и при очень маленьких ступенях селективности могут сработать одновременно при междуфазном КЗ, например, в точке *К*. При этом для защит 1 и 2 эти действия являются неселективными (излишними).

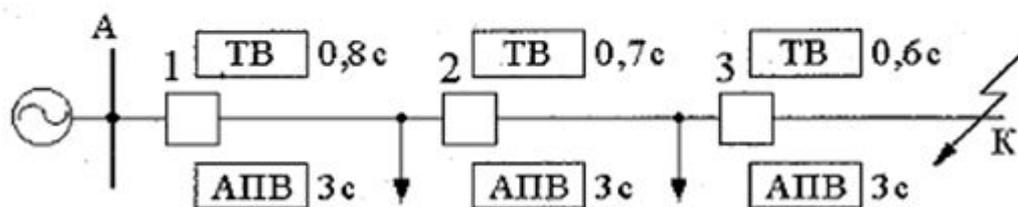


Рис.4-3. Схема сети 10 кВ, где целесообразно выполнять ускорение защит (ТВ) после АПВ

Первым имеет возможность сработать устройство АПВ на выключателе 1, поскольку со стороны шин 10 кВ подстанции А имеется напряжение. При включении выключателя от устройства АПВ на небольшой период времени (около 1 с) ускоряется действие защиты 1 до 0,2 с (вместо 0,8 с). Если бы КЗ произошло на участке 1-2, то выключатель 1 был бы быстро отключен этой ускоренной защитой. Но при КЗ в точке К за отключившимися выключателями 2 и 3 защита 1 не работает и через 1 с ее время срабатывания вновь становится равным 0,8 с. После успешного включения выключателя 1 появляется напряжение на схеме АПВ выключателя 2. Через несколько секунд устройство АПВ срабатывает, включается выключатель 2 и одновременно вводится ускорение защиты 2 до 0,2 с. Но защита 2, так же как и защита 1, не срабатывает вследствие того, что КЗ произошло в точке К. Если бы КЗ было на участке 2-3, защита 2 по цепи ускорения сработала бы быстрее, чем защита 1, причем степень селективности была бы достаточной 0,6 с. После успешного включения выключателя 2 появляется напряжение на схеме АПВ выключателя 3. Через несколько секунд устройство АПВ срабатывает, включается выключатель 3, одновременно вводится цепь ускорения защиты 3 до 0,2 с и выключатель 3 отключается, причем намного раньше, чем могла бы подействовать защита 2, у которой к этому времени уже выведена из действия ускоренная ступень 0,2 с и введена постоянная уставка по времени 0,7 с (рис.4-3).

Ускорение защиты до АПВ. Это мероприятие позволяет ускорить отключение КЗ в сети, состоящей из нескольких последовательно включенных участков или облегчать работу нескольких выключателей за счет одного, более мощного и надежного. Например, на выключателе 1 (рис.4-4) постоянно введена ускоренная защита с выдержкой времени 0,2 с.

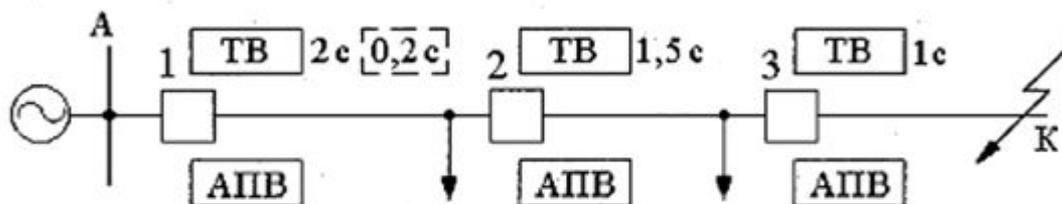


Рис.4-4. Схема сети 10 кВ, для которой целесообразно использовать ускорение до АПВ защиты ТВ на выключателе 1

При КЗ в любой точке сети, например в точке *K*, эта защита отключает выключатель 1 до того, как сработают защиты 2 и 3. При срабатывании устройства АПВ на включение выключателя 1 эта ускоренная защита выводится из действия на время, необходимое для селективного отключения ближайшего к месту КЗ выключателя 3.

Схема на постоянном оперативном токе выполняется достаточно просто. Использование цифровых реле позволяет легко применять при необходимости ускорение РЗ до АПВ, и без дополнительных затрат.

Использование АПВ разной кратности. При недостаточных ступенях селективности для исправления неселективных отключений могут быть применены устройства АПВ с разной кратностью. Например, для схемы сети на рис.4-4 можно было бы выполнить: на выключателе 3 однократное АПВ, на выключателе 2 - двукратное, на выключателе 1 - трехкратное.

АПВ трансформаторов. Устройствами АПВ оборудуются все одиночные трансформаторы мощностью более 1 МВ·А [1]. Время срабатывания АПВ трансформаторов, которое, по сути дела, является АПВ шин низшего напряжения, определяется по условиям (4-1)–(4-3). Для тех подстанций, где в качестве источника оперативного тока используются предварительно заряженные конденсаторы, необходимо дополнительно проверить, что перед АПВ конденсаторы успевают зарядиться:

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{зар}} + t_{\text{зап}}, \quad (4-10)$$

где $t_{\text{зар}}$ - время, необходимое для заряда конденсаторов, разрядившихся в процессе действия защиты и отключения выключателя трансформатора; $t_{\text{зап}} \geq 2$ с.

На трансформаторах, так называемое “АПВ шин” выполняется однократным, и его эффективность зависит от наличия быстродействующей защиты шин, что обеспечивается цифровыми реле (логическая защита). При отсутствии такой защиты, т.е. при отключении ввода 6(10) кВ трансформатора с выдержкой времени более 0,3 с, надеяться на успешное действие “АПВ шин” не следует, особенно при использовании комплектных распределительных устройств КРУ и КРУН 6 (10) кВ, не оборудованных специальной “дуговой” защитой (с временем срабатывания до 0,1 с).

Значение времени заряда конденсаторов $t_{\text{зар}}$ в формуле (4-10) зависит от суммарной емкости (С) всех конденсаторов, которые должны зарядиться перед действием АПВ, а также от типа конденсаторов и зарядного устройства. Это время должно определяться при наладке при пониженном напряжении на входе зарядного устройства. Ориентировочно для схем с УЗ-400 и УЗ-401 (при введенном ограничивающем сопротивлении) время $t_{\text{зар}}$ составляет 2 с при $C = 40$ мкФ; 4 с - при $C = 80$ мкФ; 10 с - при $C = 200$ мкФ. При необходимости это время может быть уменьшено путем некоторого изменения схемы. Для схем защиты на переменном оперативном токе с блоками питания и заряда типа БПЗ-401 и БПЗ-402 условие (4-10) можно не учитывать, поскольку эти блоки обеспечивают быстрый заряд конденсаторов ($t_{\text{зар}} \approx 0,1$ с).

Если в прилегающей сети низшего напряжения имеются синхронные генераторы, компенсаторы или двигатели, АПВ трансформатора должно иметь орган, контролирующий исчезновение напряжения на шинах. Время действия устройства АПВ и напряжение срабатывания его пускового органа должны выбираться по условиям (4-6) и (4-7).

Выше уже говорилось о неустойчивости большинства повреждений на шинах, что позволяет успешно применять АПВ шин. Для подстанций с односторонним питанием, отключение повреждений на шинах которых обеспечивается защитами, установленными на противоположных концах питающих линий, или на трансформаторах, повторная подача напряжения на шины обеспечивается за счет действия устройств АПВ питающих элементов (линий и трансформаторов).

При наличии на подстанции специальной защиты шин (обычно шины подстанций высокого напряжения в сетях с двусторонним питанием) повторное включение шин, так же как и в схемах с односторонним питанием, может быть осуществлено с помощью АПВ выключателей питающих присоединений. Схема АПВ при этом выполняется с пуском от несоответствия положения выключателя и ключа управления (реле фиксации). В этом случае при срабатывании защиты шин не должно осуществляться блокирование действия АПВ линии. Если АПВ присоединения пускается от защит, то защита шин должна пускать АПВ этого присоединения.

При наличии на подстанции не одной, а нескольких питающих линий целесообразно осуществлять АПВ нескольких или всех линий, отключившихся при срабатывании защиты шин. Это следует делать как для большей автоматизации восстановления, нормальной схемы подстанции (автосборка), так и для обеспечения питания потребителей, когда одна питающая линия не может обеспечить всей нагрузки подстанции. С этой целью при срабатывании защиты шин запускаются АПВ всех питающих линий. В случае успешного АПВ первой линии, поочередно включаются выключатели других линий. Если первая линия включится на устойчивое КЗ, снова сработает защита шин. При этом блокируется действие АПВ других линий, и их выключатели не включаются, благодаря чему обеспечивается однократность АПВ шин.

Рассмотрим варианты КЗ, см. схему рис. 10.8.

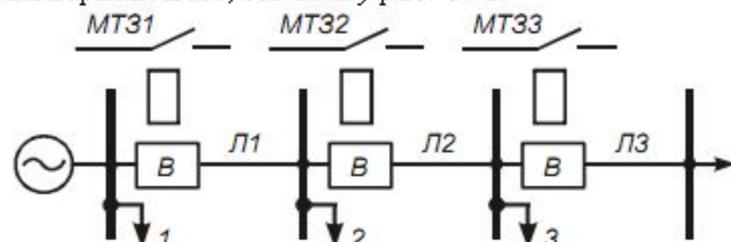


Рис. 10.8. Участок сети с односторонним питанием

Неуспешное КЗ на Л3:

- 1) работают ускоренные МТЗ1, МТЗ2, МТЗ3 и отключают свои выключатели;
- 2) включается от АПВ и с введенным ускорением МТЗ1 В1;
- 3) поскольку КЗ нет, выключатель В1 остается включенным, а ускорение МТЗ1 выводится;
- 4) включается от АПВ и с введенным ускорением МТЗ2 В2;
- 5) поскольку КЗ нет, выключатель В2 остается включенным а ускорение МТЗ2 выводится;
- 6) включается от АПВ и со введенным ускорением МТЗ3 В3;
- 7) возникшее КЗ отключается ускоренной защитой МТЗ3;
- 8) вводится обратно ускорение защиты МТЗ1 и МТЗ2.

Неуспешное КЗ на Л2:

- 1) работают ускоренные МТЗ1, МТЗ2 и отключают свои выключатели;
- 2) включается от АПВ и с введенным ускорением МТЗ1 В1;
- 3) поскольку КЗ нет, выключатель В1 остается включенным, а ускорение МТЗ1 выводится;
- 4) включается от АПВ и с введенным ускорением МТЗ2 В2;
- 5) возникшее КЗ отключается ускоренной защитой МТЗ2;
- 6) вводится обратно ускорение защиты МТЗ1.

Успешное КЗ на Л1:

- 1) Работает ускоренная МТЗ1, и отключает В1;
- 2) включается от АПВ и со введенным ускорением МТЗ1 В1;
- 3) возникшее КЗ отключается ускоренной защитой МТЗ1.

В данном случае все короткие замыкания отключаются без выдержки времени, однако сильно затягивается бестоковая пауза АПВ. Подобные схемы применяются на неответственных линиях отходящих от электростанций, где требуется быстродействующее отключение всех отходящих линий.

Для выполнения такой схемы достаточно добавить в схему реле времени.

10.1.3 Двукратное АПВ

Применение двукратного АПВ позволяет повысить эффективность этого вида автоматики.

Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия при втором включении составляет 10-20%, что повышает общий процент успешных действий АПВ до 75–95%.

Двукратное АПВ применяют, как правило, на линиях с односторонним питанием и на головных участках кольцевых сетей, где возможна работа в режиме одностороннего питания.

Выдержка времени первого цикла АПВ определяется согласно выражениям (10.1) и (10.2) так же, как и для АПВ однократного действия.

Второй цикл должен происходить спустя 10+20 сек после вторичного отключения выключателя.

Такая большая выдержка времени АПВ во втором цикле диктуется необходимостью подготовки выключателя к отключению третьего КЗ в случае включения на устойчивое повреждение.

За это время из камеры гашения удаляются разложившиеся и обугленные частицы.

Камера вновь заполняется маслом и отключающая способность выключателя восстанавливается.

10.1.4 Трехфазное АПВ на линиях с двухсторонним питанием Общие сведения

Автоматическое повторное включение линий с двухсторонним питанием имеет некоторые особенности, что определяется наличием напряжения по обоим концам линии. Первая особенность состоит в том, что АПВ линии должно производиться лишь после того, как она будет отключена с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте повреждения. Поэтому при выборе выдержки времени АПВ линии с двухсторонним питанием необходимо кроме условий (10.1) и (10.2) учитывать еще и третье условие

$$t_{АПВ1} = t_{ЗАЩ2} - t_{ЗАЩ1} + t_{ОТК2} - t_{ОТК1} + t_{\theta} - t_{ВКЛ1} + t_{ЗАП} \quad (10.4)$$

где

$t_{ЗАЩ1}, t_{ОТК1}, t_{ВКЛ1}$ – наименьшие выдержка времени защиты, время отключения и включения выключателя на своем конце (индекс 1) линии, на котором выбирается выдержка времени АПВ;

$t_{ЗАЩ2}, t_{ОТК2}$ – выдержка времени второй ступени защиты и время отключения выключателя на противоположном конце (индекс 2) линии;

t_{θ} – время деионизации среды;

$t_{ЗАП}$ – дополнительный запас по времени, учитывающий погрешности реле времени устройства АПВ и защиты, отличия времен действия выключателей от расчетных и т. д., принимается равным $0,5 \div 0,7$ сек.

Принимая с целью упрощения $t_{ОТК2} = t_{ОТК1}$ и $t_{ЗАЩ1} = 0$, получаем более простое выражение для определения выдержки времени АПВ:

$$t_{АПВ1} = t_{ЗАЩ2} + t_{\theta} - t_{ВКЛ1} + t_{ЗАП} \quad (10.5)$$

Если вторая ступень защиты не обеспечивает достаточной надежности при повреждениях в конце рассматриваемой линии (коэффициент чувствительности $\leq 1,3-1,4$), в выражения (10.4) и (10.5) необходимо подставлять выдержку времени третьей ступени защиты.

Выдержка времени АПВ для обоих концов линии подсчитывается по выражениям (10.1), (10.2), (10.4) [или (10.5)], и принимается наибольшее из трех полученных значений.

Вторая особенность применения АПВ на линиях с двусторонним питанием определяется тем, что успешное включение линии (замыкание в транзит) может сопровождаться большими толчками тока и активной мощности, поскольку по обоим концам отключившейся линии имеется напряжение.

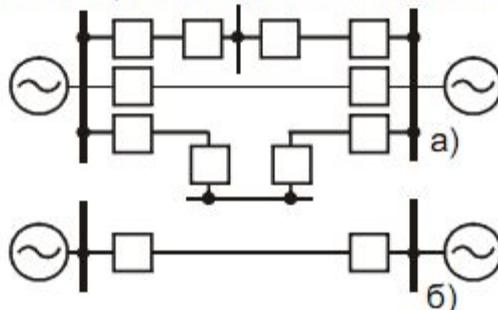


Рис. 10.10 Схема связи между двумя частями энергосистемы:

- а) – с тремя линиями;
- б) – с одной линией

В тех случаях, когда две электростанции или две части энергосистемы связаны несколькими линиями (рис. 10.10, а), отключение одной из них не приводит к нарушению синхронизма и значительному расхождению по углу и значению напряжений по концам отключившейся линии. Автоматическое повторное включение в этом случае не будет сопровождаться большим толчком уравнительного тока. Вследствие этого, на линиях с двусторонним питанием допускается применение простых АПВ, аналогичных рассмотренным выше, если две электростанции, или две энергосистемы, имеют три или более связей достаточной для обеспечения устойчивости пропускной способности.

В некоторых случаях простое АПВ, установленное с одного конца, дополняется устройством контроля наличия напряжения на линии. Благодаря этому включение от АПВ на устойчивое КЗ производится только 1 раз с той стороны, где отсутствует устройство контроля напряжения на линии. С той же стороны, где контролируется напряжение, включение выключателя будет происходить лишь в том случае, если повреждение устранилось и линия, включенная с противоположного конца, держит напряжение. Поскольку действием АПВ с контролем наличия напряжения линия, стоящая под напряжением с противоположного конца, замыкается в транзит, при выборе выдержки времени $t_{АПВ1}$ можно не учитывать составляющие ($t_{\partial} - t_{ВКЛ1}$) и условия (10.4) и (10.5) приобретают следующий вид:

$$t_{АПВ1} = t_{ЗАЩ2} - t_{ЗАЩ1} + t_{ОТК2} - t_{ОТК1} + t_{ЗАП} \quad (10.4а)$$

$$t_{АПВ1} = t_{ЗАЩ2} + t_{ЗАП} \quad (10.5а)$$

При включении действием АПВ линии с двусторонним питанием, когда синхронизм между двумя частями энергосистемы не был нарушен, могут возникать синхронные качания, вызванные толчком активной мощности в момент включения. Синхронными качаниями называются периодические колебания угла между ЭДС, не превышающие 180° . Обычно синхронные качания не сопровождаются большими колебаниями угла и быстро затухают.

Если две электростанции или две части энергосистемы связаны единственной линией электропередачи, как показано на рис. 10.10, б, по которой передается активная мощность, каждое отключение этой линии будет приводить к несинхронной работе разделившихся частей энергосистемы.

Для линий с двусторонним питанием разработано и эксплуатируется большое количество ТАПВ разных типов, которые можно объединить в три группы:

- устройства, допускающие несинхронное включение разделившихся частей энергосистемы, – несинхронное АПВ (НАПВ);
- устройства, допускающие АПВ, когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны – АПВ с контролем синхронизма (АПВКС) или когда разность частот этих напряжений невелика, т. е. условия близки к синхронным, – быстродействующее АПВ (БАПВ), АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС) и др.;
- устройства, осуществляющие АПВ после отключения источников несинхронного напряжения или их возбуждения (генераторов или синхронных компенсаторов), с последующей их синхронизацией – АПВ с самосинхронизацией (АПВС). Если источники несинхронного напряжения отключаются с их остановом, выполняется АПВ с контролем отсутствия напряжения (АПВОН)

Несинхронное АПВ

Несинхронное АПВ (НАПВ) является наиболее простым устройством, допускающим включение разделившихся частей энергосистемы независимо от разности частот их напряжений. Схема АПВ при этом выполняется так, как описано выше, без каких-либо дополнительных блокировок. Для предотвращения включения на устойчивое КЗ с обоих концов линии, а также для обеспечения при НАПВ правильной работы релейной защиты АПВ с одного конца линии иногда выполняется с контролем наличия напряжения на линии.

Включение линии при успешном НАПВ сопровождается сравнительно большими толчками тока и активной мощности, а также более или менее длительными качаниями.

Преимуществами схем НАПВ, обусловившими на определенном этапе их широкое распространение в энергосистемах, являются простота и возможность применения на выключателях всех типов. Обычно после НАПВ происходит успешная синхронизация двух частей энергосистемы, или электростанции с энергосистемой. Вместе с тем следует иметь в виду, что, поскольку НАПВ сопровождается большими толчками тока и снижением напряжения, асинхронным ходом и синхронными качаниями, создаются условия для неправильной работы релейной защиты. Поэтому необходимо тщательно анализировать поведение защит, установленных на транзите, соединяющем две включаемые части энергосистемы. Применение НАПВ на линиях, несинхронное замыкание которых приводит к длительному асинхронному ходу, нецелесообразно, так как это может вызвать нарушение работы потребителей.

Быстродействующее АПВ

Как уже отмечалось выше, после отключения единственной линии, соединяющей две части энергосистемы, генераторы в одной из них начинают ускоряться, а в другой тормозиться. Вследствие этого все больше увеличивается угол между напряжениями по концам отключившейся линии, Процесс этот, однако, происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени, тем большего, чем больше механическая инерция машин в разделившихся частях энергосистемы и чем меньше мощность, передававшаяся по линии до ее отключения.

Принцип быстродействующего АПВ (БАПВ) заключается в том, чтобы после отключения выключателей возможно быстрее повторно включить их с обеих сторон, чтобы за время, называемое бестоковой паузой, угол между напряжениями не успел увеличиться значительно. Включение линии при этом будет происходить без больших толчков тока и длительных качаний.

БАПВ применяется только на выключателях, которые обеспечивают необходимое быстродействие. Для того чтобы БАПВ было успешным, должны быть соблюдены условия (10.2) и (10.4). Поскольку время включения быстродействующих выключателей составляет 0,1–0,3 сек, деионизация среды будет обеспечена при выполнении БАПВ без выдержки времени или с небольшой выдержкой времени 0,1–0,3 сек.

Успешное БАПВ возможно лишь в том случае, если КЗ отключается за 0,1–0,2 сек. Чем с большей выдержкой времени отключается повреждение, тем на больший угол успеют разойтись ЭДС. Поэтому БАПВ применяется только в тех случаях, когда линия оснащена быстродействующей защитой, обеспечивающей отключение повреждения без выдержки времени с обоих ее концов.

Достоинствами БАПВ являются простота схемы и высокая эффективность действия, что обеспечивает восстановление параллельной работы без длительных качаний и с меньшими толчками тока, чем при НАПВ.

При использовании БАПВ, так же как и при НАПВ, необходимо принимать меры, исключающие ложное срабатывание дистанционных и токовых защит в момент включения, а также при последующих качаниях.

Наиболее целесообразно применять БАПВ на одиночных линиях, связывающих две энергосистемы, когда изменение угла δ невелико, что будет иметь место при малых отношениях мощности $P_{л}$, передаваемой по линии, к суммарной мощности генераторов энергосистемы, т.е. на слабо загруженных линиях.

Разновидностью БАПВ, широко применяемой в энергосистемах Украины, является, так называемое, ускоренное ТАПВ (УТАПВ). От обычного БАПВ, УТАПВ отличается наличием контролей напряжения – со стороны включаемой первой – контроля отсутствия напряжения, а со второй – синхронизма. Как и в случае применения БАПВ, линия должна быть оснащена быстродействующей защитой, обеспечивающей отключение повреждения без выдержки времени с обоих ее концов. Выдержки времени АПВ остаются такими же, как и в случае БАПВ, однако время бестоковой паузы увеличиваются, так как АПВ со второго конца пускается после успешного включения с первого. При использовании такого АПВ бестоковая пауза равна примерно 0,7 сек. Включение линии в этом случае происходит без толчка и не требуется блокировка защиты перед включением.

Автоматическое повторное включение с ожиданием синхронизма

Принцип действий АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС) заключается в том, что включение разделившихся частей энергосистемы разрешается, когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны или близки к синхронным, а угол между напряжениями не превышает определенного значения. Когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны, АПВОС контролирует угол между ними и осуществляет включение линии, если угол невелик и включение не будет сопровождаться большим толчком тока.

Когда напряжения несинхронны, АПВОС осуществляет замыкание линии в транзит в момент совпадения фаз, если разность частот невелика и включение не будет сопровождаться большим толчком тока и длительными качаниями.

Если напряжения по концам линии будут несинхронными и разность частот недопустимо велика, схема АПВОС будет ожидать, пока не восстановится синхронизм между разделившимися частями энергосистемы или когда разность частот будет столь незначительная, что замыкание линии в транзит не повлечет за собой, асинхронного хода и не будет сопровождаться большим толчком тока.

В данном случае линия включается с одной стороны с контролем отсутствия напряжения, а с другой стороны контроль синхронизма, дополненный контролем разности частот с 2-х сторон выключателя. Если в данный момент разность частот велика, то АПВОС ожидает, пока сблизятся частоты, после чего в момент приближения к синхронизму произойдет включение выключателя.

В рассматриваемой схеме предусмотрено также использование АПВОС для оперативного замыкания транзита при наличии синхронизма. Для этого установлены специальные накладки. При необходимости осуществить синхронизацию, отключением накладки снимается блокировка АПВ после перевода ключа управления в положение «Включено». При подаче импульса от ключа управления собираются цепи АПВ, которое срабатывая при условиях, допустимых для замыкания транзита, подает импульс на включение выключателя.

Раздел 11. Автоматическое включение резерва (АВР)

11.1 Назначение АВР

Схемы электрических соединений энергосистем и отдельных электроустановок должны обеспечивать надёжность электроснабжения потребителей. Высокую степень надёжности обеспечивают схемы питания одновременно от двух и более источников (линий, трансформаторов), поскольку аварийное отключение одного из них не приводит к нарушению питания потребителей.

Несмотря на эти очевидные преимущества многостороннего питания потребителей, большое количество подстанций, имеющих два источника питания и более, работает по схеме одностороннего питания. Одностороннее питание имеют также секции собственных нужд электростанций. Применение такой менее надёжной, но более простой схемы электроснабжения во многих случаях оказывается целесообразным для снижения токов КЗ, уменьшения потерь электроэнергии в питающих трансформаторах, упрощения релейной защиты, создания необходимого режима по напряжению, перетокам мощности и т.п. При развитии электрической сети одностороннее питание часто является единственно возможным решением, так как ранее установленное оборудование и релейная защита не позволяют осуществить параллельную работу источников питания.

Используются две основные схемы одностороннего питания потребителей при наличии двух или более источников.

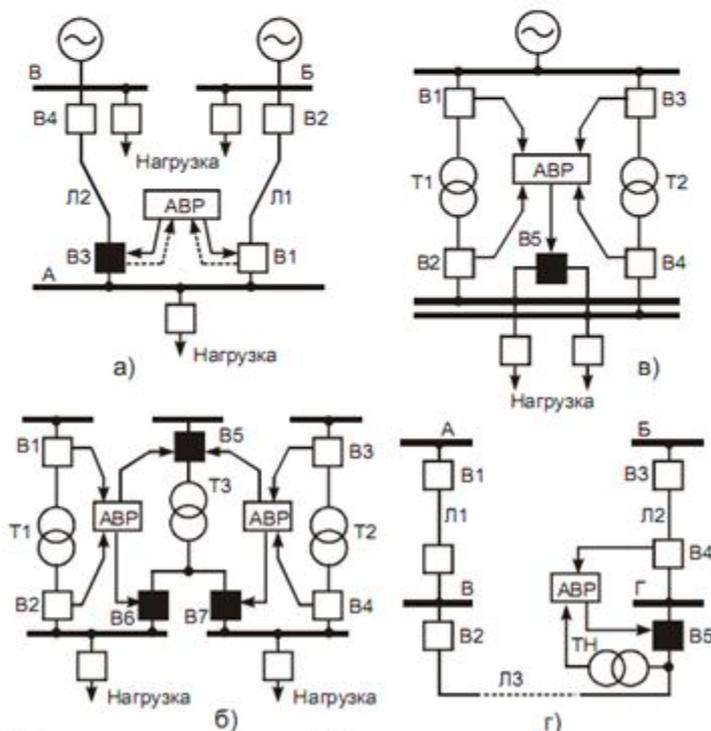


Рис. 11.1 Принципы осуществления АВР при разных схемах питания потребителей

В первой схеме один источник включен и питает потребителей, а второй отключен и находится в резерве. Соответственно этому первый источник называется рабочим, а второй – резервным (рис. 11.1, а, б). Во второй схеме все источники включены, но работают раздельно на выделенных потребителей. Деление осуществляется на одном из выключателей (рис. 11.1, в, г).

Недостатком одностороннего питания является то, что аварийное отключение рабочего источника приводит к прекращению питания потребителей. Этот недостаток может быть устранен быстрым автоматическим включением резервного источника или включением выключателя, на котором осуществлено деление сети. Для выполнения этой операции широко используется автоматическое включение резерва (АВР). При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения выключателей резервного источника и составляет 0,3-0,8 сек. Рассмотрим принципы использования АВР на примере схем, приведённых на рис. 11.1.

1. Питание подстанции А (рис. 11.1, а) осуществляется по рабочей линии Л1 от подстанции Б. Вторая линия Л2, приходящая с подстанции Б, является резервной и находится под напряжением (выключатель В3 нормально отключен). При отключении линии Л1, автоматически от АВР включается выключатель В3 линии Л2, и таким образом вновь подаётся питание потребителям подстанции А.

Схемы АВР могут иметь одностороннее или двустороннее действие. При одностороннем АВР линия Л1 всегда должна быть рабочей, а линия Л2 – всегда резервной. При двустороннем АВР любая из этих линий может быть рабочей и резервной.

2. Питание электродвигателей и других потребителей собственных нужд каждого агрегата электростанции осуществляется обычно от отдельных рабочих трансформаторов (Т1 и Т2 на рис. 11.1, б). При отключении рабочего трансформатора автоматически от АВР включаются выключатель В5 и один из выключателей В6 (при отключении Т1) или В7 (при отключении Т2) резервного трансформатора Т3.

3. Трансформаторы Т1 и Т2 являются рабочими, но параллельно работать не могут и поэтому со стороны низшего напряжения включены на разные системы шин (рис. 11.1, в). Шинносоединительный выключатель В5 нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель В5, подключая нагрузку шин, потерявших питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Каждый трансформатор в рассматриваемом случае должен иметь мощность, достаточную для питания всей нагрузки подстанции. В случае, если мощность одного трансформатора недостаточна для питания всей нагрузки подстанции, то при действии АВР должны приниматься меры для отключения части наименее ответственной нагрузки.

4. Подстанции Б и Г (рис. 11.1, г) нормально питаются радиально от подстанций А и Б соответственно. Линия Л3 находится под напряжением со стороны подстанции Б, а выключатель В5 нормально отключен. При аварийном отключении линии Л2 устройство АВР, установленное на подстанции Г, включает выключатель В5, таким образом питание подстанции Г переводится на подстанцию Б по линии Л3. При отключении линии Л1 подстанция Б и вместе с ней линия Л3 остаются без напряжения. Исчезновение напряжения на трансформаторе напряжения ТН также приводит в действие устройство АВР на подстанции Г, которое включением выключателя В5 подаёт напряжение на подстанцию Б от подстанции Г.

11.2 Основные требования к схемам АВР

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1. Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника. Включение резервного источника питания иногда допускается также при КЗ на шинах потребителя. Однако очень часто схема АВР блокируется, например, при работе дуговой защиты в комплектных распределительных устройствах. При отключении от максимальной защиты трансформаторов питающих шины НН, работе АВР, предпочтительна работа АПВ. Поэтому на стороне НН (СН) понижающих трансформаторов подстанций принимается комбинация АПВ-АВР. При отключении трансформатора его защитой от внутренних повреждений, работает АВР, а при отключении ввода его защитой – АПВ. Такое распределение предотвращает посадку напряжения, а иногда и повреждение секции, от которой осуществляется резервирование.

2. Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3. Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на неустранившееся КЗ.

4. Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике. Выполнение этого требования исключает также возможное в отдельных случаях несинхронное включение двух источников питания.

5. Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах питающих рабочий источник, когда его выключатель остаётся включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

6. Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на неустранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку. Быстрое отключение КЗ при этом необходимо, чтобы предотвратить нарушение нормальной работы потребителей, подключенных к резервному источнику питания. Ускоренная защита обычно действует по цепи ускорения без выдержки времени. В установках же собственных нужд, а также на подстанциях, питающих большое количество электродвигателей, ускорение осуществляется до 0,3-0,5 сек. Такое замедление ускоренной защиты необходимо, чтобы предотвратить её неправильное срабатывание в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока, обусловленного сдвигом по фазе между напряжением энергосистемы и затухающей ЭДС тормозящихся электродвигателей, который может достигать 180°.

Поскольку выполнение схем и расчёт уставок местных и сетевых АВР имеют существенные различия, эти устройства рассматриваются раздельно.

11.3 Местные АВР

Местным АВР называют устройство, все элементы которого установлены на одной подстанции и действия которого не выходят за пределы этой подстанции. Характерной особенностью построения схемы местного АВР является подача команды на включение выключателя резервного источника питания только с помощью специальных вспомогательных контактов (блок-контактов) выключателя рабочего питания, которые замыкаются при его отключении. Например, секционный выключатель подстанции В (рис. 11.2) включается схемой местного АВР только после отключения рабочего выключателя трансформатора Т1 или Т2, а выключатель линии Л3 на подстанции Д – только после отключения выключателя Л4 на этой же подстанции. Этим исключается возможность подачи напряжения при АВР на КЗ в сети рабочего источника питания.

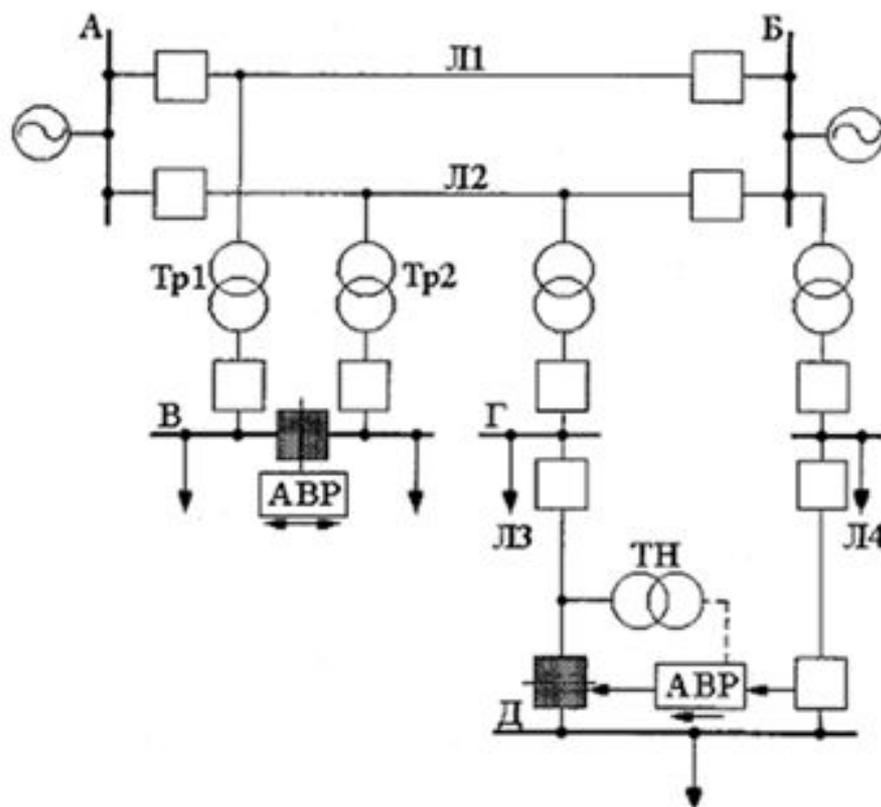


Рис. 11.2 Схема распределительной сети с устройствами местных АВР на подстанциях В (двухстороннего действия) и Д (одностороннего действия)

11.3.1 Основные условия выполнения и расчёта местных АВР

Схемы и уставки местных АВР должны отвечать следующим основным требованиям:

1. Схема АВР должна приходить в действие при исчезновении напряжения на шинах подстанции по любой из двух причин.

а) при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателя рабочего питания, находящегося на данной подстанции (например, выключателя линии Л4 на подстанции Д – рис. 11.2); в этом случае немедленно должен автоматически включаться резервный источник питания (линия ЛЗ на той же подстанции); продолжительность перерыва питания в этих случаях определяется в основном собственным временем включения резервного выключателя. Такой «быстрый» АВР широко применяется и на электростанциях в системе собственных нужд и на подстанциях, за исключением подстанций с такими электродвигателями, для которых включение в противофазу является опасным.

б) при исчезновении напряжения на шинах или на линии, откуда питается рабочий источник; для выполнения этого требования в схеме АВР должен предусматриваться специальный пусковой орган, состоящий из реле, реагирующих на снижение напряжения рабочего источника питания, и реле, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике питания. На подстанциях с крупными синхронными двигателями для ускорения действия АВР пусковой орган напряжения может дополняться реле понижения частоты или реле разности частот, запускающим АВР при снижении частоты на рабочем источнике, но при сохранении нормальной частоты на резервном, или устройством, реагирующим на скорость снижения частоты.

Контроль наличия напряжения на резервном источнике особенно важен для подстанций, у которых могут одновременно отключаться оба источника питания (подстанция B на рис. 11.2). В таких случаях пусковые органы АВР будут ждать появления напряжения на одном из источников питания без ограничения времени. Контроль частоты резервного источника питания предотвращает излишние срабатывания АВР при авариях, связанных со снижением частоты и работой устройств АЧР (автоматической частотной разгрузки).

Напряжение срабатывания (замыкания) размыкающих контактов реле, реагирующих на снижение напряжения (минимальных реле), следовало бы выбирать таким образом, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения. Однако по условиям термической стойкости электромеханических реле их напряжение срабатывания не должно быть ниже 15 В (например, реле РН-53/60Д). Наряду с этим выбор очень низкого напряжения срабатывания вызовет замедление действия АВР, поскольку двигатели нагрузки, вращаясь по инерции после отключения питания, могут при определённых условиях поддерживать на шинах достаточно медленно снижающееся напряжение. Поэтому рекомендуется принимать напряжение срабатывания минимальных реле напряжения

$$U_{\text{ср}} = (0,25 \div 0,4) U_{\text{ном}}. \quad (11.1)$$

При выполнении пускового органа с помощью реле времени переменного напряжения типа ЭВ-215-ЭВ-245 следует отбирать реле, имеющие напряжение срабатывания (отпадания якоря) в пределах, указанных в (11.1), что не всегда возможно. У трёхфазных реле времени типа ЭВ-215к – ЭВ-245к значение этого напряжения не превышает $0,35 U_{\text{ном}}$. Условие (11.1) целесообразно учитывать и для реле других типов.

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике, определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения:

$$U_{\text{вр}} = \frac{U_{\text{рвб. мин}}}{k_{\text{н}} k_{\text{в}} k_{\text{тн}}}. \quad (11.2)$$

где $U_{\text{рвб. мин}}$ – минимальное рабочее напряжение; $k_{\text{н}}$ – коэффициент надёжности, принимаемый в пределах 1,1-1,2; $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле; $k_{\text{тн}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения. Для реле серии РН-50, например, равен 1,2÷1,25. Таким образом, из выражения (11.2)

$$U_{\text{вр}} = (0,6 \div 0,65) U_{\text{ном}}. \quad (11.2a)$$

Частота срабатывания частотного пускового органа АВР принимается в пределах 46÷48 Гц. При установке цифровых реле замедление частотного пускового органа не выполняется, в отличие от применения аналоговых электромагнитических реле.

2. Пуск схемы местного АВР при снижении напряжения на шинах ниже принятого по формуле (11.1) должен производиться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий АВР при КЗ в питающей сети или на отходящих элементах, а также для создания при необходимости определённой последовательности действий устройств противоаварийной автоматики в рассматриваемом узле. Время срабатывания реле времени пускового органа напряжения местного АВР ($t_{\text{р. АВР}}$) должно выбираться по следующему условию:

$$t_{\text{р. АВР}} \geq t_1 + \Delta t; \quad (11.3)$$

$$t_{\text{р. АВР}} \geq t_2 + \Delta t, \quad (11.4)$$

где t_1 – наибольшее время срабатывания защиты присоединений шин высшего напряжения подстанции (например, защиты линий ЛЗ или Л4 при выборе уставок АВР2 в схеме на рис. 11.3); t_2 – то же для присоединений шин, где установлен АВР (для АВР2 – линий Л5, Л6 или трансформаторов, рис. 11.3); Δt – ступень селективности, принимаемая равной 0,6 сек. при использовании реле времени АВР со шкалой до 9 сек. и равной 1,5+2 сек. – со шкалой 20 сек. Для цифровых реле значения Δt меньше.

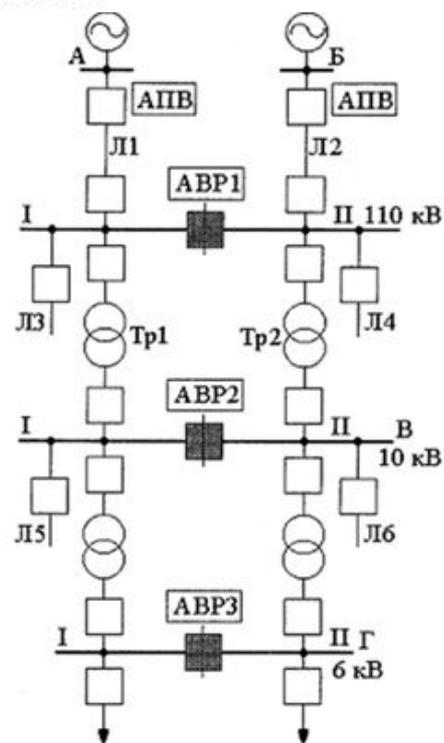


Рис. 11.3 Схема нормально разомкнутой распределительной сети с несколькими с устройствами местных АВР двустороннего действия и АПВ линий

б) по условию согласования действий АВР с другими устройствами противоаварийной автоматики узла (АПВ, АВР, делительной автоматикой). Например, для устройства АВР₁ (рис. 11.3) с целью ожидания срабатывания двух циклов АПВ Л1(Л2):

$$t_{\text{ср АВР1}} \geq (t_{\text{с}} + t_{1\text{АПВ}} + t'_{\text{с}} + t_{2\text{АПВ}})_{\text{Л1(Л2)}} + t_{\text{ин}}, \quad (11.5)$$

где $t_{\text{с}}$ – время действия той ступени защиты линии Л1(Л2), которая надёжно защищает всю линию; $t'_{\text{с}}$ – время действия защиты Л1(Л2), ускоряемой после АПВ; $t_{1\text{АПВ}}, t_{2\text{АПВ}}$ – уставки по времени первого и второго циклов двукратного АПВ линии Л1(Л2); $t_{\text{ин}} \approx 2,5 + 3,5$ сек. в зависимости от типов выключателей, реле времени в схемах защит, АПВ, АВР.

Для устройства АВР₂ (рис. 11.3) с целью ожидания срабатывания АВР₁, расположенного ближе к источникам питания,

$$t_{\text{ср АВР2}} \geq t_{\text{ср АВР1}} + t_{\text{ин}}, \quad (11.6)$$

где $t_{\text{ин}} \approx 2 + 3$ сек. в зависимости от типов выключателей и реле времени в схемах АВР₁ и АВР₂.

Другим примером является применение так называемого поочередного АВР в целях снижения токов самозапуска и, следовательно, уменьшения токов срабатывания защит резервных элементов. Интервалы времени между срабатываниями предыдущего и последующего АВР на подключенных к магистралям подстанциях выбираются с учётом продолжительности самозапуска их нагрузки, а очередность Действий АВР – с учётом технологии производства.

Поскольку условия (11.5) и (11.6) в ряде случаев могут приводить к значительной задержке восстановления электроснабжения, особенно при ожидании срабатывания второго цикла двукратного ЛПВ на питающей линии (до 20 сек.), в целях ускорения действия местных АВР можно не ждать успешного срабатывания второго, а иногда и первого циклов АПВ питающей (рабочей) линии. При этом выбирают $t_{\text{ср. АВР}}$ только по условиям (11.3) и (11.4). Однако это допустимо только тогда, когда схемы устройств АВР обеспечивают автоматическое восстановление первичной схемы доаварийного режима, как требуется по ПУЭ. Переход от одной первичной схемы к другой может производиться с кратковременным замыканием сети между рабочим и резервным источниками питания (А и Б, рис. 11.3), т.е. без погашения потребителей, или, если такое замыкание недопустимо, то с кратковременным погашением – от момента отключения резервного питания (например, секционного выключателя, рис. 11.3) до включения выключателя рабочего питания. Недопустимость даже кратковременного замыкания сети между рабочим и резервным источниками может быть вызвана их несинфазностью (например, при разных группах соединения обмоток рабочего и резервного питающих трансформаторов), отсутствием синхронизма (например, из-за принадлежности к разным, не связанным или слабо связанным между собой энергосистемам) и т.п.

Включение рабочего выключателя после восстановления напряжения на рабочем источнике в типовой схеме АВР производится с выдержкой времени, равной 14÷15 сек. (для того чтобы убедиться в полной исправности рабочего источника). Ещё через 4÷5 сек. отключается резервный выключатель. Таким образом, примерно через 20 сек. восстанавливается нормальная схема подстанции.

3. Действие АВР должно быть однократным. Однократность обеспечивается: в схемах АВР на переменном оперативном токе использованием энергии предварительно поднятого груза или натянутых пружин в приводах выключателей, или энергии предварительно заряженных конденсаторов, а в схеме АВР на постоянном оперативном токе – применением специального промежуточного реле однократности включения, имеющего небольшое замедление на возврат после снятия напряжения с его катушки. Выдержка времени при возврате этого реле должна несколько превышать время включения выключателя резервного питания:

$$t_{\Sigma} = t_{\Sigma} + t_{\Sigma}, \quad (11.7)$$

где t_{Σ} – время включения выключателя резервного источника питания; t_{Σ} – время запаса принимаемое равным $0,3 \div 0,5$ сек.

Однако при необходимости ожидания предварительного срабатывания делительной защиты (автоматики) генераторов, синхронных компенсаторов или двигателей замедление по условию (11.7) может оказаться недостаточным и такая схема АВР выведется из действия раньше, чем сработает делительная защита. Для предотвращения отказа АВР по этой причине следует применять схему АВР с ожиданием (без ограничения времени) снижения напряжения принятого по формуле (11.1) или другие специальные схемы.

4. Для ускорения отключения выключателя резервного источника питания при включении на неустранившиеся КЗ должно предусматриваться автоматическое кратковременное ускорение защиты. Это ускорение не допускается производить до 0 сек. (путём полного исключения выдержки времени) на резервных источниках питания собственных нужд электростанций, поскольку при этом возможны неправильные действия защиты резервного источника из-за кратковременных бросков пусковых токов или токов при АВР незатормозившихся двигателей. Такие же требования должны быть предъявлены к ускорению защит и на подстанциях, в нагрузке которых преобладают электродвигатели и понижающие трансформаторы (для последних характерны броски намагничивающего тока). Поэтому выдержка времени ускоряемых защит не должна быть менее 0,5 сек. Защиты, имеющие время срабатывания не более 1,2 сек., допускается не ускорять при действии АВР. В современных типовых схемах предусматривается возможность выполнения выдержки времени в цепи ускорения защит. Выдержка времени 0,5 сек. позволяет не отстраивать максимальную защиту (по току) от бросков пусковых токов (а только от установившегося значения), токов включения незатормозившихся двигателей, бросков намагничивающих токов трансформаторов, на которые подаётся напряжение в результате действия АВР.

11.3.2 Пример расчёта местных АВР

Выбираются уставки реле времени пусковых органов напряжения устройств АВР₁, АВР₂ и АВР₃ (рис. 11.3). Уставки релейной защиты линий Л1-Л6 заданы. Время срабатывания первого цикла АПВ линий Л₁ и Л₂ равно 2 сек., второго цикла – 10 сек.

Решение. Выбирается уставка реле времени пускового органа устройства АВР₁ (на секционном выключателе 110 кВ).

а) по условию (11.5) обеспечения срабатывания устройства АВР₁ только после неуспешного действия АПВ первого цикла линии Л1(Л2):

$$t_{\text{р АВР1}} \geq (t_{\text{с}} + t_{1\text{АПВ}})_{\text{Л1(Л2)}} + t_{\text{ин}} = 1,5 + 2 + 3 = 6,5 \text{ сек.}$$

б) то же, но после неуспешного действия АПВ второго цикла линии Л1(Л2):

$$t_{\text{р АВР1}} \geq (t_{\text{с}} + t_{1\text{АПВ}} + t'_{\text{с}} + t_{2\text{АПВ}})_{\text{Л1(Л2)}} + t_{\text{ин}} = 1,5 + 2 + 0,5 + 10 + 3,5 = 17,5 \text{ сек.}$$

В целях ускорения действия АВР₁ не следует считаться с возможностью успешного действия АПВ второго цикла, тем более, что вероятность его невелика, а уменьшение времени срабатывания пускового органа АВР₁ позволит выбрать меньшие уставки по времени для пусковых органов АВР₂ и АВР₃.

в) по условию (11.3) $t_{\text{р АВР1}} = t_1 + \Delta t = 1,5 + 0,6 = 2,1 \text{ сек.}$, где t_1 – наибольшая выдержка времени защит линий 110 кВ, отходящих от шин подстанций А и Б, принимается равной $t_{\text{с}}$, линий Л1(Л2).

г) по условию (11.4) $t_{\text{р АВР1}} = t_1 + \Delta t = 1 + 0,6 = 1,6 \text{ сек.}$ При этом имеется в виду, что трансформаторы Т1 и Т2 оборудованы быстродействующими защитами (газовой и дифференциальной), а КЗ за этими трансформаторами не вызывает снижения напряжения на шинах 110 кВ ниже уставки пускового органа, выбранной по формуле (11.1).

Принимается время срабатывания реле времени пускового органа АВР₁ $t_{\text{р}} = 6,5 \text{ сек.}$

Выбирается уставка реле времени пускового органа устройства АВР₂ (на секционном выключателе 10 кВ подстанции В).

а) по условию (11.6) обеспечения срабатывания устройства АВР₂ только после неуспешного действия АВР₁

$$t_{\text{р АВР2}} \geq t_{\text{р АВР1}} + t_{\text{ин}} = 6,5 + 2,5 = 9 \text{ сек.}$$

б) очевидно, что условия (11.3) и (11.4) при выбранном $t_{\text{р}} = 9 \text{ сек.}$ также выполняются.

Выбирается уставка реле времени пускового органа устройства АВР₃ (на секционном выключателе 6 кВ подстанции Г). По определяющему условию (11.6)

$$t_{\text{р АВР3}} \geq t_{\text{р АВР2}} + t_{\text{ин}} = 9 + 2,5 = 11,5 \text{ сек.}$$

Обеспечение строгой последовательности (селективности) действий устройств АПВ и АВР в сложной сети по условию (11.6), как видно из примера, приводит к необходимости существенного замедления действий АВР, особенно на шинах низших напряжений, до 10+20 сек.

Для ускорения восстановления напряжения и облегчения самозапуска электродвигателей можно нарушить принятую в примере последовательность действий АПВ в АВР. В этих случаях время срабатывания пускового органа минимального напряжения устройств АВР выбирается только по условиям (11.3) и (11.4). Возврат к нормальной первичной схеме после восстановления напряжения от рабочего источника питания может производиться автоматически или оперативным персоналом. При использовании современных цифровых реле (терминалов) могут быть уменьшены значения Δt и $t_{\text{ин}}$.

11.4 Сетевые АВР

Сетевая АВР представляет собой комплекс устройств, в который входят само устройство АВР, а также устройства делительной автоматики, действующие до или после АВР, устройства для автоматического изменения уставок релейной защиты и т.п. Эти устройства расположены в разных точках распределительной сети, как правило, не связаны между собой проводными или другими каналами, но их действия объединены единством задачи и строго согласованы между собой путём правильного выбора принципов действия и параметров срабатывания (уставок). В отличие от местного АВР команда на включение нормально отключенного выключателя, оборудованного сетевым АВР, подаётся самим устройством АВР, а предварительное отключение выключателей рабочего питания в заданных точках сети производится другими устройствами, главным образом делительной автоматикой.

11.4.1 Основные условия выполнения и расчёта сетевых АВР

Схемы и уставки сетевых АВР должны отвечать следующим основным требованиям:

1. Схема сетевого АВР одностороннего действия должна приходить в действие при исчезновении напряжения со стороны основного (рабочего) источника питания при наличии напряжения со стороны резервного. Схема сетевого АВР двустороннего действия должна приходить в действие при исчезновении напряжения со стороны любого из двух источников питания при наличии напряжения со стороны другого источника питания (рис. 11.4).

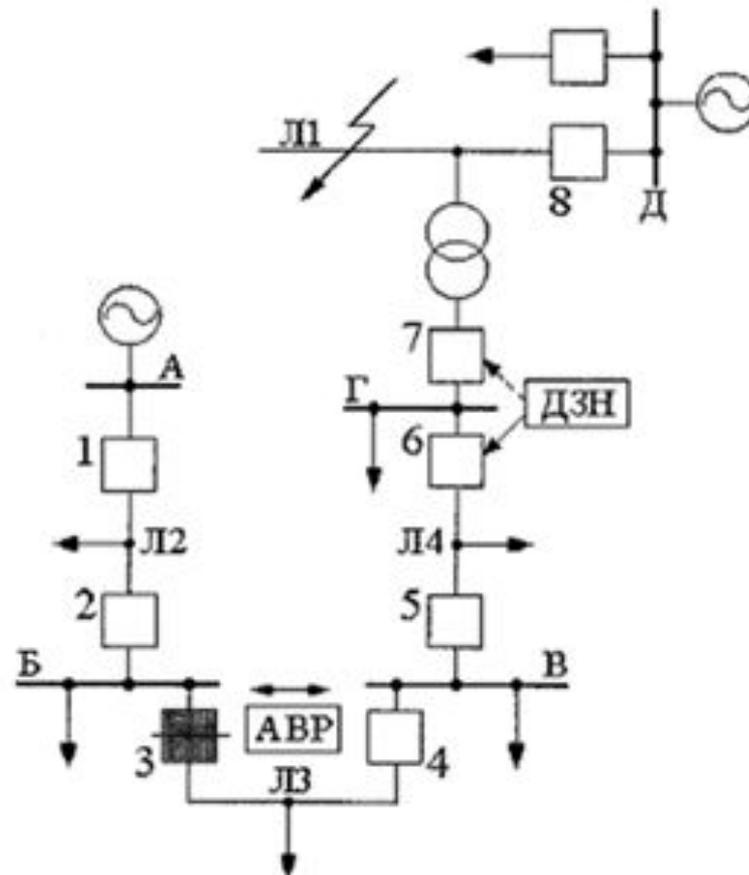


Рис. 11.4 Схема распределительной сети с сетевым АВР двустороннего действия и делительной защитой минимального напряжения (ДЗН), действующей перед АВР в сторону подстанции Г во избежание включения при КЗ в сети высшего напряжения (на Л1)

Напряжение срабатывания реле, контролирующего отсутствие напряжения, выбирается по формуле (11.1) и дополнительно по условию: $U_{\text{мтв}} \leq U_{\text{двн}}/k_{\text{н}}$, где $U_{\text{двн}}$ – напряжение срабатывания минимального реле напряжения в схеме делительной защиты, равное обычно $(0,6 \div 0,7)U_{\text{ном}}$; $k_{\text{н}}$ – коэффициент надёжности, равный 1,1÷1,2 (имеются в виду не только делительные защиты местных электростанций или крупных синхронных двигателей, но и делительные защиты минимального напряжения, действующие перед срабатыванием сетевого АВР для предотвращения опасных перегрузок, включений на удалённые КЗ и т.п.).

Например, на рис. 11.4 такая делительная защита на подстанции Г предотвращает возможность опасной подпитки неустранившегося КЗ на питающей линии высшего напряжения Л1 через сеть низшего напряжения от источника А после срабатывания сетевого АВР.

Уставка реле, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике питания, выбирается с помощью выражений (11.2), (11.2а).

2. Действие сетевого АВР на включение при условиях, изложенных в п.п. 1, должно происходить с выдержкой времени, так же как и местных АВР, причём время срабатывания реле времени пускового органа выбирается по условиям (11.3)-(11.5) и дополнительно по условию ожидания срабатывания делительных защит (автоматики) минимального напряжения, действующих перед АВР (защита на подстанции Г, рис. 11.4):

$$t_{\text{ч АВР}} \geq t_{\text{ДЗН}} + \Delta t, \quad (11.8)$$

где $t_{\text{ДЗН}}$ – время срабатывания реле времени делительной защиты минимального напряжения, определяемое по условию ожидания действия АПВ на линии основного (рабочего) питания, аналогично (11.5) или АВР в питающей сети; $\Delta t = 0,6$ сек. при использовании реле времени со шкалами до 9 сек. и $1,5+2$ сек. – со шкалой 20 сек. (для цифровых реле Δt меньше).

Для ускорения действия сетевых АВР, так же как и местных, допустимо не ждать срабатывания АПВ на питающей (рабочей) линии или АВР в питающей сети. Соответственно настраиваются и делительные защиты, действующие перед данным сетевым АВР. При отсутствии делительной защиты необходимо в схеме АПВ питающей (рабочей) линии предусмотреть контрольный орган отсутствия напряжения на линии, чтобы избежать АПВ после срабатывания сетевого АВР, особенно если замыкание сети между двумя источниками питания является недопустимым (например, при несинфазных или несинхронных напряжениях этих источников). На схеме 11.4 нет делительной защиты минимального напряжения на подстанции А, поскольку шины этой подстанции надёжно питаются от нескольких источников («непогасаемые» шины). Поэтому АПВ линии Л2 со стороны этой подстанции должно быть выполнено с контролем отсутствия напряжения на линии, если имеется необходимость ускорить действие сетевого АВР в сторону подстанции Б, не считаясь с условием (11.5), а замыкание сети между источниками А и Д недопустимо. Контроль отсутствия напряжения можно выполнить только для второго цикла АПВ или для обоих циклов. Соответственно и выполняется при расчёте условие (11.5).

Для сетевых АВР двустороннего действия могут быть выбраны разные уставки по времени для работы в разные стороны.

3. Действие сетевого АВР должно быть однократным. Имеются различные схемы, обеспечивающие однократность АВР, в том числе широко применяются схемы с использованием реле для АПВ линии. Поскольку уставки по времени АПВ (первого цикла) и АВР обычно существенно отличаются друг от друга, рекомендуется выполнять автоматическое изменение уставок по времени при переводе режимного ключа АПВ-АВР из одного положения в другое.

4. Ускорение действия защиты при срабатывании сетевого АВР может иметь место, но при этом необходимо обеспечить селективность ускоряемой защиты как с предыдущей (на элементе, где может сохраниться повреждение), так и с последующей (со стороны питающего источника). При АВР двустороннего действия ускоряемая защита должна обладать способностью действовать при направлениях тока КЗ как от шин в линию, так и в обратном направлении, и обладать селективностью со смежными защитами в обоих режимах после АВР. Например, на рис. 11.4 такой защитой является защита на выключателе 3, оборудованном сетевым АВР двустороннего действия. При срабатывании АВР в сторону подстанции Б у этой защиты может сгунтироваться элемент направления или автоматически изменяться уставка по времени. У цифровых реле имеется два набора уставок.

Раздел 12. Делительная защита

12.1 Назначение делительных защит разных типов

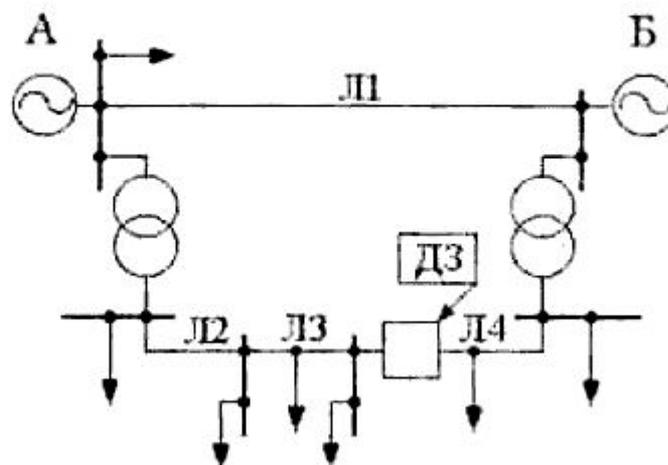


Рис. 12.1. Схема распределительной сети с шунтирующей линией высшего напряжения (Л1):
ДЗ – делительная защита, действующая при возникновении асинхронного хода вследствие отключения Л1

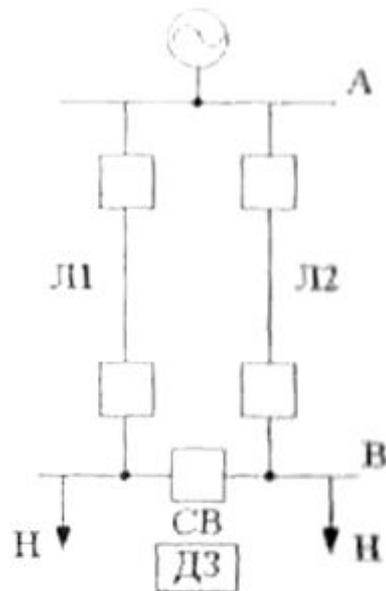


Рис. 12.2. Схема сети с двумя линиями Л1 и Л2, нормально работающими параллельно через секционный выключатель СВ с «защитой слабой связи»

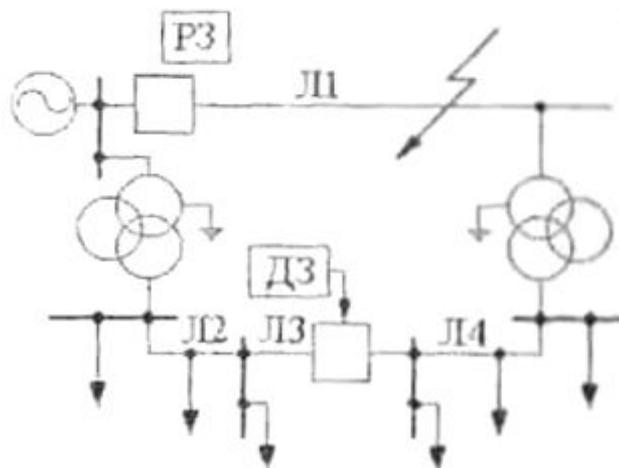


Рис. 12.3. Схема распределительной сети с делительной защитой (защитой «слабой связи»), действующей при КЗ в сети высшего напряжения (Л1)

12.2 Расчёт уставок делительных защит, действующих при возникновении асинхронного режима

Выполнение и расчеты уставок делительных защит, действующих при возникновении асинхронного режима (рис. 12.1).

Наиболее просто защита выполняется с помощью трёх токовых реле, включенных на фазные токи; контакты всех этих трех токовых реле включены последовательно. Выдержка времени и ток срабатывания задаются службами (группами) энергетических режимов. Обычно время действия этой защиты составляет от 0 до 0,3 с. Ток срабатывания отстраивается от максимального рабочего тока линии:

$$I_{сз} \approx (1,2-1,3) I_{р\text{аб. макс.}} \quad (12.1)$$

Коэффициент чувствительности проверяется для тока, который может проходить при асинхронном режиме частей энергосистемы *A* и *B* по линиям низшего напряжения при отключенной линии высшего напряжения (Л1, рис. 12.1) и угле между ЭДС двух частей системы, равном 180°:

$$k_{\chi} = I_{180^{\circ}} / I_{сз} \quad (12.2)$$

Коэффициент чувствительности требуется 1,5–2. Могут применяться электромеханические и цифровые защиты (терминалы).

Наряду с этой делительной защитой должна устанавливаться стандартная максимальная токовая защита или дистанционная защита от всех видов КЗ на смежных элементах.

12.3 Делительная защита, действующая при КЗ в сети высшего напряжения

Делительная защита, действующая при КЗ в сети высшего напряжения (рис. 12.3).

Время срабатывания делительной защиты выбирается по условиям селективности с защитами элементов прилегающей сети, а также по условию термической стойкости этих элементов и обычно находится в пределах от 1 до 2 с.

При этом возможно в редких случаях излишнее срабатывание этой делительной защиты, например при отказе основной защиты на каком-нибудь из смежных элементов или при затянувшемся самозапуске нагрузки.

Для исключения последнего можно установить большее время срабатывания для элемента защиты, реагирующего на фазный ток.

12.4 Делительная защита, действующая перед сетевым АВР

На рис. 12.4 представлен пример схемы распределительной сети, где целесообразно выполнение сетевого АВР двустороннего действия с необходимой делительной защитой минимального напряжения (ДЗН), действующей перед АВР.

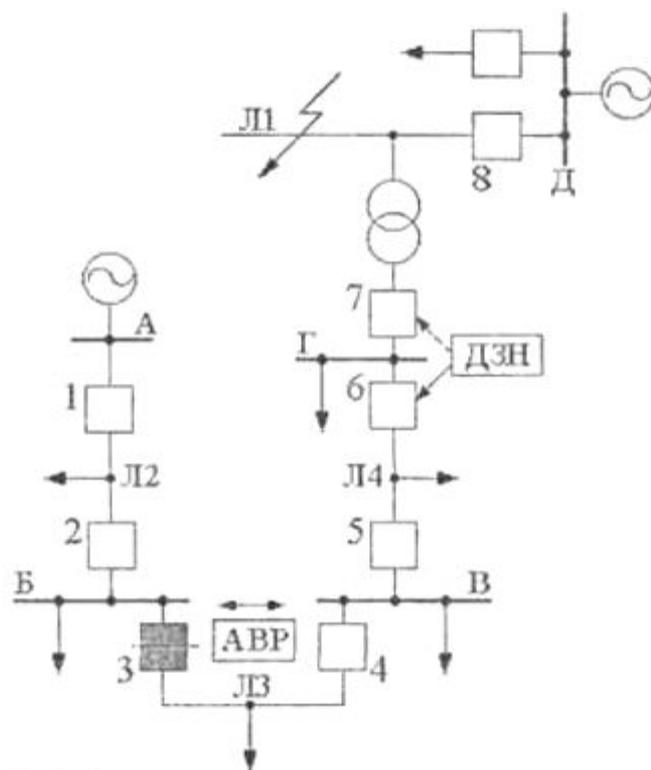


Рис. 12.4. Схема распределительной сети с сетевым АВР двустороннего действия и делительной защитой минимального напряжения (ДЗН), действующей перед АВР в сторону подстанции Г во избежание включения на КЗ в сети высшего напряжения (на Л1)

Схемы и уставки сетевых АВР должны отвечать следующим основным требованиям:

1. Схема сетевого АВР одностороннего действия должна приходить в действие при исчезновении напряжения со стороны основного (рабочего) источника питания при наличии напряжения со стороны резервного. Схема сетевого АВР двустороннего действия должна приходить в действие при исчезновении напряжения со стороны любого из двух источников питания при наличии напряжения со стороны другого источника питания (рис. 12.4).

Рекомендуется принимать значение напряжения срабатывания минимальных реле напряжения, контролирующих отсутствие напряжения, по выражению:

$$U_{\text{ф АВР}} \approx 0,25 \cdot U_{\text{ном}}, \quad (12.3)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение рабочего источника питания, В/вторичные.

Эти значения уставки по напряжению должны быть на 15–20% меньше, чем соответствующие уставки по напряжению в делительных защитах местных электростанций и синхронных двигателей, работающих в рассматриваемой электрической сети.

2. Действие сетевого АВР на включение при условиях, изложенных выше, должно происходить с выдержкой времени, так же, как и местных АВР, причём время срабатывания пускового органа выбирается по условию:

$$t_{\text{ф АВР}} \geq t_1 + \Delta t, \quad (12.4)$$

где t_1 – наибольшее время срабатывания защит присоединений высшего напряжения подстанции (например, линий подстанции \underline{D} на рис. 12.4), а также по условию ожидания срабатывания двух циклов АПВ этих линий и дополнительно по условию ожидания срабатывания делительных защит (автоматики) минимального напряжения, действующих перед АВР (защита на подстанции $\underline{Г}$, рис. 12.4):

$$t_{\text{ф АВР}} \geq t_{\text{дзн}} + \Delta t, \quad (12.4a)$$

где $t_{\text{дзн}}$ – время срабатывания реле времени делительной защиты минимального напряжения, определяемое по условию ожидания действия АПВ на линии основного (рабочего) питания или АВР в питающей сети; $\Delta t = 0,6$ сек. при использовании реле времени со шкалами до 9 сек. и $\Delta t = 1,5 + 2$ сек. – со шкалами до 20 сек. (для цифровых реле – меньше).

3. Действие сетевого АВР должно быть однократным.

4. Ускорение действия защиты при срабатывании сетевого АВР может осуществляться, но при этом необходимо обеспечить селективность ускоряемой защиты как с предыдущей (на элементе, где может сохраниться повреждение), так и с последующей (со стороны питающего источника).

При АВР двустороннего действия ускоряемая защита должна обладать способностью действовать при направлениях тока КЗ как от шин в линию, так и в обратном направлении, и обладать селективностью со смежными защитами в обоих режимах после АВР.

5. Делительная защита, действующая перед сетевым АВР и выполняемая в виде защиты минимального напряжения, должна иметь уставки, выбранные по следующим условиям:

а) контроль отсутствия напряжения со стороны рабочего источника питания по выражению (12.3);

б) согласование чувствительности с пусковым органом минимального напряжения устройства сетевого АВР:

$$U_{\text{ФДЗН}} = (1,1 + 1,2) \cdot U_{\text{Ф АВР}}, \quad (12.5)$$

где $U_{\text{Ф АВР}}$ принимается по выражению (12.3).

Минимальные реле напряжения делительной защиты и пускового органа АВР должны включаться на одноимённые междуфазные напряжения, чтобы обеспечить их согласованное действие (возврат) при АПВ питающей линии на двухфазное КЗ.

Время срабатывания защиты ДЗН выбирается по следующим условиям:

1) отстройка от действия тех защит, в зоне действия которых КЗ могут вызывать снижения напряжения ниже принятого по формуле (12.5). Для схемы рис. 12.4 это относится к защитам элементов, подключенных к шинам подстанции \underline{D} и подстанции $\underline{Г}$;

2) согласование действий делительной защиты и АПВ питающих линий или АВР в питающей сети по условию:

$$t_{\text{фДЗН}} \geq (t_{\text{сз}} + t_{1\text{АПВ}} + t'_{\text{сз}} + t_{2\text{АПВ}})_{\text{Л1}} + t_{\text{злт}}. \quad (12.6)$$

Например, для схемы рис. 12.4 это условие означает, что делительная защита на подстанции $\underline{Г}$ сработает только при успешном действии второго цикла АПВ линии $\underline{Л1}$.

Действие АВР в питающей сети может быть только однократным, поэтому

$$t_{\text{фДЗН}} \geq t_{\text{фАВРпит}} + t_{\text{злт}}. \quad (12.7)$$

Например, в схеме на рис. 12.4 при отключении рабочего источника питания шин подстанции \underline{A} и последующем успешном срабатывании АВР на этой же подстанции действие ДЗН на выключателе 1 было бы излишним.

12.5 Делительные защиты, установленные на подстанциях для отключения мощных синхронных двигателей

Характерные режимы в узлах с синхронной нагрузкой, особенности которых необходимо учитывать при выполнении устройств РЗА в этих узлах:

- 1) потеря питания из-за отключения питающего источника, после чего синхронные двигатели, продолжая вращаться за счёт накопленной кинетической энергии, переходят в режим синхронного генератора и в течение нескольких секунд поддерживают на шинах подстанции напряжение, значение которого и частота постепенно снижаются;
- 2) короткое замыкание, в месте которого суммируются токи КЗ от основного источника питания (как правило, от энергосистемы) и токи КЗ, генерируемые синхронными двигателями, которые и в этом случае работают в режиме синхронного генератора;
- 3) асинхронный режим или выпадение синхронного двигателя из синхронизма;
- 4) несинхронное включение синхронного двигателя.

Рассмотрим каждый из этих аварийных режимов.

12.5.1 Потеря питания

После внезапного отключения питающей линии или трансформатора (например, Т1 на рис. 12.5, а) теряет питание соответствующая секция.

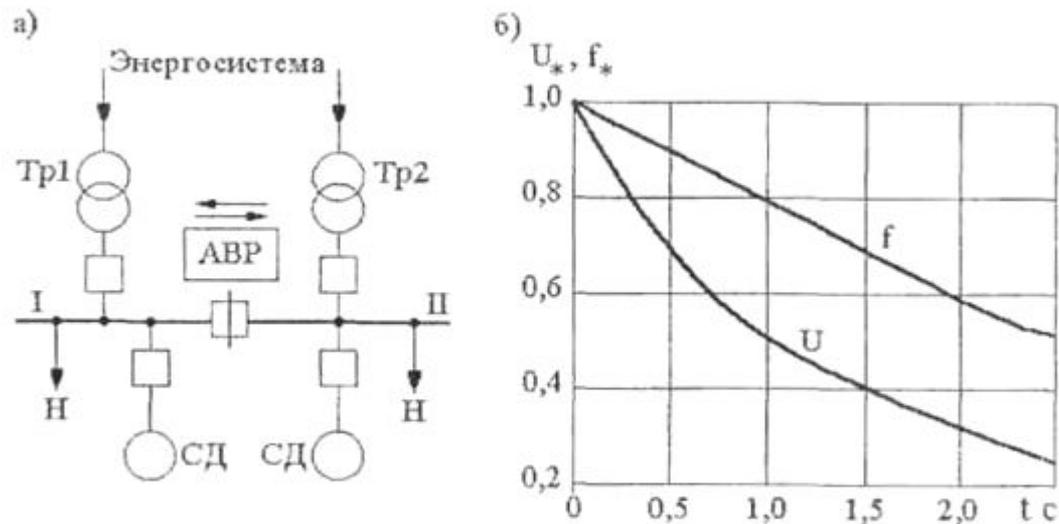


Рис. 12.5. Характеристики изменения напряжения и частоты на подстанции, питающей синхронные электродвигатели, после потери питания от энергосистемы: а – первичная схема подстанции; б – характеристики изменения напряжения U и частоты f ; I, II – первая и вторая секции шин 6(10) кВ подстанции; СД – синхронные электродвигатели; Н – прочая (безынерционная) нагрузка; Т1, Т2 – понижающие трансформаторы; АВР – устройство автоматического включения резерва

В настоящее время вероятность излишней работы устройств АЧР на подстанциях возросла главным образом по трём причинам:

- увеличение числа подстанций, питающих синхронные двигатели;
- массовое применение батарей силовых конденсаторов подключаемых параллельно к электрической сети как основного средства компенсации реактивной мощности (наличие конденсаторных батарей затягивает процесс снижения напряжения и на подстанциях с асинхронными двигателями за счёт возникновения самовозбуждения);
- все более широкое применение в схемах устройств АЧР новых полупроводниковых реле понижения частоты типа РЧ-1, которые могут срабатывать при снижении напряжения сети вплоть до 0,2 номинального (ранее выпускавшиеся реле понижения частоты типа ИВЧ отказывали уже при напряжениях сети ниже 0,4 номинального).

В связи с этим в директивных материалах подчеркивается необходимость предотвращения излишних отключений потребителей действием устройств АЧР в случаях кратковременного перерыва питания и рекомендуется для этих целей ряд способов.

12.5.2 Короткое замыкание

При расчёте токов КЗ в электрических сетях должна учитываться подпитка места КЗ от синхронных электродвигателей.

Это необходимо не только для правильного выбора первичного оборудования (выключателей, реакторов, шин), но и для расчёта рабочих уставок некоторых устройств релейной защиты.

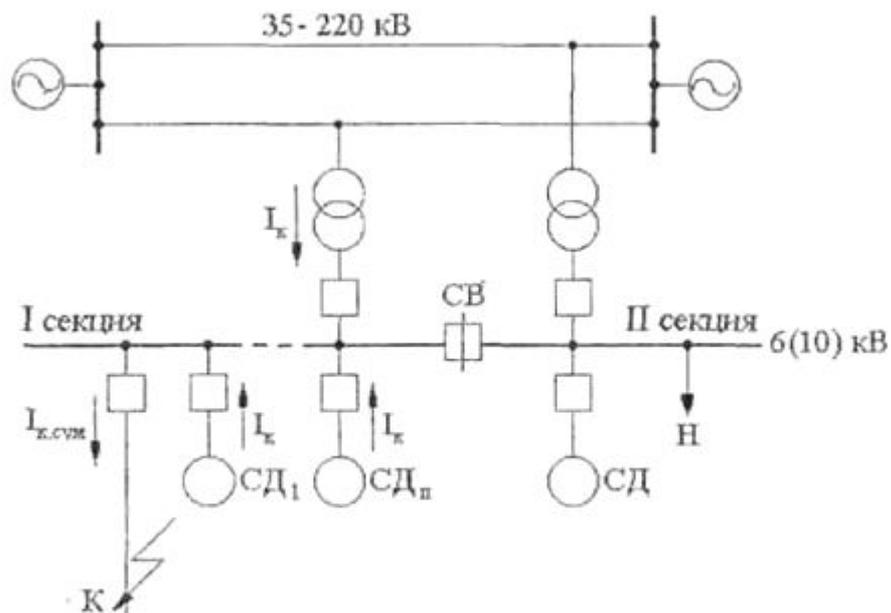


Рис. 12.6. Схема подстанции, питающей синхронные двигатели

Для расчета тока КЗ в начальный момент времени составляется схема замещения, в которой синхронные двигатели должны быть представлены своими сверхпереходными параметрами: индуктивным сопротивлением x'' и ЭДС E'' .

Значения сопротивления x'' в относительных единицах или в процентах приводятся в информационных материалах заводов-изготовителей и в справочной литературе. ЭДС синхронного двигателя может приближенно приниматься $E'' = 1,1$, а синхронного компенсатора — $E'' = 1,2$.

При отсутствии данных о значениях сверхпереходного сопротивления x''_* синхронного двигателя можно принять в расчёте либо среднее значение $x''_* = 0,2$, либо приближенное значение, вычисленное по относительному значению пускового тока $I_{*п}$:

$$x''_* = \frac{1}{I_{*п}}, \quad (12.8)$$

где $I_{*п} = I_{п} / I_{ном.дв}$ – относительное установившееся значение тока при прямом пуске двигателя из заторможенного состояния, $I_{п}$ – установившееся значение тока при прямом пуске двигателя, известное из справочной литературы или из протокола наладочных испытаний, $I_{ном.дв}$ – номинальный ток двигателя по его паспортным данным.

Максимальное значение тока, посылаемого синхронным двигателем к месту КЗ (без учёта сопротивлений элементов от двигателя до секции и от секции до места КЗ \underline{K} на рис. 12.6), определяется в относительных единицах:

$$I''_{*к.дв} = \frac{E''_*}{x_*}. \quad (12.9)$$

Для того чтобы получить значение тока КЗ в именованных единицах (амперах), необходимо $I''_{*к.дв}$ умножить на $I_{ном.дв}$.

В приближенных расчётах допустимо вычислять значение тока КЗ, посылаемого синхронным двигателем, по значению его пускового тока:

$$I_{кз.дв}'' \approx I_{*п} I_{ном.дв} \quad (12.10)$$

или по значению кратности пускового тока $k_{п}$:

$$I_{кз.дв}'' \approx k_{п} I_{ном.дв}, \quad (12.10a)$$

где $k_{п} = I_{*п} = I_{п} / I_{ном.дв}$.

Значения $k_{п}$ синхронных двигателей находятся в пределах 5–8.

12.5.3 Асинхронный режим

Асинхронный режим – выпадение синхронного двигателя из синхронизма.

Как известно, ротор синхронного двигателя при нормальной работе вращается синхронно с магнитным полем статора (без какого-либо скольжения, как это имеет место у асинхронных двигателей).

Момент вращения синхронного электродвигателя

$$M_{\text{вр}} \approx \frac{k \cdot E_{\text{вр}} \cdot U_c}{x_{\text{вр}}} \sin \delta, \quad (12.11)$$

где $E_{\text{вр}}$ – ЭДС, наводимая в обмотках статора; U_c – напряжение сети на зажимах статора; δ – угол между векторами $E_{\text{вр}}$ и U_c ; $x_{\text{вр}}$ – синхронное сопротивление двигателя; k – коэффициент пропорциональности.

Из выражения (12.11) следует, что уменьшение значения момента вращения и, как следствие, нарушение нормальной (устойчивой) работы синхронного электродвигателя может произойти в следующих случаях:

- при значительных снижениях напряжения U_c на зажимах двигателя, которые могут происходить при близких трёхфазных КЗ в прилегающей сети, при нарушениях устойчивости работы питающей энергосистемы, при отключении подстанции от источников питания (опасным считается снижение напряжения U_c ниже 0,5-0,6 номинального значения);
- при потере возбуждения, т.е. исчезновении тока возбуждения в обмотке ротора, в результате чего исчезает ЭДС $E_{\text{вр}}$, наводимая в обмотках статора;
- при значительных механических перегрузках на валу двигателя, в результате чего значение угла δ увеличивается свыше 90° , начинается проскальзывание ротора относительно вращающегося магнитного поля статора, электродвигатель выходит из синхронизма и возникает асинхронный режим (асинхронный ход).

Если мощность двигателя относительно велика, то периодические уменьшения тока в повреждённом элементе могут быть столь значительными, что это вызовет отказ максимальной токовой защиты повреждённой линии РЗ Л или замедление её срабатывания, что приведёт к неселективному действию релейной защиты питающего трансформатора РЗ Тр и погашению всей подстанции (рис. 12.7, а).

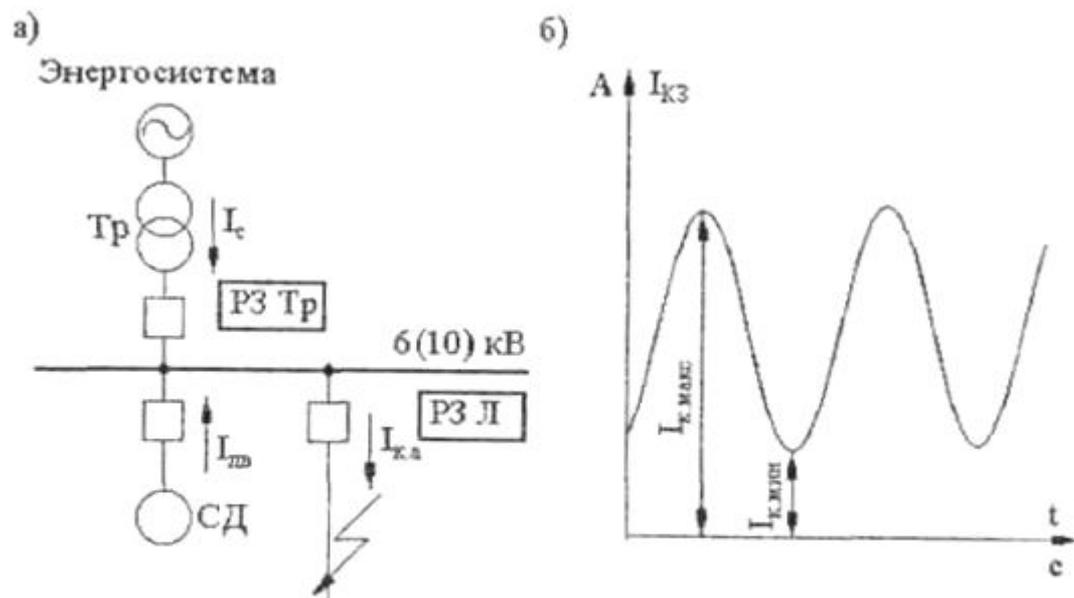


Рис. 12.7. Характеристика периодического изменения тока КЗ в повреждённом элементе при асинхронном ходе СД по отношению к энергосистеме:
 а – первичная схема подстанции, б – характеристика периодического изменения тока $I_{кз}$ от максимального до минимального значения

Для предотвращения возникновения асинхронного режима синхронных двигателей выполняется ряд мероприятий: на двигателях применяется устройство форсирования возбуждения (для увеличения тока возбуждения и увеличения $E_{\text{дв}}$ при снижении U_c ниже 0,85 номинального), а на отходящих элементах выполняется быстродействующая защита для отключения всех КЗ, при которых напряжение сети на зажимах статора U_c снижается ниже опасного предела.

12.5.4 Несинхронное включение

При кратковременной потере питания синхронный двигатель, как уже отмечалось, продолжает некоторое время вращаться и работать в режиме синхронного генератора.

В случае автоматического включения источника питания действием устройств АПВ или АВР в момент, когда векторы ЭДС двигателя $E_{\text{дв}}$ и напряжения сети U_c находятся в противофазе, т.е. сдвинуты относительно друг друга примерно на 180° , через обмотки статора двигателя пройдет ток несинхронного включения.

Значение этого тока, прямо пропорционального сумме $E_{\text{дв}}$ и U_c , может оказаться существенно большим, чем допустимый ток несинхронного включения, и привести к повреждению двигателя.

Кроме того, при несинхронном включении могут быть излишние срабатывания токовых отсечек двигателей, отстроенных, как обычно, от сверхпереходного тока двигателя при внешнем КЗ, определяемого по выражению (12.9).

Во избежание этого токовые отсечки было бы необходимо загрублять, т.е. увеличивать их ток срабатывания, что в свою очередь приводило бы к нежелательному уменьшению коэффициента чувствительности отсечки и уменьшению её зоны действия при КЗ в обмотке статора электродвигателя.

Для предотвращения несинхронных включений синхронных двигателей при работе устройств АПВ, АВР или при случайном (ошибочном) включении ключом управления необходимо выполнять на подстанциях, питающих синхронные двигатели, специальную автоматику для предварительного отключения АТП или выключателей синхронных двигателей, а кроме того, устанавливать контрольные органы проверки отсутствия напряжения в схемах устройств АПВ и АВР.

12.5.5 Делительная защита от потери питания узла с синхронной нагрузкой (ЗПП)

Защита от потери питания предназначена для выявления этого опасного режима с целью прекратить подпитку рабочей питающей электросети со стороны синхронных двигателей СД, которые вращаются по инерции.

Характерные признаки этого режима и возможности их использования для выполнения ЗПП:

1. Понижение напряжения. Поскольку при потере питания напряжение генерируется синхронными двигателями, процесс снижения напряжения на шинах СД характеризуется большой длительностью, поэтому на таком принципе ЗПП не выполняется. Защита минимального напряжения, выполненная на этом принципе, применяется как вспомогательная.

2. Снижение частоты. В чистом виде этот принцип не используется, т.к. устройства, выполненные на этом принципе, не способны различить снижение частоты при потере питания от снижения частоты при дефиците мощности в системе при системных авариях. При этом отключение синхронных двигателей не только будет излишним, но и может усугубить дефицит реактивной мощности в системе.

3. Устройства, контролирующие снижение частоты на разных секциях подстанции с СД. Если на секции 1 частота снижается, а на секции 2 остается нормальной, это означает потерю питания со стороны Т1 (питающего секцию 1). Однако, если подстанция питается только от одного из трансформаторов (второй в ремонте), то такая защита уже не работает. Поэтому этот принцип используется только для частотного пуска устройства АВР секционного выключателя, для защиты от потери питания он не пригоден.

4. Устройства, реагирующие на скорость снижения частоты, могут применяться только в тех случаях, когда скорость снижения частоты при выбеге синхронных двигателей в 3-4 раза превышает скорость снижения частоты при аварийном дефиците мощности в системе, т.е. может применяться не всегда, тем более что скорость снижения частоты при выбеге синхронных двигателей зависит от их нагрузки.

5. Устройства, построенные на принципе изменения направления активной мощности, не отстроены от качаний, возможна их ложная работа, кроме того, они имеют большую выдержку времени из-за необходимости согласования с защитами от замыканий на землю смежных линий электропередачи.

В результате применяют схемы ЗПП, реагирующие на несколько параметров. Наиболее универсальной является схема, реагирующая на снижение частоты и изменение направления активной мощности (см. рис. 12.8).

В исходном состоянии частота на секции нормальная, контакты реле частоты КФ и его повторителя КЛФ разомкнуты, обмотки напряжения реле направления мощности КВ1 и КВ2 отключены от цепей напряжения для разгрузки трансформатора напряжения секции и облегчения режима работы контактов реле мощности. Контакты реле положения "Включено" КЭС выключателя ввода замкнуты, поскольку он включен, и защита введена в работу (при отключении выключателя ввода защита автоматически выводится из работы для предотвращения её неправильного действия при общесистемном снижении частоты, когда секция питается через включенный секционный выключатель).

При понижении частоты до уставки реле частоты КФ оно срабатывает, срабатывает промежуточное реле КЛФ, пуская реле времени КТ1 и подключая реле направления мощности КВ1 и КВ2 к цепям напряжения. Если понижение частоты вызвано потерей питания, то мощность направлена от шин в сеть или равна нулю, реле направления мощности не замыкают контакты (работают на упор), реле КЛВ не срабатывает, срабатывают реле времени КТ1 и выходное реле защиты КЛ1. В случае общесистемного понижения частоты мощность направлена к шинам, реле КВ1 и КВ2 замыкают свои контакты, срабатывает КЛВ, блокируя КТ1. Выходное реле защиты КЛ1 не срабатывает.

В схеме предусмотрены два реле направления мощности, т.к. при двухфазных КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток Y/Δ (на питающей ВЛ) одно реле может сработать неправильно.

Защита от потери питания действует (через шинку 1ШМН) на отключение выключателей СД и гашение их поля, но в некоторых случаях она может действовать только на гашение поля или на отключение вводного выключателя секции.

Контакты реле КЛВ используются также для блокировки АЧР при потере питания.

Обычно принимают $f_{сзшп} = 48,5$ Гц.

Выдержка времени ЗПП (реле КТ1) вводится для предотвращения излишнего срабатывания ЗПП в переходных режимах (например, при снижении и восстановлении напряжения), когда реле частоты может кратковременно замыкать свой контакт. Уставка срабатывания КТ1 зависит от типа реле частоты, для РЧ-1 она принимается 0,3 с, для ИВЧ-3 – 0,5 с.

Поскольку в условиях снижения напряжения реле частоты могут отказывать (ИВЧ-3 – при $U < 0,6 \cdot U_n$, РЧ-1 – при $U < 0,2 \cdot U_n$), то для обеспечения их четкой работы при потере питания применяют схему форсировки напряжения, подаваемого на реле.

Время срабатывания ЗПП определяется по выражениям:

$$t_{\text{ЗПП}} = t_{\text{сн}} + t_{\text{КТ}}, \quad (12.12)$$

$$t_{\text{сн}} = \frac{T_j}{m_{\text{мех}}} \cdot \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}}, \quad (12.13)$$

где $t_{\text{сн}}$ – время снижения частоты до уставки срабатывания, с; $t_{\text{КТ}}$ – уставка на реле времени ЗПП; T_j – постоянная времени двигателя совместно с механизмом, с; Δf – разность номинальной частоты и частоты срабатывания реле, Гц; $m_{\text{мех}}$ – нагрузка агрегата, отн. ед.; $f_{\text{ном}}$ – номинальная частота, Гц.

Пример. Определим полное время срабатывания ЗПП для газокompрессорной станции с двигателями СТД-12500-2.

Время снижения частоты до уставки срабатывания

$$t_{\text{сн}} = \frac{3,33}{0,8} \cdot \frac{1,5}{50} = 0,12 \text{ с.}$$

Полное время срабатывания ЗПП при применении реле частоты РЧ-1

$$t_{\text{ЗПП}} = 0,12 + 0,3 = 0,42 \text{ с.}$$

Полное время отключения от сети с учётом времени срабатывания выходных реле ($2 \times 0,06$ с) и времени отключения выключателя СД (0,06 с) составит:

$$t_{\text{отд}} = 0,42 + 0,18 = 0,6 \text{ с.}$$

Выдержка времени на отпадание реле КQC типа РП-252 принимается примерно 1 с (а при применении цифровых терминалов 2 с) из расчёта, что ЗПП должна успеть сработать при ошибочном отключении ввода.

Если для защиты ввода применяется цифровой свободно программируемый терминал (REF, SEPAM, BMP3), то защита от потери питания является одной из его функций.

12.5.6 Специальная делительная защита для опережающего отключения СД при потере устойчивости

При глубоком снижении напряжения из-за близких коротких замыканий в питающей электрической сети узел нагрузки с СД может потерять устойчивость и перейти в опасный асинхронный режим с возбуждением СД. Возникающий при этом аварийный режим весьма похож на асинхронный режим в энергосистеме, когда нарушается нормальная параллельная (синхронная) работа двух или нескольких частей энергосистемы.

В этом аварийном режиме частота в частях энергосистемы оказывается разной и поэтому векторы ЭДС этих частей энергосистемы вращаются с разной угловой скоростью. При этом имеет место периодическое изменение значения угла между несинхронными ЭДС от 0° до 360° , а также наблюдаются периодические "качания" напряжения вдоль линии, связывающей части энергосистемы.

Асинхронный ход СД с возбуждением сопровождается циклическими изменениями тока СД, что представляет для них опасность. При этом происходят колебания напряжения на шинах РУ 6 или 10 кВ, куда подключены СД.

Анализ поведения МТЗ вводов при качаниях СД показывает возможность снижения уставок МТЗ по времени до 1 с (вместо существующих 2-2,6 с). Это допустимо также и по условиям согласования защит. Выдержку времени менее 1 с принимать не следует из-за опасности излишнего отключения подстанции при переходном процессе, не приводящем к нарушению устойчивости.

Для предотвращения опасного режима асинхронного хода с возбуждением можно, как временное мероприятие, использовать первую ступень защиты минимального напряжения с уставками $U_{\text{сз}} = 0,65 \cdot U_{\text{н}}$ и $t_{\text{сз}} = 0,2 + 0,3 \text{ с}$, или отсечку по напряжению, включенную на все три линейных напряжения по схеме "и" с теми же уставками, с действием на отключение СД. Эти устройства реагируют только на симметричное снижение напряжения, характерное для послеаварийного процесса (после отключения КЗ) и отстроены от быстродействующих защит в сети. Однако они могут излишне отключать СД и при переходном процессе, не вызывающем потерю устойчивости СД.

Как правило, для предотвращения возникновения опасного асинхронного возбуждением следует использовать устройство опережающего отключения СД при потере устойчивости.

12.5.7 Опережающее отключение СД при потере устойчивости.

Функция опережающего отключения (ФОО) СД при потере устойчивости реализована в цифровом блоке специальных защит синхронного электродвигателя БМРЗ-ДС, выпускаемом серийно НТЦ "Механотроника".

Блок с ФОО устанавливается на каждый СД. Блок записывает осциллограмму переходного процесса с регистрацией срабатывания выходного реле ФОО, действующего на отключение СД и запуск АПВ СД, по которой можно судить о характере аварии и правильности срабатывания ФОО.

Кроме ФОО, блок реализует функции защиты от помпажа (колебаний нагрузки), запрета пуска перегретого двигателя и защиты от несимметрии токов (обрыва фаз).

Удобнее всего устанавливать блок не в релейном отсеке ячейки КРУ-10 кВ, а на станции управления возбуждением двигателя, которая обычно размещается рядом со шкафом технологической автоматики агрегата. Это объясняется, во-первых, тем, что легче выполнить связи блока с технологической автоматикой агрегата, и, во-вторых, тем, что при работе агрегата чаще всего срабатывают функции ФОО, запрета пуска перегретого двигателя или защиты от помпажа. Сигнализация срабатывания этих функций выполнена на дисплее блока, и для их расшифровки персоналу не нужно идти в помещение КРУ (обычно удаленное), а достаточно подойти к станции управления. Это весьма удобно, особенно при отсутствии АСУ, которые вводятся в работу, как правило, в последнюю очередь.

Отметим также, что функция ФОО - уникальная, её нет ни в одном из известных терминалов (SEPAМ, REM) и в международных кодах функций РЗиА ANSI. Функция запрета пуска перегретого двигателя выполнена в упрощенном виде в соответствии с ТУ на двигатели серии СТД. Для её ввода в работу требуется знать лишь пусковой ток и длительность пуска (в отличие от функций 49 и 66 по ANSI, для которых нужны часто неизвестные тепловые характеристики двигателя). Функция защиты от помпажа – также специальная. Она учитывает условия работы газоперекачивающих агрегатов. Поэтому блок 1.МСЧ-ДС рекомендуется применять независимо от того, как выполнена РЗиА СД – на электромеханических реле или на цифровых терминалах SEPAМ, SPAC, REM и др.

12.5.8 Делительная защита минимального напряжения для отключения СД

Обычно первая ступень (ЗМН-1) этой защиты предназначена для отключения неответственных электродвигателей при кратковременных перерывах питания с целью облегчения самозапуска ответственных электродвигателей после восстановления питания. Вторая ступень (ЗМН-2) предназначена для отключения всех электродвигателей при длительном исчезновении напряжения по условиям технологического процесса и техники безопасности.

Уставка срабатывания ЗМН-1 принимается больше, чем остаточное напряжение, при котором возможен самозапуск электродвигателей, и меньше, чем остаточное напряжение при пусках отдельных электродвигателей, обычно:

$$U_{с.ЗМН-1} = (0,6 \div 0,7)U_n. \quad (12.14)$$

Время срабатывания принимается по условию отстройки от быстродействующих защит электродвигателей:

$$t_{с.ЗМН-1} = 0,5 \text{ с.}$$

Уставка срабатывания второй ступени ЗМН принимается по условию возврата при самозапуске электродвигателей:

$$U_{с.ЗМН-2} = \frac{U_{сзп}}{k_n k_x} = (0,4 \div 0,5)U_n, \quad (12.15)$$

где $U_{сзп}$ – остаточное напряжение при самозапуске электродвигателей; k_n – коэффициент надёжности, принимается равным 1,1-1,2; k_x – коэффициент возврата, для реле минимального напряжения типа РН-50 принимается равным 1,15-1,2.

Время срабатывания ЗМН-2 обычно принимают 5-10 с.

Действие ЗМН осуществляется через общесекционные шинки и индивидуальные выходные реле, установленные в ячейках электродвигателей.

На подстанциях с СД ЗМН выполняет следующие дополнительные функции:

- резервирует ЗПП при близких КЗ, когда последняя может отказать из-за глубокого снижения напряжения;
- ЗМН-1 отключает выключатели и запускает АПВ электродвигателей, участвующих в самозапуске (возможно также гашение поля без отключения выключателей), осуществляется также отключение СД с пуском АПВ при срабатывании ЗПП или АВР;
- при длительном исчезновении напряжения ЗМН-2 отключает выключатели электродвигателей, запрещает их АПВ и даёт команду в схемы технологической автоматики на полный останов технологии приводного агрегата (закрытие кранов, задвижек, отключение маслонасосов и т.п.).

Раздел 13. Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)

13.1 Назначение и основные принципы выполнения АЧР

Пока в энергосистеме имеется вращающийся резерв активной мощности, системы регулирования частоты и мощности должны поддерживать заданный уровень частоты. После того как вращающийся резерв будет исчерпан, дефицит активной мощности, вызванный отключением части генераторов или включением новых потребителей, повлечет за собой снижение частоты в энергосистеме. Небольшое снижение частоты, на несколько десятых герца, не представляет опасности для нормальной работы энергосистемы, хотя и влечет за собой ухудшение экономических показателей. Снижение же частоты более чем на 1-2 Гц – представляет серьезную опасность и может привести к полному расстройству работы энергосистемы.

Это в первую очередь определяется тем, что при понижении частоты снижается скорость вращения электродвигателей, а следовательно, снижается и производительность приводимых ими механизмов собственного расхода хода тепловых электростанций. Вследствие снижения производительности механизмов собственного расхода резко уменьшается располагаемая мощность тепловых, электростанций, особенно электростанций высокого давления, что влечёт за собой дальнейшее снижение частоты в энергосистеме. Таким образом, происходит лавинообразный процесс – «лавина частоты», который может привести к полному расстройству работы энергосистемы.

Следует также отметить, что современные крупные паровые турбины не могут длительно работать при низкой частоте из-за опасности повреждения их рабочих, лопаток. Если та или другая группа лопаток турбины попадет в резонанс, она может быть через некоторое время повреждена. Зона, свободная от резонансов составляет 1-2 Гц и недопустима длительная работа системы при частотах выходящих за этот диапазон.

Процесс снижения частоты в энергосистеме сопровождается также снижением напряжения, что происходит вследствие уменьшения частоты вращения возбудителей, расположенных на одном валу с основными генераторами. Если регуляторы возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов не смогут удержать напряжение, то также может возникнуть лавинообразный процесс – «лавина напряжения», так как снижение напряжения сопровождается увеличением потребления реактивной мощности, что ещё более осложнит положение в энергосистеме.

Аварийное снижение частоты в энергосистеме, вызванное внезапным возникновением значительного дефицита активной мощности, протекает очень быстро, в течение нескольких секунд. Поэтому дежурный персонал не успевает принять каких-либо мер, вследствие чего ликвидация аварийного режима должна возлагаться на устройства автоматики.

Для предотвращения развития аварии должны быть немедленно мобилизованы все резервы активной мощности, имеющиеся на электростанциях. Все вращающиеся агрегаты загружаются до предела с учётом допустимых кратковременных перегрузок.

Поскольку вращающийся резерв невелик, он не может покрыть большой дефицит мощности, возникший в узле.

При отсутствии вращающегося резерва единственно возможным способом восстановления частоты является отключение части наименее ответственных потребителей. Это и осуществляется с помощью специальных устройств – автоматов частотной разгрузки (АЧР), срабатывающих при опасном снижении частоты.

Следует отметить, что действие АЧР всегда связано с определённым ущербом, поскольку отключение линий, питающих электроэнергией промышленные предприятия, сельскохозяйственных и других потребителей, влечёт за собой недовыработку продукции, появление брака и т.п. Несмотря на это, АЧР широко используется в энергосистеме как средство предотвращения значительно больших убытков из-за полного расстройства работы энергосистемы, если не будут приняты срочные меры по ликвидации дефицита активной мощности.

Глубина снижения частоты зависит не только от дефицита мощности в первый момент аварии, но и от характера нагрузки. Потребление мощности одной группой потребителей, к которой относятся электроосветительные приборы и другие установки, имеющие чисто активную нагрузку, не зависит от частоты и при её снижении остается постоянным. Потребление же другой группы потребителей – электродвигателей переменного тока при уменьшении частоты снижается. Чем больше в энергосистеме доля нагрузки первой группы, тем больше понизится частота при возникновении одинакового дефицита активной мощности. Нагрузка потребителей второй группы будет в некоторой степени сглаживать эффект снижения частоты, поскольку одновременно будет уменьшаться потребление мощности электродвигателями.

Уменьшение мощности, потребляемой нагрузкой при снижении частоты, или, как говорят, регулирующий эффект нагрузки, характеризуется коэффициентом $k_{\text{нагр}}$, равным отношению

$$k = \frac{\Delta P_{\%}}{\Delta f_{\%}}. \quad (13.1)$$

Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки показывает, на сколько процентов уменьшается потребление нагрузкой активной мощности на каждый процент снижения частоты. Значение коэффициента регулирующего эффекта нагрузки должно определяться специальными испытаниями и принимается при расчётах равным 2,5–4.

Устройства АЧР должны устанавливаться там, где возможно возникновение значительного дефицита активной мощности во всей энергосистеме или в отдельных её районах, а мощность потребителей, отключаемых при срабатывании АЧР, должна быть достаточной для предотвращения снижения частоты, угрожающего нарушением работы механизмов собственного расхода электростанций, что может повлечь за собой лавину частоты. Устройства АЧР должны выполняться с таким расчётом, чтобы была полностью исключена возможность даже кратковременного снижения частоты ниже 45 Гц, время работы с частотой ниже 47 Гц не превышало 20 сек., а с частотой ниже 48,5 Гц – 60 сек. Допустимое время снижения частоты ниже 49 Гц по условиям работы АЭС равно 2 минуты.

При выполнении АЧР необходимо учитывать все реально возможные случаи аварийных отключений генерирующей мощности и разделения энергосистемы или энергообъединения на части, в которых может возникнуть дефицит активной мощности. Чем больший дефицит мощности может возникнуть, тем на большую мощность должно быть отключено потребителей. Для того, чтобы суммарная мощность нагрузки потребителей, отключаемых действием АЧР, хотя бы примерно соответствовала дефициту активной мощности, возникшему при данной аварии, АЧР, как правило, выполняется многоступенчатой, в несколько очередей, отличающихся уставками до частоте срабатывания. На рис. 13.1 приведены кривые, характеризующие процесс изменения частоты в энергосистеме при внезапном возникновении дефицита активной мощности. Если в энергосистеме отсутствует АЧР, то снижение частоты, вызванное дефицитом активной мощности, будет продолжаться до такого установившегося значения, при котором за счёт регулирующего эффекта нагрузки и действия регуляторов частоты вращения турбин вновь восстановится баланс генерируемой и потребляемой мощности при новом сниженном значении частоты – (кривая I). Для восстановления в энергосистеме нормальной частоты в этом случае необходимо вручную отключить часть нагрузки потребителей, суммарное потребление мощности которыми при частоте 50 Гц равно дефициту мощности, вызвавшему аварийное снижение частоты. Учитывая возможные аварийные режимы, доля нагрузки, подключенной к АЧР, в некоторых энергосистемах России может достигать порядка 50–65%.

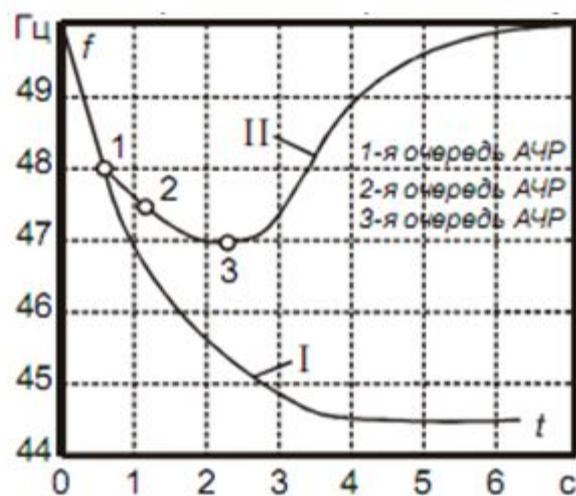


Рис. 13.1. Изменение частоты при возникновении дефицита активной мощности I – при отсутствии АЧР; II – при наличии АЧР

Иначе будет протекать процесс изменения частоты при наличии АЧР (кривая Ш). Пусть, например, автоматическая частотная разгрузка состоит из трёх очередей с уставками срабатывания 48, 47,5 и 47 Гц. Когда частота снизится до 48 Гц (точка 1), сработают АЧР 1-й очереди и отключат часть потребителей, дефицит активной мощности уменьшится, благодаря чему уменьшится и скорость снижения частоты. При частоте 47,5 Гц (точка 2) сработают АЧР 2-й очереди и, отключая дополнительно часть потребителей, еще больше уменьшат дефицит активной мощности и скорость снижения частоты. При частоте 47 Гц (точка 3) сработают АЧР 3-й очереди и отключат ещё часть потребителей. Снижение частоты остановится. Однако, как уже говорилось, для сохранения надёжной работы системы частоту необходимо поднять выше 49,0 Гц. Таким образом, работа АЧР должна быть продолжена другими устройствами АЧР. Устройства АЧР, используемые для ликвидации аварийного дефицита активной мощности в энергосистемах, подразделяются на три основные категории.

Первая категория автоматической частотной разгрузки АЧР1 быстродействующая ($t = 0,3 + 0,5$ сек.) с уставками срабатывания от 48,5 Гц (в отдельных случаях от 49,2+49,3 Гц) до 46,5 Гц. Назначение очередей АЧР1 – не допустить глубокого снижения частоты в первое время развития аварии. Уставки срабатывания отдельных очередей АЧР1 отличаются одна от другой на 0,1 Гц. Мощность, подключаемая к АЧР1, примерно равномерно распределяется между очередями. Вторая категория автоматической частотной разгрузки – АЧР2 предназначена для восстановления частоты до длительно допустимого значения – выше 49,0 Гц. Вторая категория АЧР2 работает после отключения части потребителей от АЧР1, когда снижение частоты прекращается, и она устанавливается на уровне 47,5+48,5 Гц.

Уставки срабатывания всех АЧР2 принимаются близкими по частоте в диапазоне 48,5+48,8 Гц. Выдержки времени АЧР2 отличаются друг от друга на 3 сек. и принимаются равными 5+90 сек. Большие выдержки времени АЧР2 принимаются для того, чтобы постепенно довести частоту до нужной величины, не допустив повышения её до величины существенно выше 49 Гц. Считается, что энергосистема может устойчиво и длительно работать при частоте превышающей 49,2 Гц и доведение её до номинальной, означает, что будет отключена дополнительная часть потребителей, которая могла бы остаться в работе.

Совмещенная АЧР состоит из двух устройств АЧР1–АЧР2 действующих на ту же нагрузку. Кроме двух категорий автоматической частотной разгрузки – АЧР1 и АЧР2 в эксплуатации применяются некоторые другие очереди АЧР. Спецочередь АЧР – имеющая уставки 49,2 Гц, 0,3–0,5 сек должна препятствовать понижению частоты ниже 49,2 Гц, а защитная очередь АЧР 49,1 Гц 0,3–0,5 сек. не должна допустить снижения частоты ниже 49 Гц, опасной вследствие возможной разгрузки атомных электростанций и дальнейшего снижения частоты.

Таким образом, в современных условиях имеется 2 системы АЧР. Одна – спецочередь и защитная очередь удерживает частоту на длительно допустимом уровне и нужна для работы системы при недостатке генерирующей мощности, когда не представляется возможным удерживать номинальную частоту, так как для этого требуется отключить добавочное количество потребителей. Вторая система АЧР нужна для работы при аварийно возникших больших дефицитах мощности, отключает значительно больший объём нагрузки и также доводит частоту до длительно допустимого уровня превышающего 49,0 Гц. Может применяться также дополнительная разгрузка по другим факторам, например при отключении линий связи или генератора, в результате которого внезапно возникает дефицит мощности. Такая автоматика не дожидается снижения частоты и отключает нагрузку немедленно.

Все эти виды автоматики имеют название – противоаварийная режимная автоматика. Нетрудно заметить изменение приоритетов в этой противоаварийной автоматике – она предназначена удерживать нормальную работу системы за счёт отключения потребителей. В конечном счете, пожертвовав частью потребителей, мы сохраняем в работе остальных. Нетрудно понять, что ни один из потребителей не хочет стать жертвой, за счёт которой сохранятся остальные. Поэтому при выборе подключаемых к АЧР потребителей оценивается их значение – возникающий ущерб, снижение выпуска продукции, повреждение оборудования, опасность для жизни людей и т.д.

Важен также порядок подключения потребителей к очередям АЧР: потребители, подключенные к очередям АЧР, имеющим более высокие уставки по частоте и меньшие выдержки времени, отключаются чаще.

У ответственных потребителей нагрузка разделяется на несколько категорий. Наиболее ответственная нагрузка 1 категории обычно отключению не подлежит. Для того чтобы иметь возможность избежать отключения ответственных потребителей 1 категории при работе АЧР и все таки отключить остальную нагрузку, стремятся приблизить места установки АЧР к потребителю, это означает, что АЧР необходимо выполнять на каждой подстанции.

Ещё одной причиной распределения АЧР по многим объектам является то, что в таком случае АЧР становится самонастраиваемой, вследствие разброса уставок реле частоты в разных устройствах АЧР отключение происходит мелкими дозами, соответствующими уставке АЧР на данном объекте и поэтому обеспечивающими баланс между частотой и отключаемой нагрузкой для её восстановления. Директивные материалы допускают неселективную работу смежных очередей АЧР, так как энергосистеме безразлично, на какой именно подстанции отключается необходимая нагрузка.

Совершенно очевидно, что такой разброс уставок не выгоден потребителю, так как он не хочет быть отключенным взамен другого с более высокими уставками. Особенно это характерно для очередей регулирующих частоту АЧР – спецочередь и защитной очереди АЧР с разницей частот в 0,1 Гц. Работа таких АЧР в условиях дефицита мощности может происходить неоднократно в течении дня, что практически парализует работу предприятия. Поэтому для этих АЧР применяются реле высокой точности, погрешность которых не превышает 0,01 Гц.

13.2 Предотвращение ложных отключений потребителей от АЧР при кратковременных понижениях частоты в энергосистеме

В практике эксплуатации применяются специальные блокировки, предотвращающие ложное срабатывание АЧР в рассматриваемом режиме. На рис. 13.2, б показана одна из таких схем, в которой плюс на контакт РЧ реле частоты АЧР подаётся через контакт блокирующего реле направления мощности РМ. Реле направления мощности, включенное в цепи трансформатора связи с энергосистемой (рис. 13.2, а), реагирует на направление активной мощности.

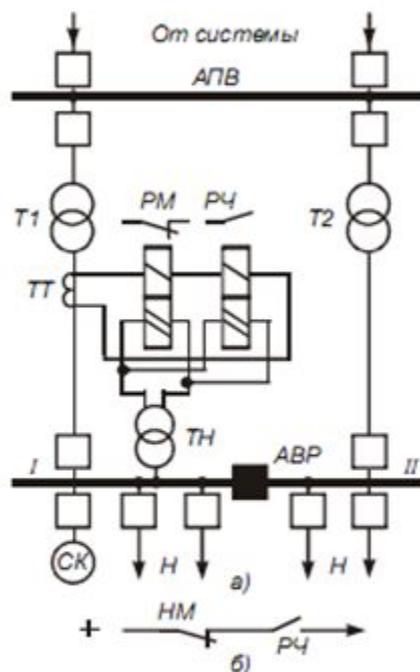


Рис. 13.2. Предотвращение срабатывания АЧР при отключении подстанции с синхронным компенсатором или синхронными электродвигателями:
а – схема подстанции; б – блокировка АЧР

После отделения подстанции от питающей сети активная мощность по трансформатору проходить не будет или будет направлена в сторону шин высшего напряжения. При этом реле направления мощности разомкнёт свой контакт и снимет плюс с контакта реле частоты, предотвращая ложное срабатывание АЧР. При наличии на подстанции значительной нагрузки, мало изменяющейся в зависимости от времени суток и дня недели реле мощности может быть заменено токовым реле.

Применяются и другие способы блокировки АЧР от неправильной работы при снижении напряжения. К ним относится блокировка по скорости снижения частоты. Дело в том, что при самых тяжёлых авариях частота в системе снижается медленнее, чем это происходит при снятии напряжения с двигателей. На устройствах совмещенной АЧР1–АЧР2 для блокировки используются сами измерительные органы АЧР (уставка по частоте АЧР2 больше чем АЧР1). Реле времени пускается при срабатывании измерительного органа АЧР2 и останавливается при срабатывании ИО АЧР1.

Зависимость между скоростью снижения частоты и уставками АЧР выглядит следующим образом:

$$dF = \frac{f_{II} - f_I}{t}.$$

В этой формуле dF – скорость изменения частоты, f_{II} – уставка по частоте АЧР2, f_I – уставка по частоте АЧР1, t – время между срабатыванием ИО АЧР2 и АЧР1.

Выдержка времени на реле определяется по формуле:

$$t_{\text{от}} = \frac{f_{II} - f_I}{dF}. \quad (13.2)$$

Уставки АЧР2 и АЧР1 заданы исходя из режимных соображений, уставка по времени блокировки определяется по формуле 13.2 исходя из скорости снижения частоты 4 Гц в секунду.

Широко применяется метод взаимной блокировки между АЧР разных секций: АЧР двух секций работает, если сработали оба ИО АЧР.

При отсутствии блокировки для исправления ложного действия АЧР можно применить АПВ после АЧР. Такой метод рекомендуется директивными материалами. Однако он не всегда эффективен, так как в условиях длительной работы при пониженной частоте частота в сети может быть ниже уставки ЧАПВ.

13.3 Автоматическое включение потребителей после АЧР

Для ускорения восстановления питания потребителей, отключенных при срабатывании АЧР, применяется специальный вид автоматики – АПВ после АЧР (или ЧАПВ). Устройство ЧАПВ срабатывает после восстановления частоты в энергосистеме и даёт импульс на включение отключенных от АЧР потребителей.

Устройство ЧАПВ является весьма эффективным средством автоматики, ускоряющим восстановление питания потребителей, отключавшихся действием АЧР. Поэтому ЧАПВ целесообразно применять везде, где установлена АЧР. В первую очередь ЧАПВ следует выполнять на подстанциях с ответственными потребителями, на подстанциях без постоянного обслуживающего персонала, с дежурством на дому, далеко расположенных от места размещения оперативно-выездных бригад.

Действие ЧАПВ должно осуществляться при частоте $49,5+50$ Гц. Начальная уставка по времени ЧАПВ принимается равной 10–20 сек., конечная – в зависимости от конкретных условий. Минимальный интервал по времени между смежными очередями ЧАПВ в пределах энергосистемы или отдельного узла – 5 сек. Мощности нагрузки по очередям ЧАПВ обычно распределяются равномерно. Очередность подключения потребителей к ЧАПВ – обратная очередности АЧР, т.е. к последним очередям АЧР подключаются первые очереди ЧАПВ.

Доля нагрузки, подключаемой к ЧАПВ, в каждом конкретном случае должна определяться с учётом местных условий: возможности повторного снижения частоты в отделившихся на изолированную работу районах, перегрузки линий электропередачи, замедления восстановления параллельной работы действием АПВ с улавливанием синхронизма, автоматическому запуску гидрогенераторов, запуску газовых турбин и т.д.

Не следует забывать также о необходимости корректировки неправильной работы быстродействующих очередей АЧР.

ЧАПВ имеет существенное отличие от обычного АПВ, заключающееся в том, что оно не пускается сразу после отключения, а должно работать после восстановления частоты до величины называемой уставкой ЧАПВ по частоте. Это происходит при частоте $49,5+50$ Гц, когда в энергосистеме образовался резерв мощности, позволяющий включить дополнительную нагрузку. В некоторых случаях принимается решение о работе с пониженной частотой, и фидера включаются вручную или посредством средств телемеханики.

Раздел 14. Автоматическое регулирование напряжения в электрических сетях

14.1 Назначение регулирования напряжения

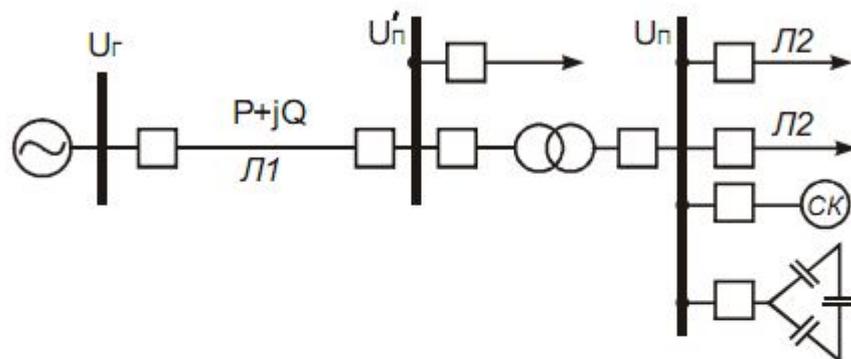


Рис. 14.1. Схема сети, поясняющая принципы регулирования напряжения

Согласно Правилам устройства электроустановок, за исключением наиболее ответственных установок, допускается отклонение напряжения у потребителей не более чем на $\pm 5\%$. Напряжение на шинах низшего напряжения приёмной подстанции (рис. 14.1) равно

$$U_{\text{ВН}} \approx \left(U_{\text{ген}} - \frac{PR + QX}{U'_{\text{ВН}}} \right) \frac{1}{n_{\text{T}}}, \quad (14.1)$$

где $U_{\text{ВН}}$ – напряжение на шинах высшего напряжения приёмной подстанции; $U_{\text{ген}}$ – напряжение на шинах генератора; R, X – активное и реактивное сопротивления питающей линии и трансформатора; P, Q – активная и реактивная мощности, передаваемые по линии; n_{T} – коэффициент трансформации силового трансформатора.

14.2 Автоматические регуляторы коэффициента трансформации трансформаторов

Электромоторный привод РПН предназначен для ступенчатого переключения отпаяк обмоток трансформатора.

Привод обеспечивает такие режимы управления:

- местное (кнопками на приводе);
- дистанционное (ключом со щита управления);
- автоматическое (устройством АРНТ);
- ручной (механическое переключение при помощи специальной рукоятки на приводе).

Ручное управление РПН применяется при его наладке, при отсутствии питающего напряжения, или при неисправности электромоторного привода.

Из условий безопасности персонала, ручное управление приводом РПН под напряжением запрещается.

Устройство автоматического регулирования напряжения трансформатора (АРНТ), например, типа АРТ-1Н, предназначено для автоматического управления электроприводами переключателя отпаек на обмотках силового трансформатора (РПН) импульсным, или непрерывным сигналом. АРНТ имеет возможность выполнения внешнего изменения уставки по напряжению, контроля исправности тракта регулирования и электроприводов РПН, блокировки и сигнализации при их неисправности, группового регулирования несколькими приводами РПН, контроля и блокировки при рассогласовании РПН параллельно работающих трансформаторов.

Структурная схема устройства АРНТ представлена на рис. 14.2. Она содержит три основных функциональных звена: тракт регулирования с двумя каналами управления («Убавить» – на понижение напряжения, «Прибавить» – на повышение напряжения); блок управления и контроля БУК, генератор тактовых импульсов ГТИ с элементом изменения периода следования тактовых импульсов.

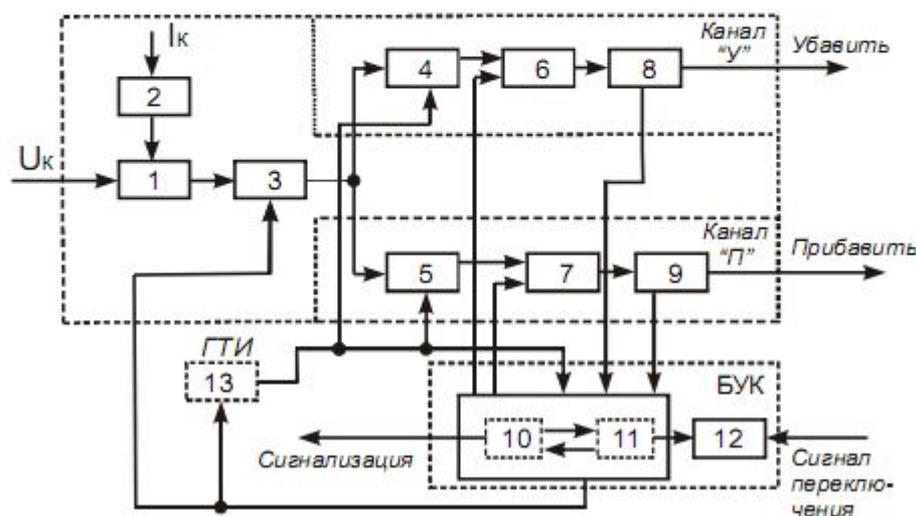


Рис. 14.2 Структурная схема автоматического регулятора напряжения, устанавливаемого на трансформаторах

В состав тракта регулирования входят следующие элементы: сумматор 1, датчик тока 2, элементы формирования и изменения зоны нечувствительности и уставки АРНТ, измерения и разделения каналов с преобразователями 3; элементы времени 4 и 5; элементы запрета 6 и 7, исполнительные элементы 8 и 9.

Напряжение на шинах потребителя $U_{\text{нагр}}$ отличается от напряжения на шинах низшего напряжения питающей подстанции $U_{\text{ВН}}$ на величину падения напряжения в линии и будет изменяться при изменении тока нагрузки, проходящего по линии – $I_{\text{нагр}}$ (см. рис. 14.3).

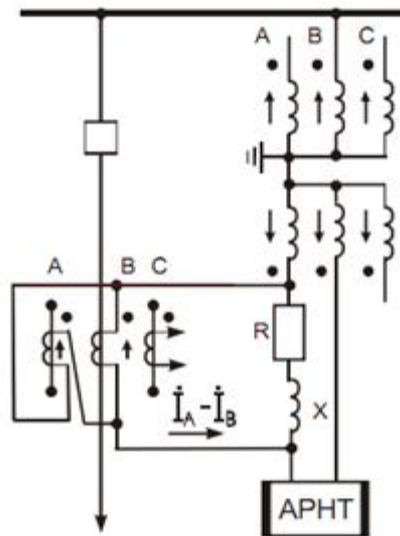


Рис. 14.3. Схема подключения токовой компенсации к измерительному органу АРНТ

$$U_{\text{нагр}} = U_{\text{ВН}} - I_{\text{нагр}} \cdot Z_{\text{Л2}}, \quad (14.2)$$

где $Z_{\text{Л2}}$ – сопротивление линии Л2.

При включенной токовой компенсации (сопротивления R и X на рис. 14.3) к измерительному органу АРНТ будет подаваться напряжение, равное:

$$\dot{U}_{\text{пер}} = \frac{\dot{U}_{\text{н}}}{k_U} - \frac{\dot{I}_{\text{нагр}}}{k_I} Z_{\text{мк}}, \quad (14.3)$$

где $Z_{\text{мк}}$ – сопротивление токовой компенсации; k_U , k_I – коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения соответственно.

Если с учётом коэффициентов трансформации тока и напряжения выбрать сопротивление $Z_{\text{мк}}$ таким, чтобы удовлетворялось соотношение

$$Z_{\text{Л}} = Z_{\text{мк}} \frac{k_U}{k_I}$$

можно записать, что напряжение, подаваемое на регулятор равно: $U_{\text{рег}} \cdot k_U = U_{\text{ВН}} - I_{\text{нагр}} \cdot Z_{\text{Л}}$. (14.4)

Следовательно, на измерительный орган АРНТ будет подаваться напряжение, пропорциональное напряжению на шинах потребителя $U_{\text{потр}}$, и автоматика будет поддерживать постоянное напряжение на шинах именно у потребителя.

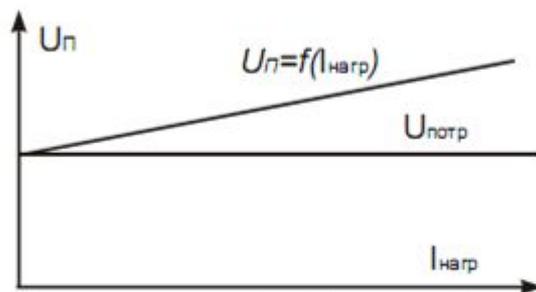


Рис. 14.4. Характеристика АРНТ с токовой компенсацией

При этом напряжение на шинах подстанции будет изменяться в зависимости от тока нагрузки, как показано на рис. 14.4.

Наклон характеристики $U_{\text{п}} = f(I_{\text{нагр}})$ будет тем больше, чем больше сопротивление $Z_{\text{ЛК}}$.

Автоматический регулятор напряжения АРТ-1Н.

АРТ-1Н (БАР) контролирует:

- исправность цепей контролируемого напряжения (~100 В от ТН);
- исправность привода РПН;
- исправность самого устройства.

При неисправности одного из контролируемых элементов БАР блокируется, и больше команд не выдаёт.

Исправность цепей напряжения контролируется следующим образом.

При выходе контролируемого напряжения за пределы «Зоны нечувствительности», ограниченной пределами

$U_{\text{уст.}} \pm \frac{1}{2} U_{\text{зона нечувств.}}$, БАР с заданной выдержкой времени выдаёт команду приводу РПН «Убавить» («Прибавить»).

Получив команду, привод РПН начинает переключение и выдает сигнал «Идет переключение» для блока автоматики (замыкаются контакты контроллера в приводе РПН).

Неполучение блоком БАР сигнала «Идет переключение» от привода, свидетельствует об неисправности привода. При этом БАР блокируется и выдает сигнал «Рассогласование». АРТ-1Н контролирует время цикла переключения, который должен закончиться за 10 сек (или 30 сек).

Большинство типов приводов имеют время переключения менее 10 сек.

Если привод РПН не закончил переключение за время допустимой длительности цикла, БАР блокируется, выдаёт сигнал «Застревание» и больше команд приводу не выдаёт.

При получении от привода РПН сигнала «Идёт переключение», в блоке автоматики происходит следующее:

1. БАР расширяет зону нечувствительности до пределов допустимого уровня напряжения. При исправности цепей, уровень напряжения попадает в расширенную зону нечувствительности, и должны вернуться в исходное положение элементы каналов «Убавить» («Прибавить»). Невозврат элементов каналов свидетельствует об неисправности цепей контролируемого напряжения, или внутренних элементов БАР. При этом БАР блокируется, и больше команд приводу не выдаёт. Так, например, отсутствие контролируемого напряжения сначала воспринимается БАРом как то, что напряжение ниже «Зоны нечувствительности», и он выдаёт команду приводу РПН «Прибавить». Но так как при расширении «Зоны нечувствительности» уровень контролируемого напряжения не попадает в неё (напряжение равно 0), БАР блокируется.

2. Тактовый генератор БАР переключается на выдержку времени, соответствующую допустимой продолжительности цикла переключения РПН. Завершение цикла переключения РПН (прекращение сигнала «Идёт переключение») за время менее допустимого, свидетельствует об его исправности. Если переключение не закончится за допустимое время (контакты контроллера РПН не разомкнутся), БАР блокируется, выдаёт сигнал «Застревание», и больше команд приводу не выдаёт. Таким образом, при неисправности регулятора или привода, БАР может выдать только одну ложную команду. Для разблокирования БАР необходимо нажать кнопку «Откл. блокировки». При отключении цепей ТН для проверки, или при оперативных переключениях на подстанции, БАР блокируется и для его разблокировки требуется вмешательство обслуживающего персонала.

При переходе привода РПН в конечное положение «1-е» («м-е»), замыкаются конечные выключатели, запрещающие дальнейшие переключения привода и запрещающие блоку БАР регулирование в сторону «Убавить» («Прибавить»).

Для выполнения встречного регулирования напряжение на базе АРТ-1Н, применяется отдельный блок датчика тока ДТ.

Автоматический регулятор напряжения АРТ-1М.

Выполненный на интегральных микросхемах регулятор напряжения трансформатора типа АРТ-1М работает аналогично БАР, но имеет некоторые особенности.

Устройство содержит один или два встроенных датчика тока для встречного регулирования напряжения.

В устройство встроены 4-е малогабаритных реле-повторителя, используемые для гальванической развязки цепей подключаемых к АРТ-1М.

Регулировка уставки «Зона, %» и точная регулировка «Уставка U » осуществляется плавно, при помощи переменных резисторов. Режим работы регулятора индицируется 5-ю светодиодами: « U », «+», «-», «Перекл.», «Блокир».

При исчезновении контролируемого напряжения или его посадке ниже уровня $(0,5-0,7) \cdot U_{\text{ном}}$, загорается светодиод « U » и блокируется канал «прибавить» регулятора АРН-1М.

При восстановлении нормального уровня напряжения, АРТ-1М разблокируется автоматически.

14.3 Порядок выбора уставок АРНТ

Выбор уставок приводится применительно к устройству АРТ-1М. Для других устройств основные уставки выбираются аналогично.

1. Выбор уставки регулирования по напряжению. Производится исходя из режимных соображений. При этом исходят из режима минимальных нагрузок, при которых величина напряжения на шинах, а значит и у вблизи расположенных потребителей не должна превысить $1,05 \cdot U_{ном}$.

2. Выбор уставки токовой коррекции уровня регулируемого напряжения.

Как сказано выше, токовая коррекция необходима в случае работы регулятора в режиме встречного регулирования, когда требуется коррекция уровня регулируемого напряжения по току нагрузки одной или группы линий.

Выбор уставки токовой коррекции осуществляется по требуемой величине напряжения токовой коррекции, которая, в свою очередь, зависит от падения напряжения в линии при протекании по ней тока нагрузки. Для выбора уставки токовой коррекции необходимо:

- при заданном токе нагрузки определить падение напряжения в линии между точкой подключения измерительного трансформатора напряжения, питающего вход регулятора, и точкой подключения потребителя электрической энергии (нагрузки), напряжение у которого должно поддерживаться в заданных пределах,

- разделить это напряжение на коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения и полученное значение V установить по шкале «1 КОМПЕНС, V» – для первой уставки напряжения и по шкале «2 КОМПЕНС, V» – для второй уставки напряжения.

А. Выбор ширины зоны нечувствительности.

Зона нечувствительности определяет величину отклонения напряжения от уставки, при которой регулятор не выдаёт команду на регулирование напряжения. Минимальная ширина зоны определяется необходимостью устранить возможность колебательного режима при регулировании напряжения. После изменения положения РПН на одно положение регулятор не должен выдать команду на регулирование напряжения в обратную сторону. Поэтому после регулирования РПН на 1 ступень напряжение должно попасть в зону нечувствительности регулятора. Необходимо устанавливать ширину зоны нечувствительности больше значения ступени регулирования трансформатора с РПН. Рекомендуемый коэффициент запаса 1,3.

Б. Выбор выдержки времени задержки команд управления.

Выдержка времени выбирается исходя из возможности и длительности кратковременных изменений напряжения при переменном характере нагрузки. Чем больше выдержка времени, тем меньше вероятность излишнего действия РПН, а значит, сокращается количество операций РПН, ресурс которого ограничен. Довольно часто устанавливают максимальное значение уставки по времени (160-180 сек).

В. Выбор выдержки времени контроля исправности РПН.

Регулятор АРТ-1М поставляется с переключкой на плате формирователя, запаянной в положении 2-3, что соответствует времени контроля длительности цикла переключения 15 сек. Эта величина вполне пригодна для большинства регуляторов. Если возможная длительность цикла больше этой величины, можно задать время контроля 30 сек. запаяв переключку в положение 1-3.

Время контроля исправности цепей запуска электроприводов РПН в регуляторе неизменно и составляет величину 0,6 сек независимо от типов применяемых РПН.

14.4 Управление батареями конденсаторов

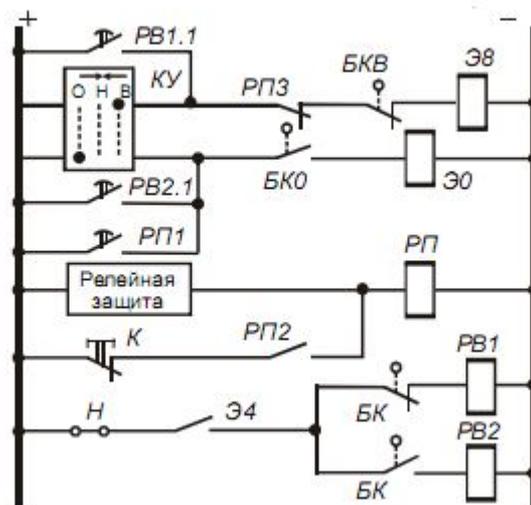


Рис. 14.5. Схема автоматики отключения и включения батареи конденсаторов с помощью электрических часов

