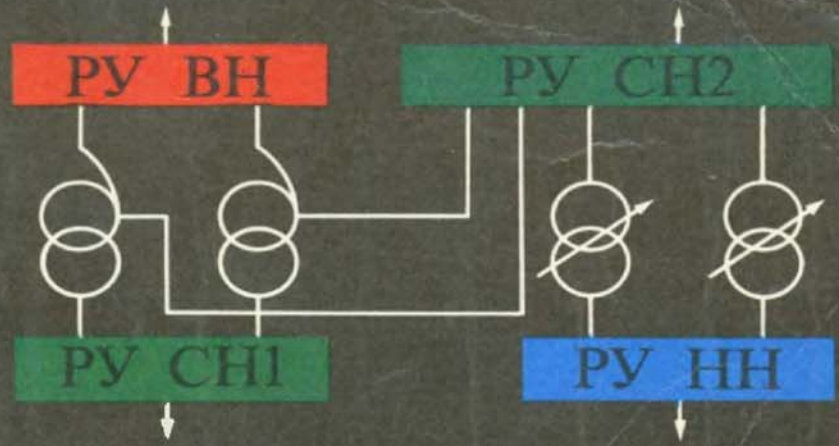
1 р. 60 к.

А.А.Филатов

ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ ОПЕРАТИВНЫМ ПЕРСОНАЛОМ

Современное электрическое оборудование подстанций сложно по конструкции, оснащено различными вспомогательными механизмами, устройствами релейной защиты и автоматики, а также устройствами защиты от неблагоприятных воздействий окружающей среды. Поэтому для его обслуживания персонал должен быть хорошо обучен и в совершенстве владеть необходимым комплексом знаний. Содержание настоящей книги отвечает высказанным пожеланиям. Кроме того, читатель найдет в ней ответы на многие волнующие его вопросы, возникающие при оперативном обслуживании подстанций



А.А.Филатов

ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ ОПЕРАТИВНЫМ ПЕРСОНАЛОМ

Энергоатомиздат

Оглавление

1. Обслуживание трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов с масляной системой охлаждения.

1.1. Номинальный режим работы и допустимые перегрузки
1.2. Охлаждающие устройства и их обслуживание.
1.3. Включение в сеть и контроль за работой.
1.4. Включение трансформаторов на параллельную работу.
1.5. Определение экономически целесообразного числа параллельно включенных трансформаторов
1.6. Регулирование напряжения и обслуживание регулирующих устройств.
1.7. Заземление нейтралей и защита разземленных нейтральных трансформаторов и перенапряжений.
1.8. Уход за трансформаторным маслом.
1.9. Обслуживание маслонаполненных вводов.
1.10. Неполадки в работе трансформаторов.

2. Обслуживание синхронных компенсаторов

2.1. Реактивная мощность.
2.2. Назначение и режимы работы синхронных компрессоров.
2.3. Регулирование напряжения в системе возбуждения.
2.4. Система охлаждения.
2.5. Система водоснабжения.
2.6. Система маслоснабжения.
2.7. Пуск и остановка синхронного компенсатора.
2.8. Осмотры и контроль за работой.

3. Обслуживание коммутационных аппаратов

3.1. Выключатели
3.2. Техника операций с выключателями.
3.3. Разъединители, отделители и короткозамыкатели.
3.4. Техника операций с разъединителями и отделителями.
3.5. Установки приготовления сжатого воздуха и их обслуживание.

4. Обслуживание измерительных трансформаторов трансформаторов, конденсаторов связи, разрядников, ограничителей перенапряжения, реакторов и кабелей

4.1. Трансформаторы тока.
4.2. Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи.
4.3. Конденсаторы и заградители.
4.4. Разрядники и ограничители перенапряжений.
4.5. Токоограничивающие реакторы.
4.6. Силовые и контрольные кабели.

5. Обслуживание распределительных устройств

5.1. Требования к распределительным устройствам и задачи их обслуживания.
5.2. Шины и контактные соединения
5.3. Изоляторы высокого напряжения.
5.4. Заземляющие устройства.
5.5. Оперативная блокировка.
5.6. Комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установок 6 – 10 кВ.
5.7. Комплектные распределительные устройства 110 – 220 кВ с элегазовой изоляцией.

6. Обслуживание источников оперативного тока

6.1. Источники оперативного тока на подстанциях.
6.2. Аккумуляторные батареи
6.3. Преобразователи энергии.
6.4. Схемы аккумуляторных установок и распределения оперативного тока.

7. Обслуживание устройств релейной защиты и автоматики

7.1. Повреждения и утяжеленные режимы работы электрических сетей.
7.2. Максимальная токовая и токовая направленная защиты. Максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения.
7.3. Токовая направленная защита нулевой последовательности.
7.4. Дистанционная защита линий.
7.5. Продольная дифференциальная защита линий.
7.6. Поперечная дифференциальная токовая направленная защита линий.
7.7. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий.
7.8. Дифференциальная токовая и другие виды защиты шин.
7.9. Газовая защита трансформаторов.
7.10. Устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ)

7.11. Устройство автоматического повторного включения линий, шин, трансформаторов.
7.12. Устройства автоматического включения резерва.
7.13. Устройства автоматики на подстанциях с упрощенной схемой.
7.14. Обслуживание устройств релейной защиты и автоматики оперативным персоналом.

8. Фазировка электрического оборудования

8.1. Основные понятия и определения.
8.2. Методы фазировки.
8.3. Прямые методы фазировки
8.4. Косвенные методы фазировки.
8.5. Несовпадение порядка чередования и обозначения фаз электроустановок при их фазировке.

9. Оперативные переключения на подстанциях

9.1. Оперативные состояния оборудования.
9.2. Организация и порядок переключений.
9.3. Последовательность основных операций и действий при отключении и включении электрических цепей.
9.4. Последовательность основных операций и действий при отключении и включении электрических цепей на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам..
9.5. Последовательность основных операций и действий на подстанциях с двумя рабочими системами шин при выводе одной из них в ремонт.
9.6. Перевод присоединений с одной системы шин на другую без шиносоединительного выключателя в РУ, где часть присоединений имеет по два выключателя на цепь.
9.7. Последовательность операций при различных способах вывода в ремонт и ввода в работу после ремонта выключателей электрических цепей.

10. Предотвращение аварий и отказов в работе оборудования

10.1. Замыкание фазы на землю в сетях, работающих с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов.
10.2. Предупреждение отказов в работе выключателей и предотвращение угрозы их повреждения.
10.3. Сокращение числа операций с шинными разъединителями.
10.4. Недопустимость схем последовательного соединения делительных конденсаторов воздушных выключателей с трансформаторами напряжения серии НКФ.
10.5. Предупреждение аварий по вине оперативного персонала.

11. Устранение аварий на подстанциях и в электрических сетях

11.1. Причины аварий и отказов
11.2. Источники информации и план действий персонала
11.3. Действия персонала при автоматическом отключении воздушных и кабельных линий.
11.4. Действия персонала при автоматическом отключении трансформаторов.
11.5. Действия персонала при автоматическом отключении сборных шин.
11.6. Методы и приборы определения мест повреждений на линиях электропередачи.
11.7. Обучение персонала методам ликвидации аварий.

12. Ведение оперативной документации на подстанция

12.1. Оперативный журнал
12.2. Оперативная схема.
12.3. Бланки переключений.

Глава 1

Обслуживание трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов с масляной системой охлаждения.

1.1

Номинальный режим работы и допустимые перегрузки

Электрическая энергия вырабатывается на электростанциях, передается по воздушным и кабельным линиям к центрам потребления и потребляется нагрузкой при различных значениях номинальных напряжений. Это обеспечивает наиболее экономическую работу электрических систем.

Для передачи электроэнергии ее напряжение повышают, что связано с необходимостью снижения потерь мощности и энергии в активных сопротивлениях сети. Поскольку эти потери обратно пропорциональны квадрату рабочего напряжения сети, то выгодно повышать рабочее напряжение до возможно более высокого уровня.

На приемных подстанциях электрических систем напряжение понижают до значений, при которых электроэнергия непосредственно потребляется нагрузкой или передается далее в распределительную сеть.

Преобразование напряжения из одного значения в другое осуществляют трансформаторами и автотрансформаторами[1].

Автотрансформаторы широко применяют на подстанциях напряжением 150 кВ и выше благодаря их меньшей стоимости и меньшим суммарным потерям активной мощности в обмотках по сравнению с трансформаторами той же мощности. Потери мощности в стали автотранс-форматоров также ниже по сравнению с трансформаторами.

На подстанциях дальних электропередач применяют шунтирующие реакторы. По своей конструкции они близки к трансформаторам и автотрансформаторам. Однако шунтирующие реакторы – это индуктивности, предназначаемые для компенсации емкостного сопротивления линий большей протяженности. Их включают непосредственно по концам линий сверхвысоких напряжений, подключают также к шинам среднего напряжения и к третичным обмоткам автотрансформаторов на подстанциях дальних электропередач.

В эксплуатации находятся шунтирующие реакторы с отбором мощности. Такие реакторы имеют вторичные обмотки или ответвления от основной обмотки, используемые для подключения нагрузки.

Трансформаторы и реакторы рассчитываются на продолжительную работу в номинальном режиме.

---

1 Далее под термином трансформатор понимают и автотрасформатор, если в тексте не сделано особой оговорки.

Параметры номинального режима работы трансформаторов (напряжения, токи, частота и т.д.) указываются на заводском щитке каждого из них. При номинальных параметрах трансформаторы могут работать неограниченно долго, если условия охлаждающей среды соответствуют номинальным. Такими номинальными условиями окружающей среды являются:

естественно изменяющаяся температура охлаждающего воздуха не более 40°С и не менее -45°С при масляно-воздушном охлаждении;

температура охлаждающей воды у входа в охладитель не более 25°С при масляно-водяном охлаждении;

среднесуточная температура воздуха не более 30°С.

Если температура воздуха или воды превышает соответственно 40 или 25°С, то нормы нагрева должны снижаться на столько градусов, на сколько градусов температура воздуха или воды превышает 40 и 25 °С соответственно

Под номинальной мощностью **двухобмоточного** трансформатора понимается мощность любой его обмотки (выраженная в киловольт-амперах или мегавольт-амперах). Обмотки понижающих **трехобмоточных** трансформаторов выполняются как на одинаковые, так и на разные мощности, поэтому под номинальной мощностью трехобмоточного трансформатора понимают мощность обмотки ВН,

Номинальный (линейный) ток I, А, каждой обмотки определяется по ее номинальной мощности и соответствующему номинальному напряжению:

$$I_S = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}\, U_{ном}} \quad ,$$

где $S_{ном}$ - мощность обмотки, кВ А; $U_{ном}$ - номинальное линейное напряжение обмотки, кВ.

Фазный ток при соединении обмоток в звезду равен линейному току $I\text{ф} = I\text{л}$ а при соединении обмоток в треугольник определяется по формуле $I\text{ф} = I\text{п} / \sqrt{3}$

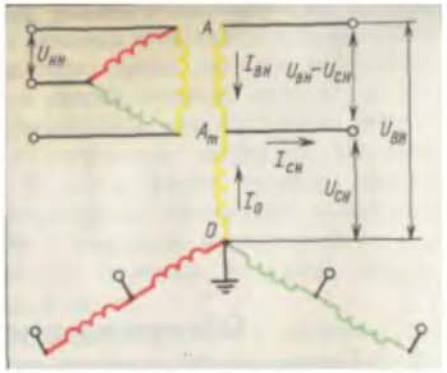


Рис 1.1
Принципиальная схема трехфазного автотрансформатора.

Для трансформаторов, имеющих обмотки с ответвлениями, под номинальным током и напряжением понимается ток и напряжение ответвления, включенного в сеть.

В номинальном режиме работы трехобмоточные трансформаторы допускают любое сочетание нагрузок по обмоткам, если токи в них не превышают номинальных фазных токов.

Отличие автотрансформатора от трансформатора заключается в том, что две его обмотки электрически соединяются между собой, что обусловливает передачу мощности от одной обмотки к другой не только электромагнитным, но и электрическим путем. У многообмоточного автотрансформатора электрически соединены обмотки ВН и СН, а обмотка НН (третичная обмотка) имеет с ними электромагнитную связь (рис.1.1). Три фазы обмоток ВН и СН соединяются в звезду, и общая нейтраль их заземляется: обмотки НН всегда соединяются в треугольник. Обмотка высшего напряжения каждой фазы состоит из двух частей: общей обмотки OA_m, или обмотки среднего напряжения, и последовательной обмотки A_mA.

Наличие электрической связи между обмотками в автотрансформаторе предопределяет иное токораспределение, чем в трансформаторе. При работе авто-

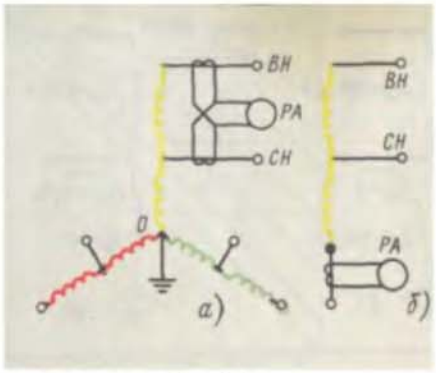


Рис 1.2
Схема включения амперметра для измерения тока в общей обмотке автотрансформатора:
а - трехфазного; *б* - однофазного

трансформатора в номинальном режиме в его последовательной обмотке проходит ток Iвн. Этот ток, создавая магнитный поток в магнитопроводе, индуктирует в общей обмотке ток I_0. Во вторичной цепи ток нагрузки Iсн складывается из тока Iвн, обусловленного электрической связью обмоток ВН и СН, и тока I_0, обусловленного магнитной связью этих же обмоток: $I\text{сн} = I\text{вн} + I_0$. Тогда ток в общей обмотке $I_0 = I\text{сн} - I\text{вн}$ (при одинаковом cos φ нагрузок).

Под **номинальной** мощностью автотрансформатора понимается мощность на выводах его обмоток ВН или СН, имеющих между собой автотрансформаторную связь. Она может быть определена как произведение номинального напряжения, подведенного к обмотке ВН, на номинальный ток, проходящий в последовательной обмотке:

$$S_{ном}\sqrt{3}\, U_{ном\ вн}\, I_{ном\ вн}$$

Типовой мощностью автотрансформатора называют ту часть номинальной мощности, которая передается электромагнитным путем. Типовая мощность в *а* раз меньше номинальной: $S\text{тип} = S\text{ном} \cdot a$,

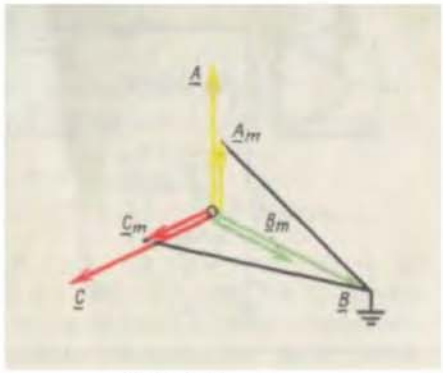


Рис. 1.3
Векторная диаграмма напряжений участка сети, питающегося от автотрансформатора с разземленной нейтралью, при замыкании фазы на землю.

где

$$a = 1 - \frac{U_{ном}\ СН}{U_{ном}\ ВН} = 1 - \frac{1}{K_{ВН\text{-}СН}} -$$

коэффициент выгодности автотрансформатора.

Чем ближе друг к другу значения Uсн и Uвн, тем меньше a и тем меньшую долю номинальной составляет типовая мощность. Магнитопровод и обмотки автотрансформатора выбираются по типовой (расчетной) мощности. В этом и заключается экономическая целесообразность автотрансформаторных конструкций. Однако отсюда должен быть сделан очень важный вывод: загружать последовательную и общую обмотки автотрансформатора в номинальном режиме работы более чем на $S_{тип}$ нельзя

Контролируют нагрузку в общей обмотке амперметром. Одним из способов включения амперметра может быть следующий: у трехфазного автотрансформатора - в одну фазу на сумму линейных токов $I_{ВН}$ и $I_{СН}$ через трансформаторы тока с одинаковым коэффициентом трансформации (рис. *1.2, а),* а у однофазных автотрансформаторов через трансформатор тока, установленный непосредственно на выводе нейтрали одного из автотрансформаторов группы (Рис. 1.2,6)

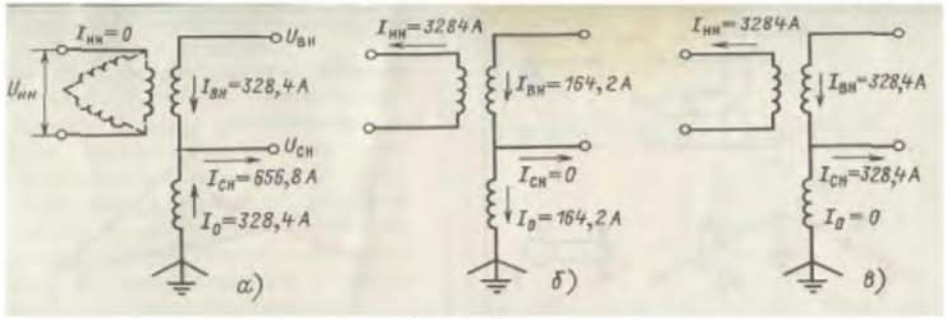


Рис. 1.4.
Распределение токов в обмотках автотрансформатора в различных режимах выдачи мощности
а - ВН → СН; *б* - ВН → НН; а - ВН → СН и одновременно ВН → НН. Показаны обмотки одной фазы

Обмотка НН понижающею автотрансформатора помимо своего основного назначения - создавать цепь с малым сопротивлением для прохождения токов третьих гармоник и тем самым избегать искажения синусоидального напряжения - используется для питания нагрузки, а также для подключения компенсирующих устройств и последовательно-регулировочных трансформаторов. Ее мощность выбирается не более типовой мощности $S_{НН} \le S_{ТИП}$, иначе размеры автотрансформатора определялись бы мощностью этой обмотки.

Отметим и некоторые трудности, возникающие в эксплуатации, в связи с широким применением автотрансформаторов.

Автотрансформаторы не пригодны для использования в сетях с разземленной нейтралью. Объясняется это недопустимым увеличением напряжения проводов относительно земли в сети СН при замыкании на землю в сети ВН, что показано отрезками BA_m и BC_m на векторной диаграмме рис.1.3. В свою очередь обязательное заземление ней ралей автотрансформаторов приводит к чрезмерному увеличению токов однофазного КЗ в сетях, что требует в ряде случаев принятия соответствующих мер для ограничения токов КЗ

Наличие электрической связи между обмотками и сетями СН и ВН создает возможность перехода перенапряжений, появляющихся в сети одного напряжения, на выводы обмоток другого напряжения. Опасность перенапряжений для изоляции возрастает при отключении автотрансформатора с одной стороны. Для устранения воздействия перенапряжений на изоляцию автотрансформаторы со стороны СН и ВН защищают разрядниками, которые жестко (без разъединителей) присоединяют к шинам, отходящим от вводов.

Режим работы. Для автотрансформатора характерны три рабочих режима: автотрансформаторный, трансформаторный и комбинированный трансформаторно-автотрансформаторный. Распределение токов по обмоткам в этих режимах работы рассмотрим на конкретном примере.

Возьмем автотрансформатор с номинальной мощностью $S_{ном}$=125МВ·А и с номинальным напряжением обмоток ВН 220кВ±2х2,5%, СН 110кВ±2х2,5% и НН 11 кВ.

Коэффициент трансформации

$$K_{ВН-СН} = \frac{220}{110} = 2;$$

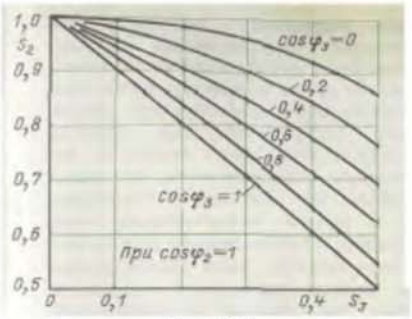


Рис. 1.5.
Кривые допустимых нагрузок S_2 и S_3 автотрансформатора в режиме ВН → СН и одновременно ВН → НН

коэффициент выгодности:

$$a = 1 - \frac{1}{K_{ВН-СН}} = 1 - \frac{1}{2} = 0,5;$$

Типовая мощность:
Sтип = Sном a =125·0,5 = 62,5 МВ·А;
Линейные номинальные токи

$$I_{ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}\,U_{ном}} = \frac{125000}{\sqrt{3}\ 220} = 328,4\ А$$

$$I_{СН} = \frac{125000}{\sqrt{3}\cdot 110} = 656,8\ А;$$

$$I_{НН} = \frac{62500}{\sqrt{3}\cdot 110} = 3284\ А.$$

В автотрансформаторном режиме ВН → СН (рис. 1.4 а) автотрансформатор может передавать полную номинальную мощность 125 МВ А, хотя его обмотки и сердечник рассчитаны и фактически будут загружены типовой мощностью 62,5 МВ А, при этом токи в обмотках равны:

в последовательной

$I_П = I_{ВН} = 328,4$ А;

в общей

$I_О = I_{СН} - I_{ВН} = 656,8 - 328,4 = 328,4$ А.

Мощность последовательной и общей обмоток. (См. Рис. 1.1)

$$S_П = \sqrt{3} * I_П * (U_{ВН} - U_{СН}) =$$

$$= \sqrt{3} * 328,4 * (220 - 110) = 62,5 МВ * А;$$

$$S_О = \sqrt{3} * I_О * U_{СН} =$$

$$= \sqrt{3} * 328,4 * 110) = 62,5 МВ * А$$

В трансформаторном режиме ВН → СН (Рис. 1.4.б) возможна передача только типовой мощности. Линейные номинальные токи равны:

$$I_{ВН} = \frac{62500}{\sqrt{3} * 200} = 164,2 * А;$$

$$I_{СН} = 0;\ I_{НН} = 3284\ * А$$

Ток в последовательной обмотке

$$I_П = I_{ВН} = 164,2 * А;$$

Ток в общей обмотке

$$I = I_{СН} - I_{ВН} = 0 - 164,2 = -164,2 * А;$$

Знак минус показывает, что ток направлен от начала к концу обмотки.

Комбинированный режим представляет наибольший интерес. Распределение токов при передаче номинальной мощности из сети 220 кВ в сеть СН и одновременно НН показано на рис. 1.4,в Если передаваемая мощность распределяется поровну между обмотками СН и НН, т.е. по 62,5 МВ·А, то линейные токи равны:
Iвн = 328,4 А; $I_{СН}$ =328,4 · А;
$I_{НН}$ = 328,4 · А;

ток в последовательной обмотке
Iп=$I_{ВН}$= 328,4 · А;

ток в общей обмотке
I_0-$I_{СН}$-$I_{ВН}$ =328,4-328,4 = 0,
хотя на стороне СН мощность выдается в сеть.
Если ток в обмотке ВН достиг номинального значения, то дальнейшее возрастание нагрузки СН должно

сопровождаться соответствующим снижением нагрузки НН, и наоборот. Перераспределение нагрузок между обмотками СН и НН производится персоналом согласно местным инструкциям, при этом пользуются таблицами и графиками. В качестве примера на рис. 1.5 показано семейство кривых для определения нагрузок автотрансформатора, работающего при номинальной нагрузке обмотки ВН в режиме ВН → СН и одновременно ВН → НН. Соотношение мощностей зависит от нагрузки и выражается формулой

$$S_2^2 + S_3^2 = 2S_2S_3\cos(\mathrm{j}_2 - \mathrm{j}_3) = 1$$

где S_2 и S_3 - относительные мощности по обмоткам СН и НН соответственно, выраженные в долях номинальной мощности автотрансформатора (S_2 = Sсн/Sном и S_3 = Sнн/Sном); j_2 и j_3 — углы сдвига фаз токов обмоток СН и НН от напряжения обмотки ВН.

Допустимые перегрузки. Сроком естественного износа трансформатора, работающего в номинальном режиме, считается срок, равный примерно 20 годам. Этот срок определяется старением изоляции обмоток бумаги, тканей, лаков и других материалов - под влиянием температур, превышающих допустимую для данного класса изоляции. Процесс старения ведет к изменению исходных электрических, механических и химических свойств изоляционных материалов.

По рекомендациям МЭК для нормального суточного износа изоляции трансформатора температура наиболее нагретой точки обмоток не должна превышать 98 °С. Если температуру увеличить на 6 °С, срок службы изоляции сократится почти вдвое. Здесь под температурой наиболее нагретой точки подразумевается температура наиболее нагретого внутреннего слоя обмотки верхней катушки трансформатора.

В энергосистемах трансформаторы работают с переменной нагрузкой в условиях непрерывно изменяющейся температуры охлаждающей среды. Большая часть из них не несет номинальной нагрузки в течение всего срока службы, и, таким образом, изоляция их недоиспользуется. Другая часть трансформаторов, наоборот, систематически перегружается, что ускоряет износ их изоляции. Очевидно, что-то и другое экономически нецелесообразно. Оптимальным для трансформатора должен быть такой режим работы, при котором износ его изоляции был бы близок к расчетному. Наилучшее использование изоляции трансформаторов достигается загрузкой их в соответствии с так называемой нагрузочной способностью, при этом предусматриваются кратковременные режимы работы с перегрузкой.

Согласно ПТЭ допустима длительная перегрузка масляных трансформаторов по току на 5 %, если напряжение обмоток не выше номинального, при этом для обмоток с ответвлениями нагрузка не должна превышать 1,05 номинального тока ответвления. Однако в ряде случаев такой безоговорочно допустимой перегрузки для полного использования изоляции трансформатора оказывается недостаточно. Тогда продолжительность и значения перегрузок трансформаторов мощностью до 100 МВ·А, изготовленных в соответствии с ГОСТ 11677-85, находят по графикам нагрузочной способности в зависимости от суточного графика нагрузки, эквивалентной температуры охлаждающей среды и постоянной времени трансформатора. Графики нагрузочной способности трансформаторов и методика пользования ими приведены в ГОСТ 14209-85. Применение указаний ГОСТ 14209-85 допускается и для трансформаторов мощностью более 100 МВ·А, если в стандартах и технических условиях на такие трансформаторы нет иных указаний по нагрузочной способности.

Трансформаторы с расщепленными обмотками допускают такие же перегрузки каждой ветви, отнесенные к ее номинальной мощности, как и трансформаторы с нерасщепленными обмотками.

Систематичные перегрузки, определяемые по графикам нагрузочной способности допускаются не более 1,5-кратного значения номинального тока. В эксплуатационной практике нередки случаи, когда при наступлении перегрузки у оперативного персонала отсутствует по той или иной причине суточный график нагрузки и персонал не может воспользоваться графиками нагрузочной способности для определения допустимой перегрузки. В таких случаях рекомендуется пользоваться данными табл. 1.1 и 1.2 в зависимости от системы охлаждения трансформатора. Согласно этим таблицам систематические перегрузки, допустимые вслед за нагрузкой ниже номинальной, устанавливаются в

Таблица 1.1. Допустимая продолжительность перегрузки трансформаторов с охлаждением М (масляное с естественной циркуляцией масла внутри бака и воздуха снаружи) и Д (масляное с дутьем и естественной циркуляцией масла)

Нагрузка в долях номинальной	Допустимая продолжительность перегрузки (ч. мин) при превышении температуры верхних слоев масла над температурой момент начала перегрузки, С					
	18	24	30	36	42	48
1,05			Длительно			
1,1	3.50	3.25	2.50	2.10	1.25	0.10
1,15	2.50	2.25	1.50	1.20	0.35	-
1,2	2.05	1.40	1.15	0.45	-	-
1,25	1.35	1.15	0.50	0.25	-	-
1,3	1,10	0,50	0,30	-	-	-
1,35	0,55	0,35	0,15	-	-	-
1,4	0,40	0,25	-	-	-	-
1,45	0,25	0,10	-	-	-	-
1,5	0,15	-	-	-	-	-

Таблица 1.2. Допустимая продолжительность перегрузки трансформаторов с охлаждением ДЦ (масляное с дутьем и принудительной циркуляцией масла) и Ц (масляное с принудительной циркуляцией масла и охлаждающей воды)

Нагрузка в долях номинальной	Допустимая продолжительность перегрузки (ч. мин) при превышении температуры верхних слоев масла над температурой воздуха в момент начала перегрузки, °С					
	18	24	30	36	42	48
1,05			Длительно			
1,1	3.50	3.25	2.50	2.10	1.25	0.10
1,15	2.50	2.25	1.50	1.20	0.35	-
1,2	2.05	1.40	1.15	0.45	-	-
1,25	1.35	1.15	0.50	0.25	-	-
1,3	1,10	0,50	0,30	-	-	-
1,35	0,55	0,35	0,15	-	-	-
1,4	0,40	0,25	-	-	-	-
1,45	0,25	0,10	-	-	-	-
1,5	0,15	-	-	-	-	-

зависимости от превышения температуры верхних слоев масла над температурой охлаждающей среды, которое определяется не позднее начала наступления перегрузки. Заметим, что перегрузки, определяемые по табл. 1.1 и 1.2, в меньшей степени используют перегрузочную способность трансформаторов, чем перегрузки, определяемые по графикам нагрузочной способности, и превышения температуры отдельных частей перегружаемого трансформатора не выходит за пределы значений, допустимых нормами.

Помимо систематических перегрузок в зимние месяцы года допускаются 1%-ные перегрузки трансформаторов на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15 %. Это правило применяется в том случае, когда максимум летнего графика нагрузки не превышал номинальной мощности трансформатора. Оба вида перегрузок (по нагрузочной способности и 1 %-ному правилу) могут применяться одновременно при условии, если суммарная нагрузка не превышает 150 % номинальной мощности трансформатора.

При авариях, например при выходе из работы одного из параллельно работающих трансформаторов и отсутствии резерва, разрешается аварийная перегрузка оставшихся в работе трансформаторов независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды. По сравнению с номинальным износом изоляции аварийные перегрузки повышают износ изоляции. Однако форсированный износ изоляции считается обоснованным, так как сокращение срока службы изоляции трансформатора наносит меньший ущерб, чем отключение потребителей. Перегрузка в аварийных режимах работы масляных трансформаторов допускается:

Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100	200
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10	1,5

Приведенные аварийные перегрузки даны в процентах номинальной мощности и применимы ко всем трансформаторам и автотрансформаторам, кроме тех, перегрузка которых оговорена заводом-изготовителем. За время аварийной перегрузки персонал обязан принять меры по замене повредившегося оборудования резервным, а по истечении указанного срока обязан разгрузить перегруженные трансформаторы до номинальной мощности отключением части потребителей. Величины и время аварийных перегрузок должны контролироваться. Неконтролируемые перегрузки могут привести к повреждению трансформаторов и развитию аварии.

1.2

Охлаждающие устройства и их обслуживание

Теплота, выделяющаяся в обмотках, магнитопроводе и стальных деталях конструкции работающего трансформатора, рассеивается в окружающую среду, при этом процесс передачи теплоты может быть разбит на два этапа: передача теплоты от обмоток и магнитопровода охлаждающему маслу и от масла окружающей среде. На первом этапе передача теплоты определяется превышением температуры обмоток и магнитопровода над температурой масла, на втором - превышением температуры масла над температурой окружающей среды.

Принято считать, что охлаждающее устройство масляного трансформатора состоит из системы внутреннего охлаждения, обеспечивающей передачу теплоты на первом этапе охлаждения, и системы наружного охлаждения, обеспечивающей передачу теплоты на втором этапе.

Элементами системы внутреннего охлаждения являются горизонтальные и вертикальные каналы в обмотках и магнитопроводе, а также специальные трубы и изоляционные щиты, создающие направленную циркуляцию масла по каналам. Все элементы системы внутреннего охлаждения находятся внутри бака трансформатора, поэтому визуальный контроль за их состоянием невозможен.

Система наружного охлаждения включает маслоохладители, фильтры, насосы, вентиляторы и другое оборудование, расположенное снаружи трансформатора. За работой этого оборудования ведется систематический эксплуатационный надзор. На подстанциях энергосистем применяются трансформаторы отечественного производства с системами охлаждения М,Д, ДЦ и Ц.

Система охлаждения М применяется у трансформаторов сравнительно небольшой мощности напряжением, как правило, до 35 кВ. Баки таких трансформаторов гладкие с охлаждающими трубами или навесными трубчатыми охладителями (радиаторами). Каждый радиатор представляет собой самостоятельный узел, присоединяемый своими патрубками к патрубкам бака. Между фланцами патрубков встроены плоские краны, перекрывающие доступ масла в радиатор. Естественное движение нагретых и холодных слоев масла в трансформаторе происходит за счет разной их плотности, т.е. за счет гравитационных сил. В окружающую среду теплота передается конвекционными потоками воздуха у поверхности бака и радиаторов, а также излучением.

Система охлаждения Д применяется у трансформаторов средней мощности напряжением 35, 110 и 220 кВ. Оно основано на использовании навесных радиаторов, обдуваемых вентиляторами. Вентиляторы устанавливаются на консолях, приваренных к стенке бака. Каждый вентилятор состоит из трехфазного асинхронного двигателя типа АЗЛ-31-4У и крыльчатки серии МЦ. Ступица крыльчатки имеет шпоночную посадку на вал двигателя, исключающую соскакивание крыльчатки во время работы.

На рис. 1.6 приведена схема питания электродвигателей вентиляторов от электрической сети. По кабелю *1* напряжение от источника питания подается в магистральную коробку 2, установленную на баке трансформатора. От этой коробки кабели идут к распределительным коробкам *3*, соединенным между собой в кольцевую цепь. Из распределительных коробок через предохранители *4* (типа ПД1 с плавкими вставками на 4 А при напряжении 220 В) питание по проводам 5 подается к электродвигателям.

Включение и отключение электродвигателей вентиляторов производятся автоматически и вручную. Для автоматического управления используются термометрические сигнализаторы типа ТС-100.

Система охлаждения ДЦ получила распространение для охлаждения мощных трансформаторов наружной установки напряжением ПО кВ и выше. Она основана на применении масляно-воздушных охладителей с принудительной циркуляцией масла и форсированным обдувом ребристых труб охладителей воздухом. Охладители комплектуются бессальниковыми центробежными насосами серии ЭЦТ и тихоходными вентиляторами типа НАП-7,4.

Для повышения эффективности теплообмена у крупных трансформаторов, выпускаемых отечественной промышленностью, движение масла внутри трансформатора упорядочено: охлажденное масло подается по специальным трубам к определенным частям обмоток, в результате чего создается направленная циркуляция масла по охлаждающим каналам. Для охлаждающих устройств с направленной циркуляцией масла через обмотки трансформаторов применяются насосы с экранированным статором типа ЭЦТЭ.

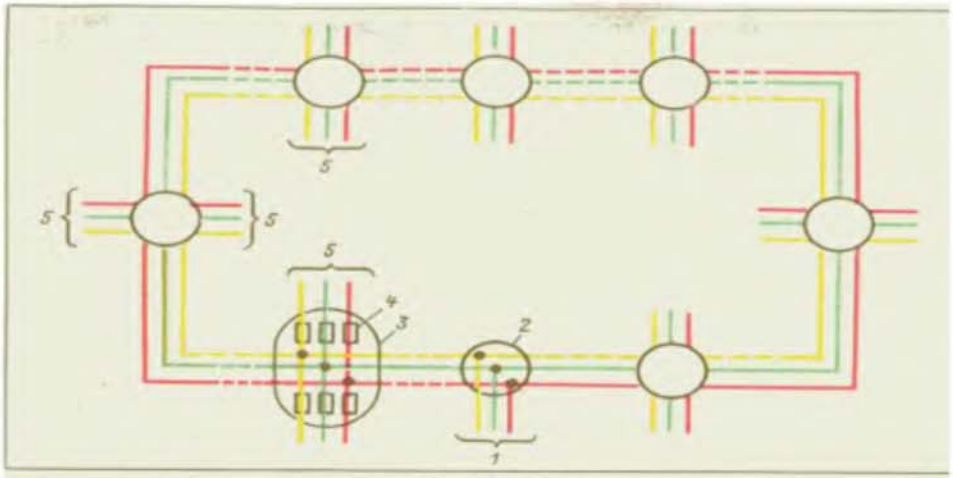


Рис. 1.6.
Схема питания электродвигателей вентиляторов системы охлаждения Д

Управление охлаждением ДЦ автоматическое и ручное. Аппаратура управления смонтирована в специальных шкафах автоматического управления охлаждением трансформатора типа ШАОТ-ДЦ или ШАОТ-ДЦН (в обозначении типа шкафа: ДЦ – масляное охлаждение с дутьем и ненаправленной циркуляцией масла; ДЦН - то же, но с направленной циркуляцией масла).

Схема автоматического управления обеспечивает включение основной группы охладителей при включении трансформаторов в сеть, увеличение интенсивности охлаждения включением дополнительного охладителя при достижении номинальной нагрузки или заданной температуры масла в трансформаторе, включение резервного охладителя при аварийном отключении любого работающего, отключение вентиляторов обдува без остановки циркуляционных насосов.

Шкафы управления охлаждением оборудованы постоянно включенной сигнализацией о прекращении циркуляции масла, остановке вентиляторов дутья, включении резервного охладителя, переключении питания двигателей системы охлаждения от резервного источника при исчезновении напряжения или его понижении в основной сети. В шкафах имеются нагревательные элементы.

Система охлаждения Ц применяется для трансформаторов как наружной, так и внутренней установки. Она компактна, обладает высокой надежностью и тепловой эффективностью, что объясняется большей интенсивностью теплообмена от масла к воде, чем от масла к воздуху. Однако применение охлаждения Ц возможно только при наличии мощного источника водоснабжения.

Для трансформаторов наружной установки охладители размещают в помещениях с положительной температурой. Предусматриваются также меры, предотвращающие замерзание воды в маслоохладителях, насосах, водяных магистралях в зимнее время (слив воды из охладителей при отключении трансформатора, отепление охладителей и др.).

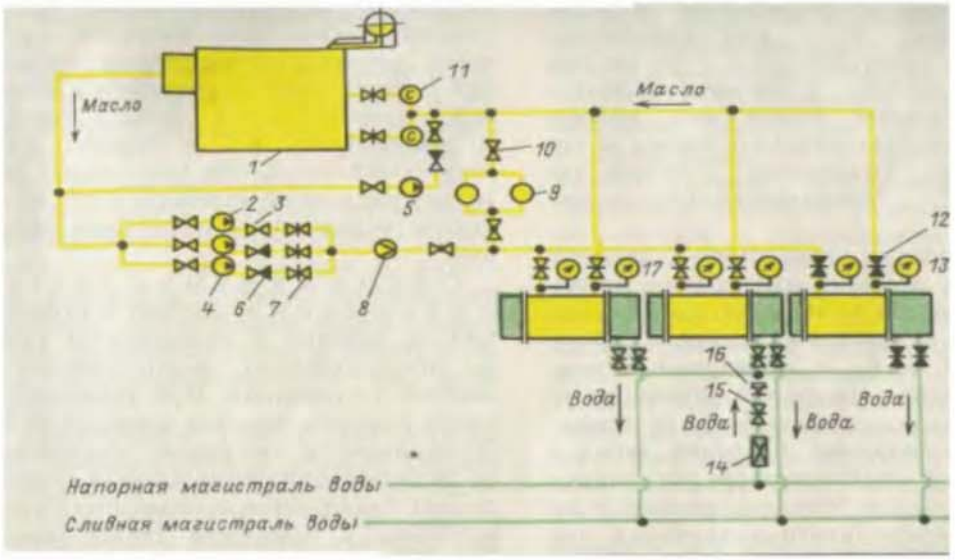


Рис. 1.7

Принципиальная схема охлаждения Ц.

1 - трансформатор; 2 - рабочий насос; *3* - нормально открытый обратный клапан; *4* - резервный насос; 5 - пусковой насос; *6* - нормально закрытый обратный клапан; 7 - нормально открытая задвижка; 8 - дифманометр; *9* - адсорбер; *10* - пробковый кран; *11* -сетчатый фильтр; *12*- нормально закрытая задвижка; *13*- охладитель; *14*- дроссельный клапан; *15* - задвижка с электроприводом; *16* - расходомер воды; *17* - манометр

На рис. 1.7 приведена принципиальная схема охлаждения Ц. Горячее масло из верхней части бака трансформатора 1 перекачивается насосом 2 через маслоохладитель 13, охлаждается циркулирующей в нем водой и возвращается через сетчатый фильтр *11* в нижнюю часть бака. Циркуляция воды через охладитель осуществляется с помощью водяного центробежного насоса.

Чтобы исключить подсосы воды в масло в случае образования неплотностей и трещин в трубах, по которым циркулирует вода, маслонасосы устанавливают перед маслоохладителем. С этой же целью избыточное давление масла в маслоохладителе поддерживают выше давления воды не менее чем на 0,1—0,2 МПа.

В схеме охлаждения Ц имеется ветвь с пусковым насосом 5, который предназначен для перемешивания масла и выравнивания его температуры во всех зонах бака трансформатора. Пусковой насос создает циркуляцию масла вне контура охладителей. Он автоматически включается при включении трансформатора под напряжение и отключается при достижении температуры масла 15 °С. Далее включаются рабочие насосы, которые должны работать при всех режимах работы трансформатора.

В системах охлаждения Ц имеются приборы для контроля температуры, расхода и давления масла и воды, для очистки масла и воды, а также аппаратура управления охлаждением и различные сигнальные устройства. Автоматическое и ручное управление охлаждением Ц осуществляется при помощи шкафов типов ШАОТ-ЦТ и ШАОТ-ЦТЭ.

(в обозначении шкафа: Ц - условное обозначение системы охлаждения; Т - для управления насосами серии ЭЦТ; ТЭ - то же для насосов ЭЦТЭ). В шкафах имеются индивидуальные ключи для выбора режима работы каждого насоса с положением: "Отключено", "Ручное управление", "Автоматическое управление".

При ручном управлении включение в работу системы охлаждения производится после включения трансформатора в сеть: сначала включают в работу масляный насос и проверяют циркуляцию масла в маслоохладителе, затем подают охлаждающую воду и проверяют соотношение давлений воды и масла. При необходимости регулируют давление воды. Маслоохладители в системе масловодяного охлаждения снижают температуру масла на 10-15°С и способны поддерживать температуру верхних слоев масла на уровне 50-55 °С. Поэтому подачу охлаждающей воды в маслоохладители производят при температуре не ниже 15°С. Циркуляцию воды прекращают при понижении температуры масла до 10°С. Отключение масловодяного охлаждения производят после отключения трансформатора от сети: сначала прекращают доступ воды в маслоохладитель, а затем отключают маслонасос. Схема шкафа при автоматическом управлении обеспечивает следующие процессы: автоматическое включение пускового насоса при подаче напряжения на трансформатор, если температура верхних слоев масла в баке ниже 15°С; отключение пускового насоса при отключении трансформатора от сети, а также при включении рабочего насоса; включение рабочего насоса при подаче напряжения на трансформатор, если температура масла равна или превышает 15 °С; отключение рабочего насоса при снятии напряжения с трансформатора или снижении температуры масла ниже 15 °С (только после закрытия задвижки подачи воды); включение нагревателей в шкафу при температуре окружающей среды -20 °С; включение резервного насоса вместо рабочего, вышедшего из строя; включение резервного источника питания при исчезновении напряжения в основной питающей сети; защиту насосов от перегрузки, КЗ и обрыва фазы электродвигателя, что часто имеет место при нарушении контакта в предохранителе вследствие повышен-ной вибрации.

Обслуживание систем охлаждения состоит в наблюдении за работой и техническом уходе за оборудованием, используемым в системе охлаждения. При техническом уходе руководствуются заводскими инструкциями и местными указаниями по эксплуатации оборудования. Осмотр систем охлаждения производится одновременно с осмотром трансформаторов. При осмотре проверяется целость всей системы охлаждения,, т.е. отсутствие течей масла, работа радиаторов - по их нагреву, определяемому на ощупь, работа охладителей охлаждения ДЦ - по их нагреву и по показаниям манометров, установленных вблизи патрубков маслоперекачивающих насосов, работа адсорбных фильтров - ощупыванием рукой, состояние креплений трубопроводов, охладителей, насосов и вентиляторов, работа вентиляторов - по отсутствию вибрации, скрежета и задеваний крыльчаток за кожух. Попутно заметим, что главными причинами поломки крыльчаток, износа подшипников и течей масла из охлаждающих устройств являются повышенные вибрации, появляющиеся из-за несвоевременного устранения мелких дефектов, ослабления болтовых креплений, плохой смазки подшипников, осевых биений крыльчаток вентиляторов и т.д.

Технический уход за устройствами систем охлаждения включает в себя устранение обнаруженных при осмотрах неисправностей, замену износившихся деталей (лопаток насосов, лопастей вентиляторов, подшипников), чистку охладителей и вентиляторов, смазку подшипников, контроль сопротивления изоляции электродвигателей.

При уходе за охладителями системы охлаждения Ц выполняются периодические очистки труб и водяных камер от ила и других отложений на поверхностях охлаждения.

При осмотре шкафов автоматического управления охлаждением проверяется отсутствие нагрева и коррозии контактов, а также повреждений изоляции токоведущих частей аппаратуры, уплотнение днищ и дверей шкафов от проникновения в них пыли и влаги.

Внеочередной осмотр автоматических выключателей в шкафах следует производить после каждого отключения ими тока КЗ, а также следует осматривать контакты магнитных пускателей и автоматических выключателей после автоматического отключения электродвигателей вентиляторов и насосов. При осмотрах необходимо руководствоваться требованиями общих правил техники безопасности, так как наличие напряжения на токопроводящих частях аппаратов и сборных узлов, не имеющих защитных кожухов, представляет опасность для персонала. Исправность схем питания двигателей охлаждения и действие АВР проверяются по графику не реже 1 раза в месяц.

Эффективность работы систем охлаждения в целом проверяется по температуре верхних слоев масла в трансформаторе. При исправном охлаждении максимальные температуры масла не должны превышать в трансформаторах с охлаждением М и Д 95°С, с охлаждением ДЦ при мощности до 250 МВ А включительно 80 °С и при мощности выше 250 МВ-А 75 °С, у трансформаторов с охлаждением Ц температура масла на входе в маслоохладители не должна превышать 70 °С.

За максимальную температуру масл,а здесь принимается температура масла под крышкой бака, измеренная при работе трансформатора с номинальной нагрузкой в течение 10-12 ч для трансформаторов с охлаждением М и Д и в течение 6-8 ч для трансформаторов с охлаждением ДЦ при неизменной температуре охлаждающего воздуха, равной 40 °С. Такой большой период времени наступления установившегося теплового режима у трансформаторов с охлаждением М и Д объясняется небольшим перепадом температур между обмотками и верхними слоями масла при сравнительно низких скоростях движения масла в баке. У трансформаторов с принудительной циркуляцией масла (охлаждение ДЦ) скорость перемещения масла в баке выше и перепад температур между обмотками и верхними слоями масла близок к расчетному превышению средней температуры обмоток над средней температурой масла, который составляет около 30 °С.

В эксплуатации при номинальной нагрузке трансформатора температура верхних слоев масла редко достигает максимального значения. Однако если это имеет место, и особенно у трансформаторов, включаемых в работу после ремонта, то возможны следующие причины повышения нагрева масла для охлаждения М и Д: закрыты или не полностью открыты плоские краны радиаторов, из верхних коллекторов радиаторов не выпущен воздух при заполнении радиаторов маслом, сильно загрязнены наружные поверхности радиаторов. Для охлаждения Д кроме перечисленных могут быть названы следующие причины: в работе находятся не все вентиляторы,

крыльчатки вентиляторов вращаются в обратную сторону. Для системы охлаждения ДЦ характерны следующие причины: рабочее колесо насоса вращается в обратную сторону, недостаточно число работающих вентиляторов, крыльчатки вентиляторов вращаются в обратную сторону, сильно загрязнены поверхности ребер трубок охладителей и т.д.

Если неисправность в работе механизмов охлаждения не будет обнару жена при внешнем осмотре, следует предположить, что причиной повышенного нагрева является неисправность самого трансформатора.

1.3

Включение в сеть и контроль за работой

Перед включением трансформатора в сеть из резерва или после ремонта производится тщательный осмотр как самого трансформатора, так и всего включаемого с ним оборудования. В процессе осмотра проверяется уровень масла в расширителе и выводах (в расширителе неработающего трансформатора уровень масла должен быть не ниже отметки, соответствующей температуре окружающего воздуха), пусковое положение оборудования в системе охлаждения, правильное положение указателей переключателей напряжения, положение заземляющих разъединителей и оборудования защиты нейтралей, отключенное положение дутогасящего реактора, а на подстанциях без выключателей со стороны ВН - отключенное положение короткозамыкателей. Если трансформатор находился в ремонте, то обращается внимание на чистоту рабочих мест, отсутствие закороток, защитных заземлений на трансформаторе и его оборудовании. Необходимо также получение согласия ремонтного персонала на включения трансформатора.

Заметим, что трансформаторы, находящиеся в резерве (ручном или автоматическом), допускается включать в работу без предварительного осмотра. Осмотр резервных трансформаторов и проверка их готовности к немедленному включению производится каждый раз при очередных осмотрах работающего оборудования.

Включение трансформаторов в сеть производят, как правило, со стороны питания, т.е. со стороны ВН. Включение часто сопровождается броском тока намагничивания, что можно заметить по отклонению стрелки амперметра. Максимальный ток намагничивания превышает номинальный ток в несколько раз. Однако эти броски тока не опасны для трансформатора, так как его обмотки рассчитаны на прохождение токов короткого замыкания, значения которых больше_максимально возможных токов намагничивания, имеющих затухающий характёр Т Дифференциальная защита трансформатора обычно отстраивается от тока намагничивания при первом опробовании трансформатора напряжением, что устраняет ложное срабатывание ее при всех последующих включениях.

На подстанциях 110-220 кВ с упрощенными схемами (без выключателей со стороны ВН) и при наличии в схемах трансформаторов последовательно включенных разъединителей и отделителей включать трансформатор под напряжение рекомендуется разъединителями (см. § 3.4) .

После включения трансформатора в работу нагрузка на нем устанавливается в зависимости от общей нагрузки на шинах подстанции, при этом не исключено включение сразу под номинальную нагрузку. Трансформаторы с охлаждением М и Д разрешается включать под номинальную нагрузку при температуре масла не ниже -40 °С, а трансформаторы с охлаждением ДЦ - не ниже -25 °С. Если температура верхних слоев масла окажется ниже указанной, ее следует поднять включением трансформатора только на холостой ход или под нагрузку, не превышающую 40-50 % номинальной. В аварийных ситуациях этих ограничений не придерживаются и трансформаторы включают под номинальную нагрузку при любой температуре. Возникающий при этом значительный перепад температур между маслом и обмотками из-за высокой вязкости холодного масла не приводит к повреждению трансформатора, однако износ изоляции обмоток ускоряется.

Повышение вязкости масла в зимнее время года учитывается при включении в работу не только самого трансформатора, но и его охлаждающих устройств. Погруженные в масло циркуляционные насосы серии ЭЦТ надежно работают при температуре перекачиваемого масла не ниже -25 °С, а серии ЭЦТЭ -20 °С. При более низкой температуре и, следовательно, более высокой вязкости масла наблюдались повреждения насосов из-за перегрузки. Поэтому у трансформаторов с охлаждением ДЦ и Ц рекомендуется включать циркуляцион-ные насосы лишь после предваритель-ного нагрева масла до температуры, указанной выше. Во всех остальных случаях (при отсутствии специальных указаний завода-поставщика) насосы принудительной циркуляции масла должны включаться в работу одновременно с включением трансформатора в сеть и находиться в работе постоянно независимо от нагрузки трансформатора.

Вентиляторы охладителей при низких температурах воздуха включаются в работу позже, когда температура масла достигнет 45 °С.

Система охлаждения Д не исключает работу трансформаторов с отключенными устройствами воздушного дутья, но это возможно только при нагрузке 0,5 номинальной независимо от температуры масла, что приводит примерно к такому же износу их изоляции, как и при работе с номинальной нагрузкой и включенным дутьем. На этом основании пришли к выводу о том, что вентиляторы дутья должны находиться в работе, если нагрузка трансформатора $S>S_{НОМ}$ или если температура верхних слоев масла равна или больше 55 °С.

Отключение вентиляторов дутья Должно производиться при снижении температуры масла до 50 °С, если нагрузка трансформатора меньше номинальной.

В аварийных случаях, например при потере подстанцией питания собственных нужд (с.н.), допускается кратковременная работа трансформаторов с номинальной нагрузкой при отключенном охлаждении. Для трансформаторов с охлаждением Д время работы с отключением всех вентиляторов допускается в зависимости от температуры окружающего воздуха ограниченное время:

Температура воздуха, С	-15	-10	0	10	20	30
Допустимая длительность работы, ч	60	40	16	10	6	4

Трансформаторы с охлаждением ДЦ могут эксплуатироваться только при работающих вентиляторах дутья, насосах циркуляции масла и с включенной сигнализацией о прекращении подачи масла и остановке вентиляторов обдува.

При остановленном охлаждении отвод теплоты потерь в трансформаторе не обеспечивается, даже если он не несет нагрузки. В режиме ХХ трансформатор может находиться не более 30 мин, а с номинальной нагрузкой -не более 10 мин. Время работы трансформатора под нагрузкой не выше номинальной может быть продлено до 1 ч, если у трансформаторов мощностью до 250 МВ А температура верхних слоев масла не достигла 80°С, а у трансформаторов мощностью выше 250 МВ*А 75 °С.

По истечении указанного времени и невозможности восстановления нормальных условий охлаждения транс-

форматор должен быть разгружен во избежание резкого возрастания разности температур по высоте активной части.

Нагрузка трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и Ц при отключении части охладителей должна быть уменьшена пропорционально числу отключенных охладителей.

Число работающих охладителей, %	100	90	80	70	60	50	40	30
Допустимая нагрузка, % номинальной.	100	90	80	70	60	50	40	30

Контроль режима работы. Контроль за нагрузками трансформаторов ведется по амперметрам, на шкалах которых должны быть нанесены красные риски, соответствующие номинальным нагрузкам обмоток. Это облегчает наблюдение за режимом работы трансформатора и помогает предупреждать перегрузки. Нанесение рисок на стеклах приборов не допускается из-за возможных ошибок при отсчете. У автотрансформаторов контролируется также ток в общей обмотке. Контроль за напряжением, подведенным к трансформатору, и напряжением его вторичных обмоток ведется по вольтметрам, измеряющим напряжение на шинах.

Превышение напряжения на трансформаторах сверх номинального допускается в сравнительно небольших пределах: длительно на 5 % при нагрузке не более номинальной и на 10 % при нагрузке не более 25 % номинальной. При этом линейное напряжение на любой обмотке не должно превышать наибольшего рабочего напряжения для данного класса напряжения трансформатора:

Класс напряжения. кВ	6	10	35	110	220	330	500	750
Наибольшее рабочее напряжение.кВ	6,9	11,5	40	126	252	363	525	787

Превышение указанных значений напряжений приводит к насыщению магнитопровода, резкому увеличению тока и потерь холостого хода (потери в стали возрастают пропорционально квадрату напряжения). Увеличение потерь в стали является причиной местных нагревов стальных конструкций магнитопровода.

Таблица 1.3. Допустимые значения повышения напряжения для трансформаторов

Класс напряжения обмотки кВ.	Допустимое напряжение для любого ответвления обмотки кВ, не более, в течение	
	20 мин	20 с
110	140	155
150	190	210
220	275	310
330	400	450
500	575	650
750	865	975

Воздействие напряжений, превышающих наибольшее рабочее напряжение, трансформаторы и реакторы 110 кВ и выше допускают лишь кратковременно. Так, например, для трансформаторов 110-750 кВ значения повышения напряжения и длительность его воздействия не должны превышать допустимых значений, приведенных в табл. 1.3.

Контроль за епловым режимом трансформаторов сводится к периодическим измерениям температуры верхних слоев масла в баках. Измерения производятся при помощи стеклянных термометров, погруженных в специальные гильзы на крышках трансформаторов, дистанционных термометров сопротивления и термометров манометрического типа - термосигнализаторов. На крышке трансформатора устанавливается по два термосигнализатора с переставными контактами. Контакты одного из них используются для управления системой охлаждения, другого - для сигнализации и отключения трансформатора в случае превышения допустимых температур масла. Периодические осмотры. Сроки периодических осмотров устанавливаются местными инструкциями. На подстанциях с постоянным дежурством персонала трансформаторы осматриваются не реже 1 раза в сутки, а на подстанциях, обслуживаемых оперативно-выездными бригадами (ОВБ), - не реже 1 раза в месяц. Осмотры должны также производиться при получении сигнала о нарушении режима работы трансформаторов или их систем охлаждения, при срабатывании устройств релейной защиты и автоматики. При стихийных бедствиях (пожарах, землетрясениях и т.д.) трансформаторы должны осматриваться немедленно.

При осмотре проверяются внешнее состояние трансформаторов и их систем охлаждения, устройств регулирования напряжения под нагрузкой, устройств защиты масла от окисления и увлажнения, фарфоровых и маслонаполненных вводов, защитных разрядников на линейных вводах и в нейтрали, кранов, фланцев и люков, а также резиновых прокладок и уплотнений (они не должны набухать и выпучиваться), отсутствие течей масла и уровень его в расширителях, целость и исправность приборов (термометров, манометров, газовых реле), маслоуказателей, мембран выхлопных труб, исправность заземления бака трансформатора, наличие и исправность средств пожаротушения, маслоприемных ям и дренажей, состояние надписей и окраски трансформаторов.

На слух проверяется гул трансформатора, а также отсутствие звуков электрических разрядов. Осматриваются контактные соединения и указатели, контролирующие их перегрев.

В закрытых камерах трансформаторов проверяется исправность кровли, дверей и вентиляционных проемов. При нормальной работе вентиляции помещения разность температур входящего снизу и выходящего сверху воздуха не должна превышать 15 °С при номинальной нагрузке трансформатора. Отключение трансформатора от сети, как правило, производят выключателями со стороны нагрузки (НН и СН), а затем со стороны питания (ВН). На подстанциях с упрощенной схемой (без выключателей со стороны ВН) отключение трансформаторов от сети рекомендуется производить отделителями после отключения выключателей со стороны нагрузки.

1.4

Включение трансформаторов на параллельную работу

Параллельная работа трансформаторов, т.е. включение их на одни сборные шины ВН и НН, а также СН, возможна: а) при равенстве их первичных и их вторичных напряжений; б) при равенстве напряжений короткого замыкания; в) тождественности групп соединения обмоток. На этих же условиях возможна параллельная работа и автотрансформаторов, а также трансформаторов с автотрансформаторами.

У трансформаторов, имеющих разные номинальные напряжения или разные коэффициенты трансформации, напряжения на зажимах вторичных обмоток неодинаковы. При включении таких трансформаторов на параллельную работу в замкнутых контурах первичных и вторичных обмоток возникнут уравнительные токи, обусловленные разностью вторичных напряжений.
Уравнительный ток равен:

$$I_{Y1} = \frac{\Delta U}{Z_{K1} + Z_{K2}}$$

где $\Delta U = U_1 - U_2$ - разность вторичных напряжений трансформаторов; Z_{K1} и Z_{K2} сопротивления первого и второго трансформаторов, определяемых по формуле:

$$Z_K = \frac{u_{K\%} U_{НОМ}}{100\, I_{НОМ}}$$

где $u_{K\%}$ - напряжение КЗ трансформатора.

Пример. Два трансформатора с разными значениями вторичных напряжений включаются на параллельную работу. Трансформаторы имеют следующие параметры: $S_1 = S_2 = 10\ 000$кВ·А; $U_1 = 6600$ В; $U_2 = 6300$ В; $U_{K1} = U_{K2} = 8\%$; группы соединения обмоток У/Д-11. Определить уравнительный ток после включения на параллельную работу.

Решение: Номинальные токи трансформаторов:

$$I_1 = \frac{10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6600} = 875{,}8\text{А};$$

$$I_2 = \frac{10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6300} = 917{,}5\text{А}.$$

Сопротивления трансформаторов

$$Z_{K1} = \frac{8 \cdot 6600}{100 \cdot 875{,}8} = 0{,}603\,\text{ОМ};$$

$$Z_{K2} = \frac{8 \cdot 6300}{100 \cdot 917{,}5} = 0{,}55\,\text{ОМ}$$

Разность вторичных напряжений

$$\Delta U = 6600 - 6300 = 300\ \text{В}$$

Уравнительный ток

$$I_{Y1} = \frac{300}{0{,}603 + 0{,}55} = 260\text{А}$$

Из примера видно, что при неравенстве вторичных напряжений трансформаторы будут загружаться уравнительным током даже в режиме холостого хода. При работе под нагрузкой уравнительный ток наложится на ток нагрузки. Уравнительный ток, загружая обмотки трансформаторов, увеличивает потери энергии в них и снижает суммарную мощность подстанции. Поэтому разность вторичных напряжений при включении трансформатора на параллельную работу должна быть минимальной. Отклонения по коэффициенту трансформации допускаются в пределах ± 0,5 % номинального значения. Напряжение короткого замыкания U_K является постоянной для каждого трансформатора величиной, зависящей исключительно от его конструкции. При работе трансформатора под нагрузкой необходимо равенство их U_K. Это объясняется тем, что нагрузка между трансформаторами распределяется прямо пропорционально их мощностям и обратно пропорционально напряжениям короткого замыкания. В общем случае неравенство U_K приводит к недогрузке одного трансформатора и перегрузке другого. Если два трансформатора номинальной мощности S_1 и S_2 имеют различные напряжения короткого замыкания U_{K1} и U_{K2} соответственно, то распределение общей нагрузки S между ними определяется по формуле:

$$S = S' + S'' = \left(\frac{S_1}{U_{K1}} + \frac{S_2}{U_{K2}} \right) \cdot U'_K$$

где S′ и S″ - реальные нагрузки первого и второго трансформаторов; U'_k – некоторое эквивалентное напряжение короткого замыкания параллельно включенных трансформаторов.

Пример: На параллельную работу включаются два трансформатора мощностью $S_1 = S_2 = 10\ 000$кВ·А, имеющих напряжения короткого замыкания $U_{K1} = 8\%$ и $U_{K2} = 6{,}5\%$. Суммарная мощность нагрузки потребителей $S = 20\ 000$кВ· А. Определить, как распределится нагрузка между трансформаторами.

Решение. Эквивалентное напряжение короткого замыкания

$$U'_K = \frac{S}{\frac{S_1}{U_{K1}} + \frac{S_2}{U_{K2}}} = \frac{20\,000}{\frac{10\,000}{8} + \frac{10\,000}{6{,}5}} = 17{,}5\%$$

Нагрузки ттрансфор аторов

$$S' = \frac{S_1}{U_{к1}} \cdot U'_K = \frac{10\,000}{8} \cdot 7{,}17 = 8\,965\text{кВ} \cdot \text{А};$$

$$S'' = \frac{S_1}{U_{K2}} \cdot U'_K = \frac{10\,000}{6{,}5} \cdot 7{,}17 = 11\,034\text{кВ} \cdot \text{А}$$

Таким образом, при включении на параллельную работу трансформаторов с различными напряжениями короткого замыкания ***трансформатор с меньшим и примет на себя большую нагрузку.***

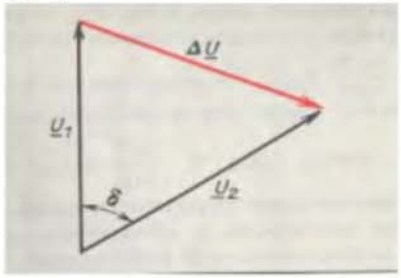


Рис 1.8

Разность напряжений $\Delta\underline{U}$ при сдвиге векторов вторичных напряжений $\underline{U}_1$ и $\underline{U}_2$ по фазе на угол δ

Некоторое перераспределение (выравнивание) нагрузки в данном случае можно получить путем изменения коэффициента трансформации, т.е. повышением вторичного напряжения недогруженного трансформатора. Но пользоваться этим способом в эксплуатации не следует, так как при этом возрастают потери от уравнительного тока.

Наилучшее использование установленной мощности трансформаторов возможно только при равенстве напряжений короткого замыкания. Однако в эксплуатации допускается включение на параллельную работу трансформаторов с отклонениями U_K на основном ответвлении не более чем на ± 10 %. Такое допущение связано с технологией изготовления трансформаторов, т.е. с отступлениями в размерах обмоток, влияющих на U_K

Не рекомендуется включение на параллельную работу трансформаторов с отношением номинальных мощностей более 1:3. Это вызвано тем, что даже при небольших перегрузках трансформаторы меньшей мощности будут больше загружаться в процентном отношении и особенно в том случае, если они имеют меньшие U_K. Поэтому при отношении мощностей трансформаторов более 1:3 целесообразно при возрастании Нагрузок совсем отключить трансформатор меньшей мощности, чтобы не подвергать его недопустимой перегрузке.

Параллельная работа трансформаторов, принадлежащих к разным группам соединений обмоток, невозможна по той причине, что между вторичными обмотками одноименных фаз соединяемых трансформаторов появляется разность напряжений, обусловленная углом сдвига δ между векторами вторичных напряжений (рис. 1.8). Уравнительный ток при сдвиге векторов на угол δ определяется по формуле:

$$I_{Y2} = \frac{200 \sin \frac{\delta}{2}}{\frac{U_{K1}}{I_1} + \frac{U_{K2}}{I_2}},$$

где U_{K1} и U_{K2} напряжения короткого замыкания первого и второго трансформаторов. I_1 и I_2 номинальные токи первого и второго трансформаторов соответственно.

Пример. Подсчитаем значение уравнительного тока, предположив, что на параллельную работу оказались включенными два трансформатора с одинаковыми номинальными токами ($I_1 = I_2 = I$) и одинаковыми напряжениями короткого замыкания ($U_{K1} = U_{K2} = U_K$) но при наличии сдвига векторов линейных напряжений вторичных обмоток на угол 60° (например, группы соединений У/Д-11 и У/Д-1).

В этом случае уравнительный ток равен:

$$I_{Y2} = \frac{200 \cdot 0{,}5}{2 \cdot \frac{U_K}{I}} = \frac{50}{U_K}\ I$$

Например, при U_K = 6,5 % уравнительный ток достигает почти восьмикратного значения номинального, что равносильно короткому замыканию. Группы соединения обмоток в ряде случаев могут быть изменены путем перемаркировки выводов и соответствующего присоединения к ним шин. В других случаях необходимо вскрытие трансформатора для изменения группы соединения его обмоток.

1.5

Определение экономически целесообразного числа параллельно включенных трансформаторов

На подстанциях с двумя и более трансформаторами в зависимости от суммарной нагрузки выгодно иметь на параллельной работе такое число трансформаторов, при котором активные потери холостого хода P_X всех включенных трансформаторов и активные потери короткого замыкания P_K будут наименьшими. Потери P_X не зависят от нагрузки, они всегда одинаковы. Потери же P_K изменяются пропорционально квадрату тока, увеличиваясь от нуля до полных потерь, когда нагрузка возрастает соответственно от нуля до номинальной мощности. На подстанциях с трансформаторами одинаковой **конструкции** и мощности для определения экономически целесообразного числа параллельно работающих трансформаторов при изменении полной нагрузки подстанции пользуются приведенными ниже неравенствами.

При возрастании нагрузки к n параллельно включенным трансформаторам подключают еще один трансформатор, если:

$$\sum S > S_{\text{НОМ}} \sqrt{n\,(n+1)\frac{P_X + K_Э Q_C}{P_K + K_Э Q_M}}\ ;$$

при снижении нагрузки отключают один из трансформаторов, если

$$\sum S < S_{\text{НОМ}} \sqrt{n\,(n+1)\frac{P_X + K_Э Q_C}{P_K + K_Э Q_M}}\ ,$$

где ∑S – полная нагрузка подстанции, кВ·А; Sном – номинальная мощность одного трансформатора, кВ·А; n – число параллельно работающих трансформаторов; P_X -активные потери холостого хода, кВт; P_K - активные потери короткого замыкания, кВт;

$Q_C = \frac{i_X\%}{100} \cdot S_{\text{НОМ}}$ -реактивные потери холостого хода (потери мощности в стали), квар;

$Q_M = \frac{u_K\%}{100} \cdot S_{\text{НОМ}}$ -реактивные потери короткого замыкания (потери мощности в обмотке),квар;

$K_Э$ – экономический эквивалент учитывающий активную мощность, идущую на покрытие потерь в процессе передачи реактивной мощности, кВт·ч/(квар·ч). Для трансформаторов 35 - 220 кВ Kэ=0,08.

Если установленные на подстанции трансформаторы неоднотипны или различны по мощности , то они будут иметь разные потери P_X и P_K. Применять при этих условиях указанные выше неравенства нельзя. Тогда для выбора числа параллельно включенных трансформаторов пользуются кривыми приведенных потерь. Их строят на одной координатной плоскости для каждого трансформатора и для нескольких одновременно включенных трансформаторов. Допустим, что на подстанции установлены трансформаторы Т1 и Т2, причем номинальная мощность второго $S_{\text{НОМТ2}}$ больше номинальной мощности первого $S_{\text{НОМТ1}}$ Для каждого трансформатора кривые 1 и 2 приведенных потерь (рис. 1.9) строятся на основании уравнения:

$$P' = (P_X + K_Э Q_C) + (P_K + K_Э Q_M) \cdot \frac{S^2}{S^2_{\text{НОМ}}}$$

где P' - приведенные потери, кВт; S - действительная нагрузка трансформатора, кВ·А; $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ·А. Кривая 3 приведенных потерь **двух параллельно работающих трансформаторов** при распределении нагрузки между ними пропорционально номинальным мощностям строится на основании уравнения:

$$\sum P' = \sum (P_X + K_Э Q_C) + \sum (P_K + K_Э Q_M) \cdot \frac{S^2}{S^2_{\text{НОМ}}}$$

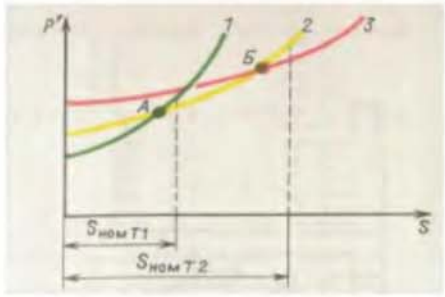


Рис. 1.9.
Кривые приведенных потерь трансформаторов:
1 - для трансформатора Т1; 2- для Т2;
3 - для обоих трансформаторов, включенных параллельно

На рис. 1.9 кривые приведенных потерь пересекаются в точках, соответствующих нагрузкам, при которых изменяется экономический режим работы трансформаторов. Так, при увеличении нагрузки подстанции для уменьшения потерь выгодно уже в точке А включить в работу трансформатор Т2 вместо находящегося в работе трансформатора Т1, а в точке Б - оба трансформатора. В обоих случаях трансформаторы перейдут на работу по более пологим кривым, что даст снижение потерь мощности.

Следует отметить, что на практике отключение по экономическим соображениям части трансформаторов не должно отражаться на надежности электроснабжения потребителей. С этой целью выводимые в резерв трансформаторы снабжаются устройствами автоматического ввода резерва (АВР). Целесообразно автоматизировать и сами операции отключения и включения трансформаторов по экономическим соображениям. Однако, исходя из необходимости сокращения числа оперативных переключений, ***частота вывода трансформаторов в резерв по экономическим соображениям не должна превышать 2-3 раз в сутки.***

1.6

Регулирование напряжения и обслуживание регулирующих устройств

Способы регулирования напряжения
Одним из распространенных способов регулирования напряжения на шинах подстанции является переключение ответвлений на трансформаторах. С этой целью у обмоток (как правило, высшего напряжения, имеющих меньший рабочий ток) трансформаторов предусматриваются регулировочные ответвления и специальные переключатели ответвлений, при помощи которых изменяют число включенных в работу витков, увеличивая или уменьшая коэффициент трансформации

$$K_{\text{ВН-НН}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{W_{\text{ВН}}}{W_{\text{НН}}}$$

где$W_{\text{ВН}}$ $W_{\text{НН}}$ число включенных в работу витков обмоток ВН и НН соответственно.

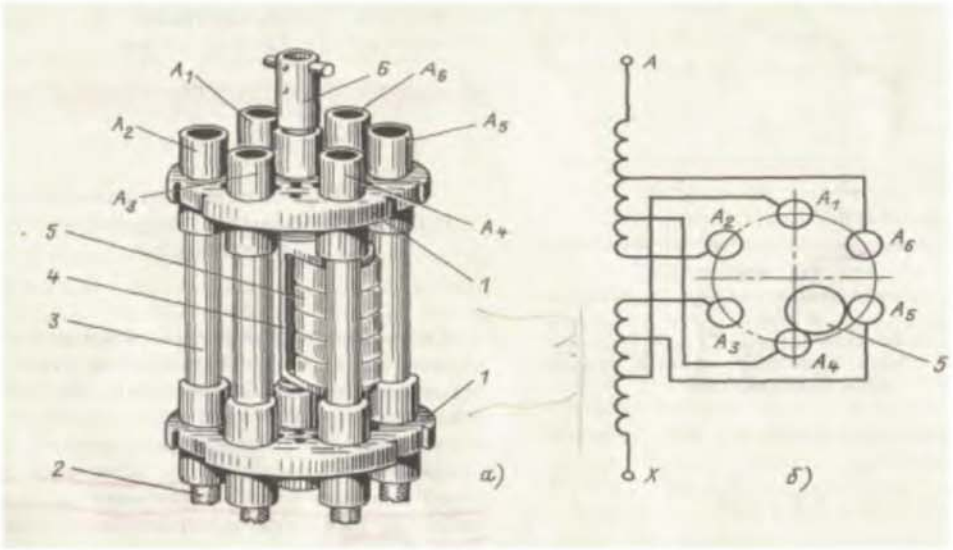


Рис. 1.10.
Переключатель ответвлений барабанного типа (*а*) и схема переключения ответвлений (*б*), показанная в положении, при котором стержни А4 и А5 соединены контактными кольцами 5

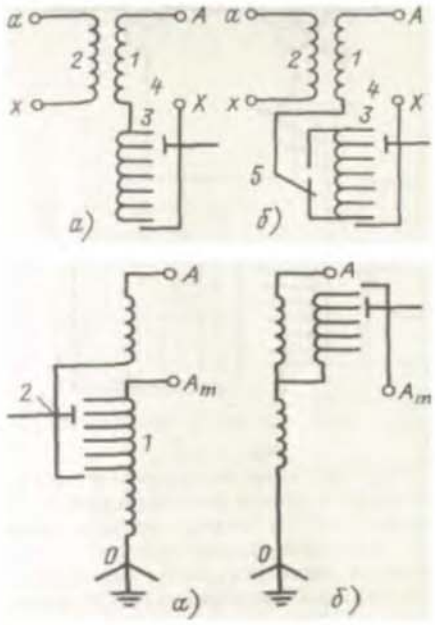


Рис. 1.11
Схемы регулирования на трансформаторах без реверсирования *(а)* и с реверсированием *(б)* регулировочной обмотки:
1, 2 - первичная и вторичная обмотки соответственно; *3*- регулировочная обмотка с ответвлениями; *4*-переключающее устройство; 5 реверсор

Рис. 1.12.
Схема регулирования на автотрансформаторах:
а - на стороне ВН; *б* - на стороне СН;*1*- регулировочная обмотка с ответвлениями; *2* - переключающее устройство

Изменение коэффициента трансформации между обмотками высшего и низшего напряжений позволяет поддерживать на шинах НН напряжение, близкое к номинальному, когда первичное или вторичное напряжение отклоняется по тем или иным причинам от номинального.

Операции переключения секции витков производят на отключенном от сети трансформаторе устройством ПБВ (переключение без возбуждения) либо на работающем трансформаторе непосредственно под нагрузкой устройством РПН (регулирование под нагрузкой). Трансформаторы большой мощности с устройствами ПБВ имеют до пяти ответвлений для получения четырех ступеней напряже-ния относительно номинального (±2х2,5 %) $U_{ном}$.

В зависимости от класса напряжения трансформатора, его исполнения и числа ступеней регулирования применяют различные по конструкции переключатели ответвлений. Они могут быть трехфазными и однофазными. Однофазные переключатели барабанного типа (рис. 1.10) устанавливаются на каждой фазе обмотки ВН. Контактная система состоит из неподвижных контактов полых токоведущих стержней *3* (A_1-A_6 на рис. 1.10, б), соединенных с ответвлениями *2* от обмоток, и подвижных контактных колец *5,* замыкающих между собой различные пары неподвижных контактов. Контактные кольца перемещаются коленчатым валом *4,* ось которого при помощи изолирующей штанги *6* соединяется с приводом на крышке трансформатора. Переключатель смонтирован на изолирующих основаниях *1.* Трансформаторы с РПН имеют большее число регулирующих ступеней и более широкий диапазон регулирования (±10% $U_{ном}$), чем трансформаторы с ПБВ.

Применяемые схемы регулирования на трансформаторах представлены на рис.1.11 Регулируемые витки размещены со стороны нейтрали, что позволяет применять устройства РПН с облегченной изоляцией. В схеме на рис. 1.11, *б* двухпозиционный переключатель - реверсор 5 позволяет присоединять регулировочную обмотку *3* к основной *1* согласно или встречно, благодаря чему диапазон регулирования удваивается по сравнению со схемой на рис. 1.11,а. На рис. 1.12 даны схемы регулирования на автотрансформаторах на стороне ВН и СН. Класс изоляции устройств РПН соответствует классу изоляции СН трансформатора.

Помимо указанных способов для регулирования напряжения применяются специальные последовательные регулировочные трансформаторы. Они прибавляют к напряжению нерегулируемого трансформатора или автотрансформатора (или вычитают из него) некоторое добавочное напряжение. Схемы регулирования приведены на рис. 1.13 и 1.14.

Регулирование, при котором напряжение сети изменяется только по значению без изменения фазы, называют продольным. Возможно регулирование по фазе - поперечное регулирование. Для этого обмотку возбуждения регулировочного трансформатора *2* (рассматривается регулирование в фазе *А)* присоединяют к линейному напряжению двух других фаз (рис. 1.15,*а)*. в результате к фазному напряжению сети прибавляется (или вычитается) Регулируемое напряжение ΔU сдвинутое на угол 90°, и таким образом линейное напряжение сети изменяет фазу, оставаясь неизменным по значению (рис. *1.15,6).*

На крупных подстанциях системного значения при распределении потоков активной и реактивной мощности возникает необходимость в регулировании напряжения по значению и фазе. Регулирование осуществляется специальными агрегатами продольно-поперечного регулирования, при этом в схему вводятся два напряжения, одно из которых совпадает с напряжением сети, а другое сдвинуто на 90°. Во всех перечисленных случаях регулирования применяются устройства РПН, состоящие из следующих основных частей: переключателя или избирателя, контак-

тора, токоограничивающего элемента (реактора или резистора) и приводного механизма. Процесс переключения регулировочных ответвлений проходит без разрыва цепи рабочего тока трансформатора. Последовательность работы переключающих устройств РПН с реактором (серий РНО, РНТ) и с резистором (серий РНОА и РНТ А) показана на рис. 1.16*

Из рассмотрения работы РПН с реактором видно, что контактор замыкает и размыкает некоторый ток, следовательно, процесс сопровождается горением дуги; контакты избирателя переключаются без разрыва тока, т.е. лишь после того, как соответствующая цепь окажется разомкнутой; необходимая последовательность размыкания и замыкания тех и других контактов обеспечивается согласованной работой приводного механизма, приводимого в действие двигателем с реверсивным пускателем; реактор ограничивает циркулирующий ток в процессе коммутации и рассчитан на длительное прохождение номинального тока. Последнее обстоятельство говорит о том, что застревание привода в промежуточном положении, когда ток нагрузки проходит по одной части реактора или когда переключатель находится в положении "мост" (рис. 1.16, г), для устройств с токоограничивающим реактором не является опасным и повреждений обычно не вызывает.

* Обращается внимание читателей на то, что в книге приведены оперативные схемы, особенностью которых является изображение коммутационных аппаратов (масляных и воздушных выключателей, разъединителей, рубильников и т.п.) в положении (включено или отключено), соответствующем рассматриваемому режиму работы. Иными словами, если аппарат в данном режиме включен, то его контакты изображены замкнутыми, если отключен – разомкнутыми

Однако во избежание перегрева контактов в случае неполного их касания РПН необходимо возвращать в основное рабочее положение при первой же возможности.

Реактор и избиратель, на контактах которого дуги не возникает, обычно размещают в баке трансформатора, а контактор помещают в отдельном масляном баке, чтобы не допускать разложения масла электрической дугой в трансформаторе.

Действие устройств РПН с резисторами во многом сходно с работой переключающих устройств с реактором. Отличие состоит в том, что в нормальном режиме работы резисторы зашунтированы или отключены и ток по ним не проходит, а в процессе коммутации ток проходит в течение сотых долей секунды. Резисторы не рассчитаны на длительную работу под током, поэтому переключение контактов в

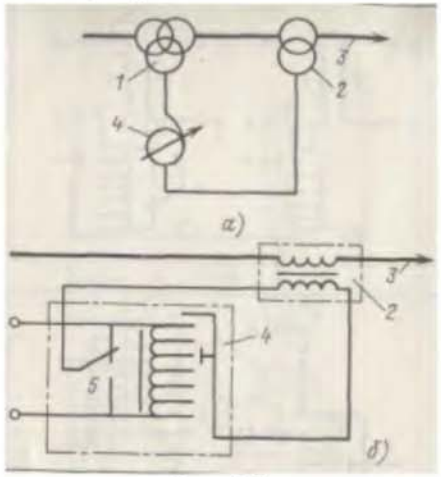


Рис. 1.13.

Схема регулирования напряжения при помощи последовательного регулировочного трансформатора (а) и схема регулировочного автотрансформатора *(б)*:
1 - главный трансформатор без РПН; 2 -последовательный регулировочный трансформатор; *3* - линия, в которой регулируется напряжение; *4*-регулиро-вочный автотрансформатор; 5 - реверсор

них происходит быстро под действием мощных сжатых пружин Вероятность непереключения контактов даже в случае исчезновения питания привода ничтожно мала. Резисторы имеют небольшие размеры и являются, как правило, конструктивной частью контактора.

Имеются устройства РПН, у которых контактор расположен в отдельном баке на изоляторе, а также устройства так называемой погружной конструкции. Их устанавливают как внутри бака трансформатора, так и в отдельном баке, примыкающем к баку трансформатора. Бак контактора соединяется трубкой с отсеком расширителя (рис. 1.17).

Нормальная работа устройств типа РПН гарантируется при температуре верхних слоев масла в контакторах не ниже -20 °С.

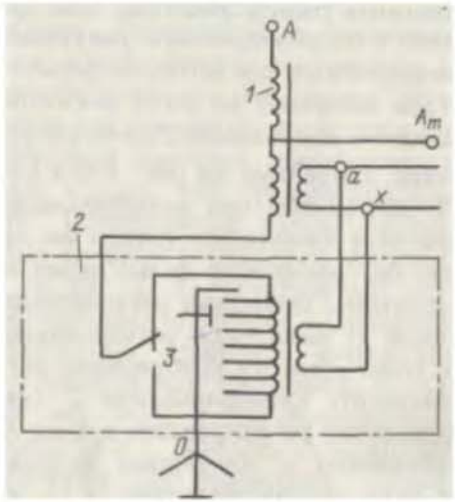


Рис. 1.14

Схема регулирования напряжения на автотрансформаторе при помощи последовательного регулировочного трансформатора в нейтрали:
1 - главный автотрансформатор;
2 - регулировочный трансформатор;
3- реверсор

В выносных баках контакторов применяется система автоматического подогрева масла, которая обеспечивает нормальную работу устройств при температуре наружного воздуха до -45°С. Уровень масла в баках контакторов контролируется по маслоуказателям.

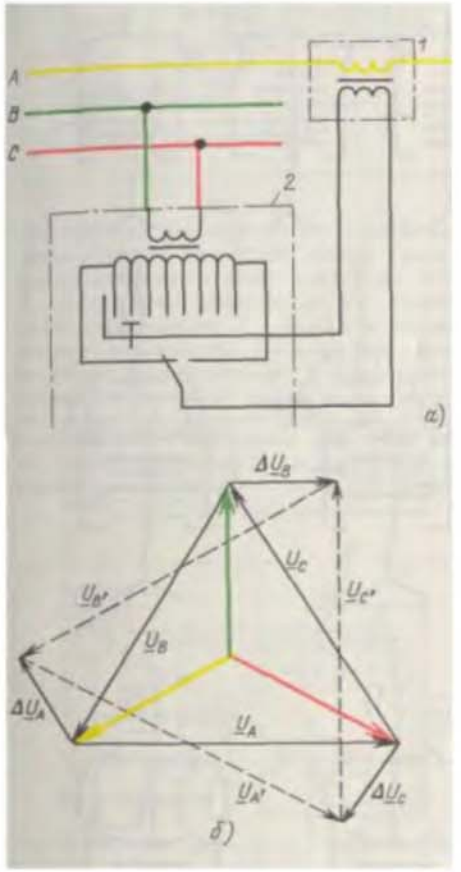


Рис. 1.15.

Последовательный регулировочный трансформатор для поперечного регулирования напряжения:
в – схема включения в фазу *А* (для фаз *В* и *С* схемы включения аналогичны); *б* - векторная диаграмма; *1* - последовательный регулировочный трансформатор; *2* -регулировочный трансформатор

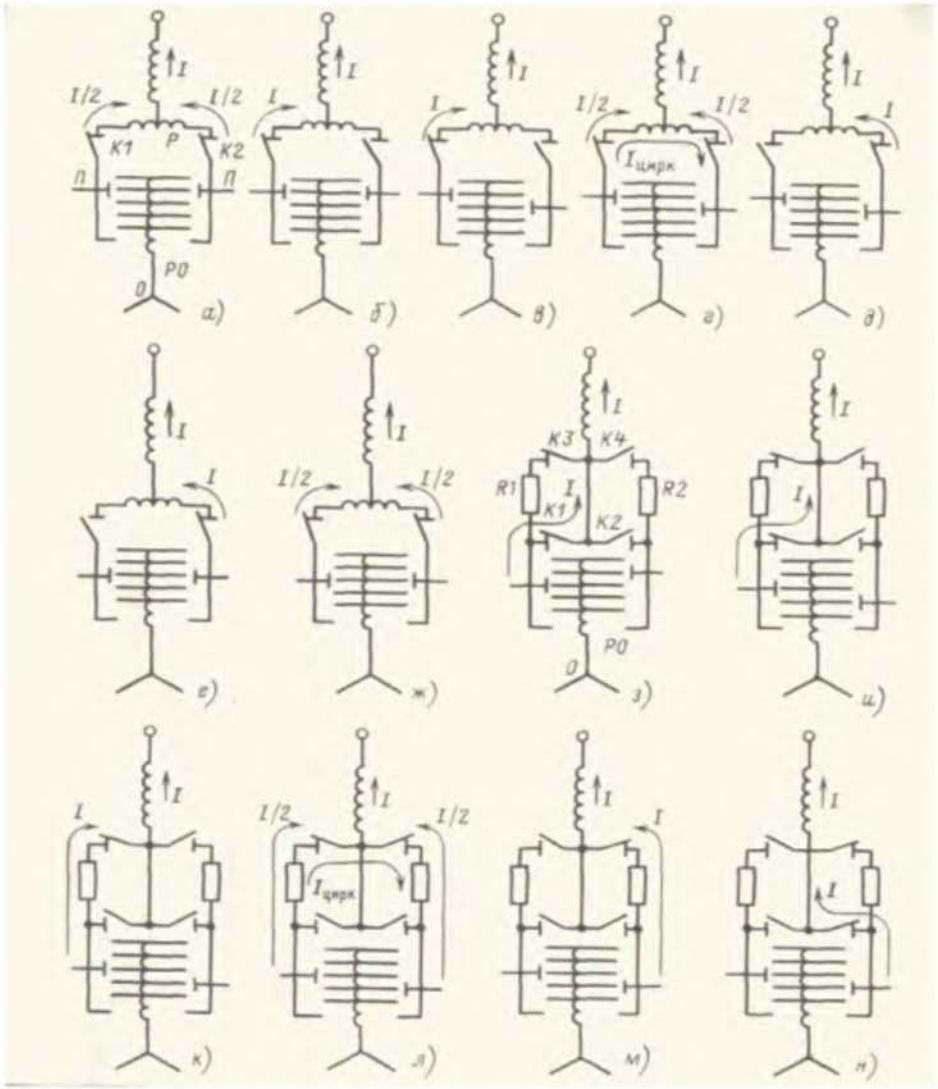


Рис. 1.16.
Последовательность работы переключающих устройств РПН с реактором *(а-ж)* и резистором (з-н):
Р - реактор; R1 и R2 - резисторы; Л - переключатели (избиратели);
К1 –К4 контакторы; РО - регулировочная обмотка

Устройства РПН приводятся в действие дистанционно со щита управления ключом или кнопкой и автоматически от устройства автоматического регулирования напряжения. Предусмотрено также переключение приводного механизма РПН специальной рукояткой или с помощью кнопки, располагаемой в шкафу (местное управление). Способ местного управления является вспомогательным, и к нему прибегают только при ремонте. Переключение РПН трансформатора, находящегося в обычном рабочем режиме с помощью рукоятки или кнопки местного управления оперативного персонала как правило не рекомендуется. Только в случае застревания переключателя РПН в промежуточном положении команда на завершение переключения может быть подана рукояткой местного управления, если отсутствует сигнал перегрузки, нет признаков повреждения устройства или неисправности схемы дистанционного управления.

Один цикл переключения РПН разных типов выполняется за 3-10 с. Процесс переключения сигнализируется красной лампой, которая загорается в момент подачи импульса и продолжает гореть все время, пока механизм не закончит цикл переключений с одной ступени на другую. Независимо от длительности одного импульса на пуск РПН имеют блокировку, разрешающую переход избирателя только на одну ступень. По окончании движения пере ключающего механизма заканчивают перемещение и дистанционные указатели положения, показывая номер ступени, на которой остановился переключатель.

Для автоматического управления РПН снабжаются блоками автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ)[1]; Структурная схема автоматического регулятора показана на рис. 1.18.

Регулируемое напряжение подается на зажимы блока АРКТ от трансформатора напряжения. Кроме того, устройством токовой компенсации (ТК) учитывается еще падение напряжения от тока нагрузки. На выходе блока АРКТ испол-нительный орган *И* управляет работой приводного механизма. Схемы автоматического регулятора напряжения весьма разнообразны, но все они, как правило, содержат элементы, указанные на рис. 1,18.

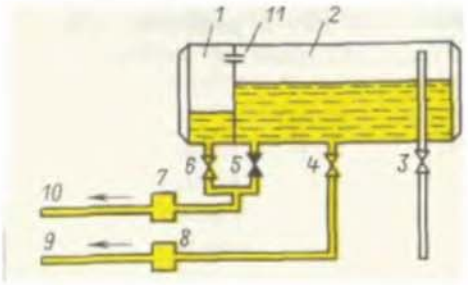


Рис. 1.17.

Подключение расширителя для компенсации температурных изменений объема масла в трансформаторе и баке контактора РПН: *1* - малый отсек расширителя; 2 - большой отсек расширителя; *3* - кран для доливки масла в расширитель; *4* - кран маслопровода к баку трансформатора; 5 - кран подпитки маслом масляного отсека (кран нормально закрыт, на рисунке изображение крана зачернено); *6* - кран маслопровода к баку контактора; *7* - газовое реле РПН; *8* - то же трансформатора; 9 - маслопровод к баку трансформатора; *10* - то же к баку РПН; *11* - отверстие

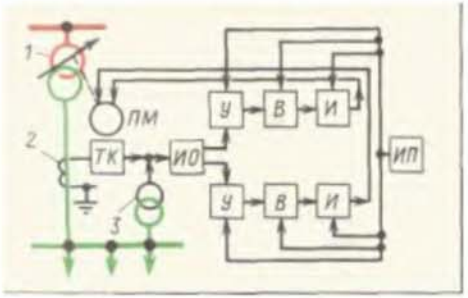


Рис. 1.18.
Структурная схема автоматического регулирования напряжения:
1 -регулируемый трансформатор; 2 - трансформатор тока; *3* - трансформатор напряжения; *ТК* - устройство токовой компенсации; *НО* - измерительный орган; *У* -орган управления; *В* -- орган выдержки времени; *И* - исполнительный орган; *ИП* -источник питания; *ПМ* - приводной механизм

[1] В ряде энергосистем вместо АРКТ пользуются аббревиатурой АРНТ.

Обслуживание устройств регулирования напряжения. Практика показала, что перестановка переключателей ПБВ с одной ступени на другую производится крайне редко (1-2 раза в год) – сезонное регулирование. При длительной работе без переключения контактные стержни и кольца покрываются оксидной пленкой. Чтобы разрушить эту пленку и создать хороший контакт, рекомендуется при каждом переводе переключателя предварительно прокручивать его (не менее 5-10 раз) из одного крайнего положения в другое, что выполняют при отключенном трансформаторе. При пофазном переводе переключателей проверяют их одинаковое положение. Установка привода на каждой ступени должна фиксироваться стопорным болтом. Если возникает сомнение в работе переключателя, целость электрической цепи проверяют омметром. О переключении ответвлений должна быть сделана запись в оперативном журнале.

Для очистки от шлама и оксидов контактных систем переключающих устройств типа РПН их также следует регулярно (через каждые 6 мес) "прогонять" по всему диапазону регулирования (с 1-го по n положение) по 5-10 раз в каждую сторону.

Устройства РПН должны постоянно находиться в работе с включенным блоком АРКТ. На дистанционное управление их переводят только при неисправности автоматических регуляторов, невыполнении команды на переключение (застревание контактов избирателя в промежуточном положении, отказ в работе приводного механизма). При повреждении блока АРКТ оно должно быть отключено и устройство РПН переведено на дистанционное управление. При отказе в действии схемы дистанционного управления РПН следует перевести на местное управление и принять меры по устранению неисправности. В случае обнаружения неисправности избирателя или контактора трансформатор отключают.

Ни нормальные эксплуатационные, ни аварийные перегрузки трансформатора (если ток не превышает 200 %-ного номинального тока) не могут ограничивать работу РПН. При нагрузке выше максимально допустимой специальная блокировка запрещает срабатывание переключающего устройства. Положение РПН должно контролироваться при осмотрах оборудования. Необходимо сверять показания указателя положения переключателя на щите управления и на приводе РПН, так как по ряду причин возможно рассогласование сельсина-датчика и сельсина-приемника. Проверяется также одинаковое положение переклю-чателей РПН всех параллельно работающих трансформаторов или отдельных фаз при по фазном управлении, записываются показания счетчика числа переключений РПН.

Электрическая износостойкость РПН (без смены контактов) зависит от значения переключаемого тока. При токе до 1000 А допускается выполнение не менее 60 000 переключений, при разрыве тока более 1000 А - 25 000 переключений. Однако в эксплуатации инструкциями предписывается выполнение с помощью РПН ориентировочно[1] 10000-20000 переключений под нагрузкой, после чего контактор РПН обычно выводят в ревизию, при этом заменяют обгоревшие контакты контакторных устройств.

Нельзя оставлять в эксплуатации контакты с повышенным переходным сопротивлением, так как нагрев их усиливает процесс разложения масла, характеристики которого и без того ухудшаются под действием дуги.

Критерием качества масла в баке контактора РПН является отсутствие влаги (допускается не более 0,00,3 %) и минимальное пробивное напряжение, которое для РПН класса напряжения 35 кВ принято равным 30 кВ, для контакторных устройств РПН классов напряжения 110 и 220 кВ – соответственно 35 и 40 кВ. Цвет, содержание углерода, кислотность и прочие показатели качества масла не играют существенной роли и не могут препятствовать его дальнейшему использованию в баке контактора. Для анализа пробы масла должны отбираться через каждые 5000 переключений независимо от срока работы РПН, но не реже 1 раза в год.

Наличие масла в отсеке расширителя или в баках контакторов прове ряют по маслоуказателям. Уровень масла следует поддерживать в допустимых пределах. При пониженном уровне увеличивается время горения дуги на контактах. Превышение нормальной отметки уровня масла нередко наблюдается при нарушении уплотнений отдельных узлов масляной системы.

Как было указано выше, нормальная работа контакторов гарантируется при температуре масла не ниже -20°С, если в технических условиях на РПН не предусмотрена другая температура. При низкой температуре окружающего воздуха необходимо следить за работой нагревательных элементов в баках контакторов. Если температура масла в баке контактора или в баке трансформатора (для РПН, встроенных в бак) понизится до -21°С, РПН следует вывести из работы. В вязком масле контактор во время срабатывания испытывает значительные механические нагрузки, которые могут привести к его поломке. Кроме того, возможно повреждение и резисторов из-за увеличения времени переключения и более длительного пребывания их под током.

Если в РПН предусмотрен обогрев контакторов, то в зимний период при температуре окружающего воздуха -15°С включается система автоматического обогрева контакторов. Включение системы обогрева вручную (помимо действия автоматики) не допускается.

При включении из резерва трансформатора с устройством РПН, оборудованным электроподогревом, при температуре окружающего воздуха ниже -20 °С должна предварительно включаться система автоматического обогрева контакторов на 13-15 ч. Пользование РПН в этом случае разрешается только при истечении указанного времени.

Приводные механизмы РПН являются наиболее ответственными и в то же время наименее надежными узлами этих устройств. Их необходимо предохранять от попадания пыли, влаги, трансформаторного масла. Трущиеся детали и шарнирные соединения передач следует смазывать незамерзающей тугоплавкой смазкой через каждые 6 мес.

В процессе регулирования напряжения переключением ответвлений с помощью устройств ПБВ или РПН персонал не должен допускать длительного повышения напряжения на трансформаторе сверх номинального для данного ответвления более чем на 5 % при нагрузке не выше номинальной и на 10 % при нагрузке не выше 25% номинальной. Для автотрансформаторов без ответвлений в нейтрали и регулировочных трансформаторов допускается длительное повышение напряжения до 10 % сверх номинального. Превышение указанных значений приводит к перенасыщению магнитопровода, рез кому увеличению тока и потерь холостого хода. При этом потери в стали возрастают пропорционально квадрату напряже-

[1] Недостаточное использование РПН не позволило пока установить их фактическую износостойкость в эксплуатации.

ния, а ток увеличивается в еще большей степени. Увеличение потерь в стали ведет к преждевременному износу изоляции и является причиной местных нагревов стальных конструкций.

У При параллельной работе двух регулируемых трансформаторов изменение их коэффициентов трансформации следует производить по возможности одновременно, чтобы избежать перегрузки уравнительным током. При автоматическом управлении РПН эта роль выполняется специальной блокировкой. Если же автоматическое управление отсутствует, переключение ответвлений следует выполнять постепенно, не допуская рассогласования по ступеням ответвлений более чем на одну ступень.

1.7

Заземление нейтралей и защита разземленных нейтралей трансформаторов перенапряжения

В современных энергосистемах сети НО кВ и выше эксплуатируются с эффективным* заземлением нейтралей обмоток силовых трансформаторов. Сети напряжением 35 кВ и ниже работают с изолированной нейтралью или заземлением через дугогасящие реакторы. Каждый вид заземления имеет свои преимущества и недостатки.

В сетях с изолированной нейтралью однофазное замыкание на землю не приводит к короткому замыканию. В месте замыкания проходит небольшой ток, обусловленный емкостью двух фаз на землю. Значительные емкостные токи обычно компенсируются полностью или частично включением в нейтраль трансформатора дугогасящего реактора. Остаточный в результате компенсации малый ток не способен поддерживать горение дуги в месте замыкания, поэтому поврежденный участок, как правило, не отключается автоматически. Металлическое однофазное замыкание на землю сопровождается повышением напряжения на неповрежденных фазах до линейного, а при замыкании через дугу возможно появление перенапряжений, распространяющихся на всю электрически связанную сеть, в которой могут находиться участки с ослабленной изоляцией. Чтобы уберечь трансформаторы, работающие в сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов, от воздействия повышенных напряжений, изоляцию их нейтралей выполняют на тот же класс напряжения, что и изоляцию линейных вводов. При таком уровне изоляции не требуется применение никаких средств защиты нейтралей, кроме вентильных разрядников, включаемых параллельно дугогасящему реактору.

В сетях с **эффективным заземлением нейтрали** (рис. 1.19) однофазное замыкание на землю приводит к короткому замыканию. Ток короткого замыкания (КЗ) проходит от места повреждения по земле к заземленным нейтралям трансформаторов Т1 и Т2, распределяясь обратно пропорционально сопротивлениям ветвей. Поврежденный участок выводится из работы действием защит от замыканий на землю. Через трансформаторы (Т3 и Т4) нейтрали которых не имеют глухого заземления, ток однофазного КЗ не проходит.

С учетом того что однофазное КЗ является частым (до 80 % случаев КЗ в энергосистемах приходится на однофазные КЗ) и тяжелым видом повреждений, принимают меры по уменьшению токов КЗ. Одной из таких мер является **частичное разземление нейтралей трансформаторов**..

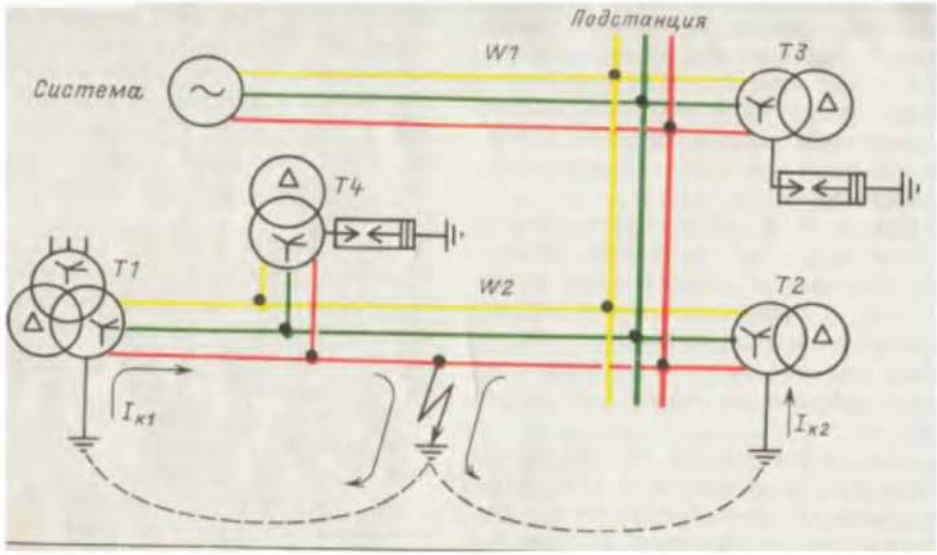


Рис. 1.19.
Однофазное короткое замыкание в сети с эффективным заземлением нейтрали

Нейтрали автотрансформаторов не разземляются, так как они рассчитаны для работы с обязательным заземлением концов общей обмотки.

Число заземленных нейтралей на каждом участке сети устанавливается расчетами и принимается минимальным. При выборе точек заземления нейтралей в энергосистеме руководствуются как требованиями релейной защиты в части поддержания на определенном уровне токов замыкания на землю, так и обеспечением защиты изоляции разземленных нейтралей от перенапряжений. Последнее обстоятельство вызвано тем, что все трансформаторы 110-220 кВ отечественных заводов имеют пониженный уровень изоляции нейтралей. Так, у трансформаторов 110 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой уровень изоляции нейтралей соответствует стандартному классу напряжения 35 кВ, что обусловлено включением со стороны нейтрали переключающих устройств с классом изоляции 35 кВ. Трансформаторы 220 кВ имеют также пониженный на класс уровень изоляции нейтралей. Во всех случаях это дает значительный экономический эффект, и тем больший, чем выше класс напряжения трансформатора.

Выбор указанного уровня изоляции нейтралей трансформаторов, предназначенных для работы в сетях с эффективно заземленной нейтралью, технически обосновывается значением напряжения, которое может появиться на нейтрали при однофазном КЗ. А оно может достигнуть почти 1/3 линейного напряжения (например для сетей 110 кВ около 42 кВ - действующее значение). Очевидно, что изоляция класса 35 кВ разземленной нейтрали нуждается в защите от повышенных напряжений. Кроме того, при неполнофазных отключениях[1] (или

* Сеть с эффективным заземлением нейтрали - сеть, в которой заземлена большая часть нейтралей обмоток силовых трансформаторов. При однофазном замыкании в такой сети напряжение на неповрежденных фазах не должно превышать 1,4 фазного напряжения нормального режима работы сети. В СССР сети напряжением 110 кВ и выше, работающие, как правило, с глухозаземленной нейтралью, относят к сетям с эффективно заземленной нейтралью.

[1] Неполнофазным отключением (включением) называется коммутация, при которой выключатели, разъединители или отделители в цепи оказываются включенными не тремя, а двумя или даже одной фазой

включениях) ненагруженных трансформаторов с изолированной нейтралью переходный процесс сопровождается кратковременными перенапряжениями. Достаточно надежной защитой нейтралей от кратковременных перенапряжений является применение вентильных разрядников. Нейтрали трансформаторов 110 кВ защищаются разрядниками 2хРВС-20 с наибольшим допустимым действующим напряжением гашения 50 кВ.

Однако практика показывает, что на нейтрали трансформаторов могут воздействовать не только кратковременные перенапряжения. Нейтрали могут оказаться под воздействием фазного напряжения промышленной частоты (для сетей 110 кВ 65-67 кВ, которое опасно как для изоляции трансформатора, так и для разрядника в его нейтрали. Такое напряжение может появиться и длительно (десятки минут) оставаться незамеченным при неполнофазных режимах коммутации выключателями, разъединителями и отделителями ненагруженных трансформаторов, а также при некоторых аварийных режимах.

Неполнофазное включение ненагруженных трансформаторов. На рис. 1.20 показан трехфазный трансформатор с изолированной нейтралью. Из векторной диаграммы видно, что при симметричном напряжении сети и параметрах схемы токи намагничивания и магнитные потоки в сердечнике также симметричны, т.е. $\sum I\mu=0$, $\sum\Phi=0$, а напряжение на нейтрали равно нулю. При пофазной коммутации трансформатора его электрическое и магнитное состояние изменяется. Включение трансформатора со стороны обмотки, соединенной в звезду, двумя фазами (рис. 1.20, б) приводит к исчезновению потока Φc и появлению на нейтрали и на отключенной фазе напряжения, равного половине фазного:.

$$\underline{U}_0 = \underline{U}_A - \frac{\underline{U}_{AB}}{2} = -\frac{1}{2}\underline{U}_C$$

$$\underline{U}_C^{'} = -\frac{1}{2}\underline{U}_C = \underline{U}_0$$

Напряжение на разомкнутых контактах коммутационного аппарата:

$$\Delta\underline{U}_C = \underline{U}_C - \underline{U}_C^{'} = 1{,}5\underline{U}_C$$

При подаче напряжения по **одной фазе** все обмотки трансформатора и его нейтраль будут находиться под напряжением включенной фазы. Между разомкнутыми контактами аппарата напряжение $\Delta U=\underline{U}_Л$

В эксплуатации задержка в устранении неполнофазных режимов ненагруженных трансформаторов неоднократно приводила к авариям. Лучшей мерой защиты пониженной изоляции трансформаторов от опасных напряжений является глухое заземление их нейтралей. Поэтому необходимо перед включением или отключением от сети (разъединителями, отделителями или воздушными выключателями) трансформаторов 110-220 кВ, у которых нейтраль защищена вентильными разпхдниками, глухо заземлять нейтраль включаемой под напряжение или отключаемой обмотки, если к тем же шинам или к питающей линии не подключен другой трансформатор с заземленной нейтралью**.**

Испытаниями установлено, что глухое заземление нейтрали трансформатора облегчает процессы отключения и включения намагничивающих токов. Дуга при отключении трансформатора горит менее интенсивно и быстро гаснет.

Отключение заземляющего разъединителя в нейтрали трансформатора, работающего нормально с разземленной нейтралью, защищенной разрядником, следует производить сразу же после включения под напряжение и

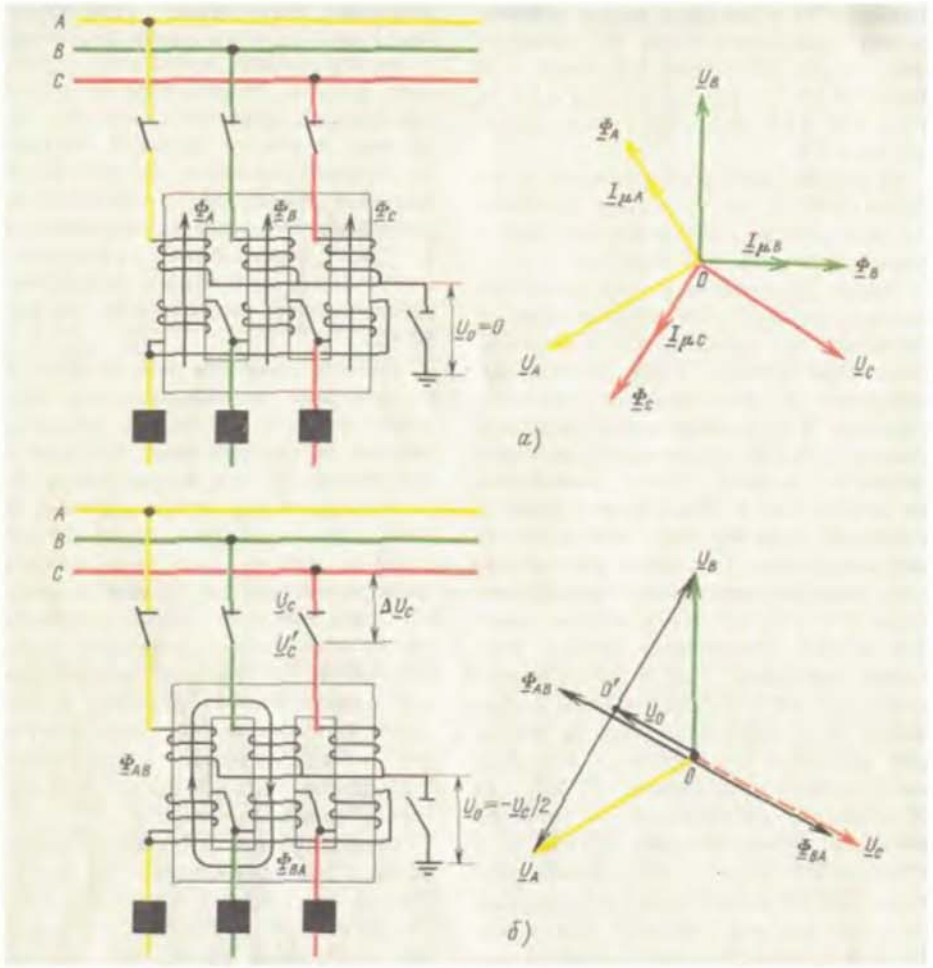


Рис. 1.20.
Полиофазный (а) и двухфазный *(б)* режимы включения ненагруженного трансформатора с изолированной нейтралью

проверки полнофазности включения коммутационного аппарата. Нельзя длительно оставлять заземленной нейтралью, - это не предусмотрено режимом работы сети. Заземлением нейтрали вносится изменение в распределение токов нулевой последовательности и нарушается селективность действия защит от однофазных замыканий на землю

Схемы питания от одиночных и двойных проходящих линий 110-220 кВ подстанций, выполненных по упрощенным схемам, в настоящее время получили широкое распространение. Число присоединяемых к линии трансформаторов не регламентируется и доходит до четырех-пяти. Если к линии присоединены два трансформатора и более (рис. 1.21), то целесообразно постоянно (или на время производства операций), хотя бы у одного из них иметь глухое заземление нейтрали (трансформаторы Т2 и Т*3* на рис. 1.21).

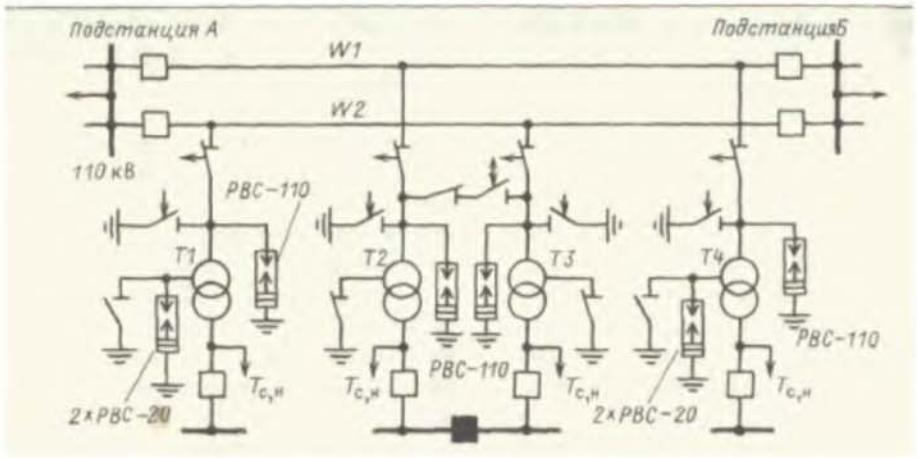


Рис. 1.21.
Схема питания ответвительных подстанций от проходящей линии

Это позволит избежать появления опасных напряжений на изолированных нейтралях других трансформаторов в случае неполнофазной подачи напряжения на линию вместе с подключенными к ней трансформаторами.

Так, при **однофазном** включении (фаза В) питающей линии под напряжение (рис. 1.22, *а)* в сердечниках отключенных фаз трансформатора с глухозаземленной нейтралью Т1 замкнется магнитный поток Фв неотключенной фазы. Он наведет в обмотках фаз *А* и *С* примерно равные ЭДС взаимоиндукции E_A и _Ес Трансформатор Т1 будет находиться в уравновешенном однофазном режиме. При однофазной симметричной системе напряжений на линейных выводах трансформатора (сумма этих напряжений равна нулю) напряжение на незаземленной нейтрали Т2 относительно земли также равно нулю:

$$U_0 = \frac{\underline{E}_A + \underline{U}_B + \underline{E}_C}{3} = 0$$

где

$$\underline{E}_A = \underline{E}_C = -\frac{\underline{U}_B}{2}$$

При двухфазном включении (фаз А и В) питающей линии (рис. 1.22,6) по сердечнику отключенной фазы замыкается суммарный магнитный поток $\underline{\Phi}_A + \underline{\Phi}_B = -\underline{\Phi}_C$, который наведет в обмотке отключенной фазы ЭДС взаимоиндукции $\underline{E}_C$, равную по значению и направлению напряжению фазы $\underline{U}_C$, если бы она была включена. Таким образом, на линейных вводах всех подключенных к пинии трансформаторов образуется симметричная трехфазная система напряжений, при которой напряжение на изолированной нейтрали трансформатора Т2 равно нулю.

$$\underline{U}_0 = \frac{\underline{U}_A + \underline{U}_B + \underline{E}_C}{3} = 0 \quad \text{где}$$

$$\underline{E}_C = -(\underline{U}_A + \underline{U}_B)$$

В сетях с эффективно заземленной нейтралью трансформаторы ***подвержены опасным перенапряжениям в аварийных режимах***, когда, например, при обрыве и соединении провода с землей выделяется по тем или иным причинам участок сети, не имеющий заземленной нейтрали со стороны источника питания. На таком участке напряжение на нейтралях трансформаторов становится равным по значению и обратным по знаку ЭДС заземленной фазы, а напряжение неповрежденных фаз относительно земли повышается до линейного. Возникающие при этом в результате колебательного перезаряда емкостей фаз на землю перенапряжения представляют собой серьезную опасность для изоляции трансформаторов и другого оборудования участка.

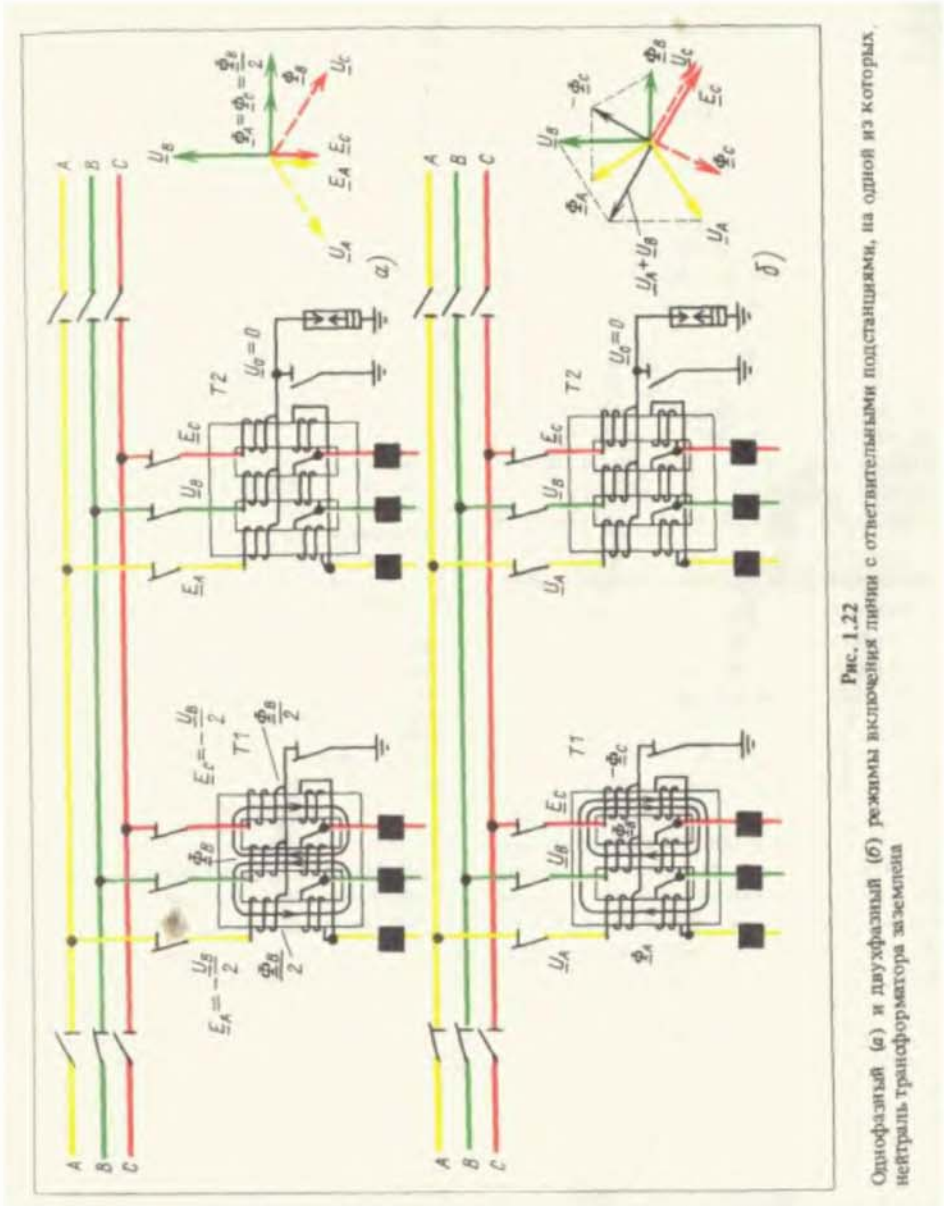


Рис. 1.22
Однофазный (*а*) и двухфазный (*б*) режимы включения линии с ответвительными подстанциями, на одной из которых нейтраль трансформатора заземлена

В сетях с эффективно заземленной нейтралью на случай перехода части сети в режим работы с изолированной нейтралью от замыканий на землю предусматривают защиты, реагирующие на напряжение нулевой последовательности $3U_0$, которое по-

является на зажимах разомкнутого треугольника трансформатора напряжения при соединении фазы с землей Защиты действуют на отключение выключателей трансформаторов с незаземленной нейтралью. Защиты от замыканий на землю в сети настраивают таким образом, чтобы при однофазном повреждении первыми отключались питающие сеть трансформаторы с изолированной нейтралью, а затем трансформаторы заземленной нейтралью. На тех подстанциях 110 кВ, где силовые трансформаторы не могут получать подпитку со стороны СН и НН, такие защиты от замыканий на землю не устанавливаются, не производится также и глухое заземление нейтралей.

Рекомендации оперативному персоналу. На основании изложенного оперативному персоналу могут быть даны следующие рекомендации.

При выводе в ремонт силовых трансформаторов, а также изменениях схем подстанций необходимо следить за сохранением режима заземления нейтралей, принятого в энергосистеме, и не допускать при переключениях в сетях с эффективно заземленной нейтралью выделения участков без заземления нейтралей у питающих сеть трансформаторов.

Во избежание же автоматического выделения таких участков на каждой системе шин подстанции, где возможно питание от сети другого напряжения, желательно иметь трансформатор с заземленной нейтралью с включенной на нем токовой защитой нулевой последовательности. В случае вывода в ремонт трансформатора, нейтраль которого заземлена, необходимо предварительно заземлить нейтраль другого параллельно работающего с ним трансформатора.

Без изменения положения нейтралей других трансформаторов производится отключение трансформаторов с изолированной нейтралью (трансформаторы старых выпусков с равнопрочной изоляцией выводов) или нейтралью, защищенной вентильным разрядником.

1.8

Уход за трансформаторным маслом

Масло в трансформаторах используется в качестве охлаждающей среды и изоляции. В роли охлаждающей среды оно отводит тепло от проводов обмоток. При этом важное значение имеет вязкость масла, изменяющаяся в зависимости от температуры. При положительной температуре масло менее вязко, при отрицательной вязкость возрастает, причем весьма неравномерно для масел различных марок. Высокая вязкость ухудшает прокачиваемость масла, затрудняет работу механизмов систем охлаждения. В связи с этим в эксплуатации вязкость масла нормируется. Она проверяется у свежих сухих трансформаторных масел перед заливкой в оборудование. Изоляционные свойства трансформаторных масел, находящихся в эксплуатации, характеризуются рядом показателей, значения которых должны быть не ниже следующих:

Класс напряжения трансформатора ввода кВ.	До 15	15-35	60-220	330-500	750
Электрическая прочность – пробивное напряжение, кВ.	20	25	35	45	55
Кислотное число	Не более 0,25 мг КОН/г масла				
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Не более 0,014 КОН/г масла для трансформаторов 630 кВ·А и выше и для герметичных мвслонаполняемых вводов				
Содержание механических примесей . . .	Отсутствие				
Снижение температуры вспышки масла в трансформаторах	Не более 5°С по сравнению с предыдущим анализом				
Тангенс угла диэлектрических потерь масла для трансформаторов и вводов до 70°С	Не более 7% для масла в оборудовании напряжением до 220 кВ.				

В процессе эксплуатации масло загрязняется, увлажняется, в нем накапливаются продукты Окисления, при этом масло теряет свои химические и электрофизические свойства, происходит необратимый процесс его старения. Продукты старения в виде шлама накапливаются на активных частях трансформатора, что затрудняет отвод тепла. Масло стареет за счет совместного воздействия на него кислорода воздуха и электрического поля. Активность кислорода усиливается в присутствии влаги, попадающей извне. Окислению способствуют высокие рабочие температуры, солнечный свет, присутствие растворимых в масле со-лей металлов (особенно меди и железа), являющихся катализаторами окисления. При наличии электрического поля в масле накапливается больше влаги, чем в тех же условиях, но при отсутствии электрического поля. Капли воды и частицы загрязнений располагаются в электрическом поле вдоль его силовых линий, что приводит к резкому снижению электрической прочности масла.

В связи с указанным за состоянием трансформаторных масел ведется систематический контроль.

Отбор проб масла. Качество масла проверяется путем периодического отбора проб и их лабораторного анализа. В зависимости от объема испытаний анализы масла делят на полный и сокращенный. Кроме того, масло испытывают на электрическую прочность; в состав испытания входят определение пробивного напряжения, влагосодержания и визуальное определение механических примесей. Если при лабораторном анализе будут обнаружены более низкие показатели качества масла по сравнению с установленными нормами, принимаются меры по восстановлению утерянных маслом свойств очисткой, осушкой и регенерацией.

Очистка и осушка масла. Масло очищается от механических примесей и влаги центрифугированием и фильтрованием через бумажные фильтры. Высокой степени очистки добиваются использованием центрифуги в комбинации с фильтр-прессом. Этот способ получил широкое применение при очистке масел в работающих трансформаторах напряжением до 110 кВ. В трансформаторах 220 кВ и выше, где к маслу предъявляются повышенные требования в отношении содержания газов (присутствие их играет существенную роль в процессе развития разряда), очистка производится во время ремонта, при этом одновременно ведутся процессы осушки, фильтрации и дегазации масла, а при необходимости и насыщение инертным газом (азотом).

В последнее время получил распространение способ осушки масла при помощи цеолитов. По составу цеолиты являются водными алюмосиликатами кальция или натрия. Они содержат огромное количество пор, имеющих размеры молекул. При фильтровании масла через слой высушенного цеолита находящаяся в масле влага проникает в поры и удерживается в них. Устройство цеолитовой установки показано на рис. 1.23. Отработанные цеолиты восстанавливаются в стационарных установках продувкой горячим воздухом.

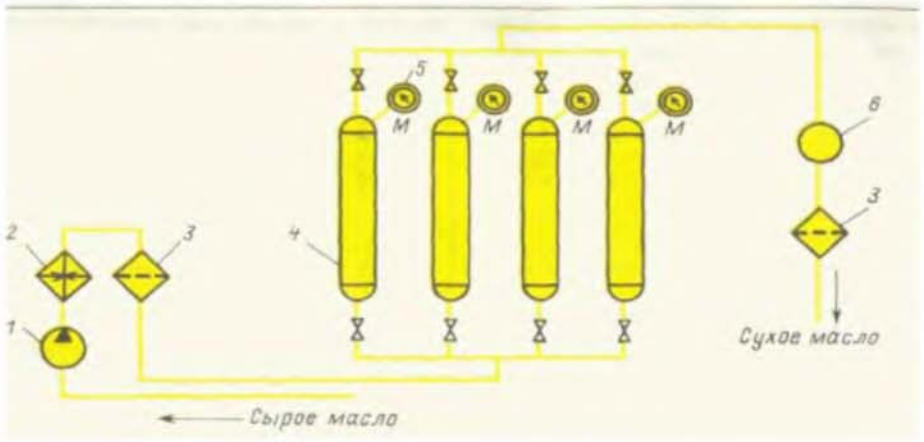


Рис. 1.23.
Схема цеолитовой установки для осушки масла:
1 - маслонасос; *2* - маслоподогреватель; *3* - фильтр механической очистки; *4* - цеолитовый филь-традсорбер; 5 - манометр; *6* - расходомер

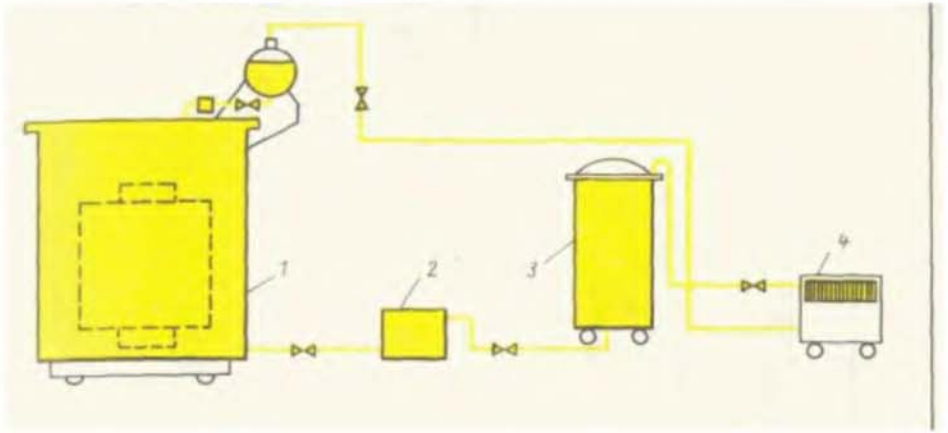


Рис. 1.24.
Схема установки для регенерации масла в трансформаторе, находящемся в работе:
1 - трансформатор; *2* - маслоподогреватель; *3* - адсорбер; *4* - фильтр-пресс

Регенерация - это восстановление окисленного масла или, точнее, удаление из него продуктов старения. На практике обычно сталкиваются с регенерацией эксплуатационных масел с кислотным числом, не превышающим 0,3-0,4 мг КОН/г масла. В условиях эксплуатации для регенерации применяются различного рода адсорбенты. Восстанавливающие свойства адсорбентов основаны на способности осаждать на их поверхности продукты старения, при этом никакой химической реакции не происходит. Между молекулами адсорбента и адсорбируемого вещества действуют силы межмолекулярного притяжения.

Предохранение масла от увлажнения и окисления. Выше были рассмотрены способы поддержания электрической прочности и основных химических показателей масла в пределах установленных норм путем периодической очистки и осушки. Наряду с этим применяются специальные устройства защиты масла в трансформаторах в процессе эксплуатации.

Применяются адсорбенты естественного и искусственного происхождения. Из числа естественных чаще других используется отбеливающая земля "зикеевская опока", из искусственных силикагель (крупнопористый марки КСК и мелкопористый КСМ). Значительно реже применяется активный оксид алюминия, обладающий высокой адсорбционной способностью по отношению к кислым продуктам старения масла.

При регенерации масло прокачивается через наполненный адсорбентом бак адсорбер. Передвижные адсорберы применяются для регенерации масла как во время ремонта, так и в работающих трансформаторах (рис. 1.24)

Расширитель трансформатора помимо основной функции – компенсировать изменение объема масла в масляной системе трансформатора вследствие колебаний температуры позволяет также уменьшить площадь открытой поверхности масла соприкасающейся с воздухом, что в конечном счете снижает степень окисления, увлажнения и загрязнения масла. Влага и механические примеси, попадая в расширитель из воздуха, осаждаются в его нижней части, откуда легко удаляются при ремонтах.

Воздухоочистительные фильтры (рис. 1.25) устанавливают на опускных (дыхательных) трубах расширителей. В нижней части фильтра размещается масляный затвор 6, работающий по принципу сообщающихся сосудов. Он очищает проходящий через него воздух от механических примесей и, кроме того, устраняет прямой контакт масла в расширителе с окружающей атмосферой. Корпус фильтра заполняется силикагелем 5, осаждающим на своей поверхности частицы воды, содержащиеся в воздухе. Воздух проходит через фильтр при следующих обстоятельствах. С понижением температуры трансформатора объем масла в нем уменьшается. В расширителе создается разрежение. Соотношение уровней масла в затворе изменяется. Когда уровень масла во внешней полости затвора упадет настолько, что обнажится край затворного цилиндра, порция атмосферного воздуха прорвется через затвор, пройдет через поглотитель влаги и попадет в расширитель. При нагревании трансформатора, когда масло начнет оказывать давление на воздушную подушку, в расширителе процесс произойдет в обратном направлении. Затворы рекомендуется заполнять маслом АМГ-10 а в северных районах страны морозостойким маслом МВП

В воздухоочистительных фильтрах применяют силикагель марки КСМ или КСК, Перед зарядкой воздухоочистительного фильтра силикагель просушивают при температуре 140-150 °С в течение 8ч. Для повышения влагопоглощаемости основная масса силикагеля пропитывается хлористым кальцием, а индикаторный силикагель – еще и хлористым кобальтом. Для придания ему голубой окраски.

Влагопоглощаемость белого силикагеля, обработанного хлористым кальцием, больше, чем индикаторного. Поэтому индикаторный силикагель берется в небольшом количестве и размещается напротив смотрового окна *4*. Воздухоосушающая способность фильтра определяется визуаль-

но по изменению цвета индикаторного силикагеля из голубого в розовый. Розовый цвет даже нескольких зерен индикаторного силикагеля свидетельствует об его увлажнении и необходимости замены всего силикагеля. Средний срок службы силикагеля в воздухо-очистительных фильтрах зависит от объема масла в трансформаторе и колеблется в диапазоне 1-2 лет. Замена масла в масляных затворах производится через 2-3 года.

Адсорбционные и термосифонные фильтры получили распространение для непрерывной регенерации масла в трансформаторах в процессе эксплуатации. Их выполняют в виде металлических цилиндров, заполненных сорбентом, поглощающим продукты окисления и влагу из циркулирующего через них масла. Адсорбционные фильтры применяют в системах охлаждения ДЦ и Ц, где обеспечивается принудительная прокачка масла через фильтры, термосифонные фильтры – на трансформаторах с системами охлаждения М и Д. Масло в термосифонных фильтрах перемещается сверху вниз вследствие разности плотностей нагретого и охлажденного масла.

Сорбентом в фильтрах служит силикагель КСК или активный оксид алюминия, которые предварительно должны быть хорошо просушены. Фильтры подключают к трансформаторам со свежим маслом. Очередную замену сорбента производят после того, как кислотное число превысит 0,1-0,12 мг КОН/г масла.

Азотная защита устраняет контакт масла в расширителе трансформатора с атмосферным воздухом, предотвращая тем самым загрязнение и окисление масла Среди многих известных систем азотной защиты чаще встречается система низкого давления (давление азота не более 3 кПа) с применением эластичной емкости (рис. 1.26).

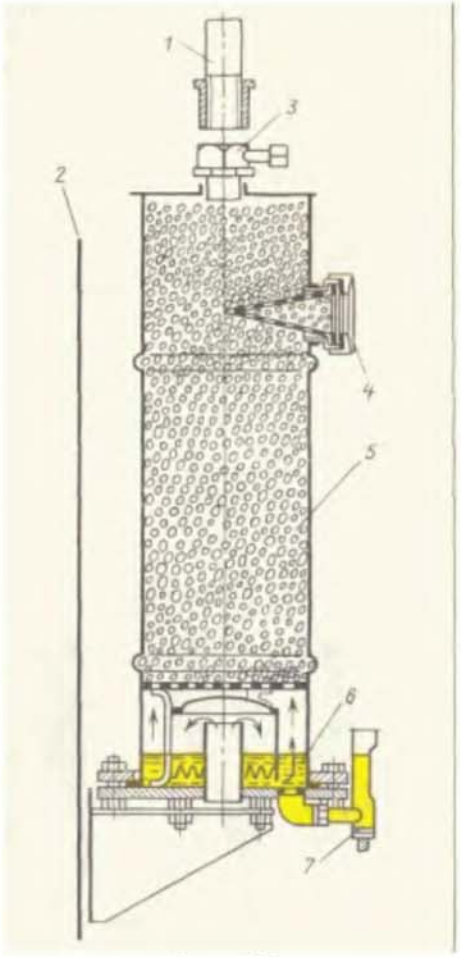


Рис. 1.25.
Воздухоочистительный фильтр трансформатора:
1 - дыхательная трубка трансформатора; 2- стенка бака; *3* - соединительная гайка; *4* - смотровое окно патрона с индикаторным силикагелем; *5* - зерна силикагеля; 6 - масляный затвор; 7 - указатель уровня масла в затворе

Основным элементом системы является эластичный резервуар *6,* выполняемый из газонепроницаемого химически стойкого материала (резинотканевая пластина) и соединяемый газопроводом с расширителем трансформатора 1.

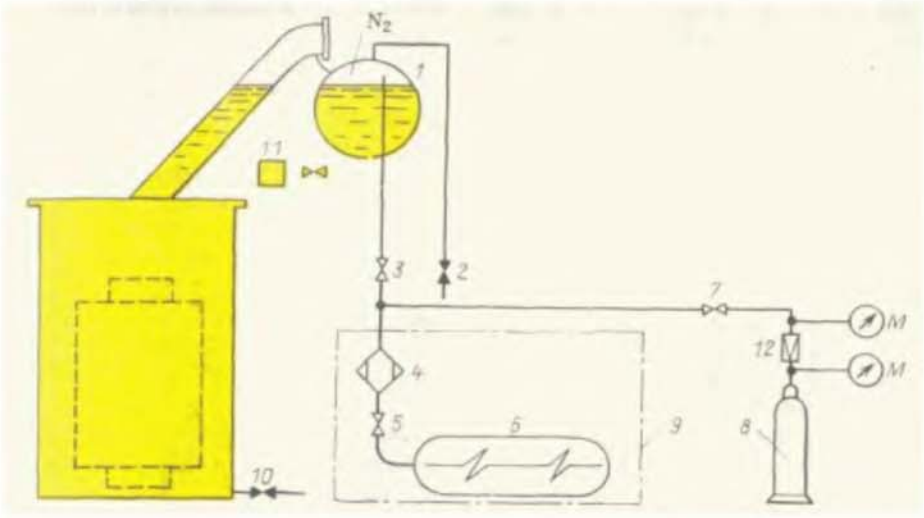


Рис. 1.26.
Схема азотной защиты масла в трансформаторе с применением эластичной емкости:
1- расширитель трансформатора; 2 - вентиль продувки азотом надмасляного пространства; 3 кран питания системы азотом; 4 - осушитель силикагелевый (или цеолитовый); 5 -вентиль эластичного резервуара; *6* - эластичный резервуар; 7 - кран подключения баллона с редуктором и манометрами давления; *8* - газовый баллон; 9 - защитный металлический кожух; *10* - сливной кран; *11* - газовое реле; *12* - редуктор

Система заполняется постоянным количеством азота, давление которого незначительно превышает нормальное атмосферное давление при всех температурных изменениях уровня масла в расширителе. Так, при нагреве трансформатора, когда уровень масла в расширителе поднимается, азот, заполняющий его, переходит в эластичный резервуар, объем которого увеличивается. При понижении уровня масла в расширителе азот переходит в него из резервуара, при этом стенки эластичного резервуара опадают. Для поглощения влаги, которая может по тем или иным причинам поступить в газовую систему из масла или изоляции, а также из газового баллона *8* во время подпитки системы азотом, служит газоосушитель *4.*

На подстанциях с двумя и более трансформаторами применяется групповая азотная защита с питанием от одного эластичного резервуара.

Все элементы и узлы газовой системы трансформаторов тщательно уплот-няются, проходят опрессовку азотом при давлении 50 кПа. Масло в трансформаторе должно быть нейтральным, сухим, дегазированным и азотированным. Дегазация масла производится под вакуумом на специальных установках, насыщение азотом - продувками. При трех-четырех продувках кислород в масле практически полностью замещается азотом. Содержание кислорода в газовом пространстве расширителя должно быть не более 1%. При большем содержании кислорода азотная защита масла неэффективна.

Обслуживание азотной защиты

При осмотре устройства проверяют уровень масла в расширителе трансформатора, наполнение эластичных резервуаров азотом, цвет силикагеля в осушителе. Если объем эластичных резервуаров мал и не соответствует

уровню масла в расширителе, проверяют внешнее состояние эластичных резервуаров и герметичность соединений всей газовой системы.

При необходимости производится подпитка газовой системы азотом из баллонов. Для этого отключается газовая защита трансформатора, закрывается кран 3 (рис. 1.26), и система через редуктор и кран 7 заполняется потом из баллонов до тех пор, пока обьем эластичного резервуара не станет соответствовать уровню масла в расширителе. Подключение эластичного резервуара к трансформатору производится в обратном порядке. Последней выполняется операция включения в работу газовой защиты трансформатора. В нормальном состоянии необходимость в подпитке азотом возникает, как правило, не чаще 1 раза в месяц. Однако передовой опыт свидетельствует о том, что при надежной герметичности соединений всех узлов в надмасляном пространстве подпитку резервуаров азотом производят в среднем 1 раз в год.

Пробы газа отбирают через 6 мес. Если в газовой смеси обнаруживается более 3% кислорода, производится 10-минутная продувка надмасляного пространства в расширителе технически чистым и сухим азотом (с содержанием кислорода не более 0,5 %). Продувка азотом производится при открытом вентиле 2. Газовая защита трансформатора выводится из работы на все время продувки. Доливка масла в трансформатор, имеющий азотную защиту, производится через нижний сливной кран 10, при этом проверяется надежность подсоединения маслопровода к крану.

Пленочная защита основана на герметизации масла трансформатора подвижной пленкой, помещаемой в расширителе трансформатора и изолирующей масло в расширителе от соприкосновения с атмосферным воздухом. Конструктивно пленочная защита выполняется в виде эластичного компенсатора, способного изменять свой объем при всех температурных колебания? объема масла в трансформаторе, или в виде эластичной мембраны, плавающей на поверхности масла и свободно изгибающейся при изменениях объема масла в расширителе. В обоих случаях в надмасляном пространстве трансформатора сохраняется нормальное атмосферное давление.

Уровень масла в расширителе определяется по стрелочному указателю (специальной конструкции), рычаг которого опирается на поверхность пленки. Трансформатор с пленочной защитой заполняется дегазированным маслом. Необходим периодический контроль газосодержания масла.

К недостаткам пленочной защиты относят сложность размещения и герметизации эластичных пленок внутри расширителя, а также невозможность повседневного визуального контроля за их исправностью. Герметичность пленки проверяется при ремонте трансформатора. Внеочередная проверка ее состояния должна проводиться в случае срабатывания газовой защиты трансформатора.

Присадки, увеличивающие срок службы трансформаторного масла. Свежее нормально очищенное масло содержит смолы, являющиеся естественными антиокислителями, защищающими масло от окисления в начальный период. Повышение стабильности регенерированных масел в эксплуатации достигается применением специальных присадок, тормозящих процесс окисления. В зависимости от механизма действия присадки относят к следующим группам:

1) ингибиторы - антиокислители;

2) деактиваторы - вещества, уменьшающие каталитическое действие растворимых в масле соединений, содержащих металлы;

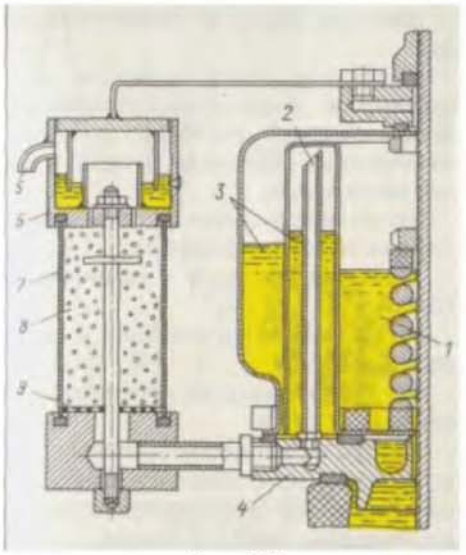


Рис. 1.27.
Расширитель маслонаполненного ввода 110кВ:
1 - масло во вводе; 2 - дыхательная трубка масляного затвора ввода; 3 - масло в затворе; 4 - поддон; 5 - дыхательная трубка воздухоочистителя; 6 - масляный затвор воздухоочистителя; 7-стеклянная трубка; *8* - силикагель: *9* - сетка

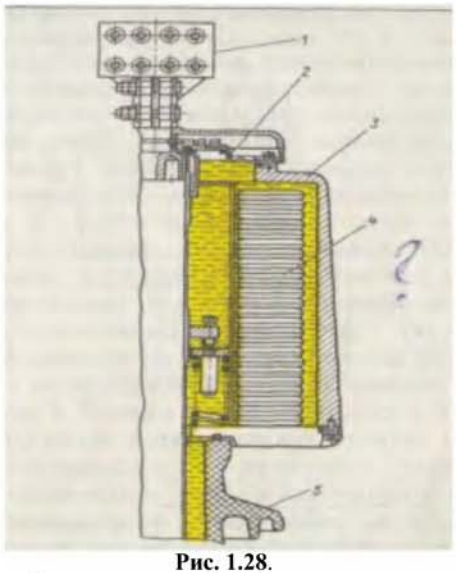


Рис. 1.28.
Размещение сильфона в расширителе герметичного ввода конденсаторного типа:
1 - контактный зажим ввода; 2 - защитная мембрана; 3 - корпус расширителя; 4 - металлический герметичный сильфон, заполненный инертным газом; *5* - фарфоровая покрышка ввода

3) пассиваторы - вещества, образующие на металле пленку, предохраняющую масло от каталитического действия металлов.

Широкое применение нашли такие присадки, как ионол, антраниловая кислота и др. Ионол – типичный ингибитор Будучи введенным в масло в количестве 0,2 % массы масла, он эффективно замедляет образование осадка в хорошо очищенных маслах, тормозит рост 6.

Антраниловая кислота - присадка, обладающая многофункциональным действием. Это сильный деактиватор и пассиватор, но слабый ингибитор. При введении в масло антраниловой кислоты (0,02-0,05%) коррозия меди и железа практически прекращается.

Эффективно одновременное применение ионола и антраниловой кислоты.

Доливку масла в трансформаторы, залитые маслом с присадками, производят таким же маслом, которое было залито первоначально.

Не допускается смешение масел из нефтей различных месторождений без проверки влияния на них присадок.

1.9

Обслуживание маслонаполненных вводов

Элементы конструкции. Маслонаполненные вводы служат для ввода высокого напряжения в баки силовых трансформаторов и реакторов, масляных выключателей, а также для прохода через стены помещений закрытых РУ.

Токоведущая система ввода представляет собой медную трубу с контактным зажимом сверху и экранированным контактным узлом снизу. У вводов силовых трансформаторов через медную трубу обычно пропускают

гибкий отвод обмотки. Изоляция ввода состоит из двух фарфоровых покрышек, закрепленных на заземленной соединительной втулке, элементов бумажной изоляции и заполняющего ввод масла.

Отечественной промышленностью выпускаются также вводы с твердой изоляцией (изоляционный сердечник из бумажной намотки, пропитанной бакелитовой смолой), в конструкции коюрых отсутствует нижняя фарфоровая покрышка. После установки такого ввода его нижняя часть оказывается погруженной в масло, находящееся в трансформаторе.

По способу защиты внутренней изоляции маслонаполненные вводы разделяют на герметичные и негерметичные.

Выравнивание напряженности электрического поля на изолирующем промежутке вводов осуществляется металлическими уравнительными обкладками. Последние обкладки нередко используются в качестве измерительных конденсаторов. К выводам от них подключаются приспособления для измерения напряжения (ПИН) По ряду причин применение ПИН в эксплуатации не получило широкого распространения.

Все неиспользуемые выводы от измерительных конденсаторов должны заземляться. Разземление или обрыв выводов от измерительных конденсаторов вызывает нежелательное перераспределение напряжения по слоям бумажной изоляции, что может привести к ухудшению ее свойств и, как следствие, к пробою.

Заполнение маслом вводов негерметичного исполнения обеспечивается маслорасширителями, снабженными маслоуказателями и устройствами защиты масла от увлажнения и загрязнения. На рис. 1.27 показан расширитель маслонаполненного ввода с масляным затвором (работающим по принципу сообщающихся сосудов) и воздухо-очистительным фильтром. Корпусом фильтра служит стеклянная трубка, заполненная силикагелем. Масса силикагеля берется из расчета 0,5 - 1 кг на 1000 кг масла. Индикаторный силикагель размещается сверху и снизу трубки вблизи входного и выходного отверстий. Активность силикагеля в фильтре контролируется по изменению цвета индикаторного силикагеля из голубого в розовый. Замена масла в масляном затворе производится через специальные отверстия в расширителе.

В герметичных вводах конденсаторного типа, постоянно находящихся под некоторым избыточным давлением, компенсация температурных изменений объема масла осуществляется с помощью компенсирующих устройств (сильфонов, заполненных азотом и герметически запаянных). Сильфоны размещают в расширителях (рис. 1.28) или в баках давления.

На рис. 1.29 показаны схемы масляных систем герметичных вводов. Контроль за давлением в герметичных вводах осуществляется с помощью манометров. В зависимости от температуры допустимое давление находится по графику. Оно не должно выходить за пределы рабочей области графика (0,02-0,25 МПа). Для удобства обслуживания отметки предельных значений давлений наносятся на шкалах манометров. В случае снижения нормируемых значений давления производится проверка мест уплотнений во вводе.

Осмотр маслонаполненных вводов. При осмотре вводов, находящихся под напряжением, проверяют:

уровень масла во вводе по маслоуказателю расширителя. При температуре окружающего воздуха 20°С уровень масла должен находиться на половине высоты маслоуказателя;

состояние и цвет силикагеля в воз духоочистительном фильтре;

давление масла в герметичных вводах;

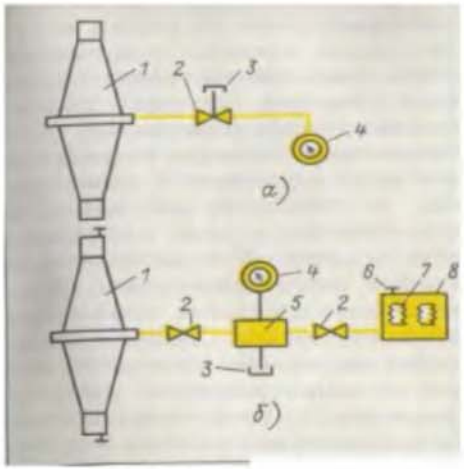


Рис. 1.29.

Схемы масляных систем герметичных вводов со встроенным сильфоном *(а)* и с выносным баком давления *(б)*:

1 - ввод; 2 - вентиль; 3 - заглушка; 4 -манометр; 5 — переходник с четырьмя отверстиями; 6 - пробка для выпуска воздуха; 7 - сильфон; 8 — бак давления

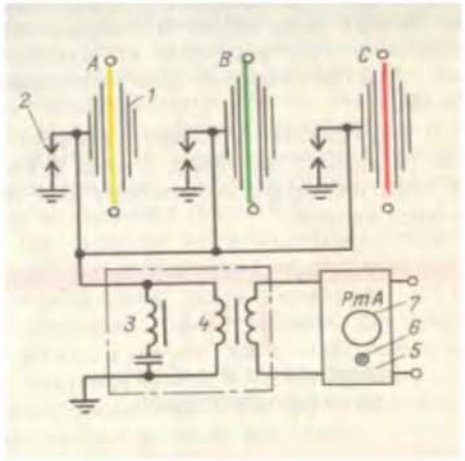


Рис. 1.30.

Схема включения устройства контроля изоляции вводов (КИВ):

1 - конденсаторный ввод; 2 - разрядник типа РВНК-0,5; 3 - фильтр третьей гармоники; 4 - суммирующий трансформатор; 5 - основной измерительный блок; 6 - кнопка включения прибора; 7 - прибор для измерения тока небаланса

отсутствие течей масла в местах соединений фарфоровых покрышек с соединительной втулкой, а также в соединениях отдельных деталей в верхней части ввода;

отсутствие загрязнений поверхности, трещин и сколов фарфора;

состояние фланцевой резиновых уплотнений;

отсутствие потрескиваний и звуков разрядов;

отсутствие нагрева контактных соединений.

Контроль изоляции вводов. Вводы конденсаторного типа с бумажно-масляной изоляцией заполняются небольшим количеством масла и имеют повышенные градиенты электрического поля. В этих условиях причинами повреждения вводов обычно являются тепловые пробои бумажной изоляции. Большую часть повреждений связывают с увлажнением и технологическими дефектами бумажной основы. Развитие повреждений происходит в течение более или менее продолжительного периода времени.

Для выявления повреждений внутренней изоляции вводов в начальной стадии применяют устройства контроля изоляции вводов (КИВ). Особенно широко их используют для непрерывного контроля изоляции трансформаторных вводов напряжением 500кВ и выше.

Действие КИВ, принципиальная схема включения которого показана на рис. 1.30, основано на измерении суммы емкостных токов первой гармоники вводов трех фаз. При равенстве емкостей вводов и фазных напряжений в нулевом проводе звезды образованной соеденений выводов обкладок вводов, сумма емкостных токов близка к нулю.

Так, у исправного ввода 500 кВ емкостный ток равен 100 мА, а небаланс суммы емкостных токов трех фаз составляет всего 3-5 мА. При нарушении изоляции одного из вводов ток небаланса резко возрастает.

В комплект устройства входит суммирующий трансформатор *4* (суммирующий емкостные токи и обеспечи-

вающий безопасность работы устройства в случае развития пробоя) и основной блок 5, содержащий измерительный, сигнальный и отключающий каналы, а также канал блокировки. Суммирующий трансформатор устанавливается в шкафу вблизи контролируемого оборудования, основной блок - на панели релейной защиты. Получаемый от суммирующего трансформатора сигнал преобразуется в схеме основного блока и поступает на измерительный прибор с двумя диапазонами измерений (0-20 и 0-100 мА) и на входы оперативных каналов устройства.

В зависимости от тока небаланса КИВ срабатывает на **сигнал** при токе выше 7 % номинального емкостного тока ввода на отключение трансформатора при токе выше 25 % номинального емкостного тока ввода, мгновенно блокируется при токе, превышающем 70 % номинального емкостного тока ввода. Блокировка предотвращает ложное срабатывание на отключение при повреждениях в цепях суммирующего трансформатора и вводов. В этом случае КИВ отключают, выясняют и устраняют причину повреждения.

Главным в устройстве считается сигнальный канал. Его срабатывание указывает на прогрессирующее повреждение изоляции ввода. При срабатывании КИВ на сигнал необходимо измерить прибором небаланс тока. Если он превышает установленное значение, то измерением емкостного тока каждого ввода определяют дефектный. Измерение производят переносным прибором типа ВАФ-85 путем охвата клещами специальной рамки из провода, находящейся в шкафу, где установлен суммирующий трансформатор[1]. Результаты замера записывают в оперативный журнал и ставят вопрос об отключении трансформатора для испытаний ввода.

В нормальных условиях эксплуатации регулярно, не менее 1 раза в смену, контролируют по прибору ток небаланса вводов.

1.10

Неполадки в работе трансформаторов

Во время эксплуатации не исключено возникновение различного рода дефектов и неполадок трансформаторов, в разной степени отражающихся на их работе. С одними неполадками трансформаторы могут длительно оставаться в работе, при других необходим немедленный вывод их из работы. В каждом случае возможность дальнейшей работы определяется характером повреждения. Не оперативность персонала, несвоевременное принятие мер, направленных на устранение порой незначительных дефектов, приводят к аварийным отключениям грансформаторов.

Причины повреждений заключаются в неудовлетворительных условиях эксплуатации, некачественном ремонте и монтаже трансформаторов.

Немалую роль играют дефекты отдельных элементов конструкции современных трансформаторов, применение недостаточно высокого качества изоляционных материалов

Типичными являются повреждения изоляции, магнитопроводов, переключающих устройств, отводов, маслонаполненных и фарфоровых вводов.

[1]В ряде энергосистем устройства КИВ снабжаются сигнальными фазочуствительными приставками, дающими возможность сразу же после срабатывания или блокировки КИВ определять фазу трансформатора, на которой повредилась изоляция ввола или произошел обрыв проводов, соединяющих конденсатор ввода с суммирующим трансформатором КИВ. Повреждение сигнализируется загоранием соответствующей лампы па панели КИВ.

.

Повреждение изоляции. Главная изоляция часто повреждается из-за нарушении ее электрической прочности при увлажнении, а также при наличии мелких изъянов. В трансформаторах 220 кВ и выше повреждения связывают с появлением так называемого "ползущего разряда", представляющего собой постепенное разрушение изоляции местными разрядами, распространяющимися по поверхности диэлектрика под действием рабочего напряжения. На поверхности изоляции появляется сетка токопроводящих каналов. При этом сокращается расчетный изоляционный промежуток, что и ведет к пробою изоляции с образованием мощной дуги внутри бака.

К интенсивному тепловому износу витковой изоляции приводит набухание дополнительной изоляции катушек и связанное с этим прекращение циркуляции масла из-за частичного или полного перекрытия масляных каналов.

Механические повреждения витковой изоляции нередко происходят при КЗ во внешней электрической сети и недостаточной электродинамической стойкости трансформаторов, что является результатом ослабления усилий запрессовки обмоток.

Магнитопроводы повреждаются из-за перегрева вследствие разрушения лаковой пленки между листами и спекания листов стали, при нарушении изоляции прессующих шпилек, при возникновении короткозамкнутых контуров, когда отдельные элементы магншопровода оказывакисн замкнутыми между собой и на бак.

Повреждение переключающих устройств ПБВ происходит при нарушении контакта между подвижными контактными кольцами и неподвижными токоведущими стержнями. Ухудшение контакта происходит при снижении контактного давления и образовании оксидной пленки на контактных поверхностях

Переключающие устройства РПН являются достаточно сложными устройствами. требуюшими тщательной наладки, проверки и проведения специальных испытаний Причинами повреждения РПН являются нарушения в работе контакторов и переключателей, подгары контактов контакторных устройств, заклинивания механизмов контакторов. утрата механической прочности стальными деталями и бумажно-бакелитовым валом. Повторяются аварии, связанные с повреждением регулировочной обмотки в результате перекрытия внешнего промежутка защитного разрядника.

Повреждения отводов от обмоток к переключающим устройствам и вводам вызываются главным образом неудовлетворительным состоянием паек контактых соединений, а также приближением гибких отводов к стенкам баков, загрязнением масла проводящими механическими примесями, в том числе оксидами и частицами металла из систем охлаждения.

Повреждения вводов 110 кВ и выше связаны в основном с увлажнением бумажной основы. Попадание влаги внутрь вводов возможно при некачественном выполнении уплотнений, при доливке вводов трансформаторным маслом с пониженной диэлектрический прочностью. Заметим, что повреждения вводов, как правило, сопровождаются пожарами трансформаторов, приносящими значительный ущерб.

Характерной причиной повреждения фарфоровых вводов является нагрев контактов в резьбовых соединениях составных токоведущих шпилек или в месте подсоединения наружных шин

Защита трансформаторов от внутренних повреждений осуществляется устройствами релейной защиты. Основными быстродействующими защитами является дифференциальная токовая защита от всех видов КЗ в обмотках и на выводах трансформатора, газовая защита от замыканий, происходящих внутри бака трансформатора и сопровождающихся выделением газа и ог понижения уровня масла, токовая отсечка без выдержки времени от повреждений в ьрапсформаторе, сопровождающихся прохождением сравнительно больших токов КЗ.

Все защиты от внутренних повреждений действуют на отключение всех выключателей трансформатора, а на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам (без выключателей со стороны ВН), - на включение короткозамыкателя или на отключение выключателя питающей линии.

Контроль за состоянием трансформаторов и обнаружение возникающих в них повреждений по анализу газов, растворенных в масле. Для обнаружения повреждений трансформаторов на возможно более ранних стадиях их возникновения, когда выделение газа может быть еще очень слабым, в эксплуатационной практике широко пользуются методом хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

Дело в том, что при развивающихся повреждениях трансформаторов, вызываемых высокотемпературным нагревом, происходит разложение масла и твердой изоляции с образованием легких углеводородов и газов (вполне определенного состава и концентрации), которые растворяются в масле и накапливаются в газовом реле трансформатора. Период накопления газа в реле может быть достаточно длительным, а скопившийся в нем газ может существенно отличаться от состава газа, отобранного вблизи места его выделения. Поэтому диагностика повреждения на основе анализа газа, отобранного из реле, является затрудненной и может быть даже запоздалой.

Анализ пробы газа, растворенного в масле, помимо более точной диагностики повреждения дает возможность наблюдения за его развитием до .срабатывания газового реле. И даже в случае крупных повреждений, когда газовая защита срабатывает на отключение трансформатора, сравнение составов газа, взятого из реле и растворенного в масле, может быть полезным для более правильной оценки серьезности повреждения

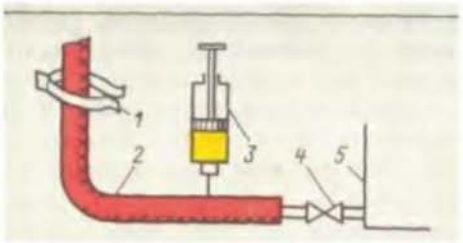


Рис. 1.31.
Отбор проб масла из трансформатора с помощью шприца:

1 - зажим; 2 - резиновый шланг; 3 -шприц; 4 - кран; 5 бак трансформатора

Установлены состав и предельные концентрации газов, растворенных в масле, исправных трансформаторов (табл. 1.4) и при характерных видах повреждений. Так, например, при разложении масла под действием электрической дуги (перекрытие в переключателе) выделяется преимущественно водород. Из непредельных углеводородов преобладает ацетилен, который в данном случае является характерным газом. Оксид и двуоксид углерода присутствуют в незначительных количествах

Таблица 1.4. Предельная концентрация растворенных в масле газов для исправных трансформаторов

Наименование газа и его химическая формула	Содержание газа, %, в зависимости от срока эксплуатации трансформатора	
	до 5 лет	от 5 до 10 лет
Водород H_2	0,005	0,01
Метан CH_4	0,005	0,01
Этан C_2H_6	0,01	0,02
Этилен C_2H_4	0,01	0,03
Ацетилен C_2H_2	0,0015	0,003
Оксид углерода CO	0,03	0,05
Диоксид углерода CO_2	0,3	0,5

А вот газ, выделяющийся при разложении масла и твердой изоляции (междувитковое замыкание в обмотке), отличается от газа, образующегося при разложении только масла, заметным содержанием оксида и диоксида углерода

В целях более ранней диагностики повреждений из трансформаторов периодически (2 раза в год) отбирают пробы масла для хроматографического анализа газов, растворенных в масле, при этом для отбора проб масла пользуются медицинскими шприцами (рис. 1.31). Отбор пробы производится следующим образом: очищают от загрязнений патрубок крана, предназначенный для отбора пробы; на патрубок надевают резиновый шланг. Открывают кран и шланг промывают маслом из трансформатора; конец шланга поднимают вверх для удаления пузырьков воздуха. На конце шланга устанавливают зажим; иглу шприца вкалывают в стенку шланга. Забирают масло в шприц и затем сливают масло через иглу для промывки шприца; повторяют операцию заполнения шприца маслом; заполненный маслом шприц вкалывают иглой в резиновую пробку и в таком виде отправляют в лабораторию.

Анализ проводится в лабораторных условиях с применением хроматографа ЛХМ-8МД. Результаты анализа сопоставляются с обобщенными данными состава и концентрации газа, выделяющегося при различных видах повреждений трансформаторов, и выдается заключение об исправности трансформатора или его повреждении и степени опасности этого повреждения.

По составу растворенных в масле газов возможно определение перегрева токопроводящих соединений и элементов конструкции остова трансформатора, частичных электрических разрядов в масле, перегрева и старения твердой изоляции трансформатора.

Глава 2

Обслуживание синхронных компенсаторов.

2.1

Реактивная мощность

Нагрузка электрической системы наряду с активной всегда содержит реактивную составляющую. Под нагрузкой здесь понимается мощность, необходимая потребляющей части системы в некоторый рассматриваемый момент времени. Таким образом, нагрузка - это активная и реактивная мощности, потребность в которых удовлетворяется генерирующей частью системы.

Активная мощность представляет собой энергию, которая потребляется цепью переменного тока за единицу времени. Она выражается произведением действующих значений напряжения U, силы тока I и фазового сдвига между этими величинами на угол φ, т есть $P=UI\cos\varphi$.

Умножение активной мощности на время дает электрическую энергию, которая с помощью физических эквивалентов может быть выражена в других видах энергии (тепловой, механической и др.).

Активная мощность получается в результате преобразования первичных видов энергии (например, сжигания топлива на электростанциях). Потоки активной мощности всегда направлены от генераторов электростанций в сеть.

Реактивная мощность необходима потребителям электрической энергии, которые по принципу своего действия используют энергию магнитного поля. Потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели, индукционные печи, люминесцентное освещение, трансформаторы для дуговой сварки, а также отдельные звенья передачи электрической энергии - трансформаторы, реакторы, линии и др.

Формула реактивной мощности $Q = UI\sin\varphi$ по своей структуре идентична формуле активной мощности $P=UI\cos\varphi$. Мало того, в выражении полной мощности $S=\sqrt{P^2+Q^2}$ оба эти компонента равноценны. Однако физически P и Q существенно различны, и сходство между ними формальное.

Активная мощность является результатом перемножения периодических синусоидальных величин $\underline{U}$ и $\underline{Ia} = U\cos\varphi$, совпадающих по фазе, а реактивная мощность - результатом такого же перемножения величин $\underline{U}$ и $\underline{I_l} = U\sin\varphi$, сдвинутых по фазе на угол 90° (рис. 2.1).

В первом случае перемножаются величины одного знака и синусоида мгновенных значений мощности P расположена выше оси абсцисс

(рис. *2.2,а),* при этом мощность является определенной существенно положительной величиной. Во втором случае перемножаются величины как одного знака, так и разных знаков, а полупериоды результирующей синусоиды мгновенных значений мощности, имеющей удвоенную частоту, располагаются попеременно то выше, го ниже оси абсцисс так, что среднее значение мощности *P* за любой интервал времени, кратный полупериоду частоты равно нулю (рис. 2.2,б).

Количество магнитной энергии, периодически запасаемой индуктивностью, связано с характером изменения синусоидального тока. Она то накапливается в индуктивности до некоторого максимального значения, то убывает до нуля. За один период переменного тока магнитная энергия дважды поступает от генератора в цепь и дважды он получает ее обратно, т.е. реактивная мощность является энергией, которой обмениваются генератор и потребитель. Она не имеет никакого физического эквивалента для перевода в другие виды энергии. Физический смысл реактивной мощности сводится лишь к скорости изменения энергии магнитного поля, что необходимо, например, и при передаче энергии из одной обмотки трансформатора в другую, и при работе электродвигателя с механической нагрузкой на валу, где энергия статора электродвигателя передается ротору также с помощью переменного магнитного поля.

Для получения реактивной мощности не требуется непосредственных затрат первичной энергии (топливо на электростанциях не расходуется). Однако при обмене энергией между генератором и потребителем и обратно в обмотках генератора и в сети возникают дополнительные потери активной мощности, требующие затрат первичной энергии. Так. например,

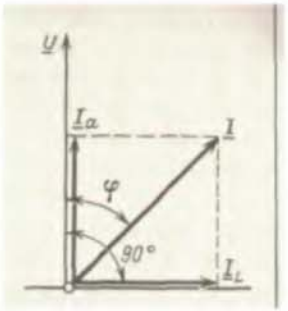


Рис. 2.1.
Разложение вектора полного тока на активную и реактивную составляющие

потери в линии при передаче реактивной мощности в простейшей цепи однофазного синусоидального тока составят $\Delta P_A = (U\sin\varphi)^2 R$, где *R* - активное сопротивление линии**.**

Таким образом, передача реактивной мощности к месту ее потребления сопряжена с активными потерями во всех звеньях передачи, которые должны покрываться активной энергией генераторов. Поэтому возникает проблема возможного снижения этих потерь.

В теории переменных токов рассматривают два вида реактивной мощности: реактивную мощность при отстающем от напряжения векторе полного тока генератора и реактивную мощность при векторе полного тока, опережающем вектор напряжения. Считают, что эти два вида реактивной мощности противоположны по направлению (по знаку) и при их совместном рассмотрении они компенсируют ("уничтожают") друг друга, при этом сеть разгружается от реактивной мощности.

В нагрузке электрических систем отстающая (индуктивная) составляющая реактивной мощности, как правило, преобладает над опережающей (емкостной) составляющей реактивной мощности. Поэтому от генераторов электростанций требуют генерирования активной мощности и реактивной отстающей мощности, именно той реактивной мощности, которая требуется нагрузке. Для этого генераторы рассчитывают на работу с коэффициентом мощности $\cos\varphi < 1$, что позволяет им выдавать в сеть значительную реактивную мощность и обеспечивать ее регулирование.

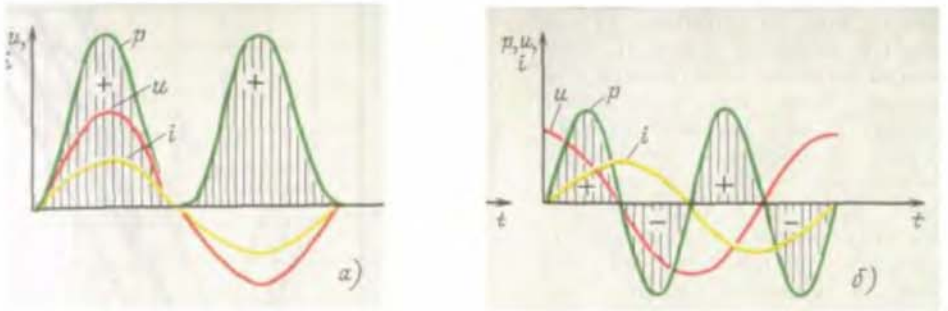


Рис. 2.2.
Графики мгновенных значений мощности *P=UI* при *U и I*, совпадающих по фазе (а) и сдвинутых по фазе на 90° *(б) :* заштрихованная площадь, ограниченная кривой мощности и осью абсцисс, соответствует энергии, поступающей в цепь (отмечено знаком +) и возвращаемой источнику (отмечено знаком -)

Получение реактивной мощности связано исключительно с уровнем возбуждения синхронной машины. Увеличение тока возбуждения приводит к увеличению генерирования реактивной мощности (при этом топливо дополнительно не расходуется). Снижение тока возбуждения приводит к противоположному результату.

Помимо синхронных генераторов источниками генерирования реактивной мощности в электрических системах являются емкостные их элементы - статические конденсаторы, линии электропередачи (особенно линии электропередачи высших классов напряжения) , относительно перевозбужденные синхронные двигатели, синхронные компенсаторы и т.д., работающие параллельно с генераторами электростанций.

2.1

Назначение и режимы работы синхронных компенсаторов

Передача реактивной мощности потребителям от генераторов электростанций сопряжена с потерями энергии в линиях электропередачи, трансформаторах и распределительных сетях. Поэтому считается выгодным снижение реактивной мощности, получаемой от электростанций, и выработка ее вблизи потребителей. Это позволяет уменьшить потери энергии и напряжения в сетях, увеличить пропускную способность линий электропередачи и одновременно повысить уровни напряжений на шинах приемных подстанций. Таким образом, синхронные компенсаторы являются экономичным регулируемым -источником реактивной мощности в электрических системах.

Важное значение имеет установка синхронных компенсаторов на подстанциях линий дальних электропередач сверхвысоких напряжений. При изменениях нагрузок (по значению и направлению), передаваемых по этим линиям, с помощью синхронных компенсаторов регулируют напряжение на шинах приемной и промежуточных подстанций, компен-

сируют потоки реактивной мощности по линиям и обеспечивают существенное повышение их пропускной способности; они поддерживают также электродинамическую стойкость работы электростанций при КЗ.

Синхронный компенсатор представляет собой ненагруженный синхронный электродвигатель с широким диапазоном регулирования тока возбуждения.

При токе возбуждения, равном току холостого хода, он потребляет из сети небольшую активную мощность, определяемую потерями в синхронном компенсаторе. Если ток возбуждения уменьшать (режим не довозбуждения), то в токе, потребляемом синхронным компенсатором от сборных шин подстанции, появится и будет увеличиваться индуктивная составляющая, что соответствует потреблению из сети реактивной мощности, при этом возрастают потери в сети. В режиме перевозбуждения ток возбуждения превышает ток холостого хода, синхронный компенсатор потребляет из сети опережающий ток, что соответствует выдаче реактивной мощности. Таким образом, по отношению к сети синхронный компенсатор ведет себя в зависимости от значения тока возбуждения как индуктивность или емкость, выполняя соответственно роль потребителя или источника реактивной мощности.

На рис.2.3 показана зависимость силы тока статора синхронного компенсатора от силы тока ротора $I_{СТ} = f(I_Р)$ для различных постоянных значений напряжения на его выводах. Правые ветви нагрузочных характеристик соответствуют работе синхронного компенсатора в емкостном квадранте, левые – в индуктивном В реальных условиях с увеличением тока ротора напряжение на выводах статора не остается постоянным, а увеличивается. Поэтому ветви эксплуатационной нагрузочной характеристики не совпадают с V-образными характеристиками для постоянных значений напряжения, а идут более полого, как это показано на том же рисунке жирной линией.

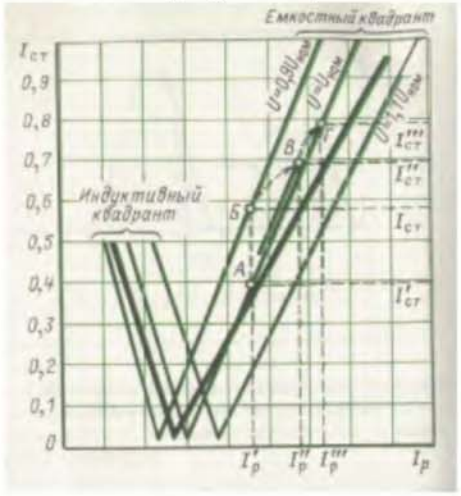


Рис. 2.3.

Семейство V-образных нагрузочных характеристик синхронного компенсатора

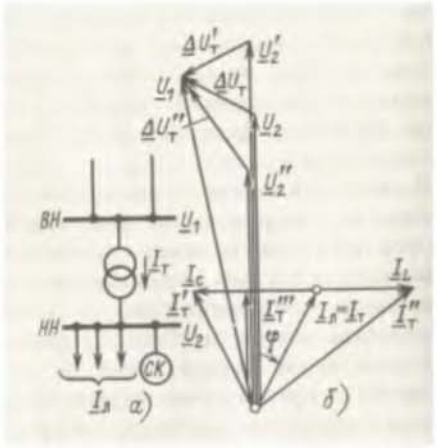


Рис. 2.4.

Изменение напряжения на шинах подстанции регулированием тока возбуждения синхронного компенсатора при неизменной нагрузке потребителей: а - схема подстанции; *б*- векторная диаграмма

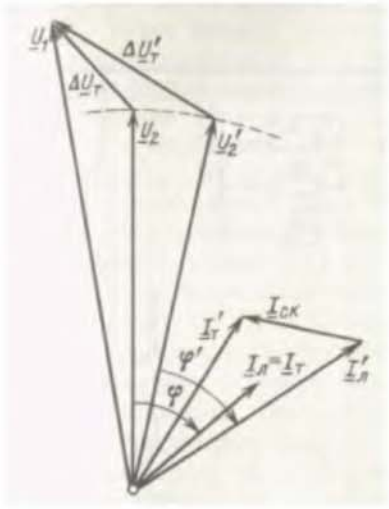


Рис. 2.5.

Поддержание неизменного уровня напряжения на шинах подстанции при изменении тока нагрузки потребителей

Рассмотрим влияние регулируемой реактивной мощности синхронного компенсатора на уровень напряжения на шинах подстанции и потери мощности в сети.

Зависимость напряжения на выводах статорной обмотки, а следовательно, и на сборных шинах подстанций от нагрузки синхронного компенсатора можно пояснить при помощи векторной диаграммы (рис.2.4,6). Примем за исходные параметры схемы напряжение на шинах НН подстанции $\underline{U}_2$ и суммарный ток нагрузки $\underline{I}_Л$. При разгруженном синхронном компенсаторе *СК* (режим холостого хода) ток нагрузки $\underline{I}_Л$ равен току в трансформаторе $\underline{I}_Т$. Если теперь нагрузить синхронный компенсатор и к току $I_Л$ прибавить его реактивный ток $I_Т$ емкостном квадранте или $\underline{I}_Л$ в индуктивном, то результирующий ток в трансформаторе станет соответственно равным $I'_Т$ или $I''_Т$. Таким образом, в результате регулирования тока синхронного компенсатора изменяются значение и фаза тока в трансформаторе. Наименьшим ток в трансформаторе $\underline{I}'''_Т$ будет при полной компенсации угла сдвига фаз ($\cos\varphi = 1$). В этом случае потери в сети активной и реактивной мощности (пропорциональные квадрату тока) будут минимальными.

Из векторной диаграммы видно, что при изменении тока в трансформаторе изменяются значение и фаза вектора падения напряжения в индуктивности трансформатора $\Delta\underline{U}_Т$ от значения $\Delta\underline{U}'_Т$ до $\Delta\underline{U}''_Т$. При неизменном напряжении $\underline{U}_1$ со стороны системы это приводит к изменению вторичного напряжения $\underline{U}_2$ от значения $\underline{U}'_2$ до $\underline{U}''_2$ равному напряжению на выводах синхронного компенсатора. Фаза вторичного напряжения при этом не изменяется.

Регулирование тока синхронного компенсатора в основном производится в целях поддержания напряжения на сборных шинах НН. На рис. 2.5 показано, как при увеличении тока нагрузки потребителей от $\underline{I}_Л$ до $\underline{I}'_Л$ удается сохранять постоянным по значению напряжение $\underline{U}'_2$ загружая синхронный компенсатор реактивным емкостным током $\underline{I}_{СК}$ Из векторной диаграммы видно также, что при $|\underline{U}_2| = |\underline{U}'_2|$ фаза вторичного напряжения изменяется от значения φ до φ'

2.3

Регулирование напряжения и системы возбуждения

Установленный режим работы синхронного компенсатора (кривая $U = \underline{U}$ном на рис. 2.3) может самопроизвольно изменяться в результате изменения по тем или иным причинам внешнего напряжения, а также при КЗ в сети. В последнем случае необходима автоматическая форсировка возбуждения, чтобы поддержать устойчивость параллельной работы

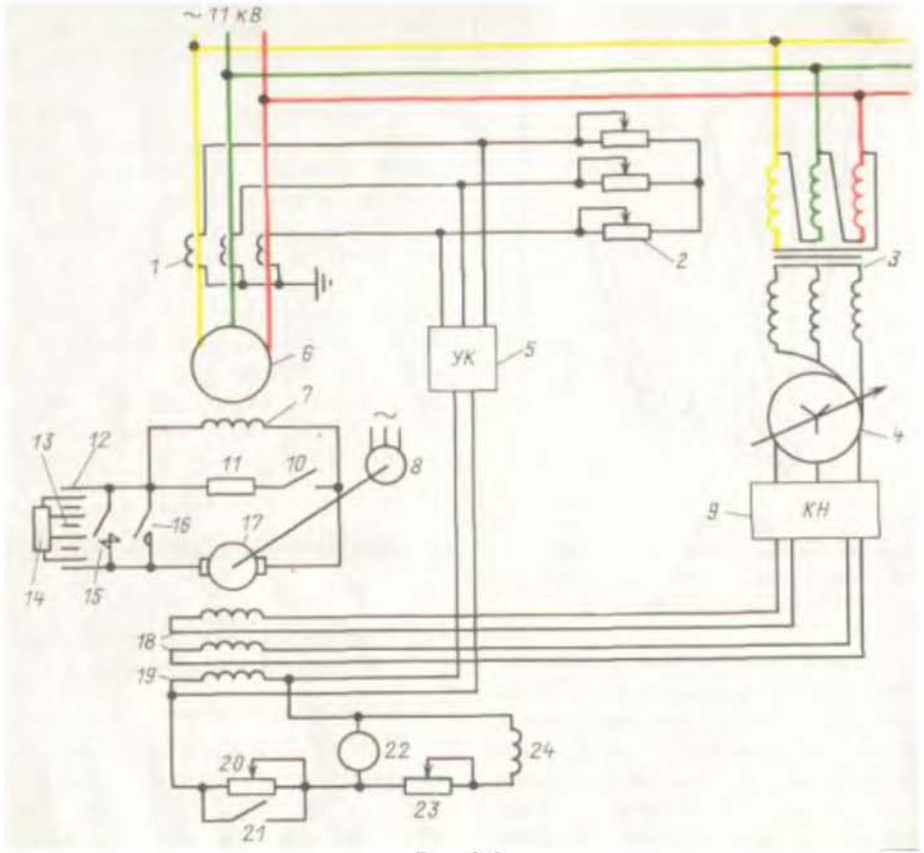


Рис. 2.6.

Принципиальная схема машинного возбуждения синхронного компенсатора мощностью 50 МВ-А:

1 - трансформаторы тока; *2* - установочный реостат компаундирования; *3* - трансформатор напряжения; *4* - установочный автотрансформатор корректора напряжения; 5 - устройство компаундирования; *6* — статор компенсатора; 7 - обмотка ротора компенсатора; *8* - электродвигатель; 9 - корректор напряжения; *10* - контактор пуска; *11* - пусковой резистор; *12* - автомат гашения поля (АГП) ; *13* - дугогасительная решетка; *14* - резисторы, шунтирующие дугогасительную решетку; *15* - дугогасительные контакты; *16* - рабочие контакты; *17* - возбудитель; *18* - дополнительная обмотка возбуждения возбудителя; *19* - основная обмотка возбуждения возбудителя; *20* - шунтовой реостат возбудителя; *21* - контакт релейной форсировки возбуждения; *22* - подвозбудитель; *23* - шунтовой реостат подвозбудителя; *24* - обмотка возбуждения подвозбудителя

электростанций и уменьшить колебания напряжения у потребителей. В нормальных условиях работы регулирование возбуждения синхронного компенсатора производится автоматически, однако возможно и ручное регулирование.

В недалеком прошлом для синхронных компенсаторов мощностью до 75 МВ·А применялось электромашинное, а для синхронных компенсаторов большей мощности - ионное возбуждение. В настоящее время вместо ионного возбуждения внедрена более надежная тиристорная система возбуждения. Широкое применение нашла система бесщеточного возбуждения.

Электромашинная система возбуждения синхронного компенсатора мощностью 50 МВ-А приведена на рис. 2.6. Возбудительный агрегат состоит из возбудителя постоянного тока *17,* привода - асинхронного электродвигателя *8,* подвозбудителя постоянного тока *22* с самовозбуждением

В схеме автоматического регулирования напряжения имеется устройство компаундирования УК, состоящее из промежуточного трансформатора и выпрямителей. Выпрямляемый ток на выходе УК изменяется пропорционально току статора.

Допусти, что напряжение в сети внезапно изменилось до 0,9 *Uном* см. Рис. 2-3). Точка режима работы синхронного компенсатора *А* переместится по вертикальной прямой в точку *Б.* При постоянном токе ротора *I'р* это приведет к увеличению тока статора до значения $I_{ст}$. На выходе *УК* возрастает ток, посылаемый им в обмотку возбуждения возбудителя, при этом ток в роторе увеличится с *I'р* до *I''р* и частично восстановится напряжение на шинах (точка *В).* Но *УК* не обеспечивает точного поддержания напряжения на шинах подстанции в соответствии с заданным графиком. Поэтому одновременно с регулированием по току статора применяется еще регулирование по напряжению на выводах статора. Оно выполняется корректором напряжения *КН,* вступающим в работу с некоторым запозданием, вносимым магнитным усилителем устройства. Корректор напряжения увеличивает возбуждение синхронного компенсатора, изменяя ток в дополнительных обмотках возбудителя. В результате действия *КН* точка режима работы переместится в точку Г, лежащую на заданной характеристике *U = Uном*. Ручное регулирование нагрузки синхронного компенсатора производится шунтовым реостатом 23 при отключенном *КН,* если *КН* включен его установочным автотрансформатором 4.

При КЗ, когда напряжение в сети резко снижается (до 0,85$1U_{Н}$ом и ниже), вступает в действие релейная форсировка возбуждения. При ее срабатывании контакт *21* закорачивает шунтовой реостат в цепи возбуждения возбудителя, В результате ток ротора Увеличивается до максимального и возбуждение синхронного компенсатора достигает предельного значения.

Персоналу запрещается вмешиваться в работу автоматического устройва возбуждения, если время форсировки не превышает допустимое.

После отключения КЗ или истечения установленного времени форсировки синхронный компенсатор должен автоматически разгружаться и переводиться в номинальный режим работы.

Гашение поля. Энергия магнитного поля синхронного компенсатора при отключении его от сети превращается в электрическую энергию. Переходный процесс может привести к появлению опасных для изоляции обмотки ротора и контактных колец перенапряжений. Если отключение синхронного компенсатора вызвано к тому же повреждением внутри машины, то ток в обмотке возбуждения будет длительно индуктировать в статорной обмотке ЭДС, что приведет к устойчивому горению дуги и увеличению степени повреждения.

Поэтому при внутренних КЗ необходимо не только отключение синхронного компенсатора от сети, но и по возможности плавное гашение магнитного поля возбужения.

Отключение обмотки ротора синхронного компенсатора от возбудителя и одновременное гашение магнитного поля выполняются быстродействующим автоматом гашения поля (АГП). Автомат гашения поля 12 (рис. 2.6) состоит из дугогасительной решетки 13, шунтирующего резистора 14 и двух пар контактов 15

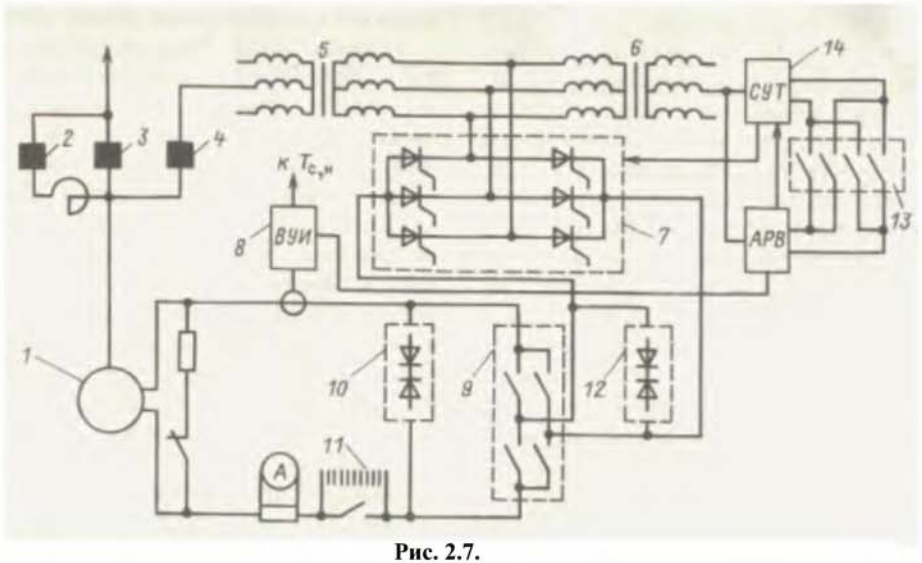


Рис. 2.7.

Принципиальная схема тиристорного возбуждения синхронного компенсатора 100 МВ • А:

1 - синхронный компенсатор; 2, 3, 4 - выключатели; 5 - выпрямительный трансформатор; 6 - трансформатор собственных нужд; 7 - тиристорный преобразователь; 8 - вспомогательное устройство измерения (ВУИ); 9 - переключатель полярности возбуждения; 10 - селеновый ограничитель перенапряжений обмотки ротора; 11 - АГП; 12 - селеновый ограничитель перенапряжений тиристорного преобразователя; 13 - вспомогательные контакты переключателя полярности возбуждения; 14 - система управления тиристорами

и 16. При отключении АГП сначала размыкаются рабочие 16, а затем дугогасительные контакты 15. Электрическая дуга, возникающая между дугогасительными контактами, под действием магнитного поля тока втягивается в дугогасительную решетку, состоящую из набора металлических пластин. Решетка разбивает дугу на ряд коротких дуг, горение которых рассеивает энергию магнитного поля ротора. С уменьшением запаса магнитной энергии дуги гаснут, при этом сопротивление шунтирующего резистора 14 обеспечивает плавное снижение тока в цепи ротора до нуля. (Внезапные обрывы тока сопровождаются перенапряжениями в цепи возбуждения.)

Надежное гашение дуги АГП с дугогасительной решеткой обеспечивается в том случае, если ток холостого хода компенсатора не менее 200 А. При меньшем значении тока дуга между пластинами АГП горит неустойчиво и возможен обрыв цепи тока.

Тиристорная реверсивная система возбуждения. На рис. 2.7 показана принципиальная схема тиристорного возбуждения синхронного компенсатора мощностью 100 МВ·А. Тиристоры 7 типа ТЛ-250, соединенные по трехфазной мостиковой схеме, питаются от выпрямительного трансформатора 5 напряжением 11/0,63 кВ и управляются от АРВ. Выпрямленное напряжение подводится к обмотке возбуждения ротора через переключатели полярности возбуждения 9. Переключатели полярности (четыре выключателя типа ВАБ-43) изменяют направление тока в обмотке возбуждения в системе реверсивного регулирования. Для защиты обмотки ротора

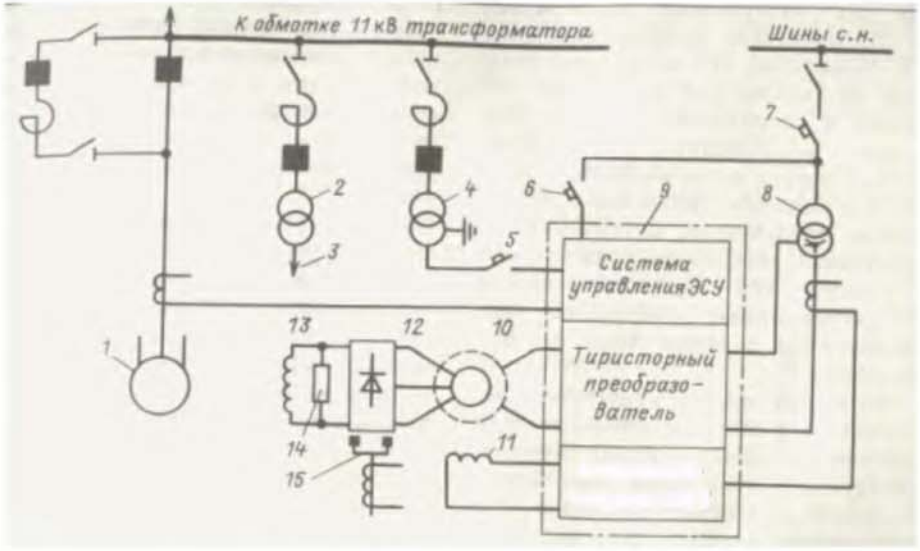


Рис. 2.8.

Принципиальная схема бесщеточного положительного возбуждения синхронного компенсатора 50 МВ·А:

1 - статор синхронного компенсатора; 2 - трансформатор собственных нужд; 3 - питание щита собственных нужд 0,4 кВ; 4 - трансформатор напряжения; 5 - автоматический выключатель измерительной цепи напряжения АРВ; 6 – автоматический выключатель питания системы управления; 7 - автоматический выключатель силового питания; 8 - трансформатор питания ТСП; *9* - автоматический регулятор возбуждения (АРВ); 10 - трехфазный обращенный синхронный генератор ОГС; 11-измерительная катушка; 12 - вращающийся выпрямитель с вентилями ВКС; *13* - обмотка ротора; *14* - защитный пусковой резистор; *15* — токосъемное устройство с электромагнитным приводом

и тиристоров от перенапряжений применены ограничители перенапряжений 10 и 12, собранные из двух групп встречно включенных полупроводниковых элементов. Регулирование возбуждения синхронного компенсатора выполняется АРВ, воздействующим на управляющие электроды тиристоров. Питание АРВ и системы сеточного управления тиристорами 14 осуществляется от трансформатора собственных нужд *6*.

Исправность тиристоров контролируется с помощью неоновых ламп, включенных параллельно каждому тиристору. В случае пробоя тиристора его лампа перестает светиться, а остальные лампы на последовательно включенных тиристорах горят ярче

Измерение выпрямленного тока возбуждения осуществляется с помощью амперметра, включенного на шунт, Измерение тока возбуждения ротора АРВ производится с помощью трансформатора постоянного тока и вспомогательного устройства измерения ВУИ.

Тиристоры охлаждаются циркулирующей но замкнутому контуру дистиллированной водой, которая в свою очередь охлаждается технической водой в теплообменнике. Дистиллят для охлаждения поступает из бака, уровень в котором контролируется специальным реле. Пополнение бака водой обеспечивается автоматически от дистилляторной установки.

Колебания температуры охлаждаю воды на входе в преобразователь допускаются в пределах 5-40 °С.

Нижний предел температуры установлен по условию предотвращения конденсации влаги на охладителях тиристоров и связанного с этим понижения уровня изоляции. Превышение верхнего предела грозит выходом из строя тиристоров. Поддержание температуры воды осуществляется автоматически с помощью регулятора температуры типа РТ-40 или вручную с помощью обходного вентиля.

Управление возбуждением. При пуске синхронного компенсатора напряжение на трансформатор, преобразователь и систему управления тиристорами подается одновременно с включением пускового выключателя. Управляющие импульсы на тиристоры подаются после включения рабочего выключателя. В момент включения рабочего выключателя ток возбуждения равен нулю, что соответствует уставке смещения СУТ. Устройство АРВ включается лишь после автоматической подстройки его уставки к напряжению на шинах синхронного компенсатора, т.е. через несколько секунд после включения рабочего выключателя. Дальнейшее регулирование возбуждения осуществляется оперативным персоналом воздействием на уставку АРВ. При неисправности АРВ регулирование возбуждения производится при помощи блока ручного управления.

При возникновении какого-либо нарушения в работе тиристорного возбудителя выпадает соответствующий блинкер на панели управления возбудителем и срабатывает выходное реле сигнализации, контакты которого блокируют пуск синхронного компенсатора.

Гашение поля ротора в случае аварийного отключения синхронного компенсатора производится АГП с одновременным переводом тиристоров в ин-верторный режим (режим преобразования постоянного тока в переменный).

Система бесщеточного возбуждения. Преимущество этой системы состоит в том, что в ее конструкции отсутствует щеточно-контатный узел для подвода тока к обмотке ротора, что позволило повысить надежность системы возбуждения.

Система бесщеточного возбуждения может быть:

положительной, обеспечивающей регулирование нагрузки синхронного компенсатора в емкостном режиме;

реверсивной - для регулирования нагрузки синхронного компенсатора в емкостном и индуктивном режимах.

Положительное бесщеточное возбуждение применяется в том случае, когда не требуется автоматического регулирования в режиме индуктивной нагрузки. Однако при малых нагрузках в электрических системах (например, в ночные часы, нерабочие дни) возникает необходимость автоматического регулирования режима работы синхронного компенсатора в режиме индуктивной нагрузки. В этом случае применяется система реверсивного регулирования, в состав которой входят бесщеточные возбудители как для положительного, так и для отрицательного возбуждения. По конструкции возбудители отрицательного возбуждения во многом аналогичны возбудителям положительного возбуждения, отличаются от последних главным образом меньшей мощностью и компоновкой. Принципиальная схема бесщеточного положительного возбуждения синхронного компенсатора приведена на рис. 2.8.

Возбудитель состоит из обращенного трехфазного синхронного генератора 10 и вращающегося вместе с ротором выпрямителя 12 Генератор имеет неподвижную обмотку возбуждения возбудителя, прикрепленную к торцевому щиту компенсатора, и вращающийся трехфазный якорь, закрепленный на валу компенсатора. Обмотка якоря соединена с вращающимся выпрямителем 12. Для выпрямителя применяются кремниевые диоды типа В2-500-20. Их размещают на стальных кольцах, изолированных друг от друга и от вала. Выпрямитель собирают по мостовой схеме. Выпрямленный ток от вращающегося выпрямителя подается к обмотке ротора 13 через токопровод, расположенный внутри вала ротора. Защитный пусковой резистор 14, сопротивление которого в 15 раз превышает активное сопротивление обмотки возбуждения, подключен параллельно этой обмотке. Он защищает обмотку ротора от перенапряжений при асинхронном пуске, переходных режимах, а также обеспечивает гашение поля ротора. При бесщеточном возбуждении АГП в схеме не применяется.

Для контроля сопротивления изоляции цепи возбуждения установлено специальное токосъемное устройство 15 с электромагнитным приводом. При контроле сопротивления изоляции на вентильное кольцо опускают две щетки и производят измерение напряжения полюсов постоянного тока относительно земли.

Возбуждение компенсатора регулируется при помощи АРВ 9. В шкафах АРВ размещены тиристорный преобразователь, электронная система управления ЭСУ, а также устройства защиты и магнитные усилители. Напряжение возбуждения возбудителя регулируется измерением фазы импульсов, отпирающих тиристоры, относительно анодного напряжения. Фаза управляющих импульсов может изменяться автоматически и вручную. Основной режим регулирования автоматический. К ручному управлению прибегают в случае неисправности АРВ.

Защита бесщеточного возбуждения от КЗ осуществляется устройством защиты БЩВ, на вход которого подается напряжение от измерительной катушки 11, расположенной между полюсами магнитной системы обращенного синхронного генератора 10, *и* от измерительного преобразователя тока тиристорного преобразователя. При повреждении вентилей в измерительной катушке резко возрастает ЭДС и устройство защиты подает команду на отключение возбудителя.

Охлаждаются возбудители водородом по замкнутому циклу через газоохладители.

2.4

Система охлаждения

В работающем синхронном комнере выделяется теплота, обусловленная нагревом обмоток статора и рото-Ра электрическим током, электромагнитными потерями в стали, потерями на вентиляцию и трение. Нормальная работа синхронного компенсатора возможна при отводе тепла охлаждающей средой - воздухом или водородом Применяемая в синхронных компенсаторах система охлаждения называется косвенной (или поверхностной), потому что тепло передается охлаждающему газу внешней поверхностью активных частей машины.

По сравнению с воздухом водородное охлаждение обладает рядом преимуществ, обусловленных особыми свойствами водорода: теплопроводность водорода в 7 раз превышает теплопроводность воздуха; он легче воздуха в 14,3 раза, что способствует уменьшению вентиляционных потерь почти в 10 раз.

Кроме того, в окружении водорода изоляция обмоток работает лучше. На нее не оказывает влияния кислород (озон). Уменьшается опасность развития пожара в машине, так как водород не поддерживает горения. Вместе с тем водородное охлаждение сложнее в обслуживании, чем воздушное. Водород в смеси с воздухом образует взрывоопасную смесь, поэтому машины с водородным охлаждением должны быть газоплотными. В них постоянно должно поддерживаться избыточное давление водорода, чтобы воздух не попал в корпус машины. Оптимальным для отечественных компенсаторов средней мощности принято рабочее давление водорода 0,1 МПа*. С уменьшением давления мощность синхронного компенсатора падает. Если водород в системе охлаждения заменить воздухом, то допустимая нагрузка синхронного компенсатора ограничится 60-70% его номинальной мощности. Синхронные компенсаторы серии КСВ имеют замкнутую систему вентиляции. У синхронных компенсаторов наружной установки газоохладители размещаются вертикально внутри корпуса вблизи торцевых щитов. Они состоят из стальных трубных досок, между которыми проходят латунные трубки. Внутри трубок циркулирует вода, снаружи охлажда водой газ. Перемещение газа в машине обеспечивается двумя вентиляторами, расположенными по торцам ротора. Вентиляторы прогоняют охлаждающий газ по замкнутому пути: зона торцевых щитов - радиальные вентиляционные каналы в стали статора и лобовые части обмоток статора - камера горячего воздуха газоохладители. Ротор охлаждается газом, проходящим по радикальным каналам остова, под действием эффекта самовентиляции. Из камеры контактных колец охлаждающий газ возвращается в корпус синхронного компенсатора через масло-газовый фильтр, очищающий газ от угольной пыли.

Газоснабжение. На рис. 2.9 представлена принципиальная схема газоснабжения синхронного компенсатора 50 МБ·А.

В процессе эксплуатации возникает необходимость перевода синхронного компенсатора с воздушного охлаждения на водородное и обратно. Для предотвращения образования взрывоопасной смеси эта операция проводится с предварительным вытеснением из корпуса воздуха (или водорода) диоксидом углерода.

Рассмотрим процесс вытеснения воздуха диоксидом углерода. Подача диоксида углерода производится через нижний коллектор компенсатора и через нижний газопровод камеры контактных колец. Воздух как более легкий газ удаляется из верхних точек этих объемов. Баллоны с диоксидом углерода 23 подсоединяют к коллектору 21 без редукторов. Одновременно разряжают несколько баллонов.

В процессе разрядки баллонов вентили на них и на коллекторе могут замерзнуть. Происходит это по той причине, что расширение диоксида углерода при переходе его из жидкого состояния в газообразное связано с поглощением теплоты. Если скорость истечения диоксида углерода значительна (более 3 кг/ч), подводимой снаружи теплоты оказывается недостаточно и диоксид углерода замерзает не только в арматуре, но и в баллонах. Поэтому вентили на баллонах и общий вентиль на коллекторе следует периодически закрывать и открывать. Замерзшие баллоны отсоединяют от рампы и помещают в более теплое помещение или подогревают до полного размораживания. После этого баллоны вновь используют.

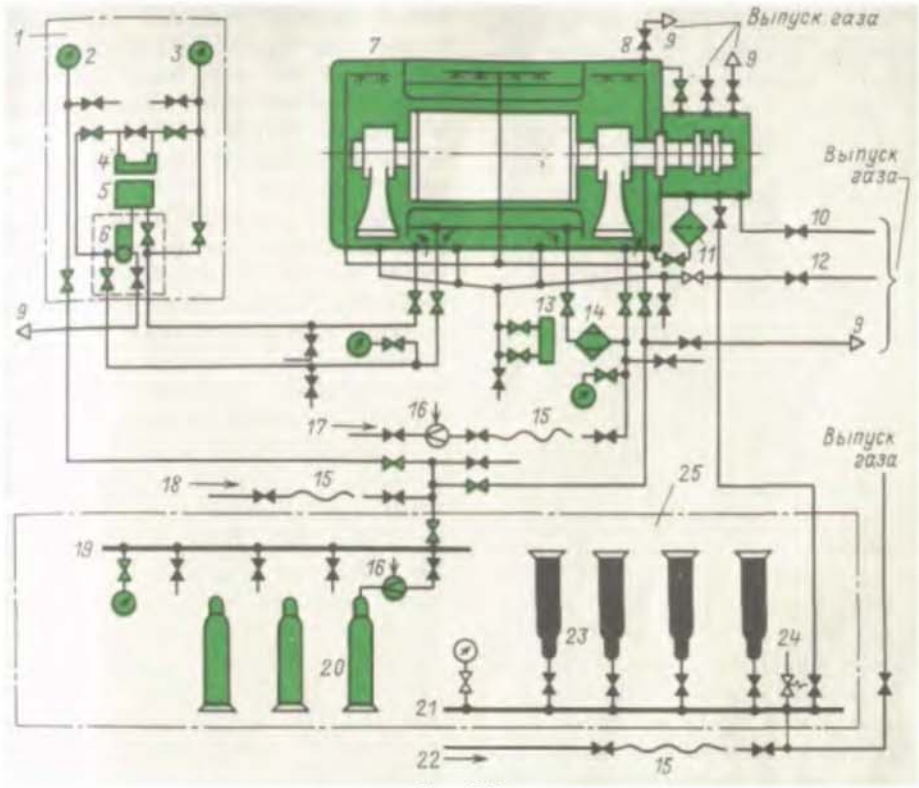


Рис. 2.9.

Принципиальная схема газоснабжения синхронного компенсатора 50 МБ · А:
1 - панель контроля и сигнализации; 2 - манометр; 3 - электроконтактный манометр; 4 - дифференциальный манометр; 5 - электрический газоанализатор; 6 - блок регулирования и фильтрации газоанализатора; 7 - синхронный компенсатор; 5, *10, 12* - вентили на выпуске газа в атмосферу; 9 - огнепреграждающее устройство; 11 - фильтр; 13 - указатель жидкости (УЖИ); 14 - осушитель газа; 15 - гибкий шланг; 16 - механический регулятор давления; *17* - газопровод сжатого воздуха из ресивера; *18* — газопровод водорода из центрального водородного хозяйства; 19 - коллектор водорода газового поста; 20 - баллоны с водородом; 21 - коллектор диоксида углерода газового поста; *22* - газопровод диоксида Углерода из ресивера; 23 - баллоны с диоксидом углерода; 24 - предохранительный клапан; 25 - газовый пост. Положение вентилей и кранов соответствует нормальной работе с водородным охлаждением. Изображения закрытых вентилей и кранов зачернены

Более эффективным способом опорожнения баллонов с диоксидом углерода является установка их в опрокинутом положении. В этом случае диоксид углерода, находясь в жидком состоянии, выливается из баллонов. Чтобы избежать ее замерзания при дросселировании вентилем, вентиль подогревают электронагревательными элементами.

Контроль за сменой воздуха производится путем химического анализа вытесняемого воздуха. Вытеснение воздуха считается законченным, если содержание диоксида углерода в смеси составит не менее 85 %. После этого закрывают вентиль 8 выпуска из корпуса и все вентили коллектора. Замена газовой среды возможна как на работающем синхронном компенсаторе, так и на остановленном.

* 1 ат =1 кгс/см^2 =100 кПа =0,1 мПа

Вытеснение диоксида углерода водородом. Перед вытеснением диоксида углерода продувают все импульсные трубки кратковременным открытием их вентилей. Водород подают в верхний коллектор синхронного компенсатора, диоксид углерода удаляется через нижний. Заполнение синхронного компенсатора водородом производится при избыточном давлении 10-20 кПа. Давление регулируют открытием вентиля 12, через который диоксид углерода вытесняется в атмосферу. Заполнение компенсатора водородом считается законченным, когда химический анализ газа покажет, что нем содержится 95-96% водорода менее 1,2% кислорода. Повышение давления водорода в синхронном компенсаторе до рабочего производится лишь после окончательного вытеснения диоксида углерода, после закрытия выходного вентиля 12.

К о н т р о л ь за вытеснением диоксида углерода на работающем синхронном компенсаторе ведется по дифференциальному манометру 4, электрический газоанализатор 5 должен быть отключен. Включение его производится в случае особой необходимости при чистоте водорода не ниже 90%. Тогда же отбирается первая проба газа для химического анализа

Перевод синхронного компенсатора с водородного на воздушное охлаждение. Перед началом операции нагрузка синхронного компенсатора снижается до значения, допустимого при работе с воздушным охлаждением, т.е. до 60-70% его номинальной мощности.

Порядок операций по вытеснению водорода диоксидом углерода такой же. как и при вытеснении воздуха диоксидом углерода. В корпусе синхронного компенсатора поддерживается давление 10-20 кПа. Вытеснение водорода диоксидом углерода заканчивается при содержании диоксида углерода в смеси, взятой из отборника на водородном коллекторе, не менее 95% при остановленном синхронном компенсаторе и не менее 85 % на работающем.

Необходимо знать, что *водород из синхронного компенсатора должен выпускаться в атмосферу только через огнепреграждающее устройство.*

Следующей операцией является вытеснение из корпуса синхронного компенсатора диоксида углерода воздухом, подаваемым, как правило, из ресивера по газопроводу 17 через редуктор. Воздух подается до тех пор, пока диоксид углерода не удалится из компенсатора полностью. Полным удалением диоксида углерода считается содержание его в пробе не более 1%.

Подготовка камеры контактных колец для работ внутри камеры. Все работы в камере контактных колец (чистка, осмотр, замена щеток и пр.) выполняются только при отключенном от сети синхронном компенсаторе и остановленном роторе. Для последующего вскрытия камеры не обязательно вытеснение водорода из корпуса синхронного компенсатора. Достаточно перекрыть вентиль газопроводов, соединяющих камеру с корпусом, и отделить камеру от остального объема электромагнитным или механическим уплотняющим устройством. После этого в камеру подается из баллона диоксид углерода. Практически время заполнения камеры диоксидом углерода не превышает 10-15 мин.

Для вытеснения диоксида углерода воздух в камеру подается через верхний вентиль, а диоксид углерода выходит в атмосферу через нижний продувочный вентиль 10.

По окончании ремонта люк камеры закрывают, и воздух из нее сразу вытесняют диоксидом углерода. После этого диоксид углерода вытесняется водородом. Продувка камеры продолжается до тех пор, пока содержание водорода в ней станет таким же, как и в корпусе. Затем объемы камеры и корпуса соединяют открытием уплотнений и вентилей.

Контроль давления и чистоты водорода в синхронном компенсаторе. Во время эксплуатации синхронного компенсатора с водородным охлаждением должны контролироваться давление и чистота водорода, находящегося в корпусе машины. Давление водорода в синхронном компенсаторе поддерживается автоматически механическим регулятором давления (например, типа РДВ) или вручную, если утечка водорода невелика. Практически отклонение давления водорода от номинального значения допускается не более чем на 10 кПа для синхронных компенсаторов, работающих при избыточном давлении 50 кПа и выше, и не более чем на 1 кПа для синхронных компенсаторов с избыточным давлением 5 кПа.

При хорошей газоплотности корпуса суточная утечка водорода не превышает 2% общего объема газа в синхронном компенсаторе. Контроль за давлением водорода ведется по манометру.

Чистота водорода в синхронном компенсаторе при рабочем давлении до 50 кПа должна быть не ниже 95 %, , а при давлении 50 кПа и выше - не ниже 97 %. Снижение этих показателей повышает вероятность образования взрывоопасных смесей газов, а также приводит к дополнительному нагреву активных частей машины в среднем на 1°С на каждые 1,5 % понижения чистоты водорода.

На работающем синхронном компенсаторе автоматический контроль чистоты водорода производится электрическим газоанализатором типа ТП-1120, а также используется дифференциальный манометр.

Помимо автоматического контроля чистоты водорода производится контрольный химический анализ газа на аппарате типа ВТИ-2. Показания электрического газоанализатора сверяются с результатами химического анализа.

Отметим и то обстоятельство, что водород в синхронном компенсаторе должен быть сухим, с относительной влажностью не более 85 % при рабочем давлении и любой температуре холодного газа. Наличие влажного водорода вызывает конденсацию влаги внутри синхронного компенсатора, снижает сопротивление изоляции обмоток,способствует повышенной коррозии стальных конструкций. Влажность водорода контролируется по психрометру не реже 1 раза в неделю. Если влажность водорода повышается, замеры влажности производятся ежедневно. Кроме того, проверяется отсутствие влаги в указателе уровня жидкости УЖИ и у дренажных вентилей газовой системы. Причиной повышения влажности может быть как применение водорода с повышенным содержанием влаги, так и возникновение течей в газоохладителях. В первом случае уменьшить содержание влаги можно путем продувки системы чистым сухим водородом (следует также проверить состояние газоосушителя и при необходимости заменить в нем увлажненный адсорбент), во втором случае – отысканием поврежденного газоохладителя.

Длительная работа синхронного компенсатора с поврежденным газоохладителем не допускается.

Техника безопасности при обслуживании систем водородного охлаждения. Опасность при работе с водородом заключается в возможности образования взрывоопасных смесей водорода с воздухом или кислородом.

Смесь водорода с воздухом является взрывоопасной при содержании водорода от 4 до 75 % по объему.

Взрывоопасная смесь образуется в корпусе синхронного компенсатора при понижении в нем давления водорода и подсосе воздуха, при неполной продувке синхронного компенсатора инертным газом во время замены охлаждающей среды, при попадании водорода в синхронный компенсатор через неплотно закрытые вентили, если отсутствует видимый разрыв на пути подачи водорода к коллектору. Причинами взрыва могут служить местный нагрев, быстрое истечение газа, детонация, а также открытый огонь.

Возможность образования взрывоопасных смесей должна предупреждаться своевременной проверкой чистоты водорода и герметичности водородных систем, вывешиванием предупредительных плакатов вблизи синхронных компенсаторов и ресиверов с водородом, запрещением курения, работ с огнем и сварочных работ на расстоянии не менее 10 м от систем водородного охлаждения.

На случай внезапного повреждения водородной системы и загорания струи водорода *около синхронного компенсатора должен всегда находиться баллон с диоксидом углерода и шланги,* позволяющие ликвидировать загорание на любом участке водородной системы.

2.5

Система водоснабжения

На рис. 2.10 показана схема водоснабжения двух синхронных компенсаторов серии КСВ. Вода, нагретая в газоохладителях 1 и маслоохладителях 2, поступает по сливной магистрали в брызгальный бассейн 10, где она охлаждается, и уже охлажденная опять возвращается в охладители. Кругооборот воды совершается под действием циркуляционных насосов 7. Один из трех циркуляционных насосов находится в резерве. Им может быть любой насос. Унос тепла в атмосферу происходит в процессе разбрызгивания воды соплами в брызгальном бассейне 10. Часть тепла передается также непосредственно с поверхности воды в бассейне/

Лоточником технической воды обычно служат артезианские скважины или магистрали городского водопровода При карбонатной жесткости артезианской воды более 3 мг-экв/кг в системах охлаждения компенсаторов устанавливают электромагнитные аппараты 3 противонакипной обработки воды- Эти аппараты безреагентной водоподготовки не удаляют из воды накипе-образователи, но создают условия, при которых ослабляется их кристаллизация на поверхности охладителей. После магнитной обработки в воде приостанавливается рост крупных кристаллов карбоната кальция. Мелкие же кристаллы в условиях движущегося потока жидкости не оседают на поверхностях охлаждения. В схеме водоснабжения предусмотрены электробойлеры для предварительного нагрева масла подшипников при пуске компенсатора в зимнее время.

Обслуживание установок водоснабжения. Для повышения надежности пуска и работы электродвигателей циркуляционных насосов питание их должно осуществляться от разных секций с.н. подстанции. Схемой автоматики насосов должно предусматриваться включение резервного насоса при отключении любого рабочего насоса. Насос, находящийся в схеме автоматического пуска, должен быть заполнен водой, а его задвижки должны находиться в положении пуска. При недостаточном уровне воды во всасывающем патрубке насоса пуск его не может быть успешным. В применяемых схемах пуск циркуляционных насосов производится как

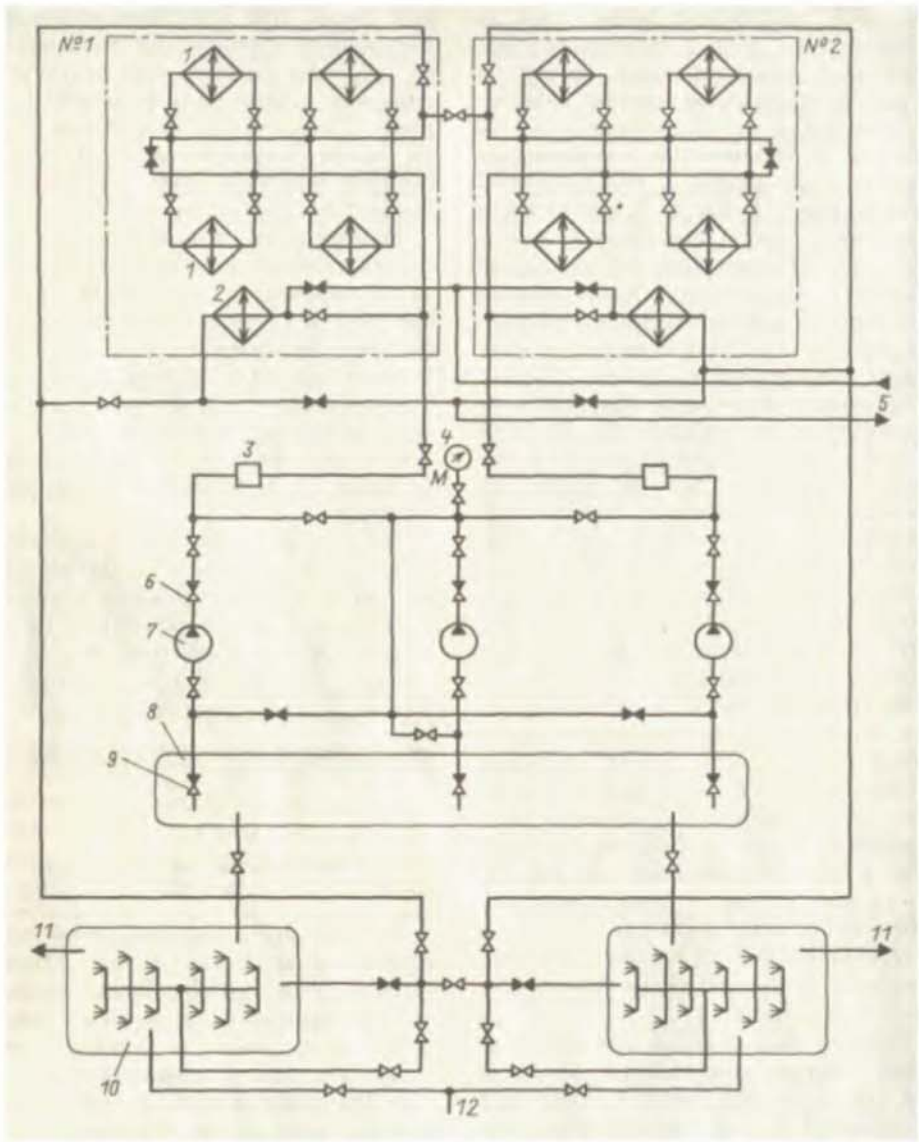


Рис. 2.10.

Схема водоснабжения двух синхронных компенсаторов серии КСВ:

1 - газоохладители; 2 - маслоохладители; 3 - электромагнитный аппарат противонакипной обработки воды (типа ЭМА); 4 - манометр электроконтактный; 5 - трубопровод к электрическому бойлеру; 6 - обратный клапан на напорном трубопроводе; 7 - циркуляционный насос; 8 - водозаборный колодец; *9* - обратный клапан на всасывающем трубопроводе; *10* - брызгальный бассейн; *11* - сливной трубопровод; 12 - трубопровод технической воды

при закрытых, так и при открытых задвижках на напорном трубопроводе. При пуске с закрытыми задвижками на них устанавливается электропривод, открывающий их после достижения двигателем

номинальной частоты вращения. Такой непродолжительный пусковой режим не опасен для двигателя и насоса.

На включенном синхронном компенсаторе должна быть введена в работу сигнализация понижения давления воды в напорном трубопроводе. Датчиком давления служит электроконтактный манометр 4 (рис. 2.10). При срабатывании сигнализации персонал обязан осмотреть работающие насосы и устранить причину понижения давления воды. При полном прекращении циркуляции воды в охладителях компенсатор работать не может, поэтому он отключается от сети автоматически. Газоохладители компенсатора эффективно работают при протекании воды по всем их трубкам при полном заполнении трубок водой. Чтобы удовлетворить этому требованию, расход воды через газоохладители регулируется не напорными, а сливными задвижками.

Напорные задвижки необходимо держать открытыми полностью.

Водород (или воздух), заполняющий корпус компенсатора, содержит влагу в виде водяного пара. Количество водяного пара, находящегося в смеси с газом, зависит от температуры смеси. При понижении температуры содержание взвешенной влаги уменьшается. Сильное охлаждение трубок газоохладителей вызывает выпадение на поверхности трубок избытка влаги в виде капель росы. И хотя конденсирующаяся влага не представляет собой непосредственной опасности для изоляции обмоток, она все же может привести к перекрытию вводов, снижению сопротивления изоляции кабелей вторичных соединений, находящихся в корпусе синхронного компенсатора. Для предотвращения конденсации влаги на трубках газоохладителей температура поступающей в них воды не должна быть ниже 5 - 10°С. Внешним признаком конденсации влаги на трубках газоохладителей может служить ее конденсация на трубопроводах, подающих холодную воду. Если поверхность трубопроводов покрылась влагой, то велика вероятность конденсации влаги на трубках газоохладителей.

Мерой предотвращения конденсации влаги на трубках газоохладителей в зимнее время является снижение интенсивности охлаждения воды в брызгальном бассейне. Для этого полностью открывают задвижки зимнего сброса (на донной трубе) и прикрывают вентили разбрызгивателей. Закрывать вентили полностью части разбрызгивателей не следует, так как вода может замерзнуть в трубах. Чтобы избежать замораживания, вода должна непрерывно протекать через патрубки всех разбрызгивателей.

Часто встречающейся в эксплуатации неисправностью являются течи газоохладителей. Течи представляют собой серьезную опасность для изоляции обмоток и выводов, так как при этом в машину вносится большое количество влаги. Вода, накапливающаяся в дренажном приямке, поступает в указатель жидкости, который подает сигнал о повреждении. Медлить с определением и выводом из работы поврежденного газоохладителя нельзя. На работающем синхронном компенсаторе повреждение отыскивают поочередным перекрытием газоохладителей задвижками на входе и выходе, наблюдая при этом за поступлением воды в указатель жидкости. Одновременно перекрывать оба газоохладителя, расположенных с одного торца синхронного компенсатора, не следует, так как это может вызвать повышение температуры активных частей машины. Отыскание отдельных поврежденных трубок в газоохладителе производится на отключенном от сети синхронном компенсаторе.

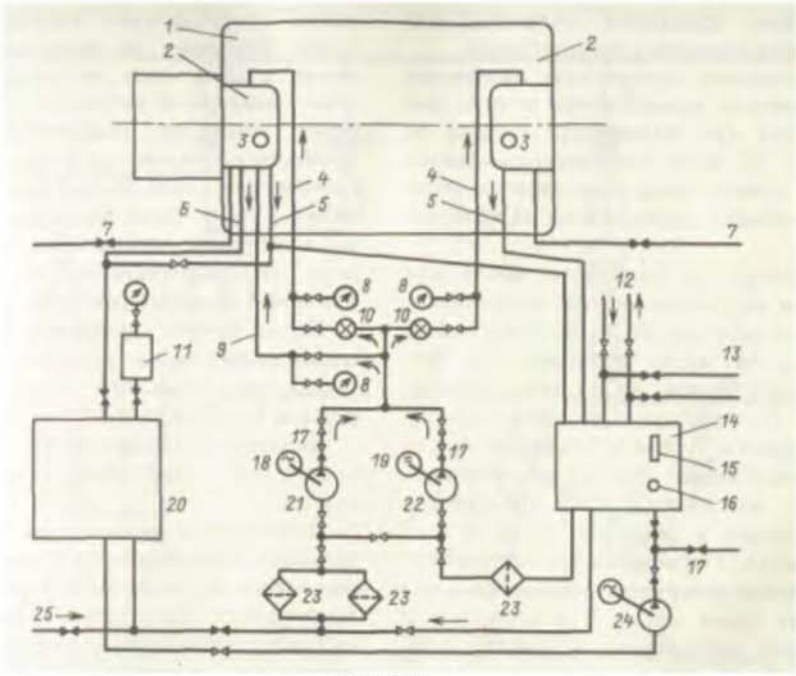


Рис. 2.11.

Схема маслоснабжения подшипников синхронного компенсатора с водородным охлаждением:

1 - корпус синхронного компенсатора; 2 - подшипник; 3 - термометр сопротивления; 4 - маслопровод подачи масла в подшипник; 5 - маслопровод слива масла; 6 - маслопровод слива масла из уплотнений; 7 - спуск масла при ремонте; 8 - манометр; 9 - маслопровод подачи масла на уплотнения; 10 - струйное реле; 11- отделительный бачок с визуальным уровнем масла; 12 - трубопровод охлаждающей воды; 13 - трубопровод от системы отопления или электробойлера для подогрева масла в зимнее время; 14 - бак с маслоохладителем; 15 - индукционное реле уровня; 16 - термометр сопротивления; 17 - обратный клапан; 18 - электродвигатель переменногб тока; 19 - электродвигатель постоянного тока; 20 - резервный маслобак; 21 - рабочий маслонасос; 22 - резервный маслонасос; 23 - фильтр; 24 - маслонасос откачки масла из резервного маслобака; 25 - наполнение резервного маслобака

2.6

Система маслоснабжения

На рис. 2.11 приведена схема маслоснабжения подшипников синхронного компенсатора с водородным охлаждением. Непрерывная циркуляция масла через подшипники и масляные уплотнения (у компенсаторов мощностью 100 МБ·А и выше) обеспечивается рабочим маслонасосом 21 по замкнутому циклу. Нагретое масло охлаждается в маслоохладителе, встроенном в сливной бак 14.

Подача масла в подшипники контролируется двумя струйными реле 10, которые срабатывают при обрыве струи масла, а также при отключении рабочего маслонасоса. При этом струйное реле подает импульс на включение резервного маслонасоса 22, электродвигатель которого питается от шин постоянного тока. Если циркуляция масла не восстанавливается,

синхронный компенсатор отключается от сети по истечении заданной выдержки времени (8-10 с). Кроме струйных реле работа системы маслоснабжения контролируется манометрами 8, подключенными к напорным маслопроводам, индукционным реле уровня масла, вмонтированным в бак маслоохладителя и контролирующим уровень масла в нем. Температура масла измеряется термометром сопротивления 16 в отсеке холодного масла маслоохладителя. Температура вкладышей контролируется термометром сопротивления 3 и термометрическим сигнализатором. Для систем маслосмазки применяется хорошо очищенное турбинное масло марки Т30 или Тп30.

Обслуживание системы маслоснабжения сводится главным образом к контролю за нормальной циркуляцией масла и давлением его в маслопроводах, за температурой охлаждающего масла и подшипников. Заметим, что давление масла в уплотнениях при вращающемся и неподвижном роторе компенсатора должно превышать давление водорода в корпусе машины. Нормальной температурой охлаждающего масла считается температура 25°С. Отклонения от этого значения не должны выходить за пределы 20 - 40° С.

В зимнее время перед пуском синхронного компенсатора холодное масло в системе маслоснабжения подогревается подачей в маслоохладитель вместо охлаждающей воды, нагретой до 60°С, с помощью электробойлерной установки. Используется также горячая вода из системы отопления.

Темпиратура подшипников в нормальных условиях не должна превышать 65°С. Если темпиратура повысится до 70°С термометрический сигнализатор подаст сигнал о возрастании темпиратуры. Предельной считается темпиратура 80°С. При достижении ее синхронный компенсатор отключается от сети.

2.7

Пуск и остановка синхронного компенсатора

Перед пуском синхронного компенсатора проверяется работа его масляной и газовой систем, а также работа системы водоснабжения. Производится внешний осмотр синхронного компенсатора и его агрегата возбуждения. В это же время производятся предпусковые измерения сопротивлений изоляции обмоток и подшипников.

В холодное время года включение синхронного компенсатора в сеть разрешается при температуре статора не ниже 5 °С. Если температура окажется ниже, компенсатор прогревается подачей в обмотку ротора тока от возбудителя.

Температура холодного масла для смазки подшипников при пуске должна быть не ниже 20 °С, поэтому в зимнее время масло подогревается (водой, забираемой из системы отопления) . По маслоуказательному стеклу проверяется уровень масла в баках маслоснабжения. После включения рабочего масляного насоса проверяется циркуляция и давление масла в подшипниках. Опробуется автоматическое включение резервного маслонасоса при обрыве струи масла. При нормальном действии автоматики в работе остается рабочий маслонасос.

При пуске синхронного компенсатора на водородном охлаждении положение каждого вентиля газовой системы сверяется со схемой, соответствующей режиму пуска. Одновременно проверяется чистота водорода в корпусе машины и работа автоматического газоанализатора.

Включается циркуляционный насос, и проверяется циркуляция воды

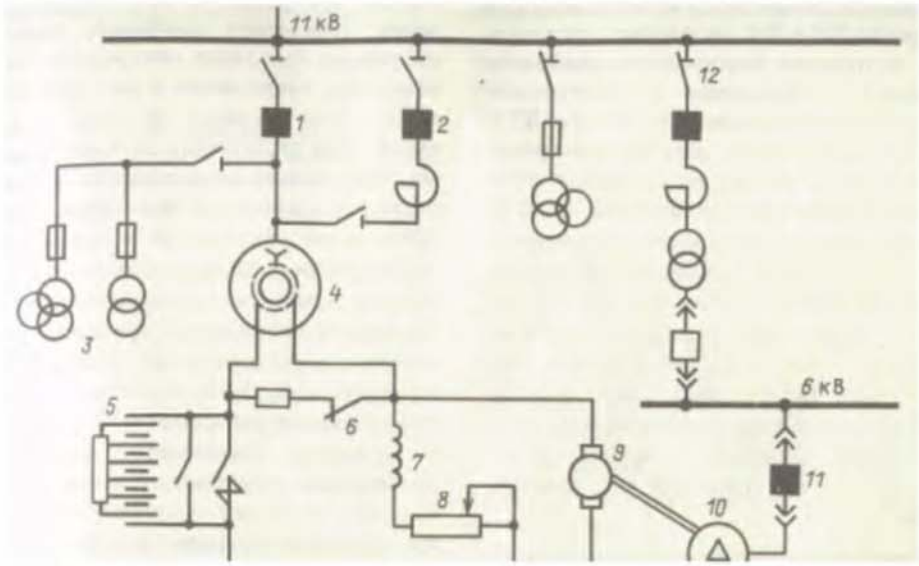


Рис. 2.12.

Схема отключенного от сети синхронного компенсатора:

1 - рабочий выключатель (здесь и далее выключатель в отключенном положении показан в виде зачерненного квадрата); 2 - пусковой выключатель; 3 - трансформатор напряжения; 4 - синхронный компенсатор; 5 - АГП; 6 - контакт контактора пуска; 7 - параллельная обмотка возбудителя; 8 - реостат возбудителя; 9 - возбудитель; 10 - электродвигатель возбудителя; 11 - выключатель электродвигателя возбудителя; 12 - изображение разъединителей, находящихся во включенном положении

через газоохладители, а также действие автоматики включения в работу резервного насоса. В работе остается любой насос.

После этого мегаомметром 500-1000 В измеряется сопротивление изоляции обмоток ротора и статора. Допустимое сопротивление изоляции обмотки ротора, характеризующее в основном загрязненность обмотки и изоляционных цилиндров контактных колец, должно быть не менее 0,5 МОм. Сопротивление изоляции обмотки статора синхронного компенсатора, находящегося в эксплуатации, как правило, не нормируется. Однако результаты измерений сравниваются с результатами предыдущих измерений. Уменьшение сопротивления изоляци в 3 - 5 раз указывает на появление в изоляции слабых мест, которые необходимо выявить и устранить. Сопротивление изоляции подшипников синхронного компенсатора, измеренное мегаомметром 1000 В, должно быть не менее 1 МОм. Если подшипники скрыты в корпусе синхронного компенсатора, то сопротивления их изоляции измеряют во время ремонта.

Перед пуском шунтовой реостат в цепи возбуждения устанавливается в положение холостого хода, а АГП1 должен быть отключен.

Включение синхронного компенсатора в сеть с неисправным АГП запрещается.

Применяется реакторный пуск синхронных компенсаторов с водородным охлаждением, он почти полностью автоматизирован. Цепь управления пуском создается только при соответствующего положении выключате-

лей, аппаратов и оборудования, необходимых для нормального разворота ротора и включения компенсатора в сеть. Готовность пуску сигнализируется световым табло

Если включение синхронного ком-; пенсатора производится по схеме, изображенной на рис. 2.12*, то после проведения всех подготовительных операций включают агрегат возбуждения, подают оперативный ток на схему автоматики управления пуском и ключом автоматического пуска подают команду на включение синхронного компенсатора. В процессе пуска по сигнальным устройствам контролируют последовательность пусковых операций: включение пускового выключателя и АГП, включение рабочего и отключение пускового выключателей. Продолжительность пуска 40-50 с. За это время ток в цепи статора изменяется от 2-2,5 кратного значения номинального тока до некоторого небольшого установившегося значения. При этом ротор втягивается в синхронизм и начинает вращаться с синхронной частотой, а реактор сначала шунтируется включением рабочего выключателя, затем выводится из схемы отключением пускового выключателя и двух его разъединителей, имеющих автоматический привод.

Набирать реактивную нагрузку можно сразу после окончания пусковых операций. Для этого на АРВ устанавливают необходимую уставку, и синхронный компенсатор загружается автоматически в зависимости от напряжения сети. Ни при автоматическом, ни при ручном регулировании скорость повышения тока ротора и статора не ограничивается.

* При наличии тиристорной и бесщеточной систем возбуждения включение синхронного компенсатора должно выполняться в соответствии с местными инструкциями.

Для остановки синхронного компенсатора отключение его рабочего выключателя производится после отключения автоматического регулятора напряжения и снятия нагрузки. Все остальные операции вплоть до остановки насосов смазки и охлаждения обычно выполняются автоматически, без участия персонала. Во время остановки синхронного компенсатора персоналу следует проконтролировать отключение рабочего выключателя, выключателя электродвигателя агрегата возбуждения и АГП. Если при отключении синхронного компенсатора будет обнаружена неисправность АГП, она должна быть незамедлительно устранена. Масляный насос должен отключаться лишь после полной остановки ротора.

Для вывода синхронного компенсатора в ремонт проверяют отключенное положение рабочего выключателя и отключают его шинные разъединители, проверяют отключенное положение пускового выключателя и его разъединителей, отключают трансформаторы напряжения синхронного компенсатора со стороны НН и ВН, проверяют отключенное положение выключателя двигателя агрегата возбуждения и выкатывают тележку выключателя в шкафу КРУ. При длительном ремонте прекращается подача охлаждающей воды в газовые и масляные охладители. Если на время ремонта синхронного компенсатора он остается заполненным водородом, газоанализатор на нем не отключается и за водородом ведется такой же контроль, как и на работающем конденсаторе. Необходимо иметь в виду, что на отключенном синхронном компенсаторе давление водорода резко падает за счет снижения его температуры

2.8

Осмотры и контроль за работой

Осмотр синхронного компенсатора, находящегося в работе, дежурным персоналом производится не реже 1 раза в смену. Кроме того, периодические осмотры должны производиться инженерно-техническими работниками участков и служб подстанций.

При осмотре проверяются режим работы синхронного компенсатора и температура активных частей машины, сопротивление изоляции цепи возбуждения и подшипников, выбрация подшипников, работа систем охлаждения и смазки, внешнее состояние синхронного компенсатора и системы возбуждения.

Контроль за режимом работы и температурой активных частей машины ведется по измерительным приборам. Их показания на должны выходить за допустимые пределы, отмеченные на шкалах этих приборов красной чертой. Логометры с переключателями должны быть снабжены таблицами максимальных значений измеряемых температур, которые дости гаются при работе в номинальном режиме. Показания приборов, характеризующих состояние синхронного компенсатора, записывают в щитовую ведомость (или журнал) не реже 2 раз в смену. При отклонении теплового режима синхронного компенсатора от номинального проверяют показания прибора, а затем убеждаются в нормальном поступлении охлаждающей воды, открытии задвижек газоохладителей; проверяют напряжение, значение и симметрию тока нагрузки синхронного компенсатора. Если причину повышения температуры выявить и устранить не удается, необходимо разгрузить синхронный компенсатор и проконтролировать снижение температуры. В случае неэффективности принятых мер синхронный компенсатор отключают от сети.

Синхронные компенсаторы обладают различной мощностью при работе в емкостном и индуктивном квадрантах. В режиме недовозбуждения (индуктивный квадрант) мощность компенсатора обычно составляет не более 50 % его номинальной мощности при неизменном значении температуры и постоянном давлении охлаждающего газа. При работе в индуктивном квадранте мощность ограничивается в связи с появлением местных нагревов лобовых частей обмотки и магнитных частей машины. Допустимая мощность в каждом отдельном случае устанавливается на основании результатов тепловых испытаний и указывается в эксплуатационной карте. Там же приводятся нагрузки синхронного компенсатора при разном давлении водорода, а также наибольшие допустимые в эксплуатации температуры обмоток статора, ротора и сердечника статора.

Температура обмоток, имеющих изоляцию класса В, и стали синхронных компенсаторов *в* установившемся номинальном режиме, °С, не должна превышать следующих значений:

Обмотка статора при охлаждении:
Воздушном ……105
Водородном при избыточном давлении:
5 кПА……105
50 кПА……100
100 кПА……95
200 кПА……90
Обмотка ротора (независимо от вида охлажающей среды и давления……...130
Сердечник статора (независимо от вида охлажающей среды и давления……105

Температура воды, поступающей в охладитель синхронного компенсатора, не должна быть выше 30 °С, а охлажденного газа 40 °С. Перепад темпе-

ратур охлаждающего газа, а также воды в газоохладителях при номинальной мощности синхронного компенсатора должен находиться в пределах 6,5-9,5 °С.

Синхронные компенсаторы рассчитаны на работу с номинальной мощностью при отклонении напряжения от номинального в пределах ± 5%. Повышение напряжения сверх номинального сопровождается увеличением потерь в стали, ее перегревом. Чтобы уменьшить нагрев стали, вызванный повышением напряжения, снижают токовую нагрузку до такого значения, при котором мощность синхронного компенсатора не превышала бы номинальной. По условию нагрева активной стали работа компенсаторов с напряжением более чем 1,1 *U*ном как правило, не разрешается.

При напряжении менее 0,95 *U*ном синхронный компенсатор не может лительно работать с номинальной мощностью, так как для этого необходимо Увеличить ток статора, а он не должен быть выше 1,05 *I*ном. Только в аварийных режимах при значительном понижении напряжения в энергосистеме разрешается кратковременная перегрузка синхронных компенсаторов по току статора и ротора. Продолжительность перегрузки нормируется кратностью тока статора, отнесенного к его длительно допустимому значению при данной температуре и давлении охлаждающего газа.

Длительность перегрузки в зависимости от кратности тока приведена ниже:

Продолжительность перегрузки, мин	60	15	6	5	4	3	2	1
Кратность перегрузки по току статора	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0

Ток ротора при перегрузке устанавливается соответствующим токовой нагрузке статора.

По истечении времени перегрузки следует принять меры по снижению нагрузки синхронного компенсатора до номинальной. К аварийным перегрузкам не разрешается прибегать повседневно в часы прохождения максимумов нагрузки.

Контроль изоляции цепи возбуждения. Работа синхронного компенсатора с замыканием на землю в цепи возбуждения не допускается. Причиной столь жесткого требования является опасность появления второго замыкания на землю, вследствие чего могут оказаться зашунтированными часть витков и даже отдельные катушки ротора. Появляющаяся в этом случае магнитная асимметрия может привести к серьезным механическим повреждениям синхронного компенсатора. Известны, например, случаи тяжелых повреждений, когда синхронный компенсатор срывало с фундаментных болтов. Для своевременного выявления дефектов изоляции в эксплуатации систематически (не реже 1 раза в смену) контролируется состояние изоляции цепей возбуждения относительно земли. Замеры производятся высокоомным вольтметром с большим внутренним сопротивлением, при этом измеряется напряжение U между контактными кольцами ротора, а также напряжения U_1 и U_2 между каждым контактным кольцом и валом ротора. Сопротивления изоляции подсчитываются по формуле:

$$R_{ИЗ} = R_B\left(\frac{U}{U_1 + U_2} - 1\right)$$

Где R_B – внутренне сопротивление вольтметра (80—100 кОм).

При хорошей изоляции цепей возбуждения напряжения U_1 и U_2 близки к нулю. Если одно из этих показаний окажется равным нулю, а другое -полному напряжению возбуждения, то это служит признаком наличия металлического замыкания на землю. В этом случае синхронный компенсатор необходимо отключить от сети и вывести в ремонт для устранения дефекта.

Контроль изоляции подшипников. У синхронного компенсатора контролируется состояние изоляции стойки подшипника от фундаментной плиты. Нарушение изоляции ведет к образованию пути для прохождения через подшипники, вал и станину токов, появляющихся в стали ротора вследствие небольшой, но всегда имеющейся несимметрии магнитной системы машины. Эти токи могут привести к повреждению шейки вала и поверхности вкладышей подшипников.

Состояние изоляции проверяется путем измерения и сравнения между собой двух напряжений: между концами вала ротора и на изоляционной прокладке стойки. Для получения правильных результатов измерения последнего напряжения масляные пленки в подшипниках должны шунтироваться временной перемычкой, присоединяемой с помощью контактных щупов к валу и стойке подшипника. При хорошей изоляции оба напряжения должны быть равны. Если изоляция неисправна, напряжение на прокладке будет меньше напряжения на валу ротора. Для контроля состояния изоляции подшипников синхронных компенсаторов серии КСВ выполняются стационарные схемы измерения.

Проверка вибрации. Вибрация синхронного компенсатора может быть вызвана как механической неуравновешенностью ротора, так и несимметрией электромагнитных сил в машине. Вибрация, вызванная механическими причинами, почти не зависит от изменения нагрузки синхронного компенсатора и появляется уже на холостом ходу.

Несимметрия электромагнитных сил действующих на ротор, может возникнуть в результате нарушения равномерности воздушного зазора в машине или при появлении виткового замыкания в обмотке ротора. Вибрация, связанная с нессиметрией электромагнитных сил. зависит от нагрузки синхронного компенсатора и возрастает с увеличением тока возбуждения. В эксплуатации наиболее часто вибрация возникает в результате воздействия обоих указанных факторов.

Независимо от причины возникновения вибрации она сравнительно быстро вызывает износ отдельных деталей и приводит к выводу из строя синхронной компенсатора. Установлено, что вибрация подшипников у синхронных компенсаторов не должна превышая 80 мкм. При осмотре синхронного компенсатора его вибрационное стояние проверяется, как правило ощупь. В случае резкого повышения вибрации синхронный компенсатор разгружают и, если вибрация не прекращается, отключают от сети и затормаживают.

На синхронных компенсаторах серии КСВ предусмотрено дистанционное измерение вибрации.

Проверка работы систем охлаждения и смазки. При осмотре обращается внимание на положение вентилей водяной и газовой систем охлаждения, а также системы смазки подшипников. Положение вентилей и кранов должно соответствовать режиму работы системы. Все вентили и краны должны быть пронумерованы, и на них должны быть нанесены индексы: в системе смазки - М; в газовой системе, заполненной водородом, - В, диоксидом углерода - У. Индексы указываются перед номером вентиля и крана

Проверяются уровень воды в брызгальных бассейнах, работа сопл, давления, темпиратура воды в напорном и сливном коллекторах синхронного компенсатора. На ощупь проверяется

температура двигателей циркуляционных насосов и уровень масла в подшипниках..

При наличии установок противонакипной обработки воды (типа ЭМА) проверяют значения напряжения и выпрямленного тока и соответтвие их установленным во время наладочных испытаний параметрам. Важен также контроль температуры полупроводниковых выпрямителей, так как их нормальная работа возможна только в строго определенном диапазоне температур.

При осмотре масляной системы проверяются (на ощупь и на слух) работа маслонасоса, давление и температура циркулирующего масла, уровень масла в маслобаке. Снижение уровня масла в баке до уровня сливного маслопровода вызывает подсос воздуха в маслосистему, срыв струи масла и отключение синхронного компенсатора.

Состояние газовой системы проверяется по давлению водорода, отсутствию утечек водорода на слух, а также путем контрольных замеров давления по манометру, проводимых через 1 ч при постоянном температурном режиме синхронного компенсатора. Отбирается проба газа из компенсатора, и производится ее химический анализ на аппарате типа ВТИ-2. По результатам анализа проверяют, правильно ли работает автоматический газоанализатор. При неисправности автоматического газоанализатора он отключается, а состав газа контролируется химическим анализом, проводимым не реже 1 раза в смену.

Проверка состояния синхронного компенсатора и оборудования систем возбуждения. Работающий синхронный компенсатор прослушивается. Если синхронный компенсатор исправен, характер его шума не изменяется. Осматривается щеточный аппарат. Щетки на кольцах ротора и коллектора возбудителя не должны иметь искрения, так как при постепенном усилении оно может привести к круговому огню на коллекторе и КЗ между кольцами ротора. Вероятность возникновения кругового огня и перекрытия коллекторных пластин особенно возрастает в режиме форсировки возбуждения. Среди причин, вызывающих искрение щеток на кольцах ротора, могут быть названы следующие: недостаточное нажатие всех или части щеток, плохая подгонка (не по всей поверхности) щеток к кольцам, подгар рабочей поверхности колец, заклинивание щеток в щеткодержателях, применение щеток разных марок или различных по характеристикам, срабатывание щеток, вибрация щеток из-за биения поверхности колец вследствие неравномерной выработки или вибрации конца вала ротора. Биение колец не допускается более 0,1 мм.

Искрение на коллекторе возбудителя помимо указанных выше причин может произойти также вследствие возвышения миканитовых прокладок над поверхностью коллекторных пластин, из-за неудовлетворительной наладки коммутации, при витковых замыканиях в обмотках главных и дополнительных полюсов, из-за некачественной пайки в петушках коллектора. Часто искрение щеток вызывается их перегрузкой. Дополнительное нажатие на них пружинами еще больше увеличивает перегрузку и искрение. Поэтому следует добиваться равномерного нажатия пру-жин на все щетки и увеличивать нажатие лишь там, где оно недостаточно. Нормальным считается давление 1,5-2-Н/см^2.

Безыскровой работе щеток способствуют винтовые канавки на их рабочей поверхности, а при отсутствии канавок - диагональные прорези, наносимые ножовочным полотном на глубину 6-8 мм.

При работе электрических машин поверхности их коллекторов и колец покрываются тонким слоем темной политуры, представляющей собой пленку закиси меди, покрытую частицами графита. Медные поверхности, покрытые политурой, изнашиваются медленнее свежеотполированной меди. Поэтому при ремонте без надобности не следует удалять политуру шлифовкой. При осмотре электромашийных возбудителей проверяется работа системы смазки подшипников и нагрев возбудителя. Допустимая температура нагрева обмоток возбудителей 70 °С, стали и коллектора 80 °С.

При тиристорной системе возбуждения в процессе осмотра следует обращать внимание на положения, в которых находятся ключи, переключатели, накладки, автоматические выключатели указатели реле, сигнальные устройства, показывающие электрические и технологические приборы, сигнальные лампы. Исправность тиристоров контролируется горением неоновых ламп. Погасание какой-либо из них свидетельствует о пов-реждении (пробое) тиристора или нарушении в распределении тока между параллельными ветвями преобразователя. Повреждение всех тиристоров в параллельной ветви влечет за собой срабатывание быстродействующего предохранителя.

При осмотре необходимо следить за отсутствием течей в системе охлаждения тиристоров, проверять темпера-туру охлаждающей дистиллированной воды и поддерживать ее в пределах 15-35 °С, контролировать перепад давления дистиллята (должен быть не менее 0,2 МПа), а также протекание воды через охладители.

Появление общего сигнала о неисправности возбуждения обязывает персонал осмотреть отдельные устройства системы возбуждения, выявить неисправность и принять меры по ее устранению или ограничению дальнейшего развития.

При устранении неисправности следует помнить о том, что оборудование шкафов тиристорного возбужения (электроды тиристоров, шины переменного тока), цепи возбуждения и прочая аппаратура (СУТ, блоки АРВ, релейная защита) находятся под напряжением 380 В и выше. Поэтому работы в цепях преобразователя запрещаются без отключения напряжения как со стороны питания, так и со сторон ротора при его вращении. По этой ж причине в условиях нормальной экс-плуатации двери шкафов преобразователя и АРВ должны запираться на ключ, а силовая панель, панель АГГ и быстродействующих анодных выключателей должны иметь еще и сетчатые ограждения.

Контроль за работой систем бесщеточного возбуждения (БЩВ) ведется по измерительным приборам и сигнальной аппаратуре, размещенной на панели автоматического регулятора возбуждения (АРВ). При осмотре проверяется положение сигнальных устройств, реле, переключателей, а также, состояние и охлаж-дение тиристоров. Для их нормальной работы необходим свободный приток охлаждающего воздуха.

Система БЩВ снабжена защитой от внутренних КЗ в цепях ротора и защитой тиристорного преобразователия от сверхтока. При неисправности в системе возбуждения сигналы передаются на щит управления. При получении любого сигнала неисправности в системе возбуждения персонал обязан согласно местной инструкции принять меры по выясне-нию причины устранению неисправ-ности.

Во всех случаях потери синхронным компенсатором возбуждения и неуспешных попыток его восстановления синхронный компенсатор следует отключить от сети, так как, потребляя реактивную мощность, он увеличивает потери в сети и понижает напряжение на шинах подстанции.

Глава 3

Обслуживание коммутационных аппаратов.

3.1

Выключатели

Выключатели высокого напряжения служат для коммутации электрических цепей во всех эксплуатационных режимах, включения и отключения токов нагрузки, токов намагничивания трансформаторов и зарядных токов линий и шин, отключения токов КЗ, а также при изменениях схем электрических установок.

Каждый режим работы имеет свои особенности, определяемые параметрами электрической цепи, в которой установлен выключатель. Тяжелым режимом работы является отключение тока КЗ, когда выключатель подвергается воздействию значительных электродинамических сил и высоких температур. Отключение сравнительно малых токов намагничивания и зарядных токов линий имеет свои особенности, связанные с возникновением опасных коммутационных перенапряжений, утяжеляющих работу выключателей.

Требования, предъявляемые к выключателям во всех режимах работы, следующие:

1) надежное отключение любых токов в пределах номинальных значений;
2) быстродействие при отключении, т.е. гашение дуги в возможно меньший промежуток времени, что вызывается необходимостью сохранения устойчивости параллельной работы станций при КЗ;
3) пригодность для автоматического повторного включения после отключения электрической цепи защитой;
4) взрыво- и пожаробезопасность;
5) удобство обслуживания;

Для оперативного обслуживания необходимо, чтобы каждый выключатель или его привод имел хорошо видимый и безотказно работающий указатель положения ("Включено", "Отключено"). Если выключатель не имеет открытых контактов и его привод отделен стенкой от выключателя, то указатель должен быть и на выключателе, и на приводе.

На подстанциях применяют выключатели разных типов и конструкций. В них заложены различные принципы гашения дуги и используются различные дугогасящие среды (трансформаторное масло, сжатый воздух, элегаз, твердые газогенерирующие материалы и т.д.). Однако преимущественное распространение получили масляные баковые выключатели с большим объемом масла, маломасляные выключатели с малым объемом масла и воздушные выключатели. Перспективны элегазовые и вакуумные выключатели.

Основными конструктивными частями выключателей всех типов являются токопроводящие и контактные системы с дугогасительными устройствами, изоляционные конструкции, корпуса и вспомогательные элементы

(газоотводы, предохранительные клапаны, указатели положения и т.д.), передаточные механизмы и приводы.

Масляные выключатели. В баковых выключателях с большим объемом масла (серий МКП, У, С и др.) масло используется как для гашения дуги, так и для изоляции токопроводящих частей от заземленных конструкций, в маломасляных выключателях серий ВМГ, ВМП, ВМ11П, ВМПЭ, ВК, МГГ, ВМК и др. для гашении дуги и не обязательно для изоляции от земли частей, находящихся под напряжением. Их баки специально изолируются от земли. Выключатели изготовляются с раздельными полюсами.

Промышленностью выпускаются маломасляные выключатели и на напряжение 110-220 кВ серии ВМТ. Отличительной особенностью конструкций этой серии выключателей являются маслонаполненные фарфоровые колонны, каждая из которых состоит из опорного и камерного изоляторов. В камерных изоляторах размешены дугогасительные устройства и механизмы управления. Маслонаполнен-ные колонны герметичны. Надмасляное пространство в них заполнено газом (азотом), находящимся под постоянным давлением (0,5-1 МПа). Давле-ние создается перед вводом выключа-теля в работу и сохраняется без пополнения до очередного ремонта.

Гашение дуги в масляных выключателях обеспечивается воздействием на нее дугогасящей среды - масла. Процесс сопровождается сильным нагревом, разложением масла и образованием газа в виде газового пузыря (температура газовой смеси в камере выключателя $T \approx$ 800 - 2500 К). В газовой смеси содержится до 70 % водорода, что и определяет высокую дугогасящую способность масла, так как в водороде дугой отдается в десятки раз больше энергии, чем в воздухе. Быстрое нарастание давления в газовом пузыре до значений, превышающих атмосферное (при отключении тока КЗ давление может достичь 3-8 МПа), способствует эффективной деионизации межконтактного пространства в выключателе.

Дуга между расходящимися контактами гаснет в момент прохождения тока через нулевое значение, так как в это время к ней практически не подводится мощность, температура дуги падает, и дуговой промежуток почти теряет проводимость. Однако первое погасание дуги не исключает ее повторного зажигания. Все зависит от двух принципиально отличных друг от друга обстоятельств: скорости нарастания так называемого восстанавливающегося напряжения, стремящегося пробить промежуток между контактами, и скорост нарастани изолирующих свойств промежутка, препятствующих пробою. Если скорость восстановления напряжения на контактах полюса выключателя ока-жется выше скорости восстановле-ния изолирующих свойств среды, дуга загорится и процесс ее гашения повторится. Прекращение процесса зажигания дуги наступит лишь тогда, когда восстанавливающееся напряжение станет недостаточным для пробоя все увеличивающегося промежутка вследствие движения подвижных контактов.

В современных масляных выключателях применяются эффективные дугогасящие устройства, ускоряющие восстановление электрической проч-ности промежутка. Помогают снизить скорость восстановления напряжения в выключателях некоторых типов шунтирующие резисторы, присоединяемые параллельно главным контактам дугогасительных камер.

Кроме скорости восстановления напряжения на длительность горения дуги в масляных выключателях влияют следующие факторы: сила тока, отключаемого выключателем; высота слоя масла над контактами; скорость раскождения контактов.

Чем больше значение отключаемого тока, тем интенсивнее газообразование и тем успешнее гашение дуги.

При отключении небольших токов гашение дуги может затянуться, так как энергии, выделяемой при этом дугой, бывает недостаточно для ее гашения. При отключении токов намагничивания процесс гашения сопровождается возникновением перенапряжений, связанных с обрывом (срезом) тока до момента его естественного прохождения через нуль. Перенапряжения приводят к повторным пробоям. Упомянутые выше шунтирующие резисторы позволяют снизить кратность перенапряжений. Положительную роль они играют и при отключении зарядных токов линий электропередачи. Через шунтирующие резисторы разряжается емкость отключаемой линии, благодаря чему напряжение на проводах, созданное остаточным зарядом, понижается. При сниженной амплитуде напряжения, воздействующего на каждый полюс выключателя, уменьшается вероятность повторных пробоев.

Высота слоя масла над контактами имеет существенное значение при гашении дуги. Чем больше слой масла, тем больше давление в газовом пузыре, тем интенсивнее процесс деионизации. Вместе с тем высокий уровень масла в баке снижает объем воздушной подушки, что может привести к опасному повышению давления внутри бака и сильному удару масла в крышку.

При небольшом слое масла над контактами горючие газы, проходя через него, не успевают охладиться и в результате смешения с кислородом воздуха могут образовать гремучую смесь. Скорость расхождения контактов в выключателе играет важную роль. При высокой скорости движения контактов Дуга быстро достигает своей критической длины, при которой восстанавливающееся напряжение оказывается недостаточным для пробоя большого промежутка. Одним из способов увеличения скорости удлинения дуги является увеличение числа последовательных разрывов в каждом полюсе выключателя. Вязкость масла в выключателе отрицательно сказывается на скорости движения контактов. Вязкость увеличивается с понижением температуры масла.

Загустение и загрязнение смазки трущихся частей передаточных механизмов и приводов в значительной степени отражаются на скоростных характеристиках выключателей. В ряде случаев движение контактов может оказаться замедленным или вообще прекратиться, контакты зависнут. При ремонтах необходимо удалять старую смазку в узлах трения и заменять ее новой консистентной незамерзающей смазкой марок ЦИАТИМ-221, ЦИАТИМ-201,ГОИ-54.

Приводы выключателей. Приводы служат для включения и отключения масляных выключателей за счет энергии, поступающей в них от внешнего источника. По виду используемой_энергии они могут быть электромагнитными, пневматическими и пружинными. По способу включения и отключения выключателей приводы подразделяют на полуавтоматические, осуществляющие включение выключателя с помощью приложения мускульной силы, а отключение как дистанционно от ключа (устройства релейной защиты), так и вручную, и автоматические, осуществляющие включение и отключение выключателя дистанционно (от релейной защиты), а также отключение вручную. Основными частями привода являются:

силовое устройство, служащее для преобразования подведенной к приводу энергии в механическую;

операционный и передаточный механизмы, служащие для передачи движения от силового устройства к механизму выключателя и для удержания его во включенном положении;

отключающее устройство.

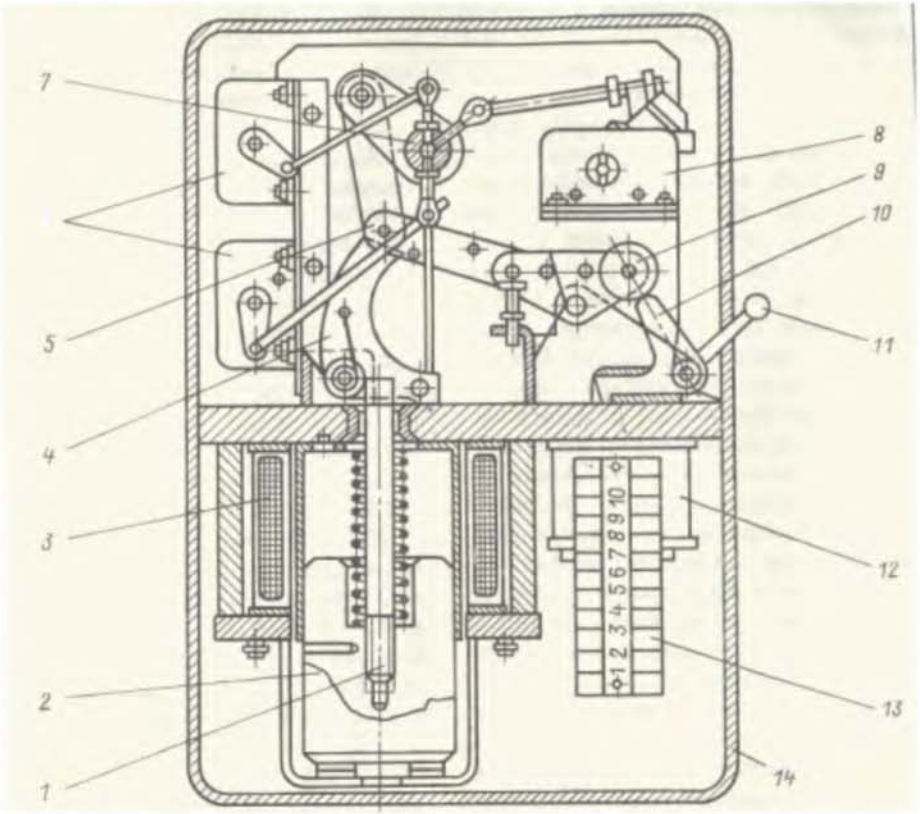


Рис. 3.1.

Привод электромагнитный для маломасляных выключателей:

1 - шток с пружиной; 2- сердечник; 3 - обмотка электромагнита включения; 4 - удерживающий рычаг; 5 - ролик; 6, 8 - контакторы вспомогательных цепей; 7 - вал привода; 9 - рычаги механизма свободного расцепления; 10 - защелка; 11 - рычаг ручного отключения; 12 - электромагнит отключения; 13 - сборка зажимов; 14 - корпус привода

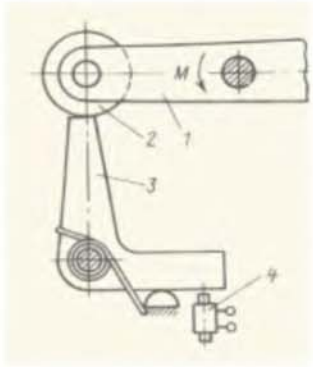
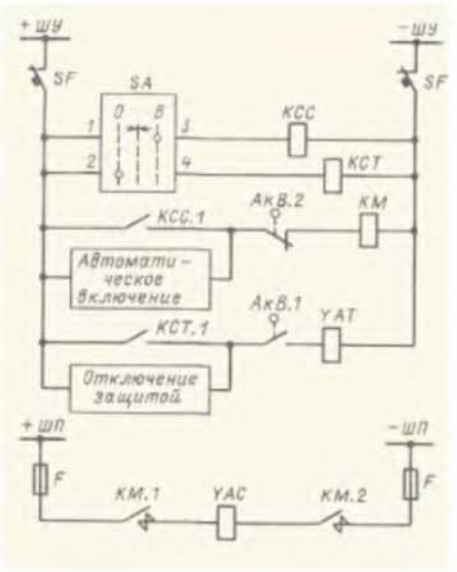


Рис 3.2
Запирающий механизм

Электромагнитные приводы постоянного тока применяются для управления всеми типами масляных выключателей напряжением 10-220 кВ. Привод представляет собой корпус с электромагнитом включения и операционным механизмом. В корпусе размещены также электромагнит отключения, контакты вспомогательных цепей, механизм ручного отключения и в ряде случаев механический указатель положения выключателя, жестко связанный с его валом На рис 3.1 показан привод для маломасляного выключателя. Силовое устройство – электромагнит включения – представляет собой магнитопровод с обмоткой 3 и сердечником 3 со штоком 1.



Шины управления, автоматический выключатель		
Цепь реле команды “отключить”		
Цепь реле команды “отключить”		
Ключом	Цепь включения	
От устройств автоматики		
Ключом	Цепь отключения	
От защиты		
Шины питания привода, предохранитель		
Цепь электромагнита Включения		

Рис. 3.3

Схема управления выключателем с электромагнитным приводом

Тяговое усилие, необходимое для включения выключателя создается сердечником 2, который втягивается электромагнитом при прохождении по его обмотке тока. Усилие передается выключателю системой рычагов операционного и передаточного механизмов.

После завершения операции включения выключателя цепь электромагнита автоматически разрывается и сердечник ПУД действием силы тяжести (и пружины) опускается вниз.

Для отключения выключателя в обмогку электромагнита отключения подается оперативный гок. Сердечник втягивается электромагнитом, и его боек ударяет в одно из звеньев механизма свободного расцепления 9. Звенья механизма свободного расцепления складываются, вал выключателя поворачивается под действием встроенных отключающих пружин – происходит отключение выключателя

Остановимся более подробно на некоторых элементах электромагнитного привода с которыми часто сталкивается оперативный персонал в своей практической деятельности. К таким элементам относятся запирающий механизм, отключающее устройство и механизм свободного расцепления.

З а п и р а ю щ и й м е х а н и з м необходим для удержания выключателя во включенном положении. Простейшая конструкция запирающего механизма приведена на рис. 3.2. Удерживающее (запирающее) звено 1 с роликом 2 прижимается защелкой 3 вращающим моментом М. Для расцепления механизма, т.е. для поворота звена на 1 в направлении, указанном стрелкой *М,* надо защелку 3 повернуть против вращения часовой стрелки. Такой поворот выполняется электромагнитом отключения 4 или вручную, воздействием на рычаг отключения.

Для надежной работы запирающего механизма трущиеся поверхности ролика и защелки подвергаются шлифовке, они должны содержаться в чистоте и регулярно смазываться незамерзающей смазкой.

Отключающее устройство состоит из электромагнита и перемещающегося внутри обмотки ферромагнит-ного сердечника со штоком. При подаче напряжения на обмотку электромагнита (ключом или от реле) его сердечник втягивается и, ударяя по "хвосту" защелки, расцеп-ляет запирающий механизм привода. Основные требования, которые могут быть предъявлены к электромагнитным механизмам отключения, - это быстродействие и постоянство динамических характеристик независимо от колебаний (в допустимых пределах) напряжения источника питания и температуры окружающей среды. Для этого должно быть обеспечено свободное (“без заеданий") перемещение сердечника электромагнита на всем его пути, отрегулирован запас хода сердечника, проверена надежная работа электромагнитного механизма отключения при отклонениях напряжения от номинального на его выводах.

Механизм свободного расцепления - система складывающихся рычагов в приводе - является связующим звеном между силовым устройством и передаточным механизмом. Он разобщает силовое устройство с передаточным механизмом для последующего отключения выключателя в любой момент времени независимо от того, продолжает или нет действовать сила, осуществляющая включение. Необходимость такого механизма связана с требованием немедленного отключения выключателя действием релейной защиты в случае включения его на неустраненное КЗ.

На рис. 3.3 показана принципиальная схема дистанционного управления масляным выключателем с **электромагнитным приводом**. Схема соответствует отключенному положению масляного выключателя.

Включение выключателя осуществляется поворотом рукоятки ключа *SA* на 45° по часовой стрелке, при этом замыкаются контакты 1-3 в цепи реле команды "включить" *КСС*. Это реле замыкает контакты *КСС*.1 в цепи питания контактора *КМ*. Контактор срабатывает и замыкает цепь электромагнита включения *УАС* – выключатель включается, ключ *SA* возвращается в нейтральное положение. Аналогично включается выключатель и при действии устройства автоматики, где команда на включение подается реле.

Отключение выключателя осуществляется поворотом ключа на 45° против вращения часовой стрелки, при этом создается цепь питания реле команды "отключить" *КСТ*. Реле замыкает контакты *КСТ*.1, в результате чего через замкнутые вспомогательные контакты привода выключателя *АкВ*.1 подается напряжение на электромагнит отключения *YAT* выключатель отключается, ключ *SA* возвращается в нейтральное положение.

Срабатывание устройства релейной защиты также приводит к отключению выключателя, так как контакты выходного реле защиты включены параллельно контактам реле *КСТ*.

Заметим, что реальные схемы управления выключателями выглядят более сложными: они содержат цепи блокировок и сигнальные цепи.

Важнейшей блокировкой является блокировка против повторения операций включения и отключения, когда предпринимается попытка включения выключателя после его автоматического отключения на неустраненное КЗ. В этом случае команда на включение, поданная ключом, сможет затянуться, а выключатель тем временем отключится релейной защитой. Такое состояние схемы управления приводит к повторному включению выключателя. Блокировка запрещает в данном случае повторные включения.

Схемы управления обычно дополняются устройствами сигнализации в виде сигнальных ламп, показывающих включен или отключен выключатель после снятия соответствующей команды. В схемах предусматривается световая и звуковая сигнализация о несоответствии положения выключателя и его ключа управления (например, в случае автоматического отключения выключателя релейной защитой), а также сигнализация контроля цепей включения и отключения выключателя.

В электрических схемах управ-ления и сигнализации выключателей всегда имеются контакты, комму-тирующие вспомогательные цепи: электромагнитов включения и отключения, сигнальных ламп и другие цепи постоянного тока. Контакты управля-ются с помощью кинематических передач между валом привода и валом контактора. Скорость срабатывания контактов определяется технологической необходимостью: есть контактные пары, которые должны быстро размыкаться (или замыкаться) в конце выполнения операции или даже после ее завершения; имеются контакты, скорость срабатывания которых зависит от скорости движения перемещающихся частей, и т.д. Конструкции контактов весьма разнообразны. В отечественных приводах используются наборные контакты типа КСА (контакты сигнальные Аксентона). В эксплуатации необходимо следить за состоянием контакторов, нарушение в работе которых может привести к отказу в работе привода.

Схемы управления и сигнализации применяются на подстанциях в различных вариантах в зависимости от типа выключателя и его привода, использования устройств телемеханики и других условий.

Пневматические приводы применяются для управления масляными выключателями серий У,С и др. Источником энергии для них является сжатый воздух. В качестве силовых элементов используются поршневые пневматические блоки одностороннего действия (рис. 3.4), в которых сжатый воздух при работе привода подается с одной стороны поршня 3, а обратный ход поршня осуществляется действием пружины 4. Кинематическая схема пневматического привода подобна схеме электромагнитного привода.

На рис. 3.5 показан пневматический привод типа ШПВ-46П для масляного выключателя У-220, созданный на базе электромагнитного привода. В нем вместо электромагнита включения установлен пневматический блок, который состоит из рабочего цилиндра 4, дутьевого клапана 5, патрубка 6, соединяющего дутьевой клапан с воздухосборником сжатого воздуха 1, устройства ручного отключения 3, электроподогревателя 7, включаемого при низких температурах наружного воздуха. К воздухосборнику присоединен контактный манометр 2, контролирующий давление сжатого воздуха. Привод рассчитан на номинальное давление сжатого воздуха 2 МПа. Объем воздуха в воздухосборнике достаточен для осуществления цикла АПВ.

Привод крепится на баке выключателя и соединяется тягой с механизмом полюса выключателя. Каждый полюс имеет самостоятельную схему управления, обеспечивающую дистанционное трехполюсное и пофазное управление выключателем.

П р у ж и н н ы е приводы предназначаются для маломасляных выключателей 6-10 кВ*. Источником энергии в приводах служат мощные предвари-

---

* Маломасляные выключатели серии ВМТ на ПО и 220 кВ также управляются мощными пружинными приводами специальной серии ППК. Передача движения контактам дугогасительных устройств осуществляется с помощью стеклопластиковых тяг.

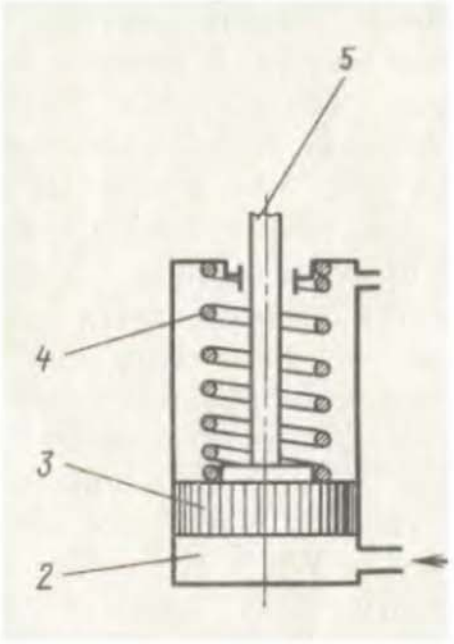


Рис. 3.4.

Принципиальная схема поршневого пневматического блока одностороннего действия: 1 - подача сжатого воздуха; 2 - цилиндр; 3 - поршень; 4 - пружина; 5 - шток

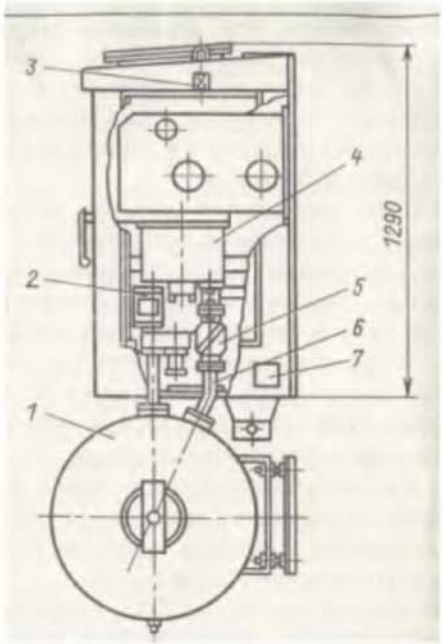


Рис 3.5

Пневматический привод типа ШПВ-46П для масляного выключателя с большим объемом масла типа У-220

тельно заведенные рабочие пружины. Завод пружины обычно осуществляется с помощью электродвигателя, соединенного с редуктором, но возможен и ручной завод съемным рычагом. Время завода пружин для разных типов приводов составляет от нескольких секунд до десятков секунд.

Операция включения выключателя, выполняемая за счет потенциальной энергии рабочих пружин, может происходить лишь после их полного завода, что контролируется специальной блокировкой и сигнализируется указателем готовности привода к работе. В пружинных приводах ППМ-10, ПП-67 рабочие пружины должны заводиться перед каждой операцией включения. Завод рабочих пружин возможен как при отключенном, так и при включенном выключателе - в последнем случае для осуществления электрического АПВ.

Отключение выключателя выполняется за счет энергии отключающих пружин, расположенных в механизме самого выключателя и заводимых при его включении.

В приводах установлены электромагниты включения* и отключения, кнопки подачи команд на электромагниты, имеется указатель готовности привода к включению, а также механический указатель положения выключателя. Одно из преимуществ пружинных приводов состоит в том, что они не требуют для своей работы источника постоянного оперативного тока. Питание оперативных цепей управления, оперативных цепей релейной защиты; и автоматики, цепей обогрева шкафов КРУ осуществляется от источков переменного тока (выносных однофазных трансформаторов, подключенных к вводам линий, трансформаторов собственных нужд).

Неполадки в работе масляных выключателей и их устранение. Неполадки (отказы и повреждения) в работе масляных выключателей, как правило, приводят к крупным авариям с образованием пожаров в распределительных устройствах. Наиболее часто повторяющимися неполадками являются отказы выключателей в отключении токов короткого замыкания, неисправности контактных систем, перекрытия элементов внутренней и внешней изоляции, поломки изолирующих частей, а также отказы передаточных механизмов и приводов.

Случаи отказов в отключении токов КЗ объясняются главным образом несоответствием фактической отключающей способности выключателей условиям их эксплуатации. В результате развития энергосистем токи КЗ возрастают до значений, недопустимых для отключения ранее установленными на подстанциях выключателями. В связи с этим в эксплуатации необходимо систематически проверять соответствие параметров выключателей реальным условиям их работы. Кроме того, на практике не должны создаваться такие схемы работы подстанций, при которых мощность короткого замыкания превышает отключающую способность выключателей. В аварийных и ремонтных ситуациях при необходимости соединения на параллельную работу двух систем шин и более (например, включением секционных выключателей) эта операция должна сопровождаться проведением мероприятий, приводящих к ограничению токов КЗ.

К неполадкам контактных систем относят недовключения подвижных контактов, зависания контактов в промежуточном положении, разрушения металлокерамики, поломки розеточных контактов. Неполадки в контактных системах, как правило, препятствуют отключениям и включениям выключателей и заканчиваются образованием дуги с последующим взрывом выключателя.

Перекрытия изоляции являются самым массовым видом повреждений выключателей. Они происходят при коммутационных и грозовых перенапряжениях, а также в результате загрязнения изоляции уносами промышленных предприятий, расположенных в близи подстанции.

У выключателей серий ВМГ и ВМП нередки случаи перекрытий опорной изоляции по загрязненной и увлажненной поверхности.

Внутрибаковые перекрытия в выключателях наружной установки наблюдались при попадании в них влаги, всплытии льда при наступлении положительных температур, снижении диэлектрических свойств масла, вытекании масла из бака. В эксплуатации необходимо тщательно следить за целостью сварных соединений баков, уплотнением крышек, появлением неплотностей под болтами и заглушками, исправностью кранов и масловыпускателей.

К поломкам изолирующих деталей относят прежде всего разрушения фарфоровых тяг выключателей серий ВМГ, изоляционных тяг выключателей ВМПП-10. Разрушения фарфоровых тяг неоднократно приводили к перекрытию выключателей.

Отказы в работе передаточных и операционных механизмов приводов происходят в результате поломок отдельных деталей и нарушений регулировки. Это приводит к

---

* Электромагнит включения воздействует на систему рычагов привода, в результате чего заведенные рабочие пружины соединяются с валом выключателя, и выключатель включается.

заеданию валов, застреванию тяг и ненормальной работе контактных систем, что являлось источником серьезных аварий.

Распространенными причинами отказа приводов являются некачественная регулировка, затирания в механизме расцепления и сердечников электромагнитов, дефекты пружин, нарушения связей между частями механизма привода из-за выпадения осей, пальцев.

Часты отказы в работе выключателей с пружинными приводами, например типа ВМП-10П. Отмечены случаи самопроизвольного включения выключателей этого типа во время завода пружин.

Осмотры и обслуживание масляных выключателей. При наружном осмотре проверяют действительное положение каждого выключателя по показанию его сигнального устройства и соответствие этого положения изображенному на оперативной схеме. Проверяют состояние поверхности фарфоровых покрышек вводов, изоляторов и тяг, целость мембран предохранительных клапанов и отсутствие выброса масла из газоотводов, отсутствие следов просачивания масла через сварные швы, разъемы, краны. На слух определяют отсутствие треска и шума внутри выключателя. По цвету термопленок устанавливают температуру контактных соединений. Обращают внимание на уровень масла в баках и соответствие его температурным отметкам на шкалах маслоуказателей.

При_значительном понижении уровня или уходе_масла из бака принимают меры, препятствующие отключению выключателем тока нагрузки и тем более тока короткого замыкания. Для этого отключают автоматические выключатели (снимают предохранители) на обоих полюсах цепи электромагнита отключения. Затем создают схему, при которой электрическая цепь с неуправляемым выключателем отключается другим выключателем, например шиносоединительным или обходным.

В зимнее время при температуре окружающего воздуха ниже -25 °С условия гашения дуги в масляных выключателях резко ухудшаются вследствие повышения вязкости масла и уменьшения в связи с этим скорости движения подвижных частей. Для улучшения условий работы масляных выключателей при дли-тельном (более суток) понижении температуры должен включаться электроподогрев, отключение которого производится при температуре выше -20 °С

На скорость и надежность работы выключателей большое влияние оказывает четкая работа их приводов при возможных в эксплуатации отклонениях напряжения от номинального в сети оперативного тока. При пониженном напряжении усилие, развиваемое электромагнитом отключения, может оказаться недостаточным и выключатель откажет в отключении. При пониженном напряжении в силовых цепях привод может недовключить выключатель, что особенно опасно при его работе в цикле АПВ. При повышенном напряжении электромагниты могут развивать чрезмерно большие усилия, которые приведут к поломкам деталей привода и сбоям в работе запирающего механизма. Для предупреждения отказов в работе приводов их действие периодически проверяют при напряжении 0,8 и $1{,}15U_{\text{НОМ}}$. Если выключатель оборудован АПВ, опробование на отключение целесообразно производить от защиты с включением от АПВ. При отказе в отключении выключатель должен немедленно выводиться в ремонт.

Воздушные выключатели

В воздушном выключателе сжатый воздух выполняет две функции - гашения дуги и управления механизмом самого выключателя. Изоляция токоведущих частей от земли осуществляется фарфором.

Конструктивные схемы воздушных выключателей, применяемых на подстанциях, в основном определяются способом создания изоляционного -промежутка между контактами выключателя, находящегося в отключенном положении, способом подачи сжатого воздуха в дугогасительные устройства, системой управления выключателем, наличием шунтирующих резисторов и делителей напряжения и некоторыми другими особенностями.

На рис. 3.6 представлены две принципиально отличные конструктивные схемы воздушных выключателей напряжением 110 кВ и выше. По схеме рис. 3.6.а выполнялись выключатели с воздухонаполненными отделителями серии ВВН и их модификации ВВШ (обе серии сняты с производства, но находятся еще в эксплуатации), а по схеме рис. 3.6.б выполняются выключатели бакового типа серии ВВБ. Этой серии выключателей присущи особенности, существенно отличающие их от воздушных выключателей серий ВВН и ВВШ:

унификация узлов на все классы напряжения;

возможность опорного и подвесного исполнения (для сверхвысоких напряжений) ;

отсутствие фарфоровых изоляторов, находящихся под давлением сжатого воздуха, что обеспечивает их взрыво-безопасность;

независимое дутье в каждом разрыве, т.е. устранение взаимного влияния соседних разрывов в момент гашения дуги;

большая разрывная мощность.

Выключатели серии ВВШ (рис. 3.6,а) Основанием каждого полюса служит резервуар со сжатым воздухом 11 Выключатели имеют две контактные системы, соединенные последовательно. Первая - контактная система дугогасительных камер 1, контакты которой лишь кратковременно расходятся на время гашения дуги. Вторая – контактная система отделителей 8, отключающая ток, ограниченный шунтирующими резисторами, и образующая надежный изоляционный промежуток при отключенном положении выключателя, когда контакты дугогасительных камер замкнуты. Камеры и отделители связаны между собой трубчатыми шинами 13 к которым подключены резисторы 6, шунтирующие камеры и емкостные делители напряжения *7,* предназначенные для выравнивания распределения напряжения в отключенном положении отделителей.

Сжатый воздух поступает из резервуара полюса в гасительные камеры и отделители через дутьевые клапаны 12 и 10 соответственно, находящиеся у основания каждого полюса, по полым опорным изоляторам 9. В корпусах дутьевых клапанов установлены обратные клапаны, через которые при включенном положении выключателя поступает воздух для вентиляции внутренних полостей опорной изоляции, камер и отделителей, откуда через неплотности контактов и механизмов, выходит к атмосферу. Прекращение подачи сжатого воздуха на вентиляцию может привести к аварии с выключателем. Когда отделители находятся под давлением сжатого воздуха, их обратные клапаны закрыты и система вентиляции не работает.

Выключатель имеет распределительный шкаф, в котором расположены пневматические приборы. Он уста-

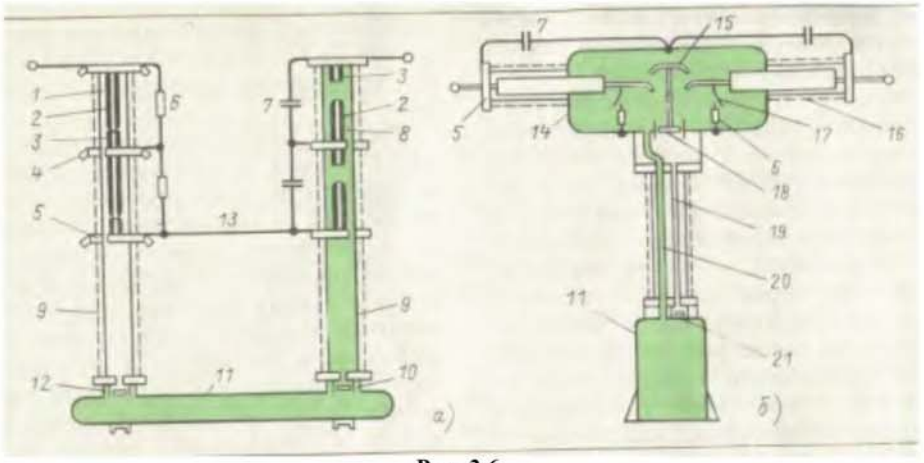


Рис. 3.6.

Принципиальные конструктивные схемы воздушных выключателей на напряжение 110 кВ:

а - серия ВВШ (ВВН) ; б - серия ВВБ; 1 - дугогасительная камера; 2 - подвижный контакт; .3 - неподвижный контакт; 4 - выхлопной клапан; 5 - фланец; 6 - резистор; 7 - емкостный делитель напряжения (в новых конструкциях выключателей на 110 кВ не применяется); 8 - отделитель; 9 - фарфоровый опорный изолятор; 10 - дутьевой клапан отделителя; 11 - резервуар сжатого воздуха; 12, 18 - дутьевые клапаны дугогасительной камеры; 13 -трубчатая шина; 14 – металлическая камера; 15 - траверса с подвижными контактами; 16 - фарфоровая рубашка; 17 - дополнительный контакт; 19 - импульсный воздухопровод; 20 - основной воздухопровод; 21 - клапаны отключения и включения

навливается вне зоны действия выброса газов из гасительных камер. На рис. 3.7 дана схема распределительного шкафа. Сжатый воздух подводится к распределительному шкафу по воздухопроводу 5. От распределительного шкафа к каждой фазе выключателя отходит главный воздухопровод 8 и воздухопровод системы вентиляции 7. Редукторный клапан 6 служит для снижения давления сжатого воздуха, поступающего на вентиляцию. Электроконтактные манометры 1 предназначены для сигнализации о недопустимом понижении давления сжатого воздуха в резервуарах и запрещения в этом случае автоматического повторного включения.

Управление выключателями однополюсное и трехполюсное осуществляется электромагнитами включения и отключения, воздействующими на системы пусковых клапанов.

Для включения выключателя подается команда на электромагнит включения, при этом система клапанов отделителя срабатывает на закрытие дутьевого клапана и сброс воздуха из полости отделителя. Контакты отделителя смыкаются, создавая электрическую цепь через выключатель.

Для отключения выключателя нодаетря команда на электромагнит отключения, при этом через дутьевой клапан в гасительную камеру устремляется сжатый воздух. Под действием сжатого воздуха подвижные контакты дугогасительного устройства отходят от неподвижных; между контактами возникает электрическая дуга. Дуга гасится струей сжатого воздуха, и продукты ее горения вытесняются в атмосферу через выхлопные клапаны

Контакты отделителя размыкаются с некоторым запозданием, когда дуга в камере окончательно погаснет и между контактами восстановится электрическая прочность. Контакты отделителя расходятся и удерживаются в разомкнутом состоянии сжатым воздухом. В конце операции отключения подача сжатого воздуха в камеру прекращается и ее контакты смыкаются.

Выключатели серии ВВБ (рис. 3.6.б) выпускаются на напряжение 110-750 кВ. Контактная система полюса вместе со своим механизмом и дутьевым клапаном находится внутри металлической камеры 14, наполненной сжатым воздухом и изолированной от земли фарфоровой опорной колонкой. Камера находится под высоким потенциалом. Полюс выключателя 220 кВ состоит из двух металлических камер, разделенных промежуточным изолятором.

Внутри опорных колонок проложено по два стеклопластиковых воздухопровода, один из которых служит для постоянной подачи сжатого воздуха в камеры, второй - для импульсной подачи сжатого воздуха при отключении и сброса воздуха при включении выключателя.

Дугогасительная камеры имеет два главных и два дополнительных разрыва. Главные контакты 15 отключают полный ток электрической сети. Они шунтированы резисторами 6, которые служат для выравнивания распределения напряжения между разрывами в процессе отключения и для снижения скорости восстанавливающегося напряжения. Дополнительные контакты 17 отключают остаточный ток, проходящий через резисторы после гашения дуги на главных контактах.

По обе стороны камеры имеются эпоксидные вводы, защищенные снаружи фарфоровыми покрышками от атмосферных воздействий.

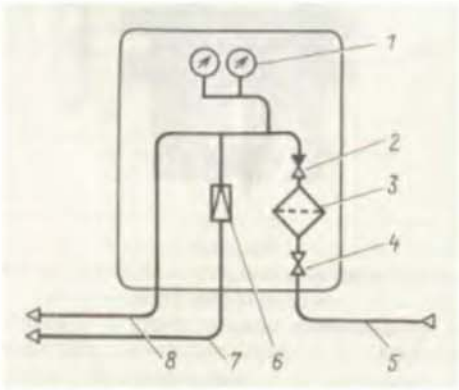


Рис. 3.7.

Схема распределительного шкафа для воздушного выключателя серии ВВШ (ВВН):

1 - электроконтактный манометр; 2 - обратный клапан; 3 - воздушный фильтр; 4 - запорный вентиль; 5 - подводящий воздухопровод; 6 – редукторный клапан; 7 - воздухопровод системы вентиляции; 8 - главный воздухопровод

Внутренние полости опорных изоляторов и фарфоровых покрышек вводов постоянно вентилируются. Для вентиляции воздух пониженного давления подается по трубам через редукторный клапан, установленный в распределительном шкафу. Когда выключатель отключен, воздух через указатель продувки на цоколе поступает в полость опорного изолятора, а из него, разветвляясь, в покрышки вводов и полость промежуточного изолятора. Из покрышек вводов воздух выходит в атмосферу через указатели продувки, установленные на вводах. Если выключатель находится во включенном положении, вентиляционный воздух, кроме того, поступает в полости импульсных воздухопроводов.

Питание воздушных выключателей сжатым воздухом производится через шкафы управления, где размещены элементы пневматического и электрического управления - системы клапанов, электромагниты управления, вспомогательные контакты с

пневмоприводом, сборки зажимов, устройства световой сигнализации положения выключателя. В шкафу управления каждого полюса установлен электроконтактный манометр, показывающий давление в гасительной камере полюса выключателя в отключенном его положении.

Подача сжатого воздуха из воздухораспределительной сети к выключателю производится через распределительный шкаф*, схема соединения которого с выключателем показана на рис.3.8. С помощью устройств распределительного шкафа производится очистка сжатого воздуха, поступающего из магистрального воздухопровода, и его распределение по камерам полюсов выключателя, редуцирование воздуха для вентиляции, отсоединение обратным клапаном резервуаров выключателей от магистральных воздухопроводов при снижении в них давления, блокировка работы выключателей при недостаточном давлении воздуха.

Включение выключателя производится воздействием на электромагнит включения, который открывает пусковой клапан включения. В результате дальнейшего взаимодействия клапанных систем выключателя происходит перевод его механизма в положение, соответствующее включенному выключателю.

Отключение выключателя производится воздействием на электромагнит отключения, который перемещает пусковой клапан отключения. Действие клапанных систем приводит к открытию дутьевых клапанов дугогасительных камер (через дутьевые клапаны камеры выключателя сообщаются с атмосферой, благодаря чему создается дутье).

* Выключатели на напряжения 330, 500 и 750 кВ снабжаются полюсными распределительными шкафами, имею-щими между собой электрическую связь.

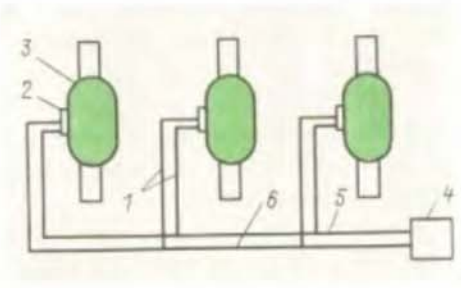


Рис. 3.8

Схема соединения распределительного шкафа с выключателем серии ВВБ:
1 - отводы к полюсам выключателя; 2 - блок управления полюсом; 3 - дугогаси тельная камера (резервуар полюса); 4 распределительный шкаф; 5 - главный воздухопровод; 6 - основной воздухопровод для вентиляции

Далее размыкаются главные контакты, и на разрывах полюса возникает электрическая дуга, которая под действием электродинамических сил и обоих сжатого воздуха, вытекающего из камер, перебрасывается на неподвижные контакты и противоэлектроды и гасится при переходе тока через нуль.

Если выключатель имеет шунтирующие резисторы, то после погасания дуги на главных контактах происходит размыкание дополнительных контактов и отключение ими сравнительно небольшого остаточного тока.

После отключения выключателя его траверса с подвижными контактами удерживается в отключенном положении специальным фиксирующим механизмом, ролики которого препятствуют перемещению штока, связанного с траверсой.

В крупномодульной серии выключателей ВВБК на напряжение 110-1150 кВ использованы конструктивные принципы выключателей серии ВВБ. В этих выключателях применена система управления с пневмомеханической передачей, в которой одна часть элементов приводится в действие общим пневматическим приводом с помощью изоляционных

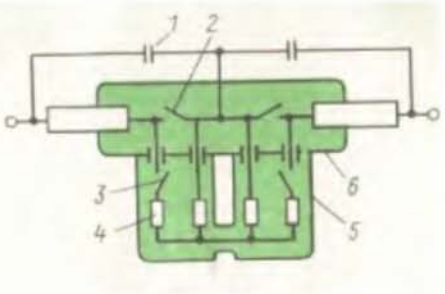


Рис. 3.9

Принципиальная электрическая схема выключателя серии ВНВ:
1 - делительный конденсатор; 2 - главные контакты; 3 - дополнительные контакты; 4 - резистор; 5 - контейнер; 6 - дугогасительная камера

тяг, а другая имеет индивидуальные поршневые пневматические устройства

Выключатели не имеют заземленных резервуаров со сжатым воздухом. Весь запас сжатого воздуха (номинальное давление 4 МПа) заключен в гасительных камерах, находящихся под напряжением.

Выключатели серии ВВБК на напряжение 1150 кВ по техническим и экономическим соображениям выполняются в подвесном исполнении. В выключателях применена пневмосветовая система управления. Оперативные команды от передающего устройства, находящегося на потенциале земли, передаются к приемному устройству, расположенному на высоком потенциале, с помощью светового потока инфракрасного диапазона, создаваемого светодиодами. Световые сигналы принимаются фотодиодами, преобразуются в электрические импульсы и вызывают срабатывание соответствующих исполнительных механизмов. По одному оптическому каналу передаются команды и на включение, и на отключение выключателя.

Выключатели серии ВНВ. Серия ВНВ составляется .из унифицированных дугогасительных модулей и выпускается на напряжение от 110 до 1150 кВ. Дугогасительные устройства с двух-

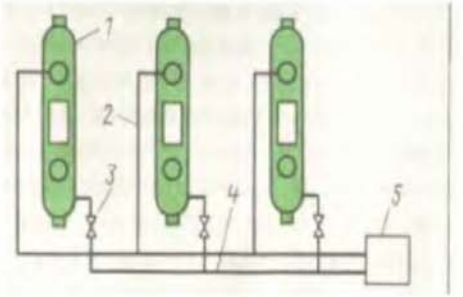


Рис. 3.10

Схема соединения распределительного шкафас выключателем серии ВНВ:
1 - резервуар сжатого воздуха; 2 - отвод к полюсу от воздухопровода, системы вентиляции; 3 - вентиль на отводе к полюсу от главного воздухопровода; 4 - главный воздухопровод; 5 – распределительный шкаф

сторонним дутьем располагаются в металлической камере, постоянно (как при включенном, так и при отключенном положении выключателя) заполненной сжатым воздухом с номинальным давлением 4 МПа. Во всех классах напряжения выключатели имеют опорное исполнение. Основанием опорных колонок служит резервуар сжатого воздуха со шкафом управления, в котором расположен пневматический привод, управляющий изоляционными тягами. На каждой опорной колонке устанавливается по одному двухразрывному модулю[1]. Число последовательно включаемых модулей определяется классом напряжения выключателя.

Внутри опорных колонок проложены изоляционные трубы для подачи сжатого воздуха и размещения изоляционных тяг. С помощью изоляционных тяг разводятся главные контакты через систему рычагов, находящихся в камере. Гашение дуги в камере осуществляется дутьем сжатого воздуха, выбрасываемого в атмосферу через трубчатые контакты и выхлопные клапаны. Контактная система мо-

[1] Полюс выключателя 110 кВ имеет одноразрывный модуль

дуля присоединяется к шинам с помощью изолирующих вводов.

Выключатель не имеет отделителя. Контакты его дугогасительного устройства при отключении вначале расходятся на расстояние, оптимальное для гашения дуги, а после погасания дуги - на необходимое изоляционное расстояние в отключенном положении.

На рис. 3.9 показана принципиальная электрическая схема выключателя серии ВНВ. Главные контакты 2 шунтированы делительными конденсаторами 1, расположенными снаружи камеры, и резисторами *4,* размещенными вместе с коммутирующими их дополнительными контактами *3* в металлических контейнерах *5,* внутренний объем которых заполнен сжатым воздухом. Дополнительные контакты отключают ограниченный резисторами ток.

Три фазы выключателя имеют общий распределительный шкаф, схема соединения которого с выключателем показана на рис. 3.10.

Для включения выключателя подается команда на электромагнит включения. В результате срабатывания пневматической системы главные контакты идут на включение. Включение дополнительных контактов шунтирующей цепи происходит с запозданием по отношению к моменту замыкания главных контактов.

При отключении выключателя сначала размыкаются главные контакты, и между ними возникает дуга. Несколько раньше открывается дутьевой клапан, обеспечивающий интенсивное дутье в момент возникновения дуги и ее гашения. После размыкания главных контактов размыкаются дополнительные контакты.

Неполадки в работе. Причины неполадок характерны для воздушных выключателей всех типов. Наиболее часто повторяющимися неполадками являются следующие:

1) Отказы в отключении токов в КЗ. Они в основном происходят из-за недостаточной отключающей способности воздушных выключателей гасить электрическую дугу, а также при отключении неудаленных КЗ, сопровождающихся большой скоростью восстановления напряжения на контактах, хотя ток КЗ при этом может быть меньше номинального тока отключения. При удалении точки короткого замыкания от шин подстанции скорость восстановления напряжения в общем случае уменьшается.

До недавнего времени полагали, что наиболее тяжелым коротким замыканием является повреждение на шинах Однако практикой и анализом установлено, что процессы коротких замыканий на участке линий протяженностью от 0,5 до 8-10 км (т.е. в зоне так называемого километрического эффекта) характеризуются большими значениями амплитуды первого пика высокочастотных колебаний и очень высокой начальной скоростью восстанавливающегося напряжения, при этом, как правило, происходит повторный пробой межконтактного промежутка и выключатель не справляется с отключением. Применяемыми в настоящее время способами улучшения работы воздушных выключателей является шунтирование дугового разрыва низкоомным резистором и повышение эффективности дугогасящих устройств путем увеличения последовательно включенных мест разрыва;

2) Дефекты контактны хсистем. Их основная причина - дефекты конструкций отдельных узлов выключателя, заклинивания деталей, приводящие к зависанию подвижных контактов в промежуточном положении или к недостаточному вжиму контактов. Зависания подвижных контактов камер и отделителей выключателей серии ВВШ (ВВН) вызываются загрязнением и "надирами" на трущихся поверхностях. Если зависание происходит во время отключения КЗ, то горящей дугой разрушаются контактные системы и фарфоровая изоляция. Отмечены случаи неполномодульного отключения выключателей серии ВВБ, при этом один модуль выключателей оказывался в отключенном положении, а другой во включенном. Отключившийся модуль выключателя не выдерживал восстанавливающего напряжения, в результате чего происходило перекрытие фарфоровой покрышки ввода и пробой межконтактного промежутка;

3) Перекрытия опорной изоляции. Перекрытия по наружной поверхности обусловлены главным образом загрязнением изоляторов уносами промышленных предприятий, пылью при ее увлажнении. Проникновение и накопление влаги внутри изоляторов, а также прекращение продувки внутренних полостей воздухопроводов обычно приводит к перекрытиям изоляции по внутренней поверхности и разрушениям выключателей;

4) Неисправности механизмов приводов и клапанов. Значительное число отказов в работе выключателей (в том числе выключателей серии ВНВ) связано с дефектами клапанов (некачественные уплотнения клапанов дугогасительных устройств, изломы, заклинивания), попаданием под клапаны посторонних предметов, повреждением электромагнитов и цепей управления. Часто происходит самопроизвольное уменьшение сброса давления из-за попадания в каналы клапанов отсечек пыли и смазки.
Все эти неисправности, как правило, приводят к неполнофазной работе выключателей;

5)Повреждения резиновых уплотнений.[1] В эксплуатации наблюдались случаи выдувания прокладок из фланцевых соединений изоляторов, находящихся под давлением сжатого воздуха, и нарушения герметичности соединений из-за потери упругих свойств резины. Для устранения этих нежелательных явлений производятся обжатия всех элементов эластичного крепления изоляторов. Периодичность устанавливается с учетом имеющегося опыта (обычно перед наступлением холодной погоды). Более частые (сезонные) обжатия приводят к деформации и преждевременному выходу из строя резиновых прокладок и уплотнений. Отмечены случаи ненадежной работы резиновых уплотнений и других узлов воздушных выключателей, например уплотнений изолирующих воздухопроводов.

Краткое описание неполадок в работе выключателей приведено с той целью, чтобы оперативный персонал имел о них некоторое представление, необходимое для анализа обнаруженных явлений и предупреждения повреждений. Устранение возникших неполадок производится специально обученным ремонтным персоналом, при этом *никакие работы в распределительных шкафах и на выключателях, находящихся под рабочим давлением, не должны разрешаться.*

Осмотры воздушных выключателей. При осмотре проверяется действительное положение всех фаз воздушного выключателя по показаниям сигнальных ламп и манометров. Обращается внимание на общее состояние воздушного выключателя, на отсутствие утечек воздуха (на слух), на целость изоляторов гасительных камер, отделителей, шунтирующих резисторов и емкостных делителей напряжения, опорных колонок и изолирующих растяжек, а также на отсутствие загрязненности поверхности изоляторов.

[1] В настоящее время вместо уплотнений и прокладок из резины находят применение изделия из полиуретана, обладающего высокой стойкостью и стабильностью.

Контролируется степень нагрева контактных соединений шин и аппаратных зажимов.

По манометрам, установленным в распределительном шкафу, проверяется давление воздуха в резервуарах выключателя и поступление его на вентиляцию. У выключателей, рассчитанных на номинальное давление 2 МПа и работающих с АПВ, давление должно находиться в пределах 1,9-2,15 МПа (оптимальное 2 МПа), а у выключателей без АПВ 1,6-2,1 МПа. Выключатель не должен приходить в действие при понижении давления воздуха ниже указанных значений. С этой целью в схеме управления предусмотрена блокировка, препятствующая проведению операции. При давлении ниже 1,6 МПа один из манометров размыкает цепи включения и отключения, другой при давлении ниже 1,9 МПа переключает цепи АПВ на отключение.

Для воздушных выключателей отечественного производства, работающих при других значениях номинального давления воздуха, нормированы следующие отклонения давлений от номинального, МПа;

Номинальное давление	2,6	3,2	4
Максимально допустимое давление	2,7	3,3	4,1
Минимально допустимое давление, при котором обеспечивается отключение тока	2,1	2,6	3,2
Минимальное давление, при котором допускается АПВ	2,5	3,1	3,9

Как отмечалось, большое значение имеет непрерывная вентиляция внутренних полостей изоляторов выключателя сухим воздухом, исключающая конденсацию водяных паров внутри изоляторов. Контроль за поступлением воздуха на вентиляцию ведется по указателю продувки (стеклянная трубка с находящимся в ней алюминиевым шариком). Шарик под действием струи воздуха, создавая видимость движения воздуха, должен находиться во взвешенном состоянии между рисками, нанесенными на указателе. Регулирование расхода воздуха производится винтом на верхней части редукторного клапана. Включение в работу выключателей, длительно находившихся без вентиляции, должно производиться после просушивания их изоляции путем усиленной продувки (шарик указателя продувки в верхнем положении) в течение 12-24 ч.

При внешнем осмотре визуально проверяется целость резиновых уплотнений в соединениях изоляторов гасительных камер, отделителей и их опорных колонок, так как применяемые резиновые уплотнения не обладают достаточной эластичностью и со временем увеличивают свою остаточную деформацию. Операции с выключателями, имеющими поврежденные или выдавленные уплотнения, не должны допускаться.

Обслуживание выключателей в процессе эксплуатации включает проведение следующих мероприятий. Из резервуаров выключателей 1-2 раза в месяц удаляется накопившийся в них конденсат. С той же периодичностью воздухораспределительная сеть продувается сжатым воздухом рабочего давления (при положительной температуре окружающего воздуха). Несоблюдение периодичности продувок при резких изменениях температуры окружающей среды приводит к конденсации влаги в резервуарах выключателей и образованию льда в воздухораспределительной сети. Чтобы не допускать скопления конденсата в блоках пневматических клапанов, из них также удаляют конденсат через спускной клапан.

В период дождей увеличивают подачу воздуха на вентиляцию При понижении температуры окружающего воздуха ниже 5 °С в шкафах управления полюсов и в распределительном шкафу включают электрический обогрев. Включение нагревательных элементов должно производиться двумя ступенями. При температуре воздуха менее 5°С включается по одному нагревательному элементу, а при температуре -10 °С дополнительно включаются остальные нагревательные элементы. Ввод в действие всех нагревательных элементов при температуре воздуха, близкой к 5 °С, приводит к перегреву устройств шкафов и разрушению (растрескиванию) резиновых уплотнений. Проверяют работоспособность выключателя путем контрольных опробований на отключение и включение при номинальном и минимально допустимом давлении; проверка проводится не реже 2 раз в год.

В резервуары выключателей должен поступать очищенный от механических примесей воздух. Основная очистка воздуха, а также его осушка производятся компрессорной воздухоприготовительной установкой. Для дополнительной очистки сжатого воздуха в распределительных шкафах выключателей установлены войлочно-волосяные фильтры. Систематически в зависимости от загрязненности воздуха необходимо производить смену в них фильтрующих патронов. Заметим, что при эксплуатации распределительных шкафов запорные вентили в них должны быть открыты полностью.

Элегазовые выключатели

В настоящее время элегазовые выключатели используются главным образом в комплектных распределительных устройствах 110-220 кВ. В качестве дугогасительной, теплоотводящей и изолирующей среды в них применяется элегаз (электротехнический газ) Выбор элегаза (шестифтористая сера SF_6) не случаен. Чистый газообразный элегаз химически не активен, безвреден, не горит и не поддерживает горения, обладает повышенной теплопроводящей способностью, удачно сочетает в себе изоляционные и дугогасящие свой-ства, легкодоступен и сравнительно недорог. Электрическая прочность элегаза в 2,5 раза превышает прочность воздуха. Его электрические характеристики обладают высокой стабильностью. При нормальной эксплуатации элегаз не действует на материалы, применяемые в аппаратостроении; он не "стареет" и не требует ухода, как, например, масло.

Учитывая перечисленные свойства элегаза, в выключателях применяют простые конструкции дугогасительных устройств при небольшом числе разрывов и малой длительности горения дуги.

Полюс элегазового выключателя представляет собой герметичный заземленный металлический резервуар, в котором размещено дугогасительное устройство. Резервуар заполнен сжатым элегазом (в выключателях серии ЯЭ на напряжение 110кВ номинальное давление элегаза 0,6 МПа).

На рис. 3.11 приведена конструктивная схема одного разрыва автоматического дугогасительного устройства элегазового выключателя. Во включенном положении (рис. 3.11,а) ламели главного подвижного контакта 3 плотно охватывают неподвижный трубчатый контакт 1, создавая цепь электрическому току. В процессе отключения выключателя (рис. 3.11,б) подвижная система, состоящая из цилиндра 4, подвижного контакта 3 и фторопластового сопла 2, опускается вниз, при этом элегаз, находящийся в полости *А* неподвижного цилиндра 5, сжимается и давление в этой полости повышается. Сжатый газ направляется в зону дуги и гасит ее по выходе контакта 1 из сопла 2. Таким образом, элегазовый выклю-

чатель работает без выброса газа наружу; гашение дуги происходит быстро (20-25 мс) с выделением лишь незначительного количества энергии, генерируемой дугой.

Электрическая дуга частично разлагает элегаз. Основная масса продуктов разложения рекомбинирует (восстанавливается), оставшаяся часть поглощается фильтрами-поглотителями, встроенными в резервуары выключателей. Продукты разложения, не поглощенные фильтрами, взаимодействуют с влагой, кислородом и парами металла и в небольших количествах выпадают в выключателях в виде тонкого слоя порошка. Сухой порошок -хороший диэлектрик.

Подвижные части дугогасительного устройства выключателя перемещаются изоляционной тягой, связанной с пневматическим приводом, шток которого входит в резервуар. Дугогасительное устройство крепится к стенкам резервуара с помощью эпоксидных опорных изоляторов специальной конструкции.

Обслуживание элегазовых выключателей. Персонал обязан следить за давлением элегаза в резервуарах выключателей, чтобы предотвратить чрезмерные утечки элегаза и возможные в этих случаях снижения электрической прочности изоляционных промежутков. Давление контролируется по показаниям манометров, а также плотномеров, когда температура окружающей среды изменяется в широких пределах и контроль за изоляцией измерением давления неприменим. Специальное устройство сигнализации предупреждает персонал о внезапном появлении утечек элегаза.

В условиях нормальной эксплуатации практически невозможно добиться абсолютной герметизации резервуаров, поэтому неизбежны утечки элегаза, которые, однако, не должны превышать 3 % общей массы в год. В случае отклонения давления элегаза от номинального необходимо принятие мер по пополнению резервуаров элегазом.

Проводить операции с выключателями при пониженном давлении элегаза не допускается.

При осмотрах выключателей проверяется их общее состояние: чистота наружной поверхности, отсутствие звуков электрических разрядов, треска, вибраций. Проверяется работа приточно-вытяжной вентиляции, температура воздуха в помещении РУ (температура должна поддерживаться на уровне не ниже 5°С), Проверяется давление сжатого воздуха в резервуарах пневматических приводов выключателей (оно должно находиться в пределах 1,6-2,1 МПа). Обращается внимание на состояние заземляющих проводок резервуаров.

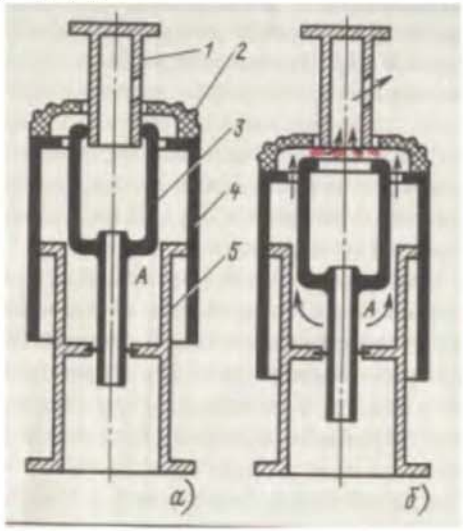


Рис. 3.11.
Автопневматическое дугогасительное устройство элегазового выключателя 110 кВ: *а* - в положении "включено"; *б* - в процессе отключения. Подвижные части зачернены, неподвижные заштрихованы

Положение элегазовых выключателей определяется по механическому указателю положения. При обслуживании элегазовых установок персоналу следует помнить, что элегаз в 5 раз тяжелее

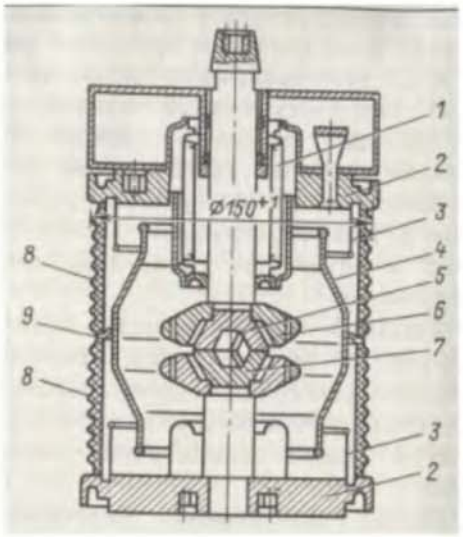


Рис. 3.12.
Разрез вакуумной дугогасительной камеры 10 кВ:
1 - сильфон; 2 - фланец; 3 - электростатический экран, имеющий потенциал ввода; 4 - электростатический экран, находящийся под свободным потенциалом; 5 - подвижный контакт; б - дугогасящий электрод; 7 -- неподвижный контакт; 8 - керамический изолятор камеры; 9 – металлическая прокладка

воздуха и при утечках скапливается на уровне пола и в других пониженных местах (подвалах, траншеях, кабельных каналах); персонал, находясь в таких местах, может почувствовать недостаток кислорода и удушье. Безопасный уровень концентрации чистого (не загрязненного продуктами разложения) элегаза в помещении -не более 0,1% (5000 мг/м^3), а при кратковременном пребывании - до 1 %.

В среде с большой концентрацией элегаза человек может внезапно потерять сознание без каких-либо тревожных симптомов. Чтобы избежать это, необходим доступ свежего воздуха.

Поэтому проведение работ (в том числе и оперативных переключений) в помещениях РУ, где обнаружена утечка элегаза, только при включенной приточно-вытяжной вентиляции и применении индивидуальных средств защиты объясняется тем, что выбросы элегаза в атмосферу в случае прожига резервуаров выключателя, разрывов предохранительных мембран и т.д. могут быть загрязнены продуктами разложения. В продуктах разложения элегаза электрической дугой содержатся активные высокотоксичные фториды и сернистые соединения. Наличие продуктов разложения обнаруживается по неприятному едкому запаху. Эти химические соединения в газообразном и твердом состояниях чрезвычайно опасны для человека.

Вакуумные выключатели находят в последние годы все более широкое применение в электроустановках напряжением 10 кВ и выше. Их основными достоинствами являются простота конструкций, высокая степень надежности и небольшие расходы на эксплуатацию Главной частью вакуумного выключателя является вакуумная дугогасительная камера (ВДК). На рис.3.12 показан разрез ВДК, используемой в вакуумном выключателе ВВТ-10-1600-20. Цилиндрический корпус камеры состоит из двух секций полых керамических изоляторов 8, соединенных металлической прокладкой 9 и закрытых с торцов фланцами 2. Внутри камеры расположена контактная система и электростатические экраны, защищающие изоляционные поверхности от металлизации продуктами эрозии контактов и способствующие распределению потенциалов внутри камеры. Неподвижный контакт 7 жестко прикреплен к нижнему фланцу камеры. Подвижный контакт 5 проходит через верхний фланец камеры и соединяется с ним сильфоном 1 из нержавеющей стали, создающим герметичное подвижное соединение. Камеры полюсов выключателя крепятся на металлическом каркасе с помощью опорных изоляторов.

Подвижные контакты камер управляются общим приводом с помощью

изоляционных тяг и перемещаются при отключении на 12 мм, что позволяет достигать высоких скоростей отключения (1,7-2,3 м/с).

Из камер откачан воздух до глубокого вакуума, который сохраняется в течение всего срока их службы. Таким образом, гашение электрической дуги в вакуумном выключателе происходит в условиях, где практически отсутствует среда, проводящая электрический ток, поэтому изоляция межэлектродного промежутка восстанавливается быстро и дуга гаснет при первом прохождении тока через нулевое значение. Эрозия контактов под дей сгнием дуги при этом незначительна Инструкциями допускается износ кон тактов 4 мм.

При обслуживании вакуумных вы слючателеи проверяется отсутствие де фектов (сколов, трещин) изоляторов и загрязнений их поверхности, а также отсутствие следов разрядов и коронирования.

3.2

Техника операций с выключателями

Операции с выключателями выполняются, как правило, дистанционно, при этом ключ управления держат в положении "включить" или "отключить" до момента срабатывания сигнализации, указывающей на окончание операции (загорится соответствующая сигнальная лампа, закончится мигание лампы в ключе управления).

Ручное отключение масляного выключателя с дистанционным приводом может быть произведено воздействием на сердечник отключающего электромагнита или защелку привода. Однако при этом следует помнить, что если на линии имеется АПВ, работающее по принципу "несоответствия" положений выключателя и его ключа управления (см. §7.11), то после ручного отключения выключателя произойдет его повторное включение устройством АПВ.

Включение ручным приводом выполняется быстрым поворотом штурвала (рычага) до упора, но без приложения больших усилий в конце хода. Ручной привод должен быть отделен от выключателя стенкой или прочным металлическим щитом для защиты персонала от травм при возможном повреждении выключателя в случае подачи напряжения на неустраненное после автоматического отключения корот кое замыкание или "забытую" после работ на оборудовании закоротку.

Если ключ управления масляным выключателем находится в коридоре управления, т.е. в непосредственной близости от выключателя, то включать выключатель и подавать напряжение на оборудование после его автоматического отключения небезопасно. В этом случае пользуются переносной нормально разомкнутой кнопкой, которая при помощи шнура .подключается к цепи управления выключателем и позволяет персоналу подавать импульс на его включение, находясь от него на расстоянии 10-12 м.

Включение воздушных выключателей всех типов и классов напряжений кнопками пневматического управления не производится. Отключение воздушного выключателя кнопкой местного управления допускается только в том случае, когда быстрое отключение выключателя может предотвратить опасность для жизни людей или обеспечить сохранность оборудования.

Опробование воздушных выключателей ремонтным персоналом в процессе наладки и испытаний выполняется дистанционно со щита управления или из специального укрытия (фургона), при этом никто из членов бригады не должен находиться ближе 100 м от воздушного выключателя. О каждой операции отключения воздушного выключателя, сопровождающейся сильным выхлопом, работающие предупреждаются сиреной.

Во время включения выключателя следят за показаниями амперметров включаемой электрической цепи. При сильном броске тока, указывающем на наличие короткого замыкания или недопустимое несинхронное включение, немедленно отключают выключатель поворотом ключа, не дожидась отключения его релейной защитой.

Выключатели подстанций, оснащенных устройствами телемеханики, должны переводиться на "местное" управление до начала выполнения операций персоналом непосредственно на самой подстанции.

Проверка положения выключателя. После завершения той или иной операции с выключателем проверяется его действительное положение, так как включение или отключение могло быть неуспешным или ошибочным. Существуют два способа проверки: на месте установки выключателя и по показаниям сигнальных ламп и измерительных приборов на щите управления.

Проверка на месте установки выключателя осуществляется по его механическому указателю, по положению рабочих контактов выключателей с видимым разрывом цепи тока, по показанию манометров и сигнальных ламп воздушных выключателей. Этот способ проверки является обязательным, если после отключения выключателя предстоят операции с разъединителями или отделителями данной электрической цепи.

Проверяется на месте включенное положение шиносоединительного выключателя перед началом операций с шинными разъединителями при переводе электрических цепей с одной системы шин на другую.

В КРУ отключенное положение выключателя должно проверяться перед каждой операцией перемещения тележки в шкафу КРУ из рабочего в контрольное положение и наоборот.

Проверка положений выключателей на месте их установки должна выполняться пофазно, если такую проверку допускает их конструкция.

Проверка по показаниям сигнальных ламп мнемосхем и измерительных приборов (амперметров, вольтметров, ваттметров) производится при отключении выключателя электрической цепи без проведения в дальнейшем операций с разъединителями, отключении выключателя электрической цепи с последующим проведением операций с разъединителями при помощи дистанционного привода (здесь имеется в виду, что выключатель и разъединители имеют блокировку, исключающую проведение ошибочной операции), включении под нагрузку линии, трансформатора, подаче и снятии напряжения с щин. В перечисленных случаях нет необходимости проверять действительное положение выключателя в распределительном устройстве (это затрудняет работу персонала), если по измерительным приборам и сигнальным лампам видно, что операция с выключателем состоялась.

Отметим, что второй способ проверки положения выключателя по сигнальным лампам и измерительным приборам может применяться как дополнительный к первому, но не должен заменять его.

3.3

Разъеденители, отделители и короткозамыкатели

Разъеденители служат для создания видимого разрыва, отделяющего выводимое в ремонт оборудование от токоведущих частей, находящихся под напряжением, для безопасного производства работ. Разъединители не имеют дугогасящих устройств и поэтому предназначаются для включения и

отключения электрических цепей при отсутствии тока нагрузки и находящихся только под напряжением или даже без напряжения. Лишь в некоторых случаях допускается включение и отключение разъединителями небольших токов, значительно меньше номинальных, о чем сказано ниже. Разъединители используются также при различного рода переключениях в схемах электрических соединений подстанций, например при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

Требования, предъявляемые к разъединителям с точки зрения оперативного обслуживания, следующие:

1. Разъединители в отключенном положении[1] должны создавать ясно видимый разрыв цепи, соответствующий классу напряжения установки.
2. Приводы разъединителей должны иметь устройства фиксации в каждом из двух оперативных положений: включенном и отключенном. Кроме того, они должны иметь надежные упоры, ограничивающие поворот главных ножей на угол больше заданного.
3. Опорные изоляторы и изолирующие тяги должны выдерживать механическую нагрузки при операциях.
4. Главные ножи разъединителей должны иметь блокировку с ножами стационарных заземлителей[2] и не допускать возможности одновременного включения тех и других.
5. Разъединители должны беспрепятственно включаться и отключаться при любых наихудших условиях окружающей среды (например, при обледенении) .
6. Разъединители должны иметь надлежащую изоляцию, обеспечивающую не только надежную работу при возможных перенапряжениях и ухудшении атмосферных условий (гроза, дождь, туман), но и безопасное обслуживание.

Для управления разъединителями применяются ручные, электродвигательные и пневматические приводы.

Ручные приводы, приводимые в действие мускульной силой человека, могут быть рычажными серии ПР и с червячной передачей серии ПЧ. Однополюсные разъединители внутренней установки напряжением до 35 кВ управляются еще и оперативными изолирующими штангами.

Электродвигательные приводы, приводимые в действие электрической энергией, применяются для управления разъединителями наружной и внутренней установки. Их изготовляют на номинальные напряжения 110 и 220 В постоянного тока и 127, 220, 380 В переменного тока.

На рис.3.13 показан внешний вид электродвигательного привода наружной установки типа ПДН-1У1, предназначенного для дистанционного и местного управления разъединителями 110-750 кВ. Все элементы привода (электродвигатель, червячный редуктор, механизм блокировки и др.) расположены в металлическом шкафу 1. За дверцей шкафа находится лицевая панель 2, на которой размещены ключ местного управления 3, указатели ("включить", "отключить") 4, 5 оперативного положения ключа местного управления, замки электромагнитной блокировки 6, панель 7 со схемой соединения, выключатель 9 подогревателя и штепсельная розетка 8. С правой стороны шкафа имеется люк, закрытый крышкой 10, для установки рукоятки ручного управления 11, которая надевается на вал червяка редуктора.

При этом установленная рукоятка размыкает контакты в цепи управления электродвигателем, что исключает случайное включение его во время проведения операций вручную.

Управление ножами стационарных заземлителей возможно только вручную с помощью металлической штанги.

В приводе предусмотрена механическая блокировка, не допускающая ошибочное проведение операций с главными ножами при включенных ножах стационарных заземлителей. Имеется также блокировка, запрещающая дистанционное управление разъединителями в момент управления с места.

В зависимости от конфигурации и номинального напряжения разъединителей время выполнения приводом одной операции составляет 4-20 с, при этом не обязательно все это время держать ключ повернутым в соответствующее положение. Начатая с разъединителями операция завершается независимо от длительности подачи команды.

Электродвигатель привода питается от сети переменного тока 380 В через контакты реверсивных магнитных пускателей. Если в ходе выполнения операции внезапно исчезнет питающее напряжение, то магнитный пускатель отключится и завершение операции в этом случае станет возможным только после восстановления напряжения и подачи повторной команды дистанционно или от ключа управления с места установки.

Для управления подвесными разъединителями, имеющими тросовую систему управления, применяется электродвигательный привод ПД-2У1, осуществляющий наматывание троса на барабан при включении разъединителей. Привод состоит из исполнительного блока (асинхронный электродвигатель, редукторы) и блока

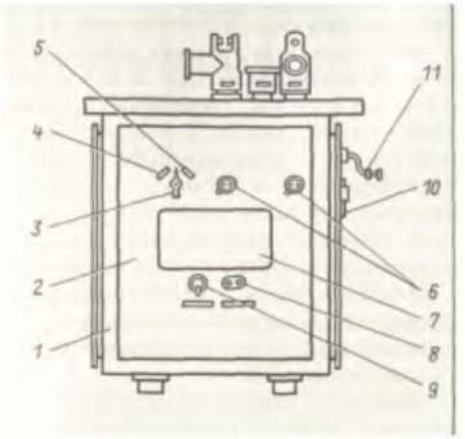


Рис. 3.13.
Электродеигательный привод типа ПДН-1У1

управления в виде шкафа с аппаратурой управления электродвигаталем, системами электрической блокировки и сигнализации. Привод дает возможность дистанционного, местного и ручного управления разъединителями.

Для дистанционного управления разъединителями 6-10 кВ внутренней установки, рассчитанными на большие токи, применяются электродвигательные приводы, управляющие сразу тремя фазами разъединителей. Приводы питаются от источников постоянного тока напряжением 220 В.

Контроль за оперативным положением разъединителей осуществляется с помощью контактов вспомогательных цепей, которые обычно встраиваются в привод и переключаются одновременно с выполнением операций включения и отключения. На щитах управления сигнализация положения разъединителей, управляемых дистанционно, выполняется с помощью ламп зеленого и красного цвета, располагаемых над рукоятками ключей управления разъединителями.

Пневматические приводы устанавливают непосредственно на рамах разъединителей, вследствие чего отпадает надобность в соединительных тягах

---

[1] В специальных конструкциях разъединителей (например, предназначенных для КРУЭ) их положение определяется по механическому указателю положения.

[2] Стационарные заземлители" - термин, употребляемый автором в этой книге вместо термина "заземляющие ножи".

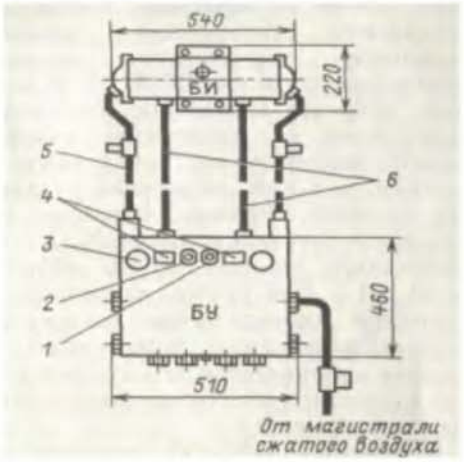


Рис. 3.14.
Пневматический привод типа ПВ-20У2

Они отличаются плавной работой. Применение их особенно целесообразно на подстанциях, где имеются установки для производства сжатого воздуха.

На рис. 3.14 показан пневматический привод типа ПВ-20У2, предназначенный для управления разъединителями на 35 и 110 кВ. Привод состоит из исполнительного блока БИ (собственно пневматического привода) и блока управления БУ. Сжатый воздух подается в исполнительный блок по трубкам 5. Управление исполнительным блоком производится нажатием кнопок 1,2 *БУ* с надписями 4 ВКЛ. и ОТКЛ. Контроль за исполнением приводом операции осуществляется через смотровое окно 3 по механическому указателю. Сигнализация о завершении операции разъединителями передается по трубкам 6 сжатым воздухом, который поступает в привод вспомогательных контактов и переключает их. Этот же привод перемещает и механический указатель положения.

Привод работает при номинальном давлении сжатого воздуха 2 МПа.

В электрическую схему блока управления помимо кнопок входят электромагниты включения и отключения, воздействующие на открытие пусковых клапанов, вспомогательные контактные пары, срабатывающие в конце хода включения и отключения разъединителей. Имеется механическая блокировка подхвата командного импульса, которая обеспечивает завершение начатой операции в случае, если кнопка ВКЛ. или ОТКЛ. по какой-либо причине будет отпущена ранее окончания операции.

В шкафу блока управления установлен подогреватель, который включается при температуре наружного воздуха ниже 5 ° С.

В отличие от электродвигательных приводов в пневматических приводах не предусмотрены механизмы ручного управления разъединителями.

Отделители по конструкции токоведущих частей не отличаются от разъединителей. Их контактная система не приспособлена для операций под рабочим током нагрузки. Основное назначение быстрое отсоединение поврежденного участка электрической сети в бестоковую паузу. Допускаются также операции отключения и включения намагничивающих токов и зарядных токов. Для управления отделителями промышленностью выпускаются полуавтоматические приводы ПРО-1У1. С помощью привода возможно отключение отделителей от устройства релейной защиты, дистанционно или с места установки, а также включение отделителей вручную. Ручное включение производится съемной рукояткой, для чего необходимо сделать 35-40 оборотов за 50-60 с. При ручном включении отделителей одновременно заводятся и встроенные пружины. Запасаемая в них энергия используется затем для отключения отделителей. Процесс отключения длится не более 0,5 с.

В приводе ПРО-1У1 имеются два электромагнита отключения. Один из них, получающий питание от независимого источника тока, служит для оперативного отключения отделителей от ключа управления, второй, питаемый от батареи конденсаторов емкостью 40 мкФ, - для отключения релейной защитой при КЗ в момент так называемой "бестоковой паузы". При отключении отделителей электромагниты воздействуют на механизм свободного расцепления привода.

При автоматизации подстанций отделители используются не только для отключения электрических цепей, но также и для переключения подстанций на резервный источник питания. Переключение производится в бестоковую паузу, когда прохождение тока КЗ прервано отключением соответствующих выключателей. Дня автоматического включения отделители заводского изготовления переделывают следующим образом. Обе колонки изоляторов вместе с ножами снимают, поворачивают у основания на 90° против нормального их вращения и в таком положении крепят к раме. Привод и встроенные пружины остаются в прежнем исполнении. В таком виде при разведении ножей встроенные пружины отделителя будут заводиться и действовать на включение при освобождении защелки привода.

Отделители применяются в основном на подстанциях без выключателей со стороны ВН.

На таких подстанциях кроме отделителей устанавливаются короткозамыкатели. Назначение короткозамыкателей состоит в том, чтобы при внутренних повреждениях силовых трансформаторов быстро создавать мощные искусственные КЗ на питающих линиях, отключаемых затем выключателями. После снятия напряжения с питающей линии поврежденный трансформатор отсоединяется отключением отделителя, а линия включается в работу действием АПВ.

Надежная работа установок обеспечивается четкой последовательностью действий устройств релейной защиты, автоматики, коммутационных аппаратов, а также устройств блокировки между отделителями и короткозамыкателями по цепям управления.

В сетях 110-220 кВ короткозамыкатели выполняются однополюсными[1]. Конструктивно короткозамыкатель типа КЗ-110 состоит из стержневого изолятора (в сетях 220 кВ - из двух стержневых изоляторов, поставленных один на другой) с расположенным на нем неподвижным контактом. Подвижный нож изоляционной тягой соединяется с пружинным приводом типа ПРК-1У1, встроенным в шкаф. Привод служит для завода включающих пружин короткозамыкателя, удержания ножа в отключенном положении и для ручного отключения включившегося ножа. Конструктивно привод ПРК-1У1 подобен приводу ПРО-1У1, за исключением релейной части. В приводе ПРК-1У1 встроен электромагнит включения и три реле максимального тока типа РТМ.

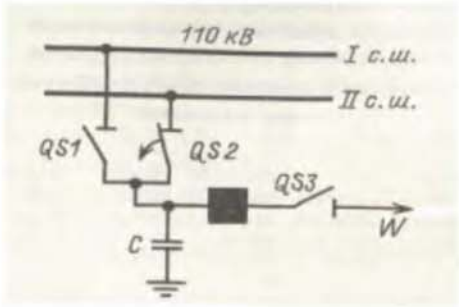


Рис. 3.15.
Схема, поясняющая отключение шинным разъединителем WS2 небольшого зарядного тока:
QS3 - линейный разъединитель;
С - емкость токоведущих частей на землю

В отключенном положении короткозамыкателя пружины привода заведены, и он готов к действию. Для включения короткозамыкателя защита поврежденного трансформатора подает

[1] Короткозамыкатель на 35 кВ выпускается двухполюсным. При включении он создает двухфазное КЗ на землю.

оперативный ток на электромагнит включения, боек которого через систему рычагов воздействует на защелку, и нож включается. Время от момента подачи команды на электромагнит включения до полного замыкания контактов короткозамыкателя не превышает 0,35 с.

Коммутационная способность разъединителей и отделителей. Разрешается включение и отключение разъединителями и отделителями:

трансформаторов напряжения, зарядного тока шин и подстанционного оборудования всех напряжений (кроме конденсаторных батарей);

параллельных ветвей, находящихся под током нагрузки, если разъединители этих ветвей шунтированы другими включенными разъединителями или выключателями;

намагничивающих токов силовых трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий;

нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек при отсутствии в сети замыкания фазы на землю.

Во всех случаях операций с разъединителями, находящимися только под напряжением (рис. 3.15), ими замыкается или размыкается цепь зарядного тока, обусловленного емкостью *С* Зарядные токи оборудования подстанций и сборных шин невелики, и коммутация их разъединителями не представляет опасности. Возникающие при этом емкостные дуги хотя и растягиваются порой до нескольких десятков сантиметров, но не содержат большого количества тепла и температура их невысока (до 1000 °С), что не приводит к заметному подгару или оплавлению контактных поверхностей.

При изменении схем первичных соединений, когда в процессе переключения образуются две и более параллельных ветвей (например, при переводе присоединений с одной системы шин на другую), через разъединители проходят нагрузочные и уравнительные токи. Значения токов в параллельных ветвях пропорциональны проводимостям ветвей. При отключении разъединителей, установленных в одной ветви, дуги на них обычно не возникает, так как разность напряжений на расходящихся контактах равна падению напряжения на параллельной ветви, а оно невелико, поскольку сопротивление ветви незначительно.

Если шиносоединительный выключатель (ШСВ) и шинные разъединители переводимых присоединений удалены друг от друга на расстояние десятков (сотен) метров и по соединяющим их сборным шинам проходят большие токи, создающие заметное падение напряжения на этом участке, то при операциях с разъединителями может возникнуть достаточно сильная электрическая дуга. Чтобы избежать появления дуги, создают дополнительную параллельную ветвь включением на обе системы шин разъединителей любого другого присоединения, расположенного близ середины расстояния между ШСВ и разъединителями коммутируемого присоединения. Сначала производят операции с разъединителями удаленного присоединения, а потом отключают разъединители, включением которых создалась дополнительная шунтирующая цепь.

Заметим, что совершенно недопустимо шунтирование и расшунтирование разъединителями реакторов, так как разность напряжений на контактах разъединителей в этом случай будет равна падению напряжения на реакторе, а оно зависит от силы тока и может быть значительным. Тогда станет возможным возникновение и устойчивое горение на контактах разъединителей электрической дуги, опасной для персонала и оборудования.

Способность разъединителей и отделителей включать и отключать небольшие зарядные токи линий и намагничивающие токи силовых трансформаторов подтверждена многочисленными испытаниями, проведенными в энергосистемах. Это нашло свое отражение в ряде директивных материалов, регламентирующих использование этих аппаратов для указанной цели в зависимости от класса напряжения, отключаемого тока, конструкции аппарата. расстояния между полюсами и от заземленных частей. Ниже приведены основные сведения.

В закрытых распределительных устройствах 6-35 кВ разъединителями и отделителями серийного заводского исполнения допускается включение и отключение намагничивающего тока силовых трансформаторов, зарядного тока воздушных и кабельных линий, а также тока замыкания на землю, не превышающих следующих значений:

Напряжение, кВ	6	10	35
Намагничивающий ток, А	3,5	3	2,5
Зарядный ток, А	2,5	2	1
Ток замыкания на землю, А	4	3	1,5

Установка между полюсами разъединителей изолирующих перегородок позволяет увеличить включаемый и отключаемый ток в 1,5 раза.

На открытых распределительных устройствах в.зависимости от конструкции разъединителей или отделителей и расстояния между полюсами разрешается отключение и включение намагничивающих токов силовых трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий, значения которых не должны превышать приведенных в табл. 3.1.

Для увеличения диапазона отключаемых разъединителями и отделителями токов их снабжают дутьевыми устройствами-приставками. С помощью приставок формируется и направляется на дугу, возникающую между расходящимися контактами аппарата, сильная струя воздуха. Сжатый воздух (из баллона) интенсивно охлаждает дугу и деионизирует межконтактный промежуток, что и приводит к значительному повышению отключающей способности этих аппаратов.

Таблица 3.1. Токи, включение и отключение которых допустимо разъединителями и отделителями 110-500 кВ наружной установки в зависимости от расстояний между полюсами

Номинальное напряжение, кВ	Тип разъединителей, отделителей	Расстояние между осями полюсов м	Намагничивающий ток, А, не более	Зарядный ток, А, не более
110	ВР	2	6	2,5
		2,5	7	3
		3	9	3,5
	ГП	2	4	1,5
		2,5	6	2
		3	8	3
150	ВР	2,5	2,3	1
		2,7	4	
		3	6	
		3,4	7,6	
		4	10	
	ГП	3	2,3	
		3,7	5	
		4	5,5	
		4,4	6	
220	ВР	3,5	3	
		4	5	
		4,5	8	
	ГП	3,5	3	
		4	5	
		4,5	8	
330	ГП	6	5	2
	ПН	6	3,5	1
	ПНЗ	6	4,5	1,5
500	ВР	7,5	5	2
	ГП	8	6	2,5
	ПН	8	5	2
	ПНЗ	7,5	5,5	2,5

Примечание. ВР- вертикально рубящий; ГП - горизонтально-поворотный; ПН - подвесной; ПНЗ - подвесной с опережающим отключением и отстающим включением полюса фазы *В*.

На практике для определения длины возушной линии 35 и 110 кВ, отключаемой (или включаемой) без нагрузки разъединителями и отделителями, пользуются следующими данными:

Напряжение, кВ	35	110
Среднее значение зарядного тока, А/км	0,06	0,18

Зарядный ток кабельной линии, А/км, вычисляется по выражению:

$$I_{РАБ} = U_Ф\ \omega\ C_{РАБ} 10^{-6}\ ,$$

где $U_Ф$ – фазное напряжение, кВ;
$\omega C_{РАБ}$ – емкостная проводимость;
10^{-6} – См·км, которая может быть найдена по справочнику в зависимости от сечения жил по кабелю.

Ток замыкания на землю в воздушных сетях с изолированной нейтралью может быть определен по формуле:

$$I_С = 3I_{С0} = 3U_Ф \omega C_0 \approx \frac{UI}{350};$$

В кабельных сетях с изолированной нейтралью:

$$I_С = 3I_{С0} \approx \frac{UI}{10}, \qquad \text{где}$$

U - междуфазное напряжение, кВ;
I - суммарная длина линии, км, электрически связанной воздушной или кабельной сети соответственно; C_0 - емкость фазы относительно земли, Ф/км.

Осмотры разъеденителей, отделителей и короткозамыкателей. При внешнем осмотре основное внимание обращается на состояние контактных соединений и изоляции аппаратов. Контактные соединения являются наиболее ответственными и в то же время наиболее слабыми частями разъединителей и отделителей. При загрязнении, окислении и слабом нажатии контакты могут не только нагреваться, но и выгореть. При обнаружении признаков нагрева (цветов побежалости, изменения цвета термопленок) производится проверка температуры нагрева при помощи термосвеч или переносного прибора-электротермометра. Если температура нагрева превышает допустимую (см. табл. 5.1), разъединители необходимо вывести в ремонт.

Поверхность изоляторов разъединителей, отделителей и короткозамыкателей должна содержаться в чистоте. Загрязнение поверхности изоляторов осадками из воздуха приводит к снижению разрядного напряжения и перекрытию изоляторов при неблагоприятных погодных условиях (дожде, тумане, сильной росе).

Изоляторы воспринимают большие механические нагрузки при операциях включения и отключения. Чтобы избежать поломки изоляторов, не следует производить плановые переключения в периоды резких похолоданий и сильных морозов, когда в изоляторах могут появляться значительные внутренние напряжения вследствие различных коэффициентов температурного расширения фарфора, металлической арматуры и цементирующего вещества. В ряде энергосистем, расположенных на территории европейской части СССР, *при понижении температуры наружного воздуха до* -22 °*С воздерживаются от проведения операций с разъединителями и отделителями,* если это не связано с ликвидацией аварий.

При осмотрах обращается внимание на отсутствие продольных и кольцевых трещин на изоляторах, особенно в частях, примыкающих к фланцам, а также повреждений в арматуре и цементных швах. При обнаружении поверхностных дефектов (сколов, следов удара), снижающих механическую или диэлектрическую прочность изоляторов, аппараты должны выводиться в ремонт. Операции под напряжением с разъединителями, имеющими дефекты (в том числе дефектные изоляторы, выявленные замерами), могут производиться в исключительных случаях и только по разрешению главного инженера предприятия.

При осмотре подстанций после срабатывания короткозамыкателей следует обращать внимание не только на состояние трансформаторов, но и на целость тяг и изолирующих вставок самих короткозамыкателей, повреждения которых являются одной из основных причин их самопроизвольных включений.

Отказы в работе отделителей и короткозамыкателей часто происходят из-за неисправности, загрязнения и затирания механизмов приводов, дефектов в цепях управления и блокировки. В эксплуатации за состоянием приводов этих аппаратов необходимо вести самое тщательное наблюдение.

3.4

Техника операций с разъеденителями и отделителями.

Прежде чем включать или отключать разъединители (отделители) , производят их внешний осмотр. Разъединители, привод и блокирующие устройства не должны иметь повреждений, препятствующих выполнению операции. Оперативному персоналу запрещается выполнять операции с разъединителями и отделителями, изоляторы которых имеют трещины. Не рекомендуется также выполнять операции с разъединителями под напряжением, если в процессе переключений эти операции могут быть выполнены, когда напряжение с разъединителей будет снято отключением соответствующего выключателя.

Включение разъединителей ручным приводом производят быстро и решительно, но без удара в конце хода. *При появлении дуги ножи не следует отводить обратно, т*ак как при расхождении контактов дуга может удлиниться, перекрыть промежуток между фазами и вызывать КЗ. Операция включения во всех случаях продолжается до конца. При соприкосновении контактов дуга погаснет не причинив особого повреждения оборудованию.

Отключение разъединителей, наоборот, производят медленно и осторожно. Вначале делают пробное движение рычагом привода для того, чтобы убедиться в исправности тяг, отсутствии качаний и поломок изоляторов. Если в момент расхождения контактов между ними возникает сильная дуга, разъединители необходимо немедленно включить и до выяснения причины образования дуги операции с ними не производить. Исключением из этого правила является отключение отделителями и разъединителями намагничивающих и зарядных токов. Операции в этих случаях должны производиться быстро, чтобы обеспечить погасание дуг на контактах. Применение электродвигательных и ручных приводов с червячной переда-чей при таких операциях не рекомендуется.

Операции с однополюсными разъеденителями 6-10 кВ, производимые с помощью оперативных штанг, должны выполняться в той очередности, которая представляет собой наименьшую опасность в случае ошибочного отключения разъединителей под нагрузкой. При смешанной нагрузке наиболее безопасно отключение по очереди первого из трех разъединителей, так как при этом не возникает сильной дуги, даже если по цепи проходил рабочий ток. В момент выхода ножа из губки между ними может проявиться лишь сравнительно небольшая разность напряжений, так как с одной стороны ножа разъединитель будет находиться под напряжением источника-питания, в то время как с другой его стороны будет поддерживаться некоторое время примерно одинаковая ЭДС, наводимая вращающимися при питании по двум фазам синхронными и асинхронными двигателями нагрузки, а также за счет

конденсаторных батарей, установленных в распределительных сетях. При отключении второго разъединителя появится опасная дуга. Третий разъединитель вообще не будет отключать никакой мощности. Так как отключение второго по очередности разъединителя представляет собой наибольшую опасность, он должен находиться но возможности дальше от разъединителей других фаз. Поэтому отключение однополюсных разъединителей начинают с разъединителя, занимающего среднее положение. Вторым отключают один из двух крайних ножей, затем - другой крайний. Включение производится в обратной последовательности.

При операциях отключения и включения разъединителями и отделителями намагничивающих и зарядных токов должны быть заранее известны или предварительно определены значения этих токов. О допустимости операций указывается в местных инструкциях. Рекомендуется соблюдать указанный ниже порядок использования отделителей и разъединителей.

В электрических цепях напряжением 35-220 кВ, имеющих последовательно включенные отделители и разъединители, отключение и включение намагничивающих и зарядных токов должны, как правило, выполняться отделителями. Однако в цепях 35 220 кВ с отделителями, оборудованными приводами типа ПРО-1У1, включение намагничивающих и зарядных токов обычно производится разъединителями при предварительно включенных отделителях. Такой порядок вызван тем, что отделители с приводом ПРО-1У1 требуют Для включения вручную приложения значительных усилий, что замедляет процесс включения и приводит к возникновению затяжной дуги. Для закрытых распределительных устройств эта последовательность включения является обязательной.

Известно, что намагничивающие токи трансформаторов сильно зависят от подведенного напряжения. С повышением напряжения сверх номинального для данного ответвления намагничивающий ток резко возрастает. Так, при наибольшем длительно допустимом в эксплуатации напряжении $1{,}05U_{ном}$ намагничивающий ток увеличивается почти в 1,5 раза. При отключении ненагруженного трансформатора отделителя намагничивающий ток желательно понизить, чтобы умёньшить интенсивность горения дуги. Для этого перед отключением намагничивающего тока переключатель регулирования напряжения (РПН) трансформатора следуетует установить в положение, соответствующее номинальному напряжению. Переключатель последовательного регулировочного трансформатора устанавливается в этом случае в нейтральное положение.

Пофазное отключение ненагруженного трансформатора или автотрансформатора следует начинать с полюса средней фазы (фазы В), после чего поочередно отключать полюсы фаз А и С. При включении операция с полюсом фазы В должна выполняться последней

Отключение и включение отделителями и разъеденителями намагничивающих токов трансформаторов 110-220 кВ должны производиться при глухом заземлении нейтралей обмоток, что облегчает процесс гашения дуги. Для этого нейтрали трансформаторов, нормально защищенные вентильными разрядниками, должны глухо заземляться перед каждой операцией отключения или включения трансформатора

В сетях, работающих с компенсацией емкостного тока замыкания на землю, перед отключением трансформатора следует отключать дугогасящий реактор, чтобы избежать перенапряжений, причиной которых может быть неодновременность размыкания (замыкания) контактов отделителей или разъединителей.

Техника безопасности и проверка положения аппарата. Для защиты персонала от воздействия дуги при отключении разъединителями или отделителями малых токов над приводами аппаратов сооружаются козырьки или навесы из негорючего материала, а приводы трехполюсных разъеденителей 6-35кВ внутренней установки отделяются от разъеденителей стенкой или глухим щетом. Во время выполнения операции персонал обязан находиться под защитным козырьком и пользоваться диэлектрическими перчатками.

При проведении любой операции с разъеденителями или отделителями, находящимися под напряжением, с места их установки выполняющий операцию и контролирующий его действия должны предварительно выбрать такие места у аппарата чтобы избежать травм от возможных разрушений и падений вниз изоляторов опорных колонок аппаратов, а также защитить себя от прямого воздействия электрической дуги в случае ее возникновения и длительного горения. Не рекомендуется в момент проведения самой операции смотреть непосредственно на ножи аппарата. Однако после завершения операции включения или отключения проверка положения главных ножей разъединителей и отделителей всех типов и конструкций, а также ножей стационарных заземлителей является обязательной, поскольку на практике неоднократно наблюдались случаи недовключения главных ножей, неотключения ножей стационарных заземлителей отдельных фаз, попадания ножей мимо контактных губок, обрыва тяг привода, разрегулировки привода и т.д.

При проверке положения аппарата каждая его фаза должна проверяться отдельно.

3.5

Установки приготовления сжатого воздуха и их обслуживание

Применение сжатого воздуха. Сжатый воздух применяется на подстанциях для приведения в действие пневматических приводов выключателей и разъединителей. В воздушных выключателях сжатый воздух используется для гашения электрической дуги и вентиляции внутренних полостей выключателей для удаления осаждающейся на них влаги. В выключателях с воздухо-наполненным отделителем, а также в выключателях серий ВВБ, ВНВ и др. сжатый воздух выполняет роль основной изолирующей среды между главными контактами выключателя, находящегося в отключенном положении.

Потенциальная энергия сообщается воздуху в процессе его сжатия. Запасенная энергия используется затем в пневматических приводах для совершения механической работы. А в воздушном выключателе потенциальная энергия преобразуется в кинетическую энергию струи расширяющегося сжатого воздуха и используется для гашения электрической дуги, возникающей между контактами выключателя при его отключении.

Для работы воздушных выключателей сжатый воздух накапливается в резервуарах этих выключателей. В свою очередь резервуары пополняются от установок, предназначенных для получения сжатого воздуха.

Требования к качеству сжатого воздуха. В связи с разнообразием функций, выполняемых сжатым воздухом на подстанциях, к его качеству предъявляются определенные требования. Основными показателями качества сжатого воздуха являются давление, влажность и чистота воздуха от загрязнений механическими примесями.

Номинальное давление и колебания давления воздуха, подводимого к выключателям и пневматическим приводам, не должны выходить за пределы определенных значений, так как только при соблюдении их заводы-изготовители гарантируют надежную работу аппаратов. К резким колебаниям давления в воздухораспределительной сети приводят сбросы воздуха при отключениях выключателей. Установки для производства сжатого воздуха во всех режимах работы должны с необходимой быстротой восстанавливать давление, создавая условия для безотказной работы аппаратов

Степень влажности сжатого воздуха имеет особое значение, поскольку при большей влажности возможна конденсация влаги из воздуха как на внутренних поверхностях механизмов приводов, так и на изолирующих воздухопроводах выключателей. Влага на клапанах и вентилях в холодное время года может замерзнуть и вызвать отказ в работе выключателя. Влага на внутренних поверхностях изолирующих деталей снижает их изоляционные свойства и может явиться причиной перекрытия изоляции по поверхности. Таким образом, конструкции воздушных выключателей и пневматических приводов рассчитаны на применение в них сухого воздуха.

Содержание влаги в виде пара в сжатом воздухе оценивается его относительной влажностью, представляющей собой отношение массы водяного пара, находящегося в данном объеме воздуха, к массе насыщенного водяного пара в том же объеме воздуха и при той же температуре. Относительная влажность обычно выражается в процентах. Она увеличивается как при сжатии воздуха, так и при понижении его температуры. В обоих случаях относительная влажность будет повышаться, пока не наступит состояние насыщения, т.е. состояние равновесия между испарением жидкости и конденсацией пара из воздуха. Дальнейшее увеличение давления или понижение температуры воздуха (а также одновременное изменение этих параметров) приводит к дальнейшей конденсации излишка водяного пара, а относительная влажность, достигнув 100 %, изменяться уже не будет.

В основу термодинамического способа осушки воздуха положено явление конденсации влаги из воздуха при его сжатии и охлаждении. В процессе сжатия воздуха количество влаги в каждой единице его объема возрастает, наступает состояние насыщения, и содержащийся в воздухе водяной пар частично превращается в жидкость. При сжатии воздух нагревается; его охлаждают. Чем ниже температура, до которой он охлаждается, тем больше влаги выпадает в осадок. Температура, при которой начинается образование конденсата, называется точкой росы. В эксплуатации сжатый воздух осушают до такой степени, чтобы точка росы была недостижима при возможных изменениях температуры воздуха в распределительных устройствах.

Сжатый воздух очищают от пыли, продуктов коррозии и других механических примесей, так как, попадая на клапаны выключателей, они препятствуют плотному закрыванию клапанов, вызывают повышенные утечки и отказы в работе.

Получение и распределение сжатого воздуха. Установки для получения и распределения сжатого воздуха состоят из следующих элементов:

- компрессоров с электрическим приводом и автоматической системой управления пуском и остановкой;
- воздушных всасывающих фильтров для очистки воздуха, засасываемого первой ступенью компрессора из атмосферы;
- змеевиковых охладителей с водомаслоотделителями и продувочными клапанами после каждой ступени компрессора;
- воздухосборников (ресиверов) сосудов для накопления сжатого воздуха и редукторных клапанов, устанавливаемых на выходе воздуха из воздухосборников в распределительную сеть;
- воздухопроводов, арматуры, приборов и вспомогательных устройств, необходимых для нормальной эксплуатации воздухораспределительной сети.

В настоящее время на подстанциях с воздушными выключателями используются компрессоры на номинальное давление 4 и 4,5 МПа (типов ВШ-3/40М и АВШ-1,5/45) и 23 МПа (типа ВШВ-2,3/230). Компрессоры с номинальным давлением 4 и 4,5 МПа применяются при рабочем давлении воздушных выключателей 2 МПа, а компрессоры с повышенным давлением 23 МПа при рабочем давлении воздушных выключателей 2,6-4 МПа.

На подстанциях, где установлены масляные выключатели и разъединители с пневматическими приводами, применяются небольшие автоматизированные компрессоры типа АВВ-5/2 производительностью 0,3 $м^3$/мин с воздухосборниками объемом 0,5 $м^3$, рассчитанными на давление 2 МПа.

На рис. 3.16 представлена схема установки получения и распределения сжатого воздуха. В установке применены наиболее распространенные в энергосистемах трехступенчатые поршневые компрессоры типа ВШ-3/40М, всасывающие атмосферный воздух в объеме 180 $м^3$/ч с последующим сжатием его до 4-4,15 МПа.

Атмосферный воздух засасывается в первую ступень компрессора через воздушный всасывающий фильтр 3, где он проходит над поверхностью масляной ванны, в которой оседает содержащаяся в воздухе пыль. В первой ступени компрессора воздух сжимается до 250 кПа. Нагретый при сжатии воздух поступает в змеевиковый охладитель, трубки которого снаружи обдуваются окружающим воздухом, нагнетаемым вентилятором 5. В процессе охлаждения сжатого воздуха его относительная влажность все время остается на уровне 100 %. При этом излишек водяного пара (а также пары масла, попадание которого в систему нагнетания не исключено) конденсируется в водомаслоотделителе 7, откуда конденсат удаляется продувкой. Во второй ступени воздух сжимается до 1,1 МПа, в третьей - до 4 МПа, и, так же как и в первой ступени, подвергается осушке. Из охладителя третьей ступени воздух поступает в конечный водомаслоотделитель 9 и далее через обратный клапан 13 в воздухосборник 14. Обратный клапан служит для предотвращения обратного поступления воздуха из воздухосборника в компрессор при остановленном агрегате.

Назначение воздухосборника состоит в том, чтобы аккумулировать сжатый воздух, выравнивать давление в воздухопроводах, смягчать пульсации, вызываемые работой компрессоров, и дополнительно сепарировать воздух от воды и масла. Конденсат накапливается в конденсатосборнике, вваренном в днище сосуда. Из него конденсат периодически удаляется через спускной ручной вентиль 15. Таяние льда в конденсатосборниках производится при помощи керамических электроподогревателей. Каждый воздухосборник снабжается показывающим манометром 17 и для защиты от повышения давления- предохранительным клапаном, который регулируют с таким расчетом, чтобы давление в воздухосборнике не превышало рабочее более чем на 10%. Из воздухосборника в распредели-тельную сеть сжатый воздух поступает через редуктурный клапан 18,

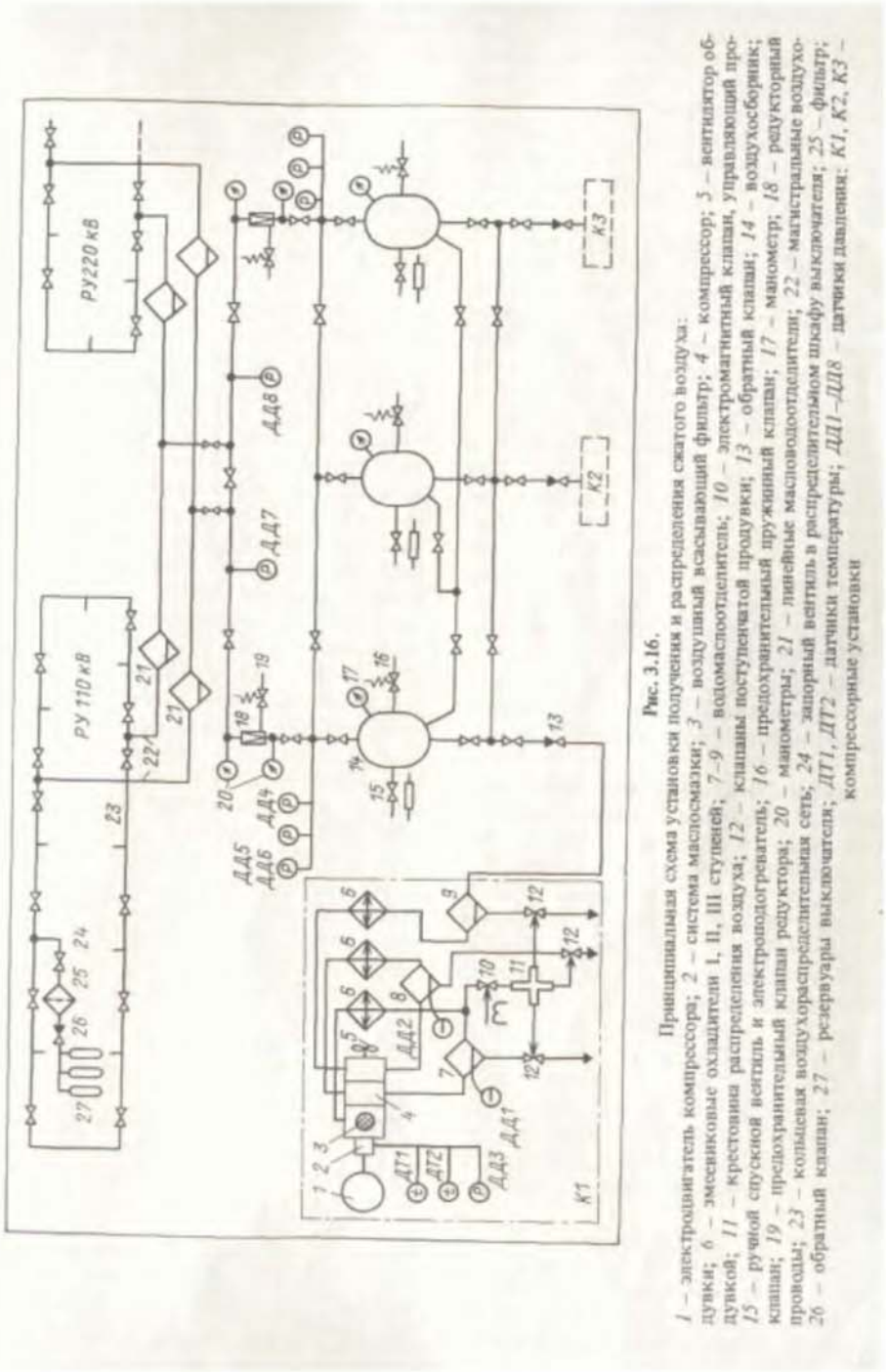


Рис. 3.16.

Принципиальная схема установки получения и распределения сжатого воздуха:

1 – электродвигатель компрессора; *2* – система маслосмазки; *3* – воздушный всасывающий фильтр; *4* – компрессор; *5* – вентилятор обдувки; *6* – змеевиковые охладители I, II, III ступеней; *7–9* – водомаслоотделитель; *10* – электромагнитный клапан, управляющий продувкой; *11* – крестовина распределения воздуха; *12* – клапаны поступенчатой продувки; *13* – обратный клапан; *14* – воздухосборник; *15* – ручной спускной вентиль и электроподогреватель; *16* – предохранительный пружинный клапан; *17* – манометр; *18* – редукторный клапан; *19* – предохранительный клапан редуктора; *20* – манометры; *21* – линейные масловодоотделители; *22* – магистральные воздухопроводы; *23* – кольцевая воздухораспределительная сеть; *24* – запорный вентиль в распределительном шкафу выключателя; *25* – фильтр; *26* – обратный клапан; *27* – резервуары выключателя; *ДТ1, ДТ2* – датчики температуры; *ДД1–ДД8* – датчики давления; *К1, К2, К3* – компрессорные установки

снижающий давление с 4 до 2 мПа, при этом относительная влажность воздуха снижается до 50%. Редукторный клапан автоматически подает воздух в распределительную сеть в строгой соразмерности с его расходом. Он открывается при снижении давления в магистрали до 1,9 мПа и закрывается при давлении 2,1 мПа. В нижней части корпуса редукторного клапана вмонтирован предохранительный клапан 19, назначение которого состоит в том, чтобы не допускать повышения давления в магистрали сверх допустимого (2,1 мПа). Его открытие и выпуск воздуха в атмосферу начинаются при давлении 2,15 МПа. После сброса давления предохранительный клапан закрывается силой сжатых пружин.

Изменение давления перед редукторным клапаном (т.е. в воздухосборнике) не оказывает воздействия на его открытие. По пропускной способности число параллельно устанавливаемых ре-дукторных клапанов выбирают с таким расчетом, чтобы восстановление давления в магистралях и резервуарах воздушных выключателей обеспечивалось за 3-5 мин до значения, достаточного для работы выключателей во втором цикле АПВ, если первый цикл был неуспешным.

Воздухораспределительная сеть 23 служит для подвода сжатого воздуха к распределительным шкафам. Она, как правило, выполняется кольцевой, отдельно для каждого РУ. Питающие магистрали подводятся в двух точках. После редукционного клапана на концевых участках магистралей устанавливают линейные водомаслоотделители 21, представляющие собой небольшие сосуды с патрубками для входа и выхода воздуха. Отделение влаги происходит за счет изменения направления потока воздуха при входе и выходе. В нижней части сосуда установлен запорный ручной вентиль для периодичёского удаления влаги.

Трубы воздухопроводов прокладывают с уклоном 0,3-0,5 % в направлении линейных воздухомаслоотделителей.

Режимы и автоматический контроль работы установок сжатого воздуха. Основным требованием, предъявляемым к компрессорным установкам, является высокая надежность в обеспечении сжатым воздухом аппаратов распределительных устройств. Надежность обеспечивается непрерывным поддержанием достаточного запаса сжатого воздуха в воздухосборниках, установкой резервных компрессоров на случай выхода из работы основных агрегатов, созданием схемы распределительной сети, позволяющей выводить из работы в ремонт любой элемент установки, сохраняя в работе остальные участки.

Режим работы установок сжатого воздуха определяется давлением воздуха в воздухосборниках и в воздухораспределительной сети. Необходимое давление поддерживается периодичес кими пусками компрессоров. Время между остановкой и последующим пуском компрессоров, зависящее от расхода воздуха на утечки и вентиляцию, должно быть не менее 60 мин, а восстановление нормального давления должно обеспечиваться не более чем за 30 мин. Если компрессоры включаются чаще, их следует осмотреть, проверить давление, создаваемое ими, и давление в воздухосборниках, после чего на слух проверить отсутствие утечек воздуха из воздухопроводов и пневматической аппаратуры.

Операции включения и отключения компрессоров автоматизированы. Агрегаты снабжены устройствами технологической защиты. Пуск рабочего компрессора производится автоматически датчиком давления *ДД4* (рис. 3.16). Импульс на включение подается

при снижении давления воздуха в воздухосборниках до 3,8 МПа. Если рабочие компрессоры не смогут восстановить давление до номинального, то при снижении его до 3,7 МПа датчиком *ДД5* включается резервный компрессор. Предусмотрен поочередный запуск рабочих компрессоров с интервалом в несколько секунд, чтобы не допускать резкого снижения напряжения в сети собственных нужд. Датчиком *ДТ2* блокируется пуск компрессора при температуре масла в картере менее 10° С, так как загустевшая смазка повышает нагрузку на отдельные детали компрессора и электродвигателя. В этом случае включается электроподогреватель масла. После подогрева масла до 10° С запрет пуска снимается автоматически. Остановка резервного и рабочих компрессоров производится теми же датчиками *(ДД4* и *ДД5)* при давлении 4,1 МПа.

Когда компрессор останавливается, происходит открытие мембранных продувочных клапанов *12* водомаслоотделителей 7-9 для спуска накопившейся в них влаги, У остановленного компрессора клапаны нормально открыты. Закрытие их происходит во время работы компрессора давлением воздуха, поступающего в мембранные полости через крестовину 11, перед которой установлен электромагнитный клапан 10, управляющий продувкой. Цепь электромагнита связана с пусковым устройством электродвигателя. При отключении электродвигателя с электромагнита снимается напряжение, электромагнитный клапан закрывается, подача сжатого воздуха через крестовину прекращается, и мембранные клапаны открываются.

Датчики давления ДД1 и ДД2 контролируют давление воздуха между I и II ступенями работающего компрессора и подают импульс на остановку при чрезмерном повышении и понижении давления. Кроме того, датчик температуры ДТ1 контролирует превышение температуры масла в компрессоре сверх 70 °.С, а датчик *ДД3* подает импульс на отключение при недостаточном или слишком большом давлении в циркуляционной системе смазки.

Помимо контроля за работой собственно компрессоров установлены датчики ДД6, сигнализирующие о повышении или понижении (пп 3.6 МПа давления в воздухосборниках, а также в магистралях распределительной сети (датчики ДД7 и ДД8*)*.

Схема управления работой компрессорных установок состоит из двух частей: силовой части -цепей питания электродвигателей компрессоров и их вентиляторов и релейной части-цепей управления, автоматики, технологических защит и сигнализации. Основная аппаратура управления и сигнализации размещается в специальных индивидуальных шкафах, а электроконтактные манометры ДЦ1-ДД3 и электроконтактные термометры ДТ1, ДТ2 - на раме компрессора. Общие для всей компрессорной установки цепи автоматики и сигнализации размещаются в отдельном общем шкафу, откуда сигналы отклонений давления воздуха и неисправности в компрессорной передаются на щит управления подстанции. Появление сигнала обязывает персонал явиться в помещение компрессорной для выяснения причины срабатывания сигнального реле. Датчики общей схемы автоматики и сигнализации размещаются на отдельной металлической конструкции в помещении компрессорной.

Обслуживание. В обязанность персонала, обслуживающего компрессорную установку, входят:

- систематический (не реже 1 раза в смену) осмотр всей компрессорной установки, устройств автоматики и сигнализации;
- наблюдение за пуском и работой компрессоров и электродвигателей, их температурой, давлением масла в системе смазки и воздуха в каждой ступени, а также отсутствием пропусков воздуха и состоянием прокладок в местах уплотнений;
- проверка уровня масла в картере, доливка масла;
- проверка давления воздуха в воздухораспределительной сети;
- продувка водомаслоотделителей;
- содержание в чистоте оборудования и помещения компрессорной.

Наблюдая за пуском компрессора, обращают внимание на исправность его механической части. Если при пуске будут обнаружены стук клапанов, удары, толчки и другие неполадки, компрессор необходимо немедленно остановить. Последующее включение в работу производится лишь после выявления и устранения неисправности. Всякие *исправности и ремонты компрессоров на ходу (в том числе и подтягивания болтов) запрещены.*

В процессе эксплуатации следят за исправностью всасывающего фильтра, а также за тем, чтобы в него не попадали пыль и твердые частицы, так как они могут привести к быстрому износу трущихся частей компрессора. Масло в воздушный всасывающий фильтр заливается до отметки, указанной на камере. При высоком уровне масло может попасть в цилиндр компрессора и нарушить его работу Полную смену масла в воздушном фильтре следует производить через 100-120 ч работы.

При уходе за компрессором важное значение имеет правильная смазка цилиндров, где поршни работают при высокой температуре. Излишняя смазка способствует загрязнению трубопроводов и воздухосборников. Для смазки применяется тщательно профильтрованное масло соответствующего ассортимента.

Требуют наблюдения и воздухосборники. Спуск конденсата из них следует производить не реже 1 раза в сутки, причем в наиболее холодное время суток. В зимний период при низких температурах воздуха рекомендуется включать электроподогреватели конденсатосборников на время, необходимое для таяния образовавшегося в них льда. Электроподогреватели отключаются после спуска влаги. Непрерывный обогрев днищ воздухосборников недопустим, так как он приводит к нагреву воздуха и уменьшению степени его осушки.

На подстанциях должны быть оперативные схемы воздушных коммуникаций с указанием открытых и закрытых при нормальной работе вентилей. При изменении положения вентилей вносится изменение в схему, о чем при сдаче смены сообщается принимающему дежурство. Места расположения вентилей на территории подстанции отмечаются особыми знаками. Доступ к вентилям должен быть свободен в любое время года. В помещениях компрессорных. установок должны быть вывешены наглядные принципиальные схемы пневматических и электрических связей всех элементов установок.

Персонал, обслуживающий пневматическую установку, должен хорошо знать возможные неполадки в работе оборудования и способы предупреждения и устранения неисправностей.

О неисправностях в работе установок приготовления сжатого воздуха подаются сигналы на щит управления подстанции. Выводятся как правило, три сигнала: об отклонении давления от заданного значения в воздухосборниках; об отклонении давления в сети рабочего давления; о неисправности, появившейся в компрессорах. При поступлении любого из этих сигналов оперативный персонал обязан прийти в помещение компрессорной и расшифровать посту-

пивший сигнал по показаниям электроконтактных манометров и положению указателей сигнальных реле на щите автоматики.

В случае поступления сигнала о неисправности в компрессорной, установить которую по показаниям сигнальных реле на щите автоматики не удается, следует проверить положения указателей защитных автоматических выключателей каждого компрессора, находящихся на щите собственных нужд.

Неисправности в работе компрессоров и способы их устранения. Неполадки, появляющиеся при работе компрессорной установки, могут привес-ти к аварии и даже к взрыву оборудования. Поэтому при обнаружении неполадок важно своевременно их устранить. Ниже приводятся неполадки, с которыми обычно сталкивается оперативный персонал.

Компрессор не включается Причиной может быть неисправность электросети или автоматики пуска. В этом случае необходимо проверить наличие напряжения на питающих шинах с.н., положение рукоятки ключа управления компрессором, работу защитных автоматических выключателей и магнитных пускателей, действие аппаратов в схеме пуска.

При понижении температуры воздуха в компрессорной ниже 10 °С и неисправности нагревательного патрона для подогрева масла пуск. компрессора тоже не произойдет. Следует проверить исправность нагревательного патрона, если он включен в систему автоматики.

Работающий компрессор отключается из-за перегрева масла, высокого или низкого давления масла, высокого давления нагнетания первой (второй) ступени или срабатывания предохранительного клапана первой (второй) ступени.

В этих случаях необходимо последовательно осмотреть и проверить действие приборов и автоматики в схеме автоматического управления, технологической защиты и сигнализации компрессорной установки. Если дефекты не будут обнаружены, о неисправности сообщается ремонтному персоналу, так как причиной отключения компрессора может быть неисправность иного характера (например, ненормальная работа поршней, засорение масляных каналов и их фильтров, утечки в нагнетательном маслопроводе, поломки всасывающих клапанов, неисправности предохранительных клапанов и др.) для устранения которой потребуется разборка компрессора или отдельных его деталей.

Компрессор во время работы не развивает требуемую степень сжатия воздуха.. Причиной может быть неплотное закрытие мембранных клапанов продувки или пропуск воздуха в пневматической линии, снабжающей мембранные клапаны рабочим воздухом. Следует осмотреть и проверить работу мембранных клапанов и отсутствие пропусков в пневматической линии.

Не срабатывают продувочные мембранны клапанов. Причиной может быть зависание сердечника или повреждение (сгорание) катушки электромагнитного клапана. Необходимо легким постукиванием сдвинуть сердечник. Сгоревшую катушку следует заменить.

Периодические профилактические осмотры, ремонты, а также техническое обслуживание компрессоров производят специалисты-компрессоршики

Неисправности и вывод из работы воздухосборников. Воздухосборники - сосуды, работающие под высоким давлением, - должны немедленно отключаться и выводиться из работы в следующих случаях:

при повышении давления в воздухосборнике выше допустимого;

при неисправности предохранительного пружинного клапана;

при обнаружении свищей и трещин в сварных швах, стенках сосуда и запорной арматуре, а также при выпучивании стенок сосуда;

при неисправности или неполном комплекте крепежных деталей у крышек и люков;

при возникновении пожара в непосредственной близости от воздухосборника.

Обнаружив неисправность, оперативный персонал должен:

ввести в работу резервный воздухосборник (резервную компрессорную установку) ;

вывести (отключить) из работы воздухосборник, на котором обнаружена неисправность;

принять меры к снижению давления в сосуде;

сообщить о неисправности воздухосборника лицу, ответственному за его техническое состояние.

Глава 4

Обслуживание измерительных трансформаторов, конденсаторов связи, разрядников, ограничителей перенапряжений, реакторов и кабелей

4.1

Трансформаторы тока

Общие сведения. Трансформаторы тока применяются в схемах измерений и учета электрической энергии. Они являются также элементами устройств релейной защиты и автоматики. Через них релейные схемы получают информацию о состоянии электрических цепей высокого напряжения.

При помощи трансформаторов тока первичный ток уменьшают до значений, наиболее удобных для питания измерительных приборов и реле. Вторичные токи принимают равными 1 или 5 А.

Первичная обмотка трансформатора тока включается в рассечку фазы электрической цепи. От первичной обмотки, находящейся под высоким напряжением, вторичная обмотка надежно изолируется, что гарантирует безопасное обслуживание вторичных цепей и подключенных к ним приборов и реле.

Токовые цепи нагрузки подключаются к зажимам вторичных обмоток трансформаторов тока последовательно. Но даже при последовательном соединении сопротивление вторичной нагрузки невелико. Поэтому считают, что рабочий режим трансформаторов тока близок к режиму короткого замыкания. Размыкание вторичной обмотки приводит к исчезновению размагничивающего действия вторичного тока, и тогда весь первичный ток становится током намагничивания. В этом режиме резко возрастает магнитная индукция в стали магнитопровода, во много раз увеличиваются активные потери в стали, что приводит к ее перегреву, обгоранию изоляции обмотки и в конечном счете к повреждению трансформатора тока.

Кроме того, большой магнитный поток наводит во вторичной обмотке значительную ЭДС, которая может достигнуть десятков киловольт, что представляет опасность как для обслуживающего персонала, так и для изоляции вторичных цепей. В связи с указанным вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть всегда замкнуты на реле, приборы или закорочены на испытательных зажимах. При необходимости замены реле или прибора предварительно должна устанавливаться шунтирующая их перемычка. Переносные измерительные приборы подключаются к вторичным цепям работающих трансформаторов тока с помощью разъемных испытательных зажимов или испытательных блоков, позволяющих производить включение и отключение приборов без разрыва вторичной цепи.

Основной мерой безопасного производства работ во вторичных токовых цепях в случае повреждения изоляции и попадания на вторичную цепь высокого напряжения является заземление одного из концов каждой вторичной обмотки трансформатора тока. Такое заземление обычно производится на месте их установки.

В сложных схемах релейной защиты (например, в схеме токовой дифференциальной защиты шин) заземление допускается производить только в одной точке схемы (на панели защиты).

Особенности конструкции. Трансформаторы тока выпускаются для наружной установки, для внутренней установки, встроенные в проходные вводы силовых трансформаторов и баковых выключателей, накладные – надевающиеся сверху на вводы силовых трансформаторов. У встроенных и накладных трансформаторов тока первичной обмоткой служит токоведущий стержень ввода.

В зависимости от рода установки и класса рабочего напряжения первичной обмотки трансформаторы тока выполняются с литой эпоксидной изоляцией, с бумажно-масляной изоляцией, с воздушной изоляцией.

Трансформаторы тока с фарфоровой изоляцией (серии ТПФ) за последние годы вытесняются из эксплуатации трансформаторами тока с литой эпоксидной изоляцией. Фарфоровые корпуса трансформаторов тока с бумажно-масляной изоляцией серий ТФН (новое обозначение серии ТФЗМ), ТРИ (ТФРМ) заполняются маслом. Сверху на фарфоровом корпусе устанавливается металлический маслорасширитель, воспринимающий температурные колебания объема масла. Внутренняя полость маслорасширителя сообщается с атмосферой через силикагелевый воздухоосушитель.

При рабочем напряжении 330 кВ и выше трансформаторы тока изготовляются в виде двух ступеней (двух каскадов), что позволяет выполнять изоляцию каждой ступени на половину фазного напряжения.

Обслуживание трансформаторов тока заключается в надзоре за ними и выявлении видимых неисправностей, при этом контролируется нагрузка первичной цепи и устанавливается, нет ли перегрузки. Перегрузка трансформаторов тока по току первичной обмотки допускается 20 %.

Очень важно следить за нагревом и состоянием контактов, через которые проходит первичный ток. На практике были случаи нагрева контактных шпилек у маслонаполненных трансформаторов тока. И если при этом на сильно нагретый контакт попадало масло, то оно воспламенялось и возникал пожар.

При осмотре обращают внимание на отсутствие признаков внешних повреждений (обгорание контактов, трещин в фарфоре), так как трансформаторы тока подвержены термическим и динамическим воздействиям при прохождении через них сквозных токов короткого замыкания.

Важное значение имеет состояние внешней изоляции трансформаторов тока. Более 50 % случаев повреждений трансформаторов тока с литой изоляцией происходит в результате перекрытий по загрязненной и увлажненной поверхности изоляторов при воздействии коммутационных и грозовых перенапряжений.

У маслонаполненных трансформаторов тока проверяютуровень масла по маслоуказателю, отсутствие подтеков масла, цвет силикагеля в воздухоосушителе (силикагель с зернами розовой окраски должен заменяться) .

При обнаружении дефектов токоведущих частей и изоляции трансформатор тока вместе с присоединением, на котором установлен, должен быть выведен в ремонт, подвергнут тщательному осмотру и испытанию.

4.2

Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи

Общие сведения. Трансформаторы напряжения служат для преобразования высокого напряжения в низкое стандартных значений (100, $100/\sqrt{3}$, 100/3 В), используемое для питания измерительных приборов и различных реле управления, защиты и автоматики. Они, так же как и трансформаторы тока, изолируют (отделяют) измерительные приборы и реле от высокого напряжения, обеспечивая безопасность их обслуживания.

По принципу устройства, схеме включения и особенностям работы электромагнитные трансформаторы напряжения мало чем отличаются от силовых трансформаторов. Однако по сравнению с последними мощность их не превышает десятков или сотен вольт-ампер. При малой мощности режим работы трансформаторов напряжения приближается к режиму холостого хода. Размыкание вторичной обмотки трансформатора напряжения не приводит к опасным последствиям.

На напряжении до 35 кВ трансформаторы напряжения, как правило, включаются через предохранители для того, чтобы при повреждении трансформатора напряжения он не стал причиной развития аварии. На напряжении 110 кВ и выше предохранители не устанавливаются, так как согласно имеющимся данным повреждения таких трансформаторов напряжения происходят редко.

Включение и отключение трансформаторов напряжения производятся разъединителями.

Для защиты трансформатора напряжения от тока короткого замыкания во вторичных цепях устанавливают съемные трубчатые предохранители или автоматические выключатели максимального тока[1]. Предохранители устанавливают в том случае, если трансформатор напряжения не питает быстродействующих защит, так как эти защиты могут ложно подействовать при недостаточно быстром перегорании плавкой вставки. Установка же автоматических выключателей обеспечивает эффективное срабатывание специальных блокировок, выводящих из действия отдельные виды защит при обрыве цепей напряжения.

Для безопасного обслуживания вторичных цепей в случае пробоя изоляции и попадания высокого напряжения на вторичную обмотку один из зажимов вторичной обмотки или нулевая точка присоединяется к заземлению. В схемах соединения вторичных обмоток в звезду чаще заземляется не нулевая точка, а начало обмотки фазы б. Это объясняется стремлением сократить на 1/3 число переключающих контактов во вторичных цепях, так как заземленная фаза может подаваться на реле помимо рубильников и вспомогательных контактов разъединителей.

При использовании трансформаторов напряжения для питания оперативных цепей переменного тока допускается заземление нулевой точки вторичных обмоток через пробивной предохранитель, что вызывается необходимостью повышения уровня изоляции оперативных цепей.

На время производства работ непосредственно на трансформаторе напряжения и его ошиновке правилами безопасности предписывается создание видимого разрыва не только со стороны ВН, но также и со стороны вторичных цепей, чтобы избежать появления напряжения на первичной обмотке

[1] Применяются трехполюсные автоматические выключатели типа АП50-3М и двухполюсные типа АП50-2М с электромагнитным расцепителем на номинальные токи от 2,5 до 50 А, время отключения короткого замыкания $t_{ср} = 0{,}017$ с.

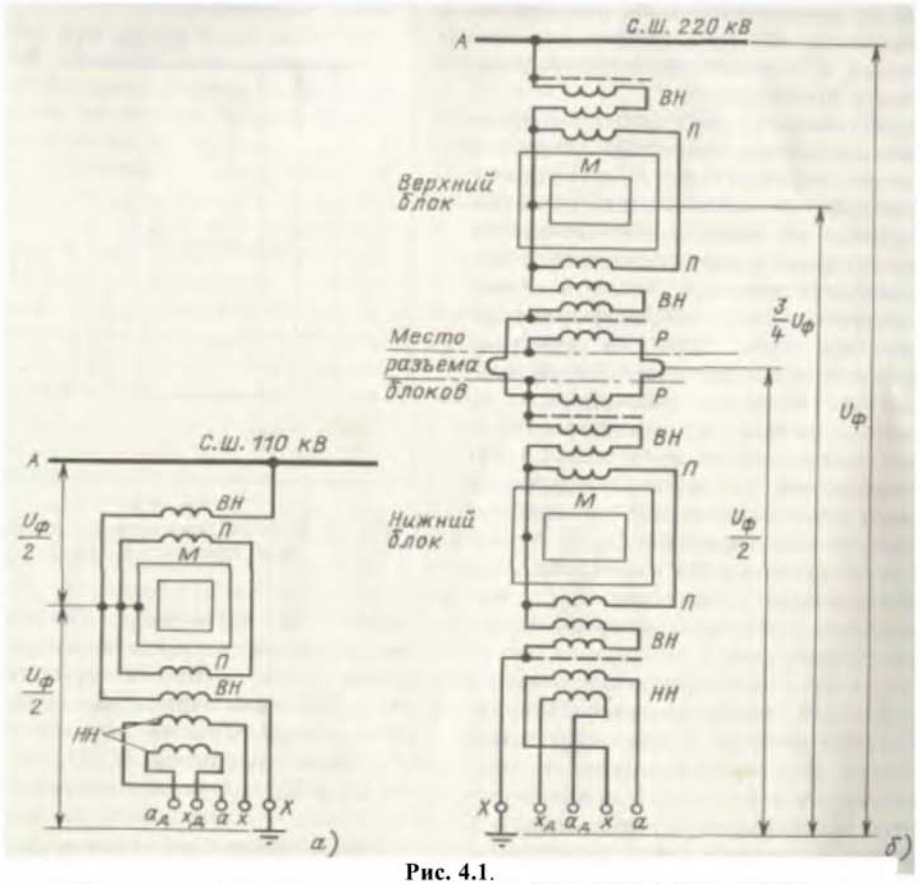


Рис. 4.1.
Схемы трансформаторов напряжения типов НКФ-110 (о), НКФ-220 (б):
ВН - первичная обмотка; НН - вторичные обмотки; П - выравнивающие обмотки;
Р - связующие обмотки; М - магнитопровод; *U*ф - фазное напряжение

за счет обратной трансформации напряжения от вторичных цепей, питающихся от какого-либо другого трансформатора напряжения. Для этого во вторичных цепях трансформатора напряжения устанавливаются рубильники или используются съемные предохранители. Отключение автоматических выключателей, а также разрыв вторичных цепей вспомогательными контактами разъединителей не обеспечивают видимого разрыва цепи и поэтому считаются недостаточными. Особенности конструкции. На подстанциях находят применение как однофазные, так и трехфазные двух- и трехобмоточные трансформаторы напряжения. Это главным образом масляные трансформаторы напряжения, магнитопроводы и обмотки которых погружены в масло. Масляное заполнение бака или фарфорового корпуса предохраняет от увлажнения и изолирует обмотки от заземленных конструкций. Оно играет также роль охлаждающей среды.

В закрытых распределительных устройствах до 35 кВ успешно используются трансформаторы напряжения с литой эпоксидной изоляцией. Они обладают рядом существенных преимуществ по сравнению с маслонаполненными при установке в

комплектных распределительных устройствах.

На подстанциях 110-500 кВ применяются каскадные трансформаторы напряжения серии НКФ. В каскадном трансформаторе напряжения обмотка ВН делится на части, размещаемые на разных стержнях одного или нескольких магнитопроводов, что облегчает ее изоляцию. Так, у трансформатора напряжения типа НКФ-110 обмотка ВН разделена на две части (ступени), каждая из которых разме-щается на противоположных стержнях двухстержневого магнитопровода (рис. 4.1,а). Магнитопровод соединен с серединой обмотки *ВН* и находится по отношению к земле под потенциалом *Uф/2,* благодаря чему обмотка *ВН* изолируется от магнитопровода только на *Uф/2*, что существенно уменьшает размеры и массу трансформатора.

Ступенчатое исполнение усложняет конструкцию трансформатора. Появляется необходимость в дополнительных обмотках. Показанная на рис. 4.1 выравнивающая обмотка *П* предназначена для равномерного распределения мощности, потребляемой вторичными обмотками, по обеим ступеням.

Каскадные трансформаторы напряжения на 220 кВ и выше имеют два и более магнитопровода (рис. 4.1,6). Число магнитопроводов обычно вдвое меньше числа ступеней каскада. Для передачи мощности с обмоток одного магнитопровода на обмотки другого служат связующие обмотки *Р*. Вторичные обмотки у трансформаторов напряжения серии НКФ располагаются вблизи заземляющего конца X обмотки *ВН,* имеющего наименьший потенциал относительно земли.

Наряду с обычными электромагнитными трансформаторами напряжения для питания измерительных приборов и релейной защиты применяют емкостные делители напряжения. Они получили распространение на линиях электропередачи напряжением 500 кВ и выше. Принципиальная схема емкостного делителя напряжения типа НДЕ-500 приведена на рис 4.2. Напряжение между конденсаторами распределяется обратно пропорци-онально емкостям $U_1/U_2 = C_2/C_1$, где C_1 и C_2 - емкости конденсаторов; U_1 и U_2 напряжения на них. Подбором емкостей добиваются получения на нижнем конденсаторе C_2 некоторой требуемой доли общего напряжения *U/ф.* Если теперь к конденсатору C_2 подключить понижающий трансформатор *Т,* то он будет выполнять те же функции, что и обычный трансформатор напряжения

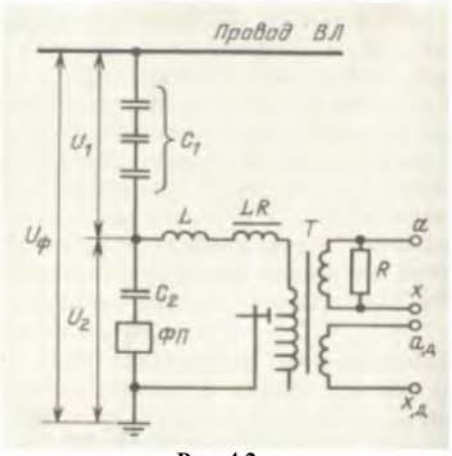


Рис. 4.2.
Схема включения емкостного делителя напряжения типа НДЕ-500

Емкостный делитель напряжения типа НДЕ-500 состоит из трех конденса-торов связи типа СМР-166/$\sqrt{3}$-0,014 и одного конденсатора отбора мощности типа ОМР-15-0,017. Первичная обмотка трансформатора *Т* рассчитана на напряжение 15 кВ. Она имеет восемь ответвлений для регулирования напряжения. Заградитель L препятствует ответвлению токов высокой частоты в трансформатор *Т* во время работы высокочастотной связи, аппаратура которой подключается к конденсаторам через фильтр присоединения *ФП.* Реактор LR улучшает электрические свойства схемы при увеличении нагрузки Балластный фильтр или резистор *К* служит для гашения феррорезонансных колебаний во вторичной цепи при внезапном отключении нагрузки.

Схемы включения. Однофазные и трехфазные трансформаторы напряжения включаются по схемам, приведенным на рис. 4.3. Два двухобмоточных трансформатора напряжения могут быть включены на междуфазное напряжение по схеме открытого треугольника (рис. *4.3,а).* Схема обеспечивает получение симметричных линейных напряжений U_{AB}, U_{AB}, U_{AB}, применяется в установках 6-35 кВ. Вторичные цепи защищаются двухполюсным автоматическим выключателем SF, при срабатывании которого подается сигнал о разрыве цепей напряжения. Последовательно с автоматическим выключателем установлен двухполюсный рубильник S, создающий видимый разрыв вторичной цепи. По условиям безопасности на шинках вторичного напряжения заземлена фаза b. Рубильники и автоматические выключатели размещаются в шкафах вблизи трансформаторов напряжения.

Три однофазных двухобмоточных трансформатора напряжения могут быть соединены в трехфазную группу по схеме звезда-звезда с заземлением нейтралей обмоток ВН и НН (рис. *4.3,6).* Схема позволяет включать измерительные приборы и реле на линейные напряжения и напряжения фаз по отношению к земле. В частности, такая схема используется для включения вольтметров контроля изоляции в сетях напряжением до 35 кВ, работающих с изолированной нейтралью. Рассматриваемая схема не применяется для включения счетчиков электрической энергии из-за большой погрешности в напряжении трансформаторов напряжения, работающих в нормальном режиме под напряжением, в $\sqrt{3}$ раз меньшим номинального. Вторичные цепи трансформаторов напряжения защищены трубчатыми пре дохранителями F во всех трех фазах, так как заземлена не фаза, а нейтраль вторичной обмотки.

Трехфазный трехстержневой двухобмоточный трансформатор напряжения типа НТМК, включенный по схеме на рис. 4.3,в, используется для измерения линейных и фазных напряжений в сетях 6-10 кВ. Однако он непригоден для измерения напряжения по отношению к земле, так как для этого необходимо заземление нейтрали первичных обмоток, а оно отсутствует. На рис. 4.3,г показана схема включения трехфазного трехобмоточного трансформатора напряжения типа НТМИ, предназначенного для сетей 6-10 кВ, работающих с изолированной (или компенсированной) нейтралью. Трансформаторы напряжения типа НТМИ изготовляются групповыми, т.е. состоящими из трех однофазных трансформаторов. В эксплуатации находятся также трехфазные трехобмоточные трансформаторы напряжения старой серии, которые выпускались с бронестержневыми магнитопроводами (три стержня и два боковых ярма). Основные вторичные обмотки защищены трехполюсными автоматическими выключателями SF. Вспомогательные контакты автоматических выключателей используются для сигнализации о разрыве цепей напряжения и блокирования защит минимального напряжения и АРВ. Дополнительные вторичные обмотки, соединенные в разомкнутый треугольник, обычно служат для сигнализации о замыкании фазы на землю. К зажимам этой обмотки непосредственно подключаются только реле повышения напряжения, поэтому в этой цепи отсутствует рубильник. При необходимости провод от начала дополнительной обмотки *Ад* может заводиться через четвертый нож рубильника S. Таким же образом соединяются в трехфазные группы и однофазные трехобмоточные трансформаторы напряжения ЗНОМ в сетях 6-35 кВ. Переключение питания цепей напряжения с одного трансформатора

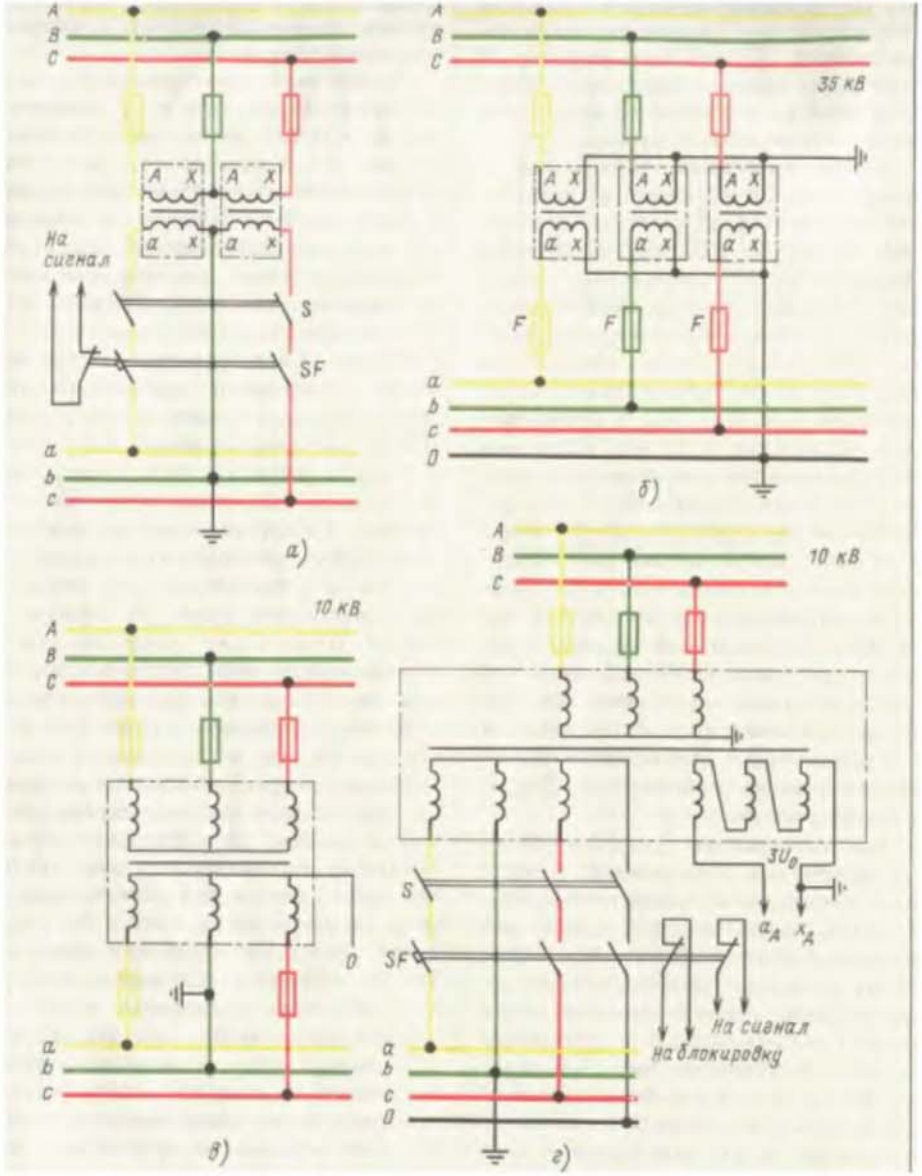


Рис. 4.3
Схемы включения однофазных и трехфазных трансформаторов напряжения

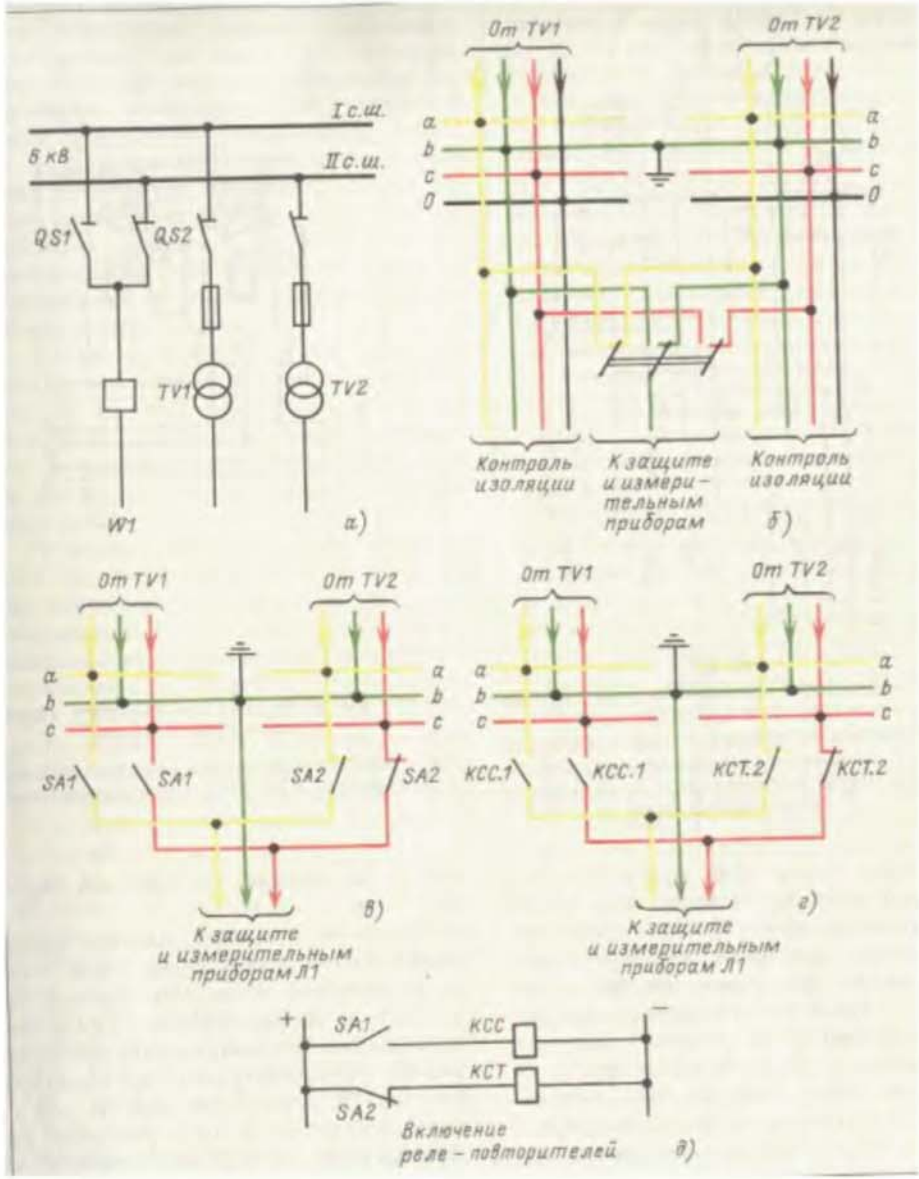


Рис. 4.4
Принципиальные схемы переключения цепей напряжения с одного трансформатора напряжения *ТУ1* на другой *ТУ2:*
а - схема первичных соединений; б - переключение при помощи рубильника;
в - то же вспомогательными контактами разъединителей 8А1 и 8А2;
г - то же контактами реле-повторителей КСС. 1 и КСТ. 1;
д - включение реле-повторителей

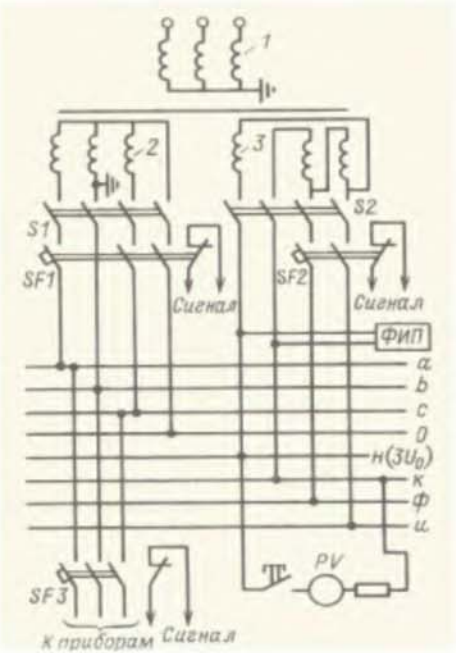


Рис. 4.5.

Схема включения трансформаторов напряжения типа НКФ на 110-330 кВ: 1 - обмотка первичная; 2 - обмотка основная; *3* - обмотка дополнительная; *ФИП* - фиксирующий измерительный прибор (индикатор повреждений)

напряжения на другой предусматривается на подстанциях, имеющих две секции или системы шин и более, а также при установке трансформаторов напряжения на вводах линий. Переключение может производиться вручную при помощи рубильников (ключей) или автоматически вспомогательными контактами разъединителей либо контактами реле повторителей, управляемых в свою очередь вспомогательными контактами разъединителей или выключателей. Обычно переключаются сразу все цепи напряжения электрической цепи, и только иногда переключающие рубильники устанавливаются на панелях отдельных комплектов защит и автоматики. На рис. 4.4 показаны возможные схемы переключения цепей нанряжения на подстан-

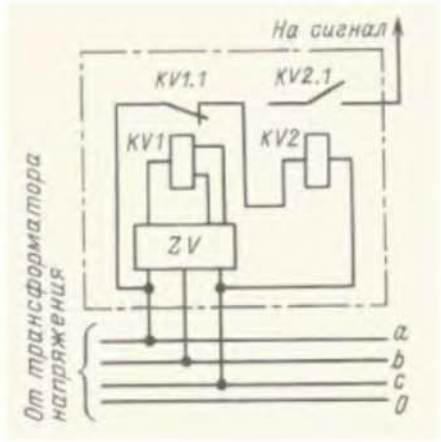


Рис. 4.6.

Схема включения реле для контроля исправности цепей напряжения:

ZV - фильтр напряжения обратной последовательности; KV1, KV2 - реле напряжения

циях с двойной системой шин.

Однофазные трансформаторы напряжения 110-330 кВ серии НКФ чаще включают по схеме, показанной на рис. 4,5 К сборным шинам указанные трансформаторы напряжения присоединяются разъединителями без предохранителей. В цепях основной и дополнительной обмоток предусмотрены рубильники *S1 и S2* для отключения трансформатора напряжения от шин вторичного напряжения при переводе питания их от другого трансформатора напряжения. От короткого замыкания вторичные цепи защищены тремя автоматическими выключателями SF1,SF2 и SF3. В проводе от зажима на шине n ($3U_0$) автомат не установлен, поскольку в нормальном режиме работы на зажимах дополнительной обмотки отсутствует рабочее напряжение. Исправность же цепей $3U_0$ периодически контролируется измерением напряжения небаланса. При исправной цепи измеряемое напряжение равно 1-3 В, а при нарушении цепи показание вольтметра пропадает. Подключение прибора производится кратковременным нажатием кнопки. Шина *и* используется при проверках защит от замыканий на землю, получающих питание от цепи $3U_0$.

Схемы включения трансформаторов напряжения 500 кВ и выше независимо от их типа (каскадные или с емкостным делителем) мало отличаются от рассмотренной. Нет отличий и в оперативном обслуживании вторичных цепей.

Контроль исправности вторичных цепей основной обмотки в ряде случаев производится при помощи трех реле минимального напряжения, включенных на междуфазные напряжения. При отключении автоматического выключателя (сгорании предохранителя) эти реле подают сигнал о разрыве цепи. Более совершенным является контроль с использованием комплектного реле, подключаемого к шинам вторичного напряжения (рис. 4.6), Реле KV1 включено на три фазы фильтра напряжения обратной последовательности ZV Оно срабатывает при нарушении симметрии линейных напряжений (обрыв одной или двух фаз). При размыкании его контактов срабатывает реле KV2, подающее сигнал о разрыве цепи напряжения. Реле KV2 срабатывает также и при трехфазном (симметричном КЗ), когда реле KV1 не работает. Таким образом обеспечивается подача сигнала во всех случаях нарушения цепей напряжения со стороны как НН, так и ВН. Устройство действует с выдержкой времени, превышающей время отключения КЗ в сети ВН, чтобы исключить подачу ложного сигнала.

Блокировка защит при повреждениях в цепях напряжения подает сигнал о появившейся неисправности и выводит из действия (блокирует) те защиты, которые могут при этом ложно сработать, лишившись напряжения. Напряжение исчезает полностью или искажается по значению и фазе при перегорании предохранителей, срабатывании автоматических выключателей или обрыве фаз. Устройства блокировок выпускаются промышленностью в виде комплектных реле, которыми снабжаются отдельные панели релейной защиты. На линиях дальних электропередач 500 кВ и выше трансформаторы напряжения устанавливаются непосредственно на вводе линии. Питание цепей напряжения реле и приборов каждой линии производится от подключенного к ней трансформатора напряжения.

На рис. 4.7 приведена схема первичных соединений подстанции 500 кВ и схема вторичных цепей трансформаторов напряжения *TV1-TV3*. В случае выхода из строя одного из трансформаторов напряжения (допустим, TV1*)* возникает необходимость переключения питания обмоток реле и приборов линии W1 от другого трансформатора напряжения. Для этого рубильник S1 (или S2) поочередно ставят в положение *"Другие TV"*, а рубильниками S3 (или S4*)* соответственно подают питание от траснформатора напряжения TV1 или TV3. Очередность переключения рубильников определяется местными инструкциями, так как это связано с обеспечением надежности работы блокировок линейных защит. Одновременное отключение рубильников S1 и S2 (основной и дополнительной обмоток) может привести к отказу некоторых видов блокировок и ложному отключению линии.

Обслуживание трансформаторов напряжения и их вторичных цепей оперативным персоналом заключается в надзоре за работой самих трансформаторов напряжения и контроле за исправностью цепей

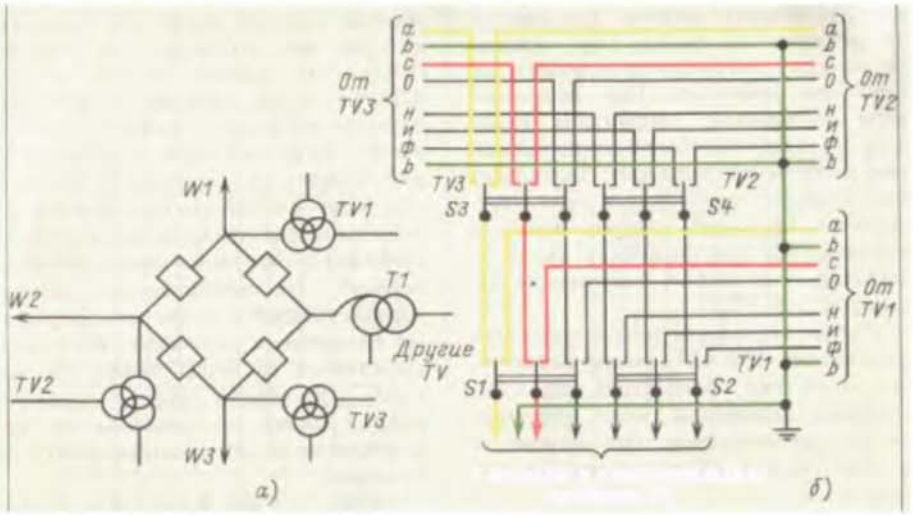


Рис. 4.7.

Переключение цепей напряжения с одного трансформатора напряжения TV1, подключенного к линии W1, на другие (TV1 или TV3):
а - схема первичных соединений подстанции 500 кВ;
б - схема цепей напряжения линии

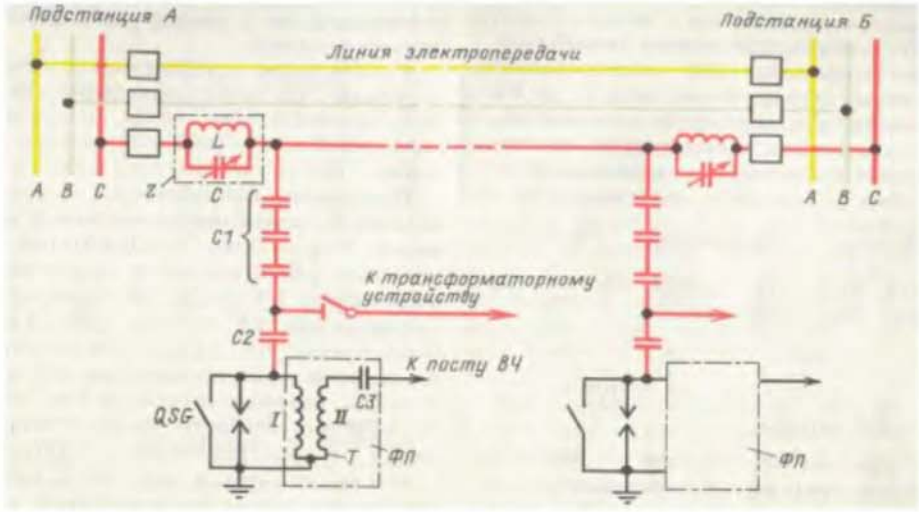


Рис. 4.8.

Принципиальная схема высокочастотного канала по линии электропередачи:
Z - заградитель; L - силовая катушка; C - регулируемый конденсатор; C_1 - конденсаторы связи; C_2 -конденсаторы отбора мощности; C_3 - конденсатор фильтра; ФП - фильтр присоединения; Т - воздушный трансформатор; QSG - стационарный заземлитель; I, II - обмотки воздушного трансформатора

вторичного напряжения. Надзор за работой производится во время осмотров оборудования, при этом обращают внимание на общее состояние трансформаторов напряжения: наличие в них масла, отсутствие течей и состояние резиновых прокладок, отсутствие разрядов и треска внутри трансформаторов напряжения, отсутствие следов перекрытий на поверхности изоляторов и фарфоровых покрышек, степень загрязненности изоляторов, отсутствие трещин и сколов изоляции, а также состояние армировочных швов. При обнаружении трещин в фарфоре трансформатор напряжения должен быть отключен и подвергнут детальному осмотру и испытанию.

Трансформаторы напряжения 6-35 кВ с небольшим объемом масла не имеют расширителей и маслоуказателей. Масло в них не доливают до крышки на 20-30 мм. И это пространство над поверхностью масла выполняет роль расширителя. Обнаружение следов вытекания масла из таких трансформаторов напряжения требует срочного вывода их из работы, проверки уровня масла и устранения течи При осмотрах проверяют состояние уплотнений дверей шкафов вторичных соединений и отсутствие щелей, через которые может проникнуть снег, пыль и влага; осматривают рубильники, предохранители и автоматические выключатели, а также ряды зажимов. В эксплуатации необходимо следить за тем, чтобы плавкие вставки предохранителей были правильно выбраны. Надежность действия предохранителей обеспечивается в том случае, если номинальный ток плавкой вставки меньше в 3-4 раза тока КЗ в наиболее отдаленной от трансформатора напряжения точке вторичных цепей. Ток КЗ должен измеряться при включении трансформатора напряжения в работу или определяться расчетом. Набор предохранителей на соответствующие токи должен всегда храниться в шкафах вторичных соединений.

На щитах управления и релейных щитах необходимо систематически контролировать наличие напряжения от трансформатора напряжения по вольтметрам и сигнальным устройствам (табло, сигнальные лампы, звонок). В нормальном режиме работы реле защиты и автоматики должны получать питание от трансформатора напряжения той системы шин, на которую включена данная электрическая цепь. При оперативных переключениях необходимо соблюдать установленную последовательность операций не только с аппаратами высокого напряжения, но и с вторичными цепями напряжения, чтобы не лишить напряжения устройства защиты и автоматики.

В случае исчезновения вторичного напряжения вследствие перегорания предохранителей НН их следует заменить, а отключившиеся автоматические выключатели включить, причем первыми должны восстанавливаться цепи основной обмотки, а потом дополнительной. Если эти операции окажутся неуспешными, должны приниматься меры к быстрейшему восстановлению питания защит и автоматики от другого трансформатора напряжения согласно указаниям местной инструкции.

К замене перегоревших предохранителей ВН приступают после выполнения необходимых в этом случае операций с устройствами тех защит, которые могут срабатывть на отключение электрической энергии. Без выяснения и устранения причины перегорания предохранителей ВН установка новых предохранителей не рекомендуется.

4.3

Конденсаторы и заградители.

Конденсаторы связи и отбора мощности применяются на подстанциях в измерительных устройствах типа НДЕ, в специальных устройствах отбора мощности от линий электропе-

редачи, а также для образования высокочастотных (ВЧ) каналов защит, телемеханики и телефонной связи по схеме провод линии электропередачи – земля.

В основу использования линий высокого напряжения для одновременной передачи электрической энергии и ВЧ сигналов положено свойство конденсаторов изменять сопротивление в зависимости от частоты проходящего через них тока. Так, если конденсатор типа $СМР\cdot\frac{166}{\sqrt{3}}$ обладающий емкостью 0,014 мкФ при частоте тока 50 Гц имеет сопротивление:

$$X_C=\frac{10^6}{2\cdot\pi\cdot f\cdot C}=\frac{10^6}{2\cdot 3{,}14\cdot 50\cdot 0{,}014}=$$

$$=227480\ \text{Ом},$$

то при частоте, например 200 кГц его сопротивление уменьшится в 4000 раз и составит всего лишь 56,86 оМ. Такам образом, конденсатор запирает токи низких частот, но не препятствует прохождению токов высоких частот.

Устройство конденсаторов. Собственно конденсатор состоит из тонких металлических лент (обкладок) с проложенными между ними слоями изолирующей бумаги. К изолированным металлическим лентам припаивают выводы, потом их сверты-вают в плоские секции – элементарные конденсаторы. Конденсатор заданной емкости, рассчитанный на работу в установках с заданным номинальным напряжением, получают параллельным и последовательным соединением между собой определенного числа элементарных конденсаторов. Собранный конденсатор помещают в фарфоровый корпус, заполненный сухим трансформаторным маслом. Выводами конденсатора служат стальные крышки, закрывающие корпус с торца. Внутренняя полость корпуса не сообщается с атмосферой. Колебание давления масла в корпусе при изменении температуры компенсируется сжатием (или выпучиванием) стенок специальных коробок расширителей, погруженных а масло. Масса воздуха в коробках расширителей постоянная. Воздух в расширителях не соединяется ни с атмосферным воздухом, ни с маслом.

Конденсаторы устанавливают на изолирующих подставках, назначение которых состоит в том, чтобы предотвращать уход токов высокой частоты в землю, минуя аппаратуру поста ВЧ.

Применение конденсаторов и заградителей в схемах высокочастотных каналов. При помощи конденсаторов к проводам линий высокого напряжения подключают ВЧ посты, передающие и принимающие ВЧ сигналы (рис. 4.8). Подключение ВЧ постов производится через фильтры присоединений ФП, назначение которых состоит в том, чтобы отделить аппараты низкого напряжения от непосредственного контакта с конденсаторами и исключить влияние на них токов промышленной частоты. Фильтр присоединения настраивается на частоты, передаваемые по каналу связи. Во время работы ВЧ постов токи высокой частоты свободно трансформируются из обмотки *I* в обмотку *II*, а токи утечки с частотой 50 Гц (значение их менее 1А) проходят через первичную обмотку *I* воздушного трансформатора *T* в землю, минуя аппараты ВЧ постов.

Утечка токов высокой частоты за пределы линии электропередачи предотвращается заградителями Z, выполненными в виде резонансных контуров. Заградители включают в себя силовые катушки L и регулируемые конденсаторы *C,* размещаемые внутри катушек. Для токов резонансной частоты сопротивление заградителей очень велико, а для токов промышленной частоты оно ничтожно, и эти токи почти беспрепятственно проходят на шины подстанций. Заградители подвешивают на гирляндах изоляторов (реже устанавливают на опорах) и включают в рассечку провода линии. Через силовые катушки заградителей проходит рабочий ток линии.

Осмотры. Текущие осмотры конденсаторов связи и заградителей производят одновременно с осмотром всех аппаратов, установленных в распределительном устройстве. Кроме того, при тяжелых метеорологических условиях (гололед, мокрый снег, сильный порывистый ветер) производят внеочередные осмотры. Осматривая конденсаторы связи и отбора мощности, обращают внимание на чистоту поверхности фарфоровых корпусов, на отсутствие следов просачивания масла через уплотнения фланцев и торцевых крышек, а также на отсутствие трещин в фарфоровых корпусах.

Конденсаторы связи - герметичные аппараты, и течь масла из них недопустима. Даже при очень небольшой, но продолжительной течи избыточное давление в конденсаторе может иссякуть, внутрь конденсатора начнет проходить свежий воздух, что приведет к увлажнению масла и выходу конденсатора из строя. Поэтому необходимо как можно раньше выявлять течи и принимать меры по их устранению. При осмотре заградителей убеждаются в хорошем состоянии контак-тов в местах присоединения к заградителю провода линии и спуска к линейному разъединителю, в целости жил проводов, а также в надеж-ности механического крепления заградителя и подвесных изоляторов.

Подвесные заградители имеют значительную массу. Они раскачиваются при сильном ветре. В связи с этим были случаи нарушения креплений и падение заградителей.

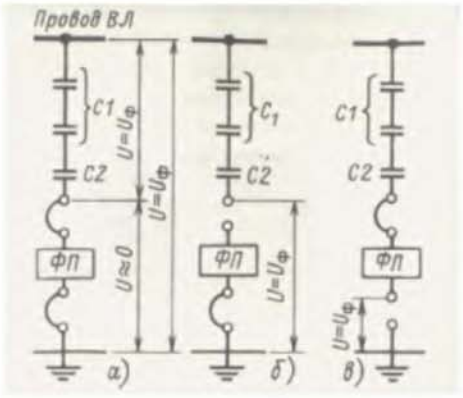


Рис. 4.9.

Схема распределения потенциалов в цепи 50 Гц конденсаторов связи:
а - нормальное распределение; б - при обрыве между конденсатором и фильтром присоединения; в - при обрыве между фильтром присоединения и землей

Большое число повреждений вызывается нарушением контактных соединений, а также изломом жил проводов вблизи контактных зажимов заградителей. В случае излома жил провод в ослабленном сечении обрывается или перегорает при прохождении сквозных токов КЗ и даже номинальных токов.

При осмотре заградителей рекомендуется пользоваться биноклем. Целесообразны осмотры после КЗ в сети.

Меры безопасности при ремонтных работах. Из схемы рис. 4.8 видно, что верхняя обкладка конденсатора связи находится под фазным напряжением, а нижняя заземлена через фильтр присоединения. Таким образом, падение фазного напряжения происходит на сопротивлении всех элементов конденсатора и фильтра присоединения. Если в последовательной цепи конденсатор - фильтр присоединения - земля произойдет обрыв, то в схеме появится опасное напряжение. На рис. 4.9 показано распределение потенциалов в

цепи 50 Гц конденсаторов связи в нормальных условиях эксплуатации и в случае появления обрывов. В схеме рис. 4.9,б фильтр присоединения отключен от нижней обкладки конденсатора связи. Конденсаторы оказались изолированными от земли, прохождение тока через конденсаторы прекратилось, падение напряжения на них стало равным нулю, и нижняя обкладка оказалась под полным фазным напряжением провода линии электропередачи относительно земли. Практически то же самое распределение потенциалов будет и при обрыве цепи между фильтром присоединения и землей, а также при обрыве внутри фильтра присоединения. Обрыв цепи может произойти незаметно во время эксплуатации или при ремонтных работах на фильтре присоединения. Поэтому для безопасного производства работ на фильтре присоединения без снятия напряжения с линии электропередачи необходимо включить заземляющий разъединитель QSG (см. рис. 4.8), при этом следует заземлить нижнюю обкладку конденсатора С2.

Любые работы на конденсаторах связи, находящихся под напряжением, а также касание изолирующей подставки или ее фланцев недопустимы даже при включенном заземляющем разъединителе.

4.4

Разрядники и ограничители перенапряжений

Вентильные разрядники. Электрическое оборудование может оказаться под повышенным (по сравнению с номинальным) напряжением при грозе и коммутации электрических цепей. Для ограничения перенапряжений, воздействующих на изоляцию подстанций, применяются вентильные разрядники. В эксплуатации находятся различные типы разрядников (РВП, РВС, РВМ, РВМГ, РВМК). Обязательными элементами вентильного разрядника являются искровой промежуток и последовательно включенный с ним нелинейный резистор. В нормальных условиях работы электроустановки искровой промежуток отделяет токоведущие части от заземления, и он же при появлении импульса перенапряжений срезает волну опасного перенапряжения, обеспечивая при этом надежное гашение дуги сопровождающего тока (тока промышленной частоты, проходящего вслед за импульсным током) при первом прохождении его через нулевое значение

Искровой промежуток разрядника на соответствующий класс напряжения набирается из блоков искровых промежутков. На рис. 4.10 показан блок искровых промежутков, состоящий из четырех единичных искровых промежутков 2, помещенных в фарфоровый цилиндр 1. У разрядников серии РВС каждый единичный искровой промежуток создается двумя штампованными латунными шайбами 3, разделенными тонкой миканитовой или электрокартонной прокладкой 4. Дробление горящей дуги на короткие дуги в единичных искровых промежутках повышает дугогасящие свойства разрядника. Для равномерного распределения напряжения промышленной частоты по единичным искровым промежуткам блок шунтирован подковообразным тиритовым[1] резистором

Разрядники серий РВМ, РВМГ и РВМК имеют искровые промежутки с магнитным гашением дуги.

В вентильных разрядниках (рис. 4.11) последовательно с блоками искровых промежутков включают нелинейные резисторы. Они состоят из вилитовых, а у разрядников высших классов

[1] Тирит, вилит и тервит - материалы, изготовляемые на основе карбида кремния 51С. Их массы содержат в разных пропорциях карбид кремния и различные по составу связующие вещества.

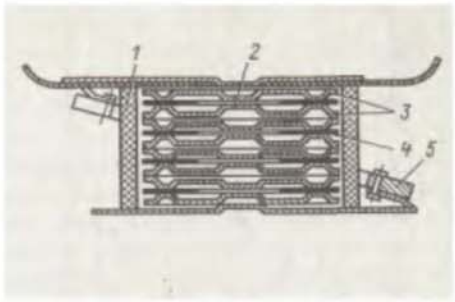


Рис. 4.10.
Блок искровых промежутков вентильного разрядника серии РВС

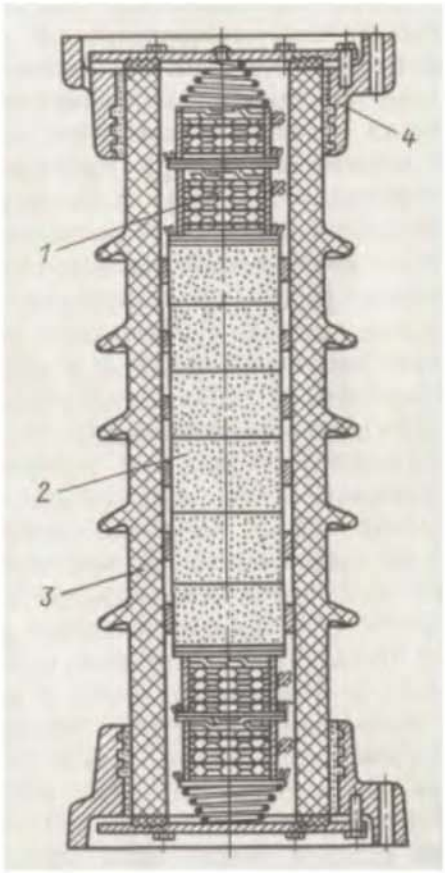


Рис. 4.11.
Вентильный разрядник типа РВС -15:
1 - блок искровых промежутков; 2 - блок нелинейных резисторов; 3 - фарфоровая рубашка; 4 - фланец

напряжения тервитовых дисков, собранных в блоки. Диски обладают свойством изменять сопротивление в зависимости от значения приложенного к ним напряжения. С увеличением напряжения сопротивление их уменьшается, что способствует прохождению больших импульсных токов молнии при небольшом падении напряжения на разряднике. Сопротивление резисторов подбирают таким образом, чтобы они ограничивали сопровождающий ток промышленной частоты 80-100 А.

Диски нелинейных резисторов невлагостойки. Во влажной атмосфере они резко ухудшают свои характеристики. Поэтому все элементы вентильных разрядников размещают в герметичных фарфоровых покрышках. Герметичность покрышек обеспечивается тщательным армированием фланцев и уплотнением торцевых крышек озоностойкой резиной.

Вентильные разрядники отвечают своему назначению только при наличии хорошего заземления нижнего фланца. При отсутствии заземления разрядник работать не будет. Заземляют разрядники присоединением к общему заземляющему устройству подстанции, сопротивление которого нормируется.

Эффективность защиты вентильными разрядниками определяется расстоянием их от защищаемого оборудования: чем ближе (считая по соединительным шинам) к защищаемому оборудованию они установлены, тем эффективнее их защита. Поэтому устанавливают их возможно ближе к наиболее ответственному оборудованию (например, к трансформаторам).

Наблюдение за работой вентильных разрядников ведется по показаниям регистраторов срабатывания. Они включаются последовательно в цепь разрядник - земля, и через них проходит импульсный ток. Регистраторы типа РВР рассчитаны на 10 сраба-

тываний. При появлении в смотровом окне красной риски регистратор перезаряжают (устанавливают новые плавкие вставки). Регистраторы типа РР, отличающиеся по устройствам от регистраторов типа РВР, допускают до 1000 срабатываний. При осмотрах вентильных разрядников обращают внимание на целость фарфоровых покрышек, армировочных швов и резиновых уплотнений.

Поверхность фарфоровых покрышек должна быть всегда чистой, так как вентильные разрядники обычной конструкции не рассчитаны на работу в районах с загрязненной атмосферой. Грязь не поверхности покрышек искажает распределение напряжения вдоль разрядника, что может привести к его перекрытию даже при номинальном рабочем напряжении.

Если головки и гайки болтов фланцевых соединений окажутся непокрашейными, на поверхности фланцевых покрышек могут появиться подтеки ржавчины, образующие проводящие ток дорожки, что может привести к перекрытию разрядника по поверхности. Такие разрядники следует отключасть и очищать их поверхность.

Представляет опасность высокая трава около разрядника, которая может зашунтировать его нижние элементы. В случае загрязнения изоляции разрядника его необходимо отключить и протереть, а траву выкосить. Эффективным способом уничтожения травы является химическая обработка почвы в зоне установки разрядников.

Опыт эксплуатации показывает, что внутри разрядников тоже могут быть повреждения: разрывы в цепях шунтирующих резисторов, увлажнение дисков последовательных резисторов и т.д. Такие повреждения обычно выявляются профилактическими испытаниями. Однако в процессе развития повреждения внутри разрядника могут возникать потрескивания, необычные для разрядников шумы, которые могут быть обнаружены на слух.

Все виды работ на разрядниках должны производиться с лестниц-стремянок. Использование приставных лестниц приводит к поломке фарфоровых покрышек особенно у разрядников типа РВС.. Заземлять присоединение разрядника следует стационарными заземлителями, а при их отсутствии – переносными заземлениями, устанавливаемыми вблизи разъединителей.

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН). В последние годы для защиты изоляции подстанций от перенапряжений находят все большее применение ОПН. Они отличаются от вентильных разрядников только отсутствием искровых промежутков и материалом нелинейных резисторов. Резисторы ОПН, изготовляемые на основе оксидно-цинковой керамики, ограничивают коммутационные перенапряжения до уровня $1{,}8U\phi$ и атмосферные до уровня $2\text{-}2{,}4U\phi$. После срабатывания аппарата и снижения перенапряжения до $U\phi$ сопровождающий ток, проходящий через резисторы, уменьшается до нескольких миллиампер, что и позволило отказаться от последовательных искровых промежутков. При отсутствии искровых промежутков через резисторы в нормальном режиме проходит небольшой ток проводимости, обусловленный рабочим напряжением сети. Длительное прохождение тока проводимости ведет к старению оксидно-цинковой керамики. Поэтому в эксплуатации систематически проверяют значение тока проводимости и не допускают его увеличения до значений, при которых возможен тепловой пробой резисторов и выход ОПН из строя.

Резисторы ОПН для классов напряжений 35-500 кВ размещают в герметичных одноэлементных фарфоровых покрышках. Высота ОПН близка к высоте опорных изоляторов того же класса напряжения.

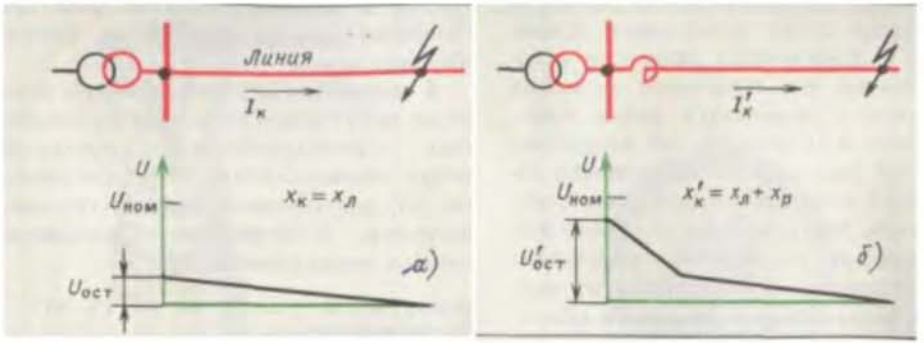


Рис. 4.12.
Ограничение тока короткого замыкания и поддержание напряжения на шинах подстанции при помощи реактора:
а - при отсутствии реактора; *б* - при наличии реактора

Оперативное обслуживание ОПН мало чем отличается от обслуживания вентильных разрядников.

4.5

Токоограничивающие реакторы

Реакторы предназначены для ограничения токов КЗ и поддержания напряжения на шинах подстанции при повреждении за реактором. Они облегчают условия работы в режимах КЗ и позволяют применять более простую и дешевую аппаратуру.

Бетонный реактор с сухой изоляцией -это индуктивная катушка без ферромагнитного сердечника, обладающая постоянным индуктивным сопротивлением при любом значении проходящего через нее тока.

Токоограничивающее действие реактора при КЗ в сети показано на рис. 4.12. Из рис. 4.12,6 видно, что в случае КЗ за реактором на шинах подстанции сохранится достаточно высокое (не менее 70 % номинального) остаточное напряжение $U'_{ОСТ}$, а ток КЗ будет ограничен, так как результирующее сопротивление $X'_К$ увеличится за счет индуктивного сопротивления реактора Хр. В нормальных условиях работы потеря напряжения в реакторе не превышает 1,5-2%.

Потеря активной мощности в реакторе составляет 0,1-0,2% проходящей через него мощности. Но даже эта небольшая потеря мощности приводит к выделению реактором большого количества теплоты.

В режиме КЗ реакторы подвергаются воздействию значительных электродинамических сил, возникающих как между фазами, так и между отдельными витками каждого реактора. В связи с этим возможны обрывы и деформации витков, разрушения фарфоровых изоляторов, появление трещин в бетоне стоек.

Наряду с реакторами обычной конструкции применяются сдвоенные реакторы - две индукционные катушки с общей осью и одинаковым направлением намотки витков. К выводу от места соединения катушек между собой обычно присоединяется источник питания (трансформатор), а к концам - нагрузка. Между катушками существует электромагнитная связь. В нормальном режиме работы токи на- грузки в катушках направлены в разные стороны. Благодаря взаимному влиянию противоположно направленных токов в катушках падение напряжения в них меньше, чем в случае обычного реактора. Это является преимуществом сдвоенного реактора. При КЗ со стороны одной ветви

ток в ней будет намного больше тока в другой ветви реактора. Влияние взаимной индуктивности снижается. Если принять за индуктивность ветви реактора значение *L*, а взаимной индуктивности *M*, то при коэффициенте связи $K_{СВ} = M/L = 0,5$ индуктивное сопротивление реактора в режиме КЗ возрастает примерно в 2 раза по сравнению с нормальным режимом работы, что повышает токоограничивающий эффект сдвоенного реактора.

Осмотры и обслуживание. При систематических внешних осмотрах, а также при осмотрах после КЗ, действию которого подвергается реактор, проверяют отсутствие повреждений обмоток и токопроводящих шин, бетонных стоек, витковой и фарфоровой изоляции ТТ Особое внимание обращают на качество соединений контактных пластин с обмотками, на отсутствие нагрева в местах присоединения шин к реактору.]

Периодически проверяют исправность вентиляции помещений, так как реакторы внутренней установки изготовляются для работы в хорошо вентилируемых сухих помещениях. Кроме того, у современных реакторов с повышенным использованием активных материалов проверяется работа технологической вентиляции, при отсутствии которой реакторы не обеспечивают даже своей номинальной пропускной способности. Недостаточная по объему или неправильно направленная вентиляция может привести к недопустимому перегреву окружающего воздуха и обмотки реактора.

Значительную опасность для бетонных стоек реактора представляет влага, которую бетон быстро впитывает, в результате чего снижается его сопротивление в 2-3 раза. Такое снижение сопротивления не опасно для реактора в нормальных условиях работы, но при КЗ по отсыревшему бетону может произойти перекрытие между витками, так как на реакторе в это время будет большое падение напряжения. При появлении в сети перенапряжений через увлажненные стойки и опорную изоляцию возможны перекрытия реакторов, что неоднократно имело место на практике.

В эксплуатации сопротивление изоляции обмоток реактора относительно шпилек (или верхних фланцев опорных изоляторов) проверяют мегаомметром 1000-2500 В, оно должно быть не менее 0,1 МОм. Опорные изоляторы испытывают повышенным напряжением промышленной частоты. Все испытания, проверки и чистку изоляции от пыли производят одновременно с ремонтом оборудования присоединения. После ремонта проверяют, не оставлены ли посторонние предметы (инструмент, болты, шайбы и пр.) на обмотке и стойках во избежание попадания их в магнитное поле реактора.

Перегрузка. Предприятия-изготовители рекомендуют воздерживаться от всякого вида продолжительных перегрузок бетонных реакторов, так как сильный нагрев в сочетании с вибрацией может привести к появлению трещин в бетонных стойках реактора. Особенно опасна перегрузка сдвоенных реакторов.

В аварийных случаях бетонные реакторы могут допускать одну из следующих кратковременных перегрузок сверх номинального тока (независимо от длительности предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки) :

Перегрузка, %	20	30	40	50	60
Продолжительность, мин	60	32	45	18	5

4.6

Силовые и контрольные кабели

В городах подстанции глубокого ввода получают питание по маслонаполненным кабельным линиям

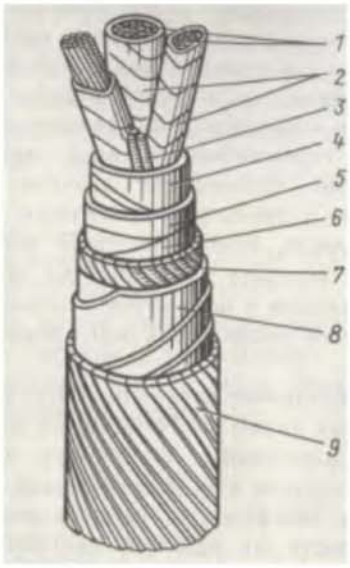


Рис. 4.13.

Трехжильный кабель с поясной изоляциейиз пропитанной бумаги:

1 - жилы; 2 - изоляция жил; 3 - заполнитель; 4 - поясная изоляция; 5 - защитная оболочка; 6 - бумага, пропитанная компаундом; 7 - защитный покров из пропитанной кабельной пряжи; 8 - ленточная броня; 9 - пропитанная кабельная пряжа

110-220 кВ. Питание потребителей от подстанций обычно осуществляется кабельными линиями 6-10 кВ. Вся силовая и осветительная проводка на подстанциях также выполняется силовыми кабелями, а цепей управления, сигнализации, защиты и блокировки контрольными кабелями.

Внутри зданий и сооружений кабели прокладывают по специальным конструкциям, в коробах и шахтах. На территориях подстанции кабели прокладывают в земле, траншеях, туннелях, а при прокладке над землей - в лотках. Местом сосредоточения контрольных кабелей на подстанциях являются кабельные полуэтажи.

Конструктивными частями кабеля любого напряжения являются токоведущие жилы, изоляция, отделяющая

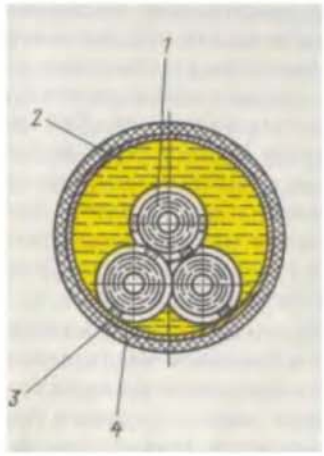


Рис. 4.14.

Расположение кабелей высокого давления в стальном трубопроводе:
1 - фаза кабеля; 2 - изоляционное масло; 3 - стальной трубопровод; 4 - защитные покровы трубопровода

токоведущие жилы друг от друга и от земли, защитные оболочки, накладываемые поверх изоляции кабеля для защиты от внешних воздействий. Токоведущие жилы изготовля-ются из медных или алюминиевых проволок. По числу жил силовые кабели бывают одно-, двух-, трех- и четырех жильные. Распространение получили одно- и трехжильные силовые кабели. Контрольные кабели изготовляются многожильными при небольшом сечении жил.

При сооружении кабельных линий отдельные отрезки кабелей соединяют между собой при помощи соединительных муфт. ВРУ концы кабелей окон-цовывают концевыми муфтами или заделками.

Изоляция кабелей выполняется из специальных сортов бумаги, пропитываемой вязким изоляционным составом (минеральное масло с канифолью). В эксплуатации находятся также кабели со сплошной полиэтиленовой изоляцией жил. Изоляция

контрольных кабелей может быть бумажной, резиновой, поливинилхлоридной и полиэтиленовой.

Защитные оболочки накладываются поверх изоляции кабеля. Их изготовляют из свинца, алюминия и поливинилхлорида. Они защищают кабель от проникновения влаги и вредных веществ. От механических воздействий кабель защищают стальными лентами или проволоками, от коррозии - битумными покровами.

На рис. 4.13 показана конструкция трехжильного силового кабеля с изоляцией из пропитанной бумаги.

Кабели напряжением ПО кВ и выше выполняют маслонаполненными[1]. Они не могут изготовляться с бумажной изоляцией, пропитанной маслокомпаундным составом, так как при существующей технологии изготовления кабелей велика опасность образования в изоляции газовых включений. При рабочем напряжении 110 кВ в таких включениях возникает ионизация, сопровождаемая повышением температуры изоляции. В результате этих процессов ускоряется местное старение изоляции и снижается ее электрическая прочность.

В маслонаполненных кабелях для пропитки бумажной изоляции при изготовлении применяется маловязкое дегазированное масло, а сушка и пропитка изоляции осуществляются по технологии, исключающей появление воздушных и других газовых включений

В маслонаполненных кабелях заполняющее их масло находится под избыточным давлением. Применяются кабели низкого давления (0,0245-0,294 МПа) в свинцовой оболочке с центральным маслопроводящим каналом и кабели высокого давления (1,08-1,57 МПа), три фазы которых находятся в стальном трубопроводе с маслом. Кабели высокого давления изготовляются и транспортируются к месту прокладки заключёнными во временную свинцовую оболочку[2].При прокладке временная свинцовая оболочка с кабеля снимается и три фазы кабеля затягиваются в стальной трубопровод. Расположение кабеля в стальном трубопроводе показано на рис. 4.14.

Поддержание соответствующих избыточных давлений в кабелях низкого давления обеспечивается маслом из баков давления, размещаемых в определенных расчетных точках кабельной линии, а в кабелях высокого давления и кабельной линии в целом - автоматическими маслоподпитывающими установками АПУ.

Эксплуатация маслонаполненных кабельных линий связана с необходимостью систематического наблюдения за работой маслоподпитывающих устройств, качеством заполняющих их масла и герметичностью всей масляной системы. Наблюдение ведется с помощью устройств сигнализации давления масла, обеспечивающей регистрацию и передачу оперативному персоналу сигналов о понижении и повышении давления масла сверх допустимых пределов.

Допустимые нагрузки. Нагрузка кабельных линий рассчитывается по условию допустимых температур нагрева токоведущих жил.

Максимально допустимые температуры установлены в зависимости от рабочего напряжения и вида изоляции кабеля:

Номинальное напряжение, кВ	6	10	20-35
Температура нагрева жил кабеля °С:			
с бумажной пропитанной изоляцией	65	60	50
с пластмассовой изоляцией	70	70	70

Для маслонаполненных кабельных линий 110 и 220 кВ длительно допустимая температура нагрева жил 70 °С.

Проверка температуры нагрева жил силовых кабелей может производиться измерением температуры их металлических оболочек с учетом перепада температуры от металлических оболочек до жил. Однако на подстанциях температура жил кабелей, как правило, контролируется редко.

Длительно допустимые (эксплуатационные) нагрузки силовых кабелей определяются в зависимости от температуры среды, в которой проложен кабель, и условий прокладки (в земле, трубах, блоках и т.д.). Значения эксплуатационных нагрузок отмечаются на шкалах щитовых приборов, по которым ведется контроль за нагрузкой.

Для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, несущих нагрузки меньше номинальных, может допускаться кратковременная перегрузка. Так, для кабелей, проложенных в земле, при коэффициенте предварительной нагрузки не более 0,6 допускается:

Перегрузка по отношению к номинальной	1,35	1,3	1,15
Время перегрузки, ч	0,5	1	3

На время ликвидации послеаварийного режима для указанных кабелей допускается перегрузка в течение 5 сут в следующих пределах:

Перегрузка по отношению к номинальной	1,5	1,35	1,25
Длительность максимума перегрузки, ч	1	3	6

На время ликвидации послеаварийного режима для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10%, а для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией до 15% номинальной продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 сут, если нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышала номинальной.

Для маслонаполненных кабельных линий 110-220 кВ, проложенных в земле и засыпанных естественным грунтом, вынутым из траншеи, разрешается перегрузка при условии, что температура жил не превышает 80 °С, при этом длительность непрерывной перегрузки не должна быть более 100 ч.

Осмотры. При осмотрах открыто проложенных кабелей проверяют отсутствие механических повреждений брони, вмятин, крутых изгибов, вспучиваний оболочек, следов вытекания мастики, наличие антикоррозионных покрытий брони, защищенность соединительных муфт стальными или асбестоцементными трубами (соединительные муфты на контрольно-сигнальных кабелях трубами не защищают), правильность раскладки кабелей на опорных конструкциях и состояние самих конструкции, состояние концевых муфт и заделок, отсутствие нагрева наконечников жил и выплавлений алюминиевых шин в местах контактных соединений с наконечниками.

При осмотрах кабелей в кабельных полуэтажах подстанции проверяют также исправность цепей освещения и вентиляции, наличие и достаточность средств пожаротушения, состояние несгораемых перегородок и уплотнений

---

[1] В настоящее время отечественной промышленностью изготовляются и поставляются предприятиям энергосистем кабели напряжением 110 кВ и выше с алюминиевой жилой и с изоляцией из вулканизированного полиэтилена, заключенные в защитные оболочки из полиэтилена (для кабелей, прокладываемых на воздухе, оболочка выполняется из поливинилхлоридного пластиката). У кабелей ПО кВ при сечении 350 мм^2 толщина изоляции 11,4 мм; наружный диаметр кабеля в оболочке 58,2 мм

[2] Применяются также специальные герметичные контейнеры для транспортировки, хранения и прокладки кабелей высокого давления без свинцовых оболочек.

кабелей в местах прохода их в другие помещения, отсутствие посторонних предметов и особенно горючих материалов, наличие маркировки кабелей.

При осмотрах концевых муфт маслонаполненных кабелей обращают внимание на отсутствие подтеков масла через места уплотнений, а также подтеков на питающих маслопроводах, отсутствие трещин в местах паек, трещин и сколов фарфоровых покрышек, целость заземляющих спусков. Исправность концевых муфт определяется на слух. В случае обнаружения звуков разряда или перекрытий в концевой муфте кабельная линия должна выводиться в ремонт в возможно короткий срок. Проверяют уровень масла в маслоподпитывающих баках, исправность вентилей, отсутствие утечек масла из баков, правильность установки стрелок на электроконтактных манометрах - датчиках сигнализации о падении давления в кабеле в случае утечки масла. Снижение уровня масла в баках и отклонение стрелок манометров в сторону уменьшения давления при отсутствии повреждений концевых устройств свидетельствуют о появлении утечек масла из кабеля на его трассе. Об этом необходимо немедленно сообщить главному инженеру предприятия электросетей, так как это угрожает аварийным выходом кабеля из строя.

Маслонаполненные кабельные линии оборудуются установками катодной поляризации для защиты брони и оболочек кабеля от разрушающего действия блуждающих токов и агрессивных почв. От установок катодной защиты оболочкам кабелей сообщается отрицательный потенциал, что предотвращает их электролитическую и электрохимическую коррозию.

Внешний осмотр установок катодной защиты должен производиться не реже 1 раза в месяц, при этом проверяют исправность проводки от источника питания, плотность подсоединения дренажных кабелей, отсутствие нагрева контактов полупроводниковых выпрямителей, загрязнений установки.

Профилактические испытания позволяют выявить и своевременно устранить слабые места в изоляции кабелей. Основным методом является испытание повышенным напряжением постоянного тока. Испытание переменным током требует применения мощных испытательных установок, поскольку кабели обладают большой зарядной реактивной мощностью.

Подчеркнем, что повышенное напряжение постоянного тока не оказывает вредного воздействия на хорошую изоляцию, так как при этом не появляется опасная начальная ионизация, в то же время ослабленные места в изоляции доводятся до пробоя энергией, развивающейся в месте повреждения.

Наибольшее распространение получил метод испытания отключенных от сети кабельных линий при помощи имеющихся на подстанциях стационарных испытательных установок (рис.4.15), Для испытаний линию отключают и заземляют. Затем с одной из фаз снимают заземление и к ней подключают испытательную установку. Две другие жилы в это время остаются заземленными. По такой схеме поочередно испытывают изоляцию всех жил. Значения испытательных напряжений и время выдержки под напряжением для кабелей разных номинальных напряжений с бумажной пропитанной изоляцией следующие:

Номинальное напряжение кабеля, кВ	6	10	20	35
Испытательное Напряжение, кВ	36-45	60	100	175
Время выдержки, мин.	5	5	5	5

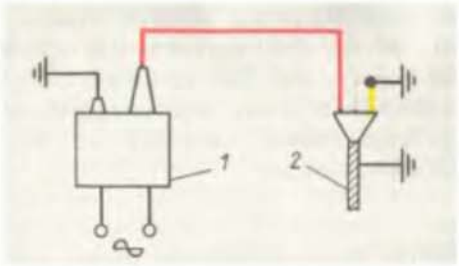


Рис. 4.15.

Схема испытания кабеля:

1 - выпрямительная установка повышенного напряжения; *2* - испытуемый кабель

Состояние изоляции оценивается не только значением тока утечки, но главным образом характером его изменения и асимметрией тока по фазам. При удовлетворительном состоянии изоляции ток утечки в момент подъема напряжения резко возрастает за счет заряда емкости кабеля, а потом быстро спадает: у кабелей 6-10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией до значения менее 300 мкА, у кабелей 20 - 35 кВ до 800 мкА. При наличии дефекта ток утечки спадает медленно и даже может возрасти. Запись тока утечки производится на последней минуте испытаний. Абсолютное его значение не может рассматриваться как браковочный показатель, так как оно зависит от длины кабельной линии, температуры кабеля, состояния концевых муфт и других условий.

Асимметрия, т.е. разница значений токов утечки по фазам кабелей с неповрежденной изоляцией, должна быть не более 50%. Дефектная изоляция обычно пробивается в момент подъема напряжения, при этом от броска тока автоматически отключается испытательная установка.

Глава 5

Обслуживание распределительных устройств

5.1

Требования к распределительным устройствам и задачи их обслуживания

Распределительные устройства (РУ) подстанций представляют собой комплексы сооружений и оборудования, предназначенные для приема и распределения электрической энергии. Они бывают открытыми и закрытыми, широкое распространение получили комплектные распределительные устройства (КРУ) для установки внутри помещений и непосредственно на открытом воздухе (КРУН). Их изготовляют в стационарном и выкатном исполнении и поставляют в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Герметизированные распределительные устройства, в которых в качестве изолирующей и дугогасящей среды используется элегаз, получили название КРУЭ.

К оборудованию распределительных устройств предъявляются следующие основные требования.

1) По своим номинальным данным оборудование РУ должно удовлетворять условиям работы как в нормальном режиме, так и при КЗ. В условиях нормального режима работы нагрев током проводников не должен превышать значений, установленных нормами. Это обеспечивает надежную работу токоведущих частей и гарантирует экономически оправданный срок службы изоляции, исключая е.е ускоренное тепловое старение. В режиме КЗ оборудование РУ должно обладать необходимой термической и электродинамической стойкостью, т.е. оно должно надежно противостоять силам электродинамического воздействия и кратковременному нагреву токами КЗ.

2) Изоляция оборудования должна соответствовать номинальному напряжению сети и выдерживать возможные в эксплуатации повышения напряжения при коммутационных и атмосферных перенапряжениях. Важнейшим условием надежной эксплуатации изоляционных конструкций является содержание изоляции в чистоте путем систематической очистки (протирки), покрытия поверхности изоляторов гидрофобными пастами (обладающими водоотталкивающими свойствами), а для закрытых РУ – защита от проникновения в помещения пыли и вредных газов.

3) Оборудование должно надежно работать при допустимых перегрузках, которые не должны приводить к повреждениям и снижению срока его службы.

4) Производственные помещения РУ должны быть удобны и безопасны при обслуживании оборудования персоналом а также при ремонтах.

5) Тепературный режим и влажность воздуха в помещениях закрытых РУ должны поддерживаться такими, чтобы не происходило выпадения росы на изоляторах. В закрытых РУ температура не должна превышать 40°С. Вентиляция помещений должна быть достаточно эффективной. Вентиляционные отверстия должны иметь жалюзи или металлические сетки. Окна в закрытых РУ должны быть заперты или защищены сетками, а проемы и отверстия в стенах и камерах заделаны для исключения возможности попадания животных и птиц. Кровля должна быть исправной. Цементные полы должны быть покрашены, чтобы избежать образования цементной пыли. Полы в помещениях КРУ с выкатными тележками должны быть повышенной прочности и иметь металлические направляющие для выкатывания тележек с оборудованием.

6) Распределительные устройства должны быть оборудованы рабочим и аварийным электрическим освещением. Осветительная арматура должна устанавливаться таким образом, чтобы было обеспечено ее безопасное обслуживание. Освещенность рабочих мест при применении ламп накаливания должна быть не менее 30 лк в помещениях сборных шин, коридорах управления, камерах реакторов, выключателей, трансформаторов, КРУ и 10 лк на открытых РУ 35 кВ и выше.

7) Для ориентации персонала все оборудование и особенно приводы коммутационных аппаратов должны быть снабжены четкими, бросающимися в глаза надписями, указывающими название оборудования и диспетчерское наименование электрической цепи, к которой относится надпись. В РУ недопустимо нетиповое (не характерное для данного РУ) расположение рукояток приводов шинных разъединителей, когда, например, одни разъединители отключаются переводом рукоятки привода вниз, а другие - вверх. Выключатели и их приводы, разъединители, отделители, короткозамыкатели и стационарные заземлители должны иметь указатели положения "Включено" и "Отключено".

8) В помещениях РУ должны находиться инвентарь по технике безопасности и средства пожаротушения.

Задачами обслуживания РУ являются:

обеспечение соответствия режимов работы распределительных устройств и отдельных электрических цепей техническим характеристикам установленного оборудования;

поддержание в каждый период времени такой схемы РУ и подстанций, чтобы они в наибольшей степени отвечали требованиям надежной работы энергосистемы и безотказной селективной работы устройств релейной защиты и автоматики;

систематический надзор и уход за оборудованием и помещениями РУ, устранение в кратчайший срок выявленных неисправностей и дефектов, так как развитие их может повлечь за собой отказы в работе и аварии;

контроль за своевременным проведением профилактических испытаний и ремонта оборудования;

соблюдение установленного порядка и последовательности выполнения переключений в РУ.

5.2

Шины и контактные соединения

Электрическое оборудование соединяется между собой для совместной работы системами проводников - шинами. По экономическим соображениям применяются, как правило, шины из алюминия и его сплавов. Медные шины в последнее время находят

применение в установках с большими токами и в специальных установках.

По форме поперечного сечения шины могут быть прямоугольные (плоские полосы), трубчатые (квадратного и круглого сечения). Применяются также шины корытного профиля, которые по своим свойствам близки к трубчатым шинам.

В распределительных устройствах наружной установки напряжением 35 кВ и выше получили распространение шины из гибких многопроволочных проводов. При рабочих токах выше 1000 А применяют пучки из двух, трех и большего числа проводов на фазу. В ряде случаев шины выполняют трубами из алюминия.

Площадь поперечного сечения шин выбирают по значению рабочего тока и току КЗ соответствующей цепи. При КЗ температура нагрева алюминиевых шин не должна превышать 200° С.

Места соединения шин между собой, а также с выводами электрооборудования получили название контактных соединений. Контактные соединения осуществляются непосредственно и с помощью специальной арматуры (гильзы, наконечники, болты и т.д.). Контактные выводы электрооборудования выполняются, как правило, из материала, близкого по электрическим и механическим свойствам материалу внутренних токопроводящих элементов.

Таким образом, основными материалами контактных соединений являются медь и ее сплавы (латунь, бронза) и алюминий электротехнического назначения.

Контактные соединения шин, электрических аппаратов, кабелей являются их неотъемлемыми и весьма ответственными частями. Причинами многих аварий на подстанциях были неудовлетворительные состояния контактных соединений. Повреждались соединители на шинах, что приводило к обрыву или перегоранию спусков в местах присоединения к шинам, проходным изоляторам и аппаратам. Повреждались контактные соединения подвижных частей и гибких связей разъединителей вследствие неплотного касания, загрязнения и окисления контактных поверхностей.

В месте плохого контакта выделяется большое количество теплоты, которое приводит к нагреву и даже расплавлению металла соприкасающихся поверхностей. Задача содержания контактов в хорошем состоянии осложняется тем, что с течением времени они изменяют свои свойства: под действием воздуха и влаги происходит химическое и физическое старение металла. Поэтому все контакты, в том числе и хорошо выполненные, требуют постоянного наблюдения и ухода.

По назначению контактные соединения разделяют на неразъемные, разъемные и подвижные. Подвижными контактами снабжают коммутационные аппараты.

По исполнению контакты бывают сварными, прессуемыми, обжимными, переходными с алюминия на медь. Практика показала, что сварные, прессуемые и обжимные контакты более надежны в эксплуатации, чем болтовые и особенно одноболтовые. У коммутационных аппаратов контакты соприкасающихся друг с другом токопроводящих деталей образуются благодаря упругому нажатию пружин.

Контактные пары из алюминия обладают тем недостатком, что уже при обработке контактные поверхности мгновенно окисляются и получить хороший контакт без удаления оксидной пленки невозможно. Контактные поверхности из алюминия защищают меднением, лужением оловянисто-цинковым сплавом, серебрением и т.д. Надежные неразъемные контакты из алюминия выполняют сваркой. Серебрение значительно повышает электрические свойства контактов и защищает контактные поверхности от окисления при работе на воздухе.

Для защиты контактов масляных и воздушных выключателей от повреждения дугой к ним припаивают тонкие металлокерамические накладки, изготовляемые из порошка тугоплавкого вольфрама (или рения) и хорошо проводящих металлов (серебра или меди). Под действием электрической дуги металлокерамические накладки не повреждаются, металл с их поверхности не разбрызгивается. Переходное сопротивление металлокерамических контактов обычно не ухудшается.

Качество любого контактного соединения помимо свойств металла, из которого выполнены контактные поверхности, зависит от способа обработки соединяемых поверхностей и силы, сжимающей их. Чистота обработки поверхностей влияет на переходное сопротивление главным образом в области малых нажатий. С увеличением нажатия чистота обработки сказывается меньше. Большие сжимающие силы (если они не превышают так называемых критических значений) обеспечивают более низкие переходные сопротивления. При усилиях, больших критических, контактные поверхности искривляются, появляется текучесть металла шин, шайб, гаек и сопротивление контакта начинает возрастать. Чтобы не превысить критических значений сил, болты зажимов затягивают ключом с регулируемым моментом.

Надежность контактных соединений оценивается числом выявленных в процессе эксплуатации дефектных контактов.

Показатели, характеризующие исправное состояние контактов. Электрический ток в цепи нагревает проводники и контакты. Количество теплоты, выделяющееся в контактном соединении, пропорционально квадрату тока и значению переходного сопротивления. Чем больше выделяется теплоты, тем выше температура контакта. При длительном прохождении номинального тока температура нагрева контактов не должна превышать значений, приведенных в табл. 5.1. За расчетную температуру окружающего воздуха принято +35 °С. Температура элемента аппарата θ складывается из температуры окружающей среды θ_0 и превышения температуры τ, т.е. $\theta = \theta_0 + \tau$.

По конструкции контактные соединения выполняют таким образом, чтобы переходное сопротивление участка цепи, содержащей контакт, было меньше сопротивления участка целого провода такой же длины. Благодаря этому при хорошем контактном соединении температура его нагрева $\theta_к$ всегда меньше температуры целого проводника $\theta_П$. Отношением этих величин можно характеризовать дефектность контакта K'деф $= \theta_к / \theta_п$. Температуры следует измерять в период максимальных нагрузок.

В эксплуатации дефектность контактных соединений определяют измерением падения напряжения на участке цепи, содержащем контактное соединение, при прохождении по контакту рабочего тока или измерения переходного сопротивления контакта. В первом случае измерения производят под рабочим напряжением измерительной штангой с укрепленным на ней милливольтметром. Измеряют падение напряжения $\Delta U_к$ на участке, содержащем контактное соединение, и падение напряжения $\Delta U_п$ на участке такой же длины целого провода. Во втором случае сопротивления контакта $R_к$ и провода $R_п$ измеряют на отключенном и защемленном участке цепи при помощи микроомметра.

Дефектность контактного соединения устанавливается следующими

Таблица 5.1. Допустимые температуры нагрева токопроводящих частей аппаратов, °С

Части аппаратов РУ	Наибольшая температура подогрева		Превышение температуры над температурой окружающей среды	
	на воздухе	в масле	на воздухе	в масле
Токопроводяшие (за исключением контактных соединений) и нетокопроводяшие металлические части:				
не изолированные и не соприкасаюшиеся с изоляционными материалами	120	-	85	-
соприкасающиеся с трансформаторным маслом	-	90	-	55
Контактные соединения из меди, алюминия или из их сплавов с нажатием, осуществляемым болтами, винтами, заклепками и другими способами, обеспечивающими жесткость соединения:				
без покрытия	80	80	45	45
с покрытием оловом	90	90	55	55
с гальваническим покрытием серебром	105	90	70	55
Контактные соединения из меди или ее сплавов с нажатием, осуществляемым пружинами				
без покрытия	75	75	40	40
с гальваническим покрытием серебром	105	90	70	55
с накладными пластинками из серебра или сплава марок СОК-15, СОМ-10	120	90	85	55
Выводы аппаратов, предназначенные для соединения с проводами, с нажатием помощью болтов и другими способами, обеспечивающими жесткость соединения				
без покрытия	80	-	45	-
с покрытием оловом	90	-	55	-
с гальваническим покрытием серебром	105	-	70	-

отношениями: K''деф $= \Delta U_к / \Delta U_п$ и K'''деф $= R_к / R_п$. Если состояние контакта хорошее, то коэффициент дефектности K'деф, K''деф, K'''деф < 1 При коэффициенте дефектности больше единицы контакт считается дефектным и подлежит замене или ремонту.

Состояние контактных соединений коммутационных аппаратов оценивается абсолютными значениями их сопротивлений, которые не должны превышать нормируемых значений.

Измерение температуры и контроль нагрева контактных соединений. При обслуживании подстанций оперативный персонал ведет контроль за состоянием контактных соединений, как правило, по степени их нагрева в периоды прохождения максимальных токов нагрузки. Двумя другими методами (измерения падения напряжения и переходного сопротивления) пользуется ремонтный персонал. Правильность отбраковки дефектных контактов этими методами выше, чем при измерении температуры нагрева контакта**.**

Измерение температуры нагрева контактов производится переносным электротермометром или при помощи термосвеч, которые позволяют лишь ориентировочно определить степень нагрева. Переносный электротермометр, предназначенный для измерений на токоведущих частях напряжением до 10 кВ, представляет собой компактный неравновесный мост, в одно плечо которого включен медный термометр сопротивления, а в диагональ – микроамперметр. Для питания моста применяется сухая батарейка Прибор крепится на изолирующей штанге. При измерении головку датчика температуры прибора прижимают к контакту и через 20-30 с значение температуры контакта считывается со шкалы прибора. Перед пользованием электротермометром стрелку прибора устанавливают в нулевое положение при помощи корректора. Погрешность электротермометра ±2,5%.

Степень нагрева контактов определяется при помощи термосвеч. Эксплуатационный комплект состоит из пяти свечей с температурами плавления 50, 80, 100, 130 и 160 °С. Свечой, закрепленной специальным держателем на изоляционной штанге, касаются отдельных частей контакта. При температуре нагрева обследуемой части, близкой к температуре плавления материала свечи, конец ее плавится. Первой применяют свечу с наиболее низкой температурой плавления. Если она плавится, то применяют другие свечи в порядке возрастания их температур плавления. Нагрев контактных соединений контролируют при осмотрах при помощи термопленочных указателей многократного действия в закрытых РУ и термоуказателей однократного действия с легкоплавким припоем на открытых РУ.

Термопленочные указатели в виде узких полосок наклеивают на металлические части, образующие контактное соединение. В интервале температур 70-100 °С термопленка изменяет свой цвет с красного на черный. При охлаждении контакта черный цвет переходит в красный. Если контакт нагревается до температуры более 120 °С и температура его удерживается на этом уровне в течение 1-2 ч, термопленка приобретает грязновато-желтую окраску и после охлаждения контакта уже не восстанавливает своего первоначального красного цвета. По этим свойствам термопленки судят о нагреве контактов.

В местах, не доступных для контроля нагрева контактов при помощи термопленок (например, в открытых РУ), применяют указатели нагрева с легкоплавким припоем. Два конца мед ной проволоки спаивают припоем с различным содержанием олова, свинца и висмута. Температура плавления таких припоев может быть получена от 95 до 160 °С- Один конец спаянной проволоки закрепляют непосредственно на контактном зажиме, а другой, загнутый в колечко, служит указателем. При нагреве контакта (а вместе с ним и указателя) до температуры, несколько превышающей температуру плавления припоя, указатель отпадает, что свидетельствует о недопустимости нагрева контакта. Отмечены случаи ложного срабатывания таких термоуказателей при КЗ.

В последние годы для выявления перегрева контактов используются тепловизоры и инфракрасные радиометры. Радиометр прибор, фокусирующий тепловое излучение на

чувствительный элемент, передающий соответствующий выходной сигнал на стрелочный индикатор. Радиометр типа ИК-10Р способен регистрировать температуру в диапазоне 35-200 °С. Наводка объектива радиометра на исследуемое контактное соединение производится через оптический окуляр. При измерении прибор устанавливается на расстоянии 2-20 м от токопроводящей части.

Опыт эксплуатации радиометров показал, что с их помощью выявляют неисправные контактные соединения разъединителей, токопроводов, наконечников кабелей, выводов силовых трансформаторов и другого оборудования.

5.3

Изоляторы высокого напряжения

На подстанциях применяются подвесные и опорные изоляторы. Каждый изолятор состоит из изолирующей части, изготовляемой из электротехнического фарфора или щелочного стекла специальной технологии, и металлической арматуры, служащей для крепления изолятора к заземленной металлической или железобетонной конструкции, с одной стороны, и для крепления к изолятору токопроводящих частей - с другой стороны. Изолирующие части соединяются с арматурой с помощью цементно-песчаных связок из портландцемента.

Изоляторы, изготовляемые из фарфора, обладают высокой электрической и механической прочностью, а также стойкостью к атмосферным воздействиям и химически агрессивным средам. Внешняя поверхность фарфоровых изоляторов защищается глазурью, что уменьшает загрязняемость поверхности, облегчает ее самоочистку и повышает электрические и механические характеристики фарфора. Недостатками фарфоровых изоляторов являются их хрупкость и низкая ударная вязкость.

Изоляторы из щелочного стекла также имеют высокие электрические и механические характеристики, хорошую стойкость к перепадам температуры и к воздействию химически агрессивных сред. В процессе изготовления изоляторов детали из стекла для них подвергают закалке, т.е. нагреву в печах и последующему охлаждению поверхности холодным воздухом. В результате такой термообработки внешний слой стекла сжимается, а внутренние слои остаются растянутыми - в стекле возникает равновесие напряжений сжатия и растяжения. Напряжение сжатия достаточно велико. Чтобы разрушить изолятор из закаленного стекла, необходимо прежде преодолеть силы этого напряжения. Именно этим и объясняются повышенные механические свойства и термостойкость изоляторов из стекла. Однако при сильных концентрированных ударах (например, камнем) механическая прочность стеклянных изоляторов оказывается ниже, чем фарфоровых: закаленное стекло рассыпается на мелкие кусочки.

Разрушенные стеклянные изоляторы выявляются визуально при осмотрах. Они подлежат замене, так как электрическая прочность остатков резко снижается, хотя механическая прочность их сохраняется некоторое время на достаточно высоком уровне.

Электрические и механические характеристики фарфоровых и стеклянных изоляторов во многом определяются их конструкциями и размерами. Отметим одну из существенных особенностей конструкции изоляторов. Изолирующая часть соединяется с арматурой изолятора с помощью цементно-лесчаной связки. Материалы соединяемых между собой элементов неодинаковы и обладают различными коэффициентами линей-

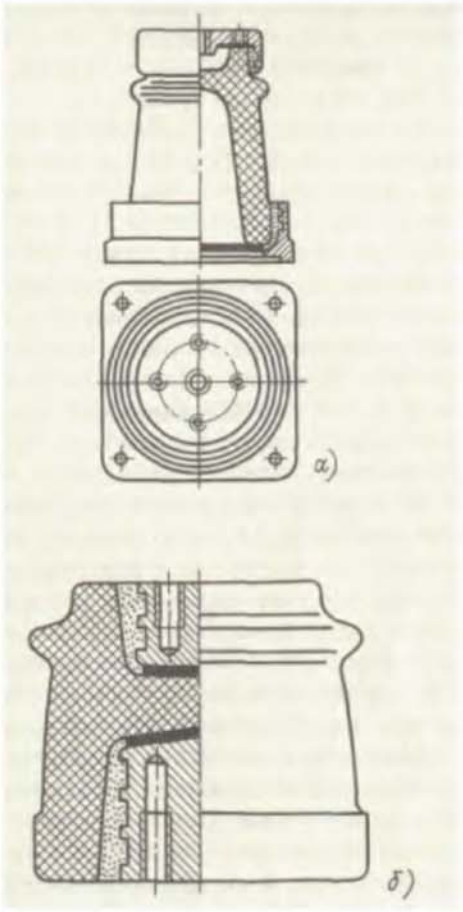


Рис. 5.1.

Опорно-стержневой изолятор на напряжение 10 кВ серии ОФ для внутренней установки *(а)*, серии ОФ с внутренней арматурой для КРУ *(б)*

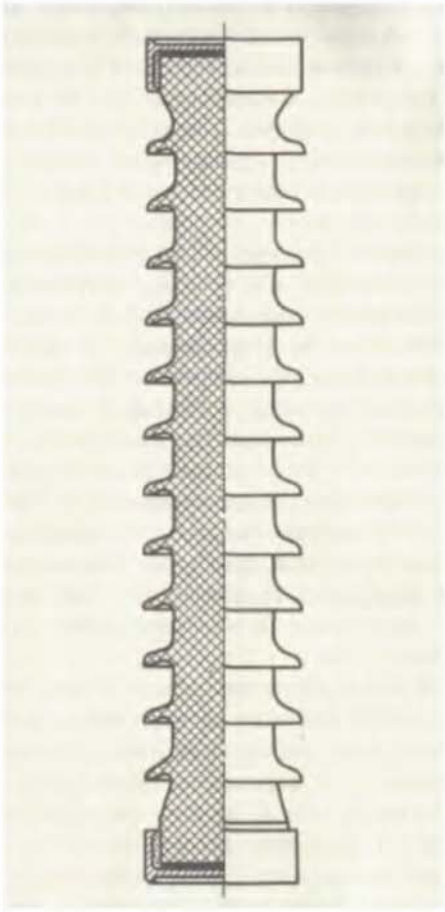


Рис. 5.2.

Опорно-стержневой изолятор на напряжение 110 кВ серии ОНС

ного расширения. Если бы конструкция такого соединения была жесткой, т.е. отсутствовала возможность относительных перемещений элементов в узле соединения, то изоляторы разрушились бы вследствие естественных перепадов температуры. Для компенсации деформаций, возникающих из-за разницы температурных коэффициентов линейного расширения, и снижения коэффициента трения между поверхностями раздела контактирующих элементов наносятся компенсирующие промазки (тонкий слой битумного компаунда) и устанавливаются эластичные прокладки.

Опорные изоляторы делят на две группы: опорно-стержневые и опорно-штыревые.

Опорно-стержневые изоляторы для внутренней установки напряжением 6-35 кВ конструктивно представляют собой полые фарфоровые изоляторы, армированные фланцами (для установки изоляторов) и колпачками (для крепления токопроводящих частей). На рис. 5.1,а показан опорно-стержневой изолятор на напряжение 10 кВ

серии ОФ с квадратным фланцем и колпачком. Между торцами изолирующей части и арматурой установлены картоновые (или толевые) прокладки. В комплектных РУ применяются изоляторы без внутренней полости с заделкой арматуры для крепления внутри тела изолятора (рис. 5.1,*б*).

Опорно-стержневой изолятор серии ОНС для наружной установки показан на рис. 5.2. На напряжение до 110 кВ применяются одиночные изоляторы, а на напряжение выше 110 кВ – сборные конструкции из изоляторов на напряжение 110 кВ. Электрическая прочность таких изоляторов исключительно высока. Однако они не отличаются высокой механической прочностью при изгибающих нагрузках.
Для наружной установки предназначаются также опорно-штыревые изоляторы. На рис. 5.3 показан трехэлементный изолятор серии ОНШ на напряжение 35 кВ. Фарфоровые элементы соединены между собой цементной связкой, а наружная поверхность цементных швов защищена влагостойким покрытием. .Изоляторы на напряжение 110 кВ и выше собираются в колонки из изоляторов напряжением 35 кВ.

Подвесные изоляторы служат для подвешивания проводов к опорам воздушных линий и шин распределительных устройств к металлическим и железо-бетонным конструкциям подстанций. Изоляторы разделяют на тарельчатые и стержневые.

Тарельчатый изолятор содержит изолирующий элемент, к которому при помощи цементной связки крепится чугунная, покрытая цинком головка с гнездом для введения в него стержня другого изолятора при их соединении в гирлянду. Всем элементам силовых узлов подвесных изоляторов приданы такие формы, чтобы изоляторы могли противостоять большим силам растяжения, а диэлектрик при этом испытывал бы только сжатие. Защита изоляторов от разрушения при температурных перепадах обеспечивается применением компенсирующих промазок и эластичных прокладок.

Число изоляторов в гирлянде выбирается в соответствии с номинальным напряжением установки.

Подвесные изоляторы стержневого типа используются на подстанциях в качестве растяжек для крепления воздушных выключателей и вентильных разрядников. Фарфор в этих случаях работает на растяжение, в связи с чем механическая прочность стержневых изоляторов ниже прочности тарельчатых.

К числу основных причин, приводящих к повреждениям изоляции на подстанциях, относятся следующие: низкое качество изготовления изоляторов из-за применения некондиционного сырья, нарушения режимов обжига и охлаждения и других технологических режимов.

Причиной самопроизвольного разрушения стеклянных изоляторов является также попадание в стекломассу кусочков шихты, огнеупорных материалов, в местах нахождения которых возникают местные напряжения, приводящие к разрушению изолятора при колебаниях температуры и механических воздействиях.

Изменение свойств изоляторов (старение) в процессе эксплуатации. К основным факторам старения относят воздействие механических нагрузок, в результате чего образуются трещины в местах сочленений диэлектрика с арматурой, относительно быстрое старение компенсирующих промазок и прокладок приводящие к снижению в прочностных характеристик изоляторов, влияние изменений температуры окружающей среды, а также наличие в атмосфере химически активных веществ.

Загрязнение поверхности изоляторов уносами промышленных предприятий, а также непромышленными уносами (грунтовая пыль, морская соль и др.). Установлено, что наличие на поверхности диэлектрика осадка в сухом состоянии не оказывает заметного влияния на его разрядные характеристики. Благоприятные условия для перекрытия загрязненных изоляторов создаются при увлажнении поверхности при тумане, моросящем дожде, мокром снеге. Увлажненное загрязняющее вещество образует электролит, который под действием приложенного к изолятору напряжения и приводит к увеличению тока утечки по поверхности и дальнейшему развитию разряда вплоть до перекрытия изолятора.

Эксплуатационными мероприятиями, повышающими надежность работы изоляции в условиях загрязнений, являются:

- усиление изоляции путем введения в гирлянды дополнительных элементов, а также замена изоляторов нормального исполнения на грязестойкие;
- чистка изоляции протиркой тряпками, смоченными в воде или растворителе;
- обмывка изоляторов под напряжением сплошной или прерывистой струей воды (в последнем случае с применением роторных прерывателей струи воды ОРГРЭС);
- применение гидрофобных покрытий, противодействующих возникновению проводящих ток дорожек при увлажнении поверхности (влага на поверхности изолятора, обработанной гидрофобной пастой, находится в капельном состоянии).

Осмотры и профилактические испытания изоляторов. Дефектная изоляция на подстанциях выявляется визуальными осмотрами и проведением профилактических испытаний. При осмотрах обращается внимание на целость изоляторов, отсутствие трещин и сколов, защищенность цементных швов от влаги, окраску арматуры и отсутствие подтеков ржавчины по поверхности изоляторов, степень загрязнения поверхности уносами, отсутствие коронирования. При осмотре подвесных изоляторов проверяется состояние узлов сочленений изоляторов (не расцепились ли изоляторы в гирляндах, не порваны ли шапки изоляторов).

Визуальные осмотры штыревых изоляторов коммутационных аппаратов должны производиться перед началом каждой операции включения или отключения аппарата, если операции выполняются с места установки аппарата. Во избежание поломок изоляторов в процессе выполнения операций и падений разрушенных изоляторов следует придерживаться рекомендаций, изложенных в § 3.4.

Из известных методов профилактических испытаний подвесных и опорных фарфоровых изоляторов наиболее распространены измерение сопротивления изоляции, измерение распределения напряжения, механические испытания.

Измерение сопротивления изоляции производится на отключенном оборудовании мегаомметром на 2500 В при положительной температуре окружающего воздуха. Для оценки результатов измерений установлено минимально допустимое значение сопротивления, которое для каждого подвесного или каждого элемента штыревого изолятора должно быть не ниже 300 МОм.

Метод измерения распределения напряжения в настоящее время считается основным для контроля состояния подвесной и опорно-штыревой изоляции. Измерение распределения напряжения производится под рабочим напряжением с помощью специальной измерительной штанги. Сущность метода заключается в измерении падения напряжения на каждом элементе изолирующей конструкции и сравнении полученного результата с нормальным падением напряжения, т.е. с нормальным распределением рабочего напряжения вдоль всей гирлян-

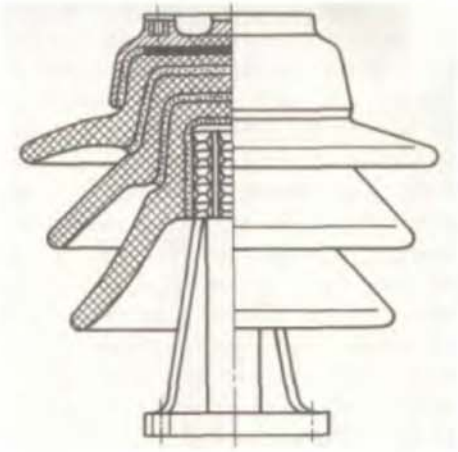


Рис. 5.3.

Опорно-штыревой изолятор на напряжение 35 кВ серии ОНШ

ды изоляторов или колонки опорно-штыревых изоляторов, когда в них нет поврежденных (дефектных) изоляторов Нормы распределения напряжения обычно выдаются эксплуатационному персоналу в виде таблиц. Изолятор считается дефектным, если значение измеренного на нем падения напряжения менее указанного в таблице.

Подвесные изоляторы из закаленного стекла электрическим испытаниям не подвергаются. Поврежденные изоляторы выявляются визуальным осмотром.

Механическим испытаниям подвергают опорно-стержневые изоляторы серии ОНС разъединителей и отделителей. Изоляторы этой серии электрически непробиваемы. В целях предупреждения поломок изоляторов их испытывают изгибающим усилием, равным 40-60% минимального разрушающего усилия при статическом изгибе. Механическое усилие прикладывается к изоляторам каждого полюса разъединителя или отделителя с помощью стягивающего приспособления. Продолжительность испытания 15 с

5.4

Заземляющие устройства

Заземляющие устройства на подстанциях выполняют роль защитных и рабочих заземлений.

Защитное заземление обеспечивает безопасность обслуживающего персонала при возможных повреждениях изоляции электрического оборудования и замыканиях токопроводящих частей на землю. С этой точки зрения оно рассчитывается и выполняется так, чтобы напряжение прикосновения не выходило за пределы нормируемых значений (напряжение шага не нормируется, так как оно представляет собой меньшую опасность). На подстанциях заземляются баки трансформаторов и дугогасящих реакторов, корпуса электрических машин, аппаратов и их приводы, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, каркасы щитов и пультов, металлические конструкции распределительных устройств и другое оборудование, которое может оказаться под напряжением.

Рабочее заземление необходимо для для нормальной работы электроустановок в целях придания им определенных эксплуатационных свойств, а именно: возможности сохранения некоторое время поврежденной линии в работе, эффективного гашения дуговых замыканий на землю, снижения уровня изоляции силовых трансформаторов, снижения коммутационных перенапряжений и др. Перечисленные свойства электроустановки приобретают в зависимости от способа заземления нейтралей обмоток силовых трансформаторов. В связи с этим различают электроустановки, работающие с изолированной нейтралью, заземленной через дугогасящие реакторы (компенсированные сети), с заземленной нейтралью через активные и индуктивные сопротивления, в том числе и с глухозаземленной нейтралью (эффективно-заземленные сети).

С изолированной нейтралью обычно работают сети напряжением 6-10 кВ, электрическая емкость которых невелика и ток замыкания на землю не превышает 30 и 20 А соответственно. При таких токах в месте замыкания на землю происходит самопогасание дуги. Если ток замыкания на землю превышает указанные значения, прибегают к компенсации его с помощью дугогасящего реактора, один из выводов которого подключают к нейтрали силового трансформатора, а другой - к заземляющему устройству (подробнее см. §10.1). С компенсацией емкостного тока работают сети напряжением до 35 кВ.

Сети напряжением 110 кВ и выше относят к эффективно-заземленным сетям (см. § 1.7)..Нейтрали всех (или части) силовых трансформаторов присоединяют к заземляющим устройствам подстанции наглухо (или через заземляющие реакторы с небольшой индуктивностью) с таким расчетом, чтобы при однофазных КЗ в сети напряжение на неповрежденных фазах относительно земли не превышало $1{,}4U_{ф}$. Для эффективно-заземленных сетей характерны большие значения токов замыкания на землю при небольшой длительности их прохождения (поврежденный участок сети отключается действием релейной защиты) .

К заземлителям подстанций присоединяются также вентильные разрядники и молниеотводы, защищающие оборудование от перенапряжений и прямых ударов молнии. Такое заземление называют грозозащитным.
Заземляющие устройства подстанций обычно используют для трех видов заземлений: защитного, рабочего и грозозащитного. Основным требованием к такого рода заземляющим устройствам является требование безопасности персонала. Если оно удовлетворяется, то рабочее заземление, как правило, не предъявляет дополнительных требований к заземляющему устройству. Снижение сопротивления заземляющего устройства требуется лишь при больших значениях тока КЗ,

Заземляющие устройства подстанций выполняются из заземлителей (вертикальных металлических труб) и соединенных между собой в заземляющую сетку горизонтальных полос, проложенных в земле, а также наземных заземляющих магистралей и проводников, связывающих оборудование с заземлителями. Каждый заземляемый элемент оборудования присоединяется к магистрали отдельным проводником.

Присоединение заземляющих проводников к корпусам аппаратов и конструкциям выполняется сваркой или надежным болтовым соединением.

Заземляющие проводники, проложенные в распределительных устройствах, должны быть доступны для внешнего осмотра, при котором проверяется их целость, состояние соединений, непрерывность проводки. Места присоединения к заземляющим устройствам переносных заземлений должны быть очищены от краски и защищены смазкой от коррозии.

В эксплуатации состояние заземляющих устройств периодически контролируется: проводится выборочная проверка заземлителей, находящихся в земле; проверяется сопротивление заземляющих устройств. Измерения проводятся в периоды наименьшей проводимости почвы, т. е. при сухой или промерзшей почве.

5.5

Оперативная блокировка

Ошибочные операции с разъединителями и отделителями, разъемными контактами выкатных тележек КРУ,

стационарными заземлителями приводят к авариям и несчастным случаям с персоналом, принимавшим участие в переключениях.

На основании многолетнего опыта эксплуатации было установлено, что ни знания оперативным персоналом производственных инструкций, ни предупреждающие плакаты и надписи, ни различного рода сигнальные устройства не являются достаточной гарантией против ошибок, допускаемых при переключениях. Для предотвращения неправильных операций в РУ применяют блокирующие устройства между выключателями и разъединителями и между разъединителями и стационарными заземлителями. Блокировка обеспечивает выполнение операций данным аппаратом в зависимости от положения других.I

Блокировка выключателей с разъединителями контролирует действия персонала с коммутационными аппаратами, разрешая выполнение операций в определенной последовательности. В случае нарушения установленной последовательности операций блокировка запрещает их выполнение,

Блокировка стационарных заземлителей с разъединителями (отделителями) должна выполняться так, чтобы нельзя было разъединителями (отделителями) подать напряжение на участок электрической цепи, если там включены стационарные заземлители, а также короткозамыкатели. В равной мере она должна запрещать включение стационарных заземлителей на токоведущие части, не отделенные разъединителями от частей, находящихся под напряжением.

Конструктивно блокировка стационарных заземлителей в сторону линии с линейными разъединителями выполняется в виде механической связи приводов собственно разъединителей и их стационарных заземлителей. Такого рода блокировка не исключает возможности включения стационарных заземлителей на напряжение, не снятое с линии со стороны смежной подстанции, а также подачи напряжения на включенные там стационарные заземлители. Поэтому персонал обязан проявлять особую бдительность в отношении действий со стационарными заземлителями при выводе линий в ремонт и подаче напряжения после ремонта.

В эксплуатации еще имеются блокирующие устройства, выполненные не в полном объеме, т. е. такие, которые не предотвращают проведение ряда неправильных операций с разъединителями и стационарными заземлителями. Например, на открытых РУ с большим числом электрических цепей стационарные заземлители, включаемые в сторону сборных шин, в ряде случаев имеют механическую блокировку только с разъединителями трансформатора напряжения, в то время как при полном объеме они должны иметь блокировку с шинными разъединителями всех электрических цепей, включаемых на эту систему шин. Наличие в эксплуатации блокировочных устройств, выполненных не в полном объеме, вносит элемент сложности в оперативное обслуживание подстанций, обязывая персонал применять дополнительные меры, обеспечивающие безопасное проведение переключений и ремонтных работ.

Приводы разъединителей, включением которых может быть подано напряжение на заземленные участки, запирают в этом случае навесными замками. Ключи от замков хранят у оперативного персонала и никому не выдают. Включение стационарных заземлигелей на сборные шины и операции с шинными разъединителями при ремонтах производят в присутствии контролирующих лиц после проверки схемы в натуре.

В КРУ имеется возможность выполнения и обычно выполняется блокировка, запрещающая выкатывание тележек из рабочего положения и вкатывание в рабочее положение с включенным выключателем. Блокировка в шкафах КРУ не разрешает включение там стационарных заземлителей, если тележка с выключателем находится в рабочем положении, а также не позволяет вкатывать в рабочее положение тележки при включенных стационарных заземлителях. Блокировка КРУ запрещает включение стационарных заземлителей на сборные шины при рабочем положении выключателей тех электрических цепей, по которым возможна подача напряжения на шины. Блокировка не разрешает также вкатывание в рабочее положение тележек этих электрических цепей при включенных стационарных заземлителях на сборных шинах КРУ.

Кроме оперативной блокировки в КРУ выкатного исполнения имеются автоматические шторки, закрывающие доступ в отсек неподвижных разъединяющихся контактов при выкатывании из шкафа тележки выключателя.

В КРУ стационарного исполнения в систему блокировки включены запоры сетчатых дверей ячеек, которые открываются только после отключения электрической цепи выключателем и разъединителем.

На основании сказанного можно сделать вывод о том, что блокировка в КРУ выполняется в объеме, достаточном для предотвращения ошибочных операций при переключениях, если при этом не нарушалось взаимодействие отдельных элементов блокирующих устройств. Однако в эксплуатации были случаи, когда при приложении больших усилий механическая блокировка в КРУ отказывала в работе и позволяла вкатывать и выкатывать тележки с выключателями под нагрузкой или вкатывать тележки в рабочее положение при включенных стационарных заземлителях.

Свою роль блокировка выполняет только при ее исправности и бережном отношении к ней персонала.

Отказы в работе часто возникают вследствие некачественного монтажа шкафов КРУ, смещения деталей приводов (валов, рукояток, сеток), неисправности вспомогательных контактов КСА, коррозии и загрязнении блок-замков. Для предотвращения случаев отказа блокировки необходимы периодические проверки ее действия, защита от неблагоприятных атмосферных явлений (дождь, снег) и загрязнений, вносимых из окружающей среды (пыль), срочный ремонт при повреждениях.

Общеизвестны недостатки конструкции и отдельных узлов блокировочных устройств. Однако они не должны вызывать чувства недоверия к блокировке. Запрещение блокировкой операций должно восприниматься персоналом как абсолютно правильное, не требующее какого-либо вмешательства в ее работу.

Анализ аварий, связанных с отключением разъединителей под нагрузкой и подачей напряжения на включенные заземлители, показывает, что все они, как правило, имели место там, где персонал пренебрегал работой блокировки и принудительно выводил ее из действия.

В эксплуатации все устройства блокировки должны находиться в работе. Цепи питания электромагнитной блокировки целесообразно держать постоянно под напряжением, чтобы непрерывно контролировать состояние их изоляции. Во время переключений персоналу запрещается нарушать взаимодействие элементов блокировки.

Если блокировка не разрешает проведение какой-либо операции, кажущейся на первый взгляд правильной, переключения следует прекратить и проверить:

правильность выбранного коммутационного аппарата;

положение всех тех коммутационных аппаратов, операции с которыми должны были предшествовать проводимой операции;

целость предохранителей в цепях блокировки и исправность электромагнитного ключа.

Если проверкой не будет установлена причина, в результате которой блокировка запрещает выполнение операции, персонал должен возвратиться на щит управления и сообщить о не возможности выполнения операции диспетчеру, отдавшему распоряжение о переключении.

Оперативному персоналу, непосредственно производящему переключения, запрещается принудительно деблокировать неисправную (по его мнению!) блокировку. Неисправность блокировки должна удостоверяться лицом, ответственным за ее техническое состояние (начальник подстанции или группы подстанций и т. д.). По его указанию неисправная блокировка выводится из работы.

Если в нормальных условиях эксплуатации возникнет необходимость деблокирования, а операции выполнялись без бланка переключений, необходимо составить бланк переключений с внесением в него операций по деблокированию.

В аварийных ситуациях разрешение на деблокирование может дать диспетчер, в оперативном управлении которого находится оборудование.

При несчастном случае, когда блокировка препятствует быстрому проведению переключений, коммутационные аппараты могут быть деблокированы без разрешения вышестоящих лиц. Однако в этом случае необходим строгий контроль последовательности проводимых операций по схеме.

О всех случаях деблокирования должна производиться запись в оперативном журнале.

Во время дежурства (или посещения подстанции ОВБ) следует проверять сопротивление цепей электромагнитной блокировки с помощью устройства контроля изоляции.

5.6

Комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установок 6-10 кВ

Комплектные РУ имеют ряд преимуществ по сравнению с обычными закрытыми РУ: они в значительной степени отвечают требованиям индустриализации энергетического строительства, при хорошем техническом исполнении удобны и безотказны в работе, надежны в эксплуатации. Однако эти преимущества могут быть реализованы только при правильно выполненном монтаже шкафов, качественной наладке и регулировке оборудования, учете особенностей конструкции и накопленного опыта эксплуатации. Нарушение этих условий приводит к отказам и авариям в работе комплектных РУ (отечественного и зарубежного производства) с выходом из строя большого числа ячеек.

Применяются комплектные РУ внутренней установки КРУ (рис. 5.4) и наружной установки КРУН (рис. 5.5) Электрическая схема этих установок видна из рисунков.

Комплектные РУ поставляются промышленностью шкафами со встроенным в них электрическим оборудованием, устройствами релейной защиты и автоматики, измерения, сигнализации и управления. Шкафы, в которых коммутационные аппараты и другое электрическое оборудование установлено в корпусах шкафов неподвижно, относят к комплектным РУ стационарного исполнения. При размещении оборудования на выдвижных тележках шкафы относят к комплектным РУ выдвижного исполнения.

Конструктивно КРУ и КРУН обладают следующими особенностями. Рабочее пространство - в ячейках разделено перегородками на отсеки аппаратов высокого напряжения, сборных шин, релейной защиты, измерений и управления! Это преследует цели локализации аварий и удобства обслуживания. Изоляционные расстояния по воздуху между токопроводящими частями и заземленными конструкциями ограничены габаритами ячеек, что требует содержания в хорошем состоянии изоляции и поддержания необходимого микроклимата в ячейках.

В КРУ выкатного исполнения тележки выключателей могут занимать два фиксированных положения: рабочее и контрольное. В рабочем положении тележки выключатель находится под нагрузкой или под напряжением, если он отключен. В контрольном положении тележки напряжение с выключателя снимается размыканием первичных разъединяющих контактов. Вторичные цепи при этом остаются замкнутыми с помощью штепсельного разъема, и выключатель может быть опробован на включение и отключение. Для ремонта выключатель на тележке полностью выкатывается из шкафа (ремонтное положение). Каждый раз при вкатывании тележки в рабочее положение необходимо точное вхождение первичных разъединяющих контактов.

При перемещениях тележек с выключателями персоналом должна соблюдаться строгая последовательность действий.

Перед выкатыванием тележки с выключателем из рабочего положения в ремонтное следует проверить, что выключатель отключен и пружины привода ослаблены. После этого тележка расфиксируется и перемещается в контрольное положение. В контрольном положении рассоединяется штепсельный разъем вторичных цепей, и тележка выкатывается из шкафа в ремонтное положение.

Перед вкатыванием тележки с выключателем из ремонтного положения в контрольное необходимо проверить:

с защитных шторок снят навесной замок;

выключатель отключен;

стационарные заземлители отключены (переносные заземления сняты);

положение фиксирующего устройства тележки соответствует выполняемой операции;

в ячейке и на выключателе нет посторонних предметов (инструмента, проводов, протирочного материала).

Далее следует вкатить тележку в контрольное положение и закрепить ее фиксирующим устройством.

В контрольном положении тележки следует соединить штепсельный разъем вторичных цепей. При необходимости выключатель может быть опробован на включение и отключение (в КРУ без выкатных элементов опробование производится при отключенных разъединителях).

Для последующего ввода выключателя в работу следует расфиксировать тележку и с помощью механизма перемещения (или вручную) перевести тележку с выключателем в рабочее положение. В рабочем положении нужно проверить фиксацию тележки. У выключателей с пружинным приводом следует завести пружины привода и проверить их действительное положение, включить выключатель, проверить посадку привода на защелку и убедиться, нет ли ненормального шума в шкафу. Если выключатель недовключился, его необходимо отключить и принять мерь по устранению дефекта

На присоединении линии при правильной посадке пружинного привода на защелку нужно подготовить выключатель для работы вцикле

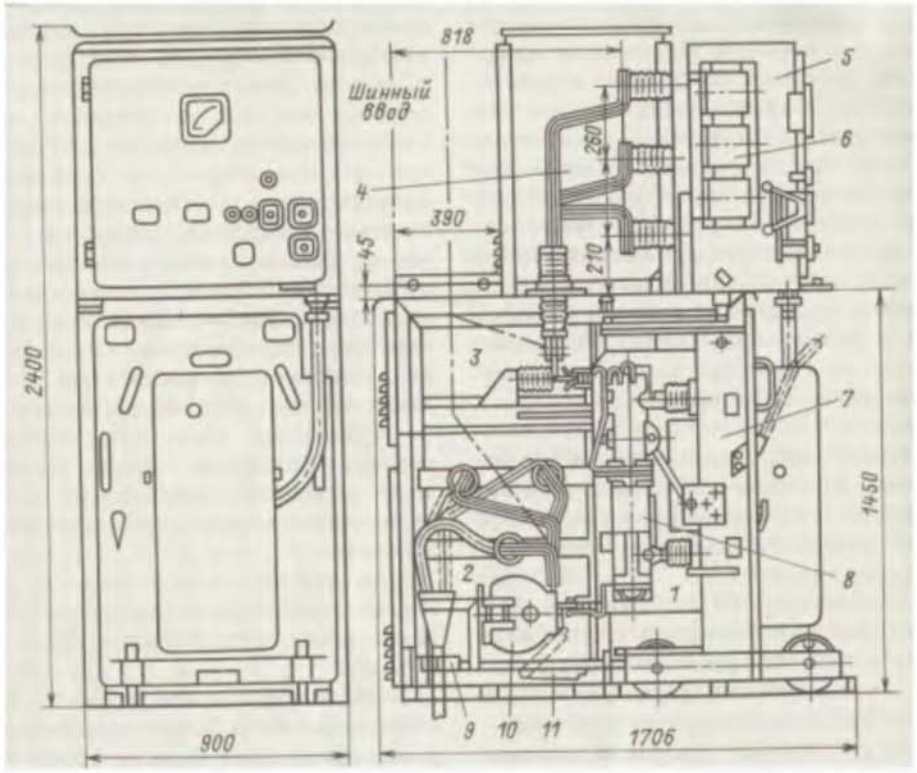


Рис. 5.4.
Шкаф КРУ серии К-ХН с выключателем ВМП-10:

1 - отсек выкатного элемента; 2 - отсек трансформаторов тока и кабельного ввода; 3 - отсек шинных разъединяющих контактов; 4 - отсек сборных шин; 5 - приборный шкаф; 6 - релейный отсек; 7 - тележка; 8 - выключатель; 9 - трансформатор тока нулевой последовательности; 10 - трансформатор тока; 11 - стационарный заземлитель

АПВ, для чего необходимо завести с помощью автоматического моторного редуктора (АМР) пружины, проверить действительное положение пружин и ввести в работу АПВ.

Заметим, что в КРУ производства Германской Демократической Республики и других стран порядок перемещения тележек с выкатными элементами из одного положения в другое может быть иным. Эксплуатация таких КРУ должна производиться в соответствии с инструкциями предприятий-изготовителей

По исполнению КРУН могут иметь шкафы с выдвижными элементами (выключатели, разъединители, предохранители, трансформаторы напряжения), а также без выдвижных элементов (трансформаторы собственных нужд, конденсаторы, аппаратура ВЧ связи). Представленный на рис.5.5 шкаф ввода серии К-37 относится к КРУН с выдвижным элементом.

Тележка с выключателем в шкафу КРУН К-37 может занимать три фиксированных положения: рабочее, контрольное и промежуточное (среднее

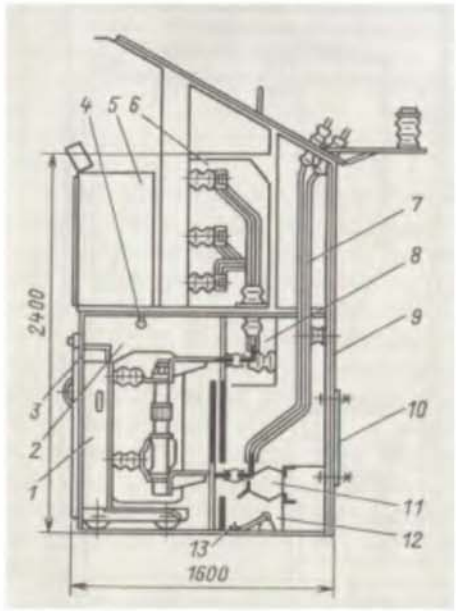


Рис. 5.5

Шкаф КРУН серии К-37:
1 - выдвижной элемент; 2 - отсек выдвижного элемента (выключателя); 3 - корус; 4 - лампа накаливания; 5 - релейный шкаф; 6 - отсек сборных шин; 7 - шинный ввод; 8 - отсек шинных разъединяющих контактов; 9 - съемная задняя стенка; 10 - дверца; 11 - трансформатор тока; 12 - отсек линейных разъединяющих контактов; 13 - стационарный заземлитель

положение между контрольным и ремонтным). Из ремонтного положения положения в промежуточное и обратно выдвижной элемент перемещается вручную с помощью ручек, из промежуточного положения в контрольное и обратно – с помощью червячного механизма перемещения, встроенного в раму выключателя. На фасаде выдвижного элемента имеется указатель, показывающий то или иное фиксирующее положение.

Согласно правилам техники безопасности при работах на отходящих воздушных или кабельных линиях (вне КРУН) тележку с выключателем допускается устанавливать в промежуточное (вместо ремонтного) положение и запирать ее на замок. Это значительно облегчает работу оперативного персонала.

Для защиты персонала от случайного прикосновения к токопроводящим частям, находящимся под напряжением, в шкафах комплектных РУ предусмотрены автоматические шторки падающего типа, которые закрываются при выкатывании выдвижного элемента из шкафа и запираются персоналом на замок. Имеется оперативная блокировка, предостерегающая персонал от выполнения ошибочных операций. Перечисленным особенностям должны отвечать как совершенство конструктивных решений комплексных РУ в целом, так и качество изготовления отдельных деталей и узлов ячеек.

В эксплуатации выявлены некоторые дефекты конструкции комплектных РУ, что в сочетании с некачественным выполнением строительно-монтажных работ и неудовлетворительно поставленной эксплуатацией приводит к серьезным повреждениям или авариям.

Большое число повреждений КРУ и КРУН происходит при КЗ в концевых заделках кабелей, что само по себе объясняется дефектами их монтажа. Отсутствие перегородок между кабельным отсеком и отсеком выключателя, как правило, приводит к развитию повреждения. При наличии многочисленных отверстий в ячейках и обилии копоти дуга обычно переходит на сборные шины и оборудование соседних ячеек. Аналогичным образом развиваются аварии при отказе и повреждении выключателей, перекрытиях изоляции и в других случаях. Все это свидетельствует о недостаточной локализационной способности ряда серий КРУ и КРУН.

Заметим, что отечественной промышленностью учтен опыт эксплуатации и в настоящее время выпускаются КРУ серии К-104, в которых отсек сборных шин расположен внизу корпуса шкафа, а кабельный ввод нахо-

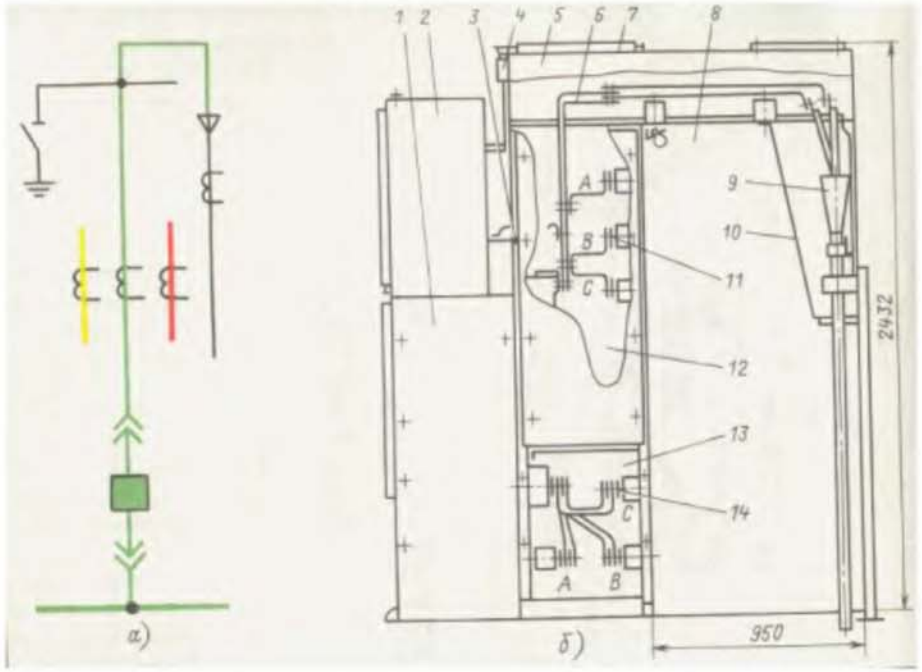


Рис. 5.6.

Шкаф КРУ серии К-104 с выключателем ВК-10:
а - электрическая схема главных цепей; б - шкаф кабельного ввода; 1 - отсек выдвижного элемента; 2 - релейный шкаф; 3 - разгрузочный клапан отсека выдвижного элемента; 4 - конечный выключатель; 5 шинный блок кабельного ввода; 6 - шины ввода; 7 - разгрузочный клапан линейного отсека; 8 - отсек кабельного ввода; 9 - разделка силового кабеля; 10 - съемная крышка у кабельных разделок; 11 - шины ответвлений в соседний шкаф; 12 - линейный отсек; 13 - отсек сборных шип; 14 - сборные шины

дится в специальном отсеке, отделенным от отсека сборных шин глухой перегородкой (рис. 5.6). Такая конструкция КРУ обеспечивает сохранность оборудования при КЗ в концевых заделках кабелей.

Для снижения тяжести повреждений, происходящих при КЗ в шкафах, применяют “дуговую защиту”. Эта защита без выдержки времени отключает выключатели присоеденений, питающих секцию, при возникновении в шкафу электрической дуги. В защите используются датчики, реагирующие на резкое повышение температуры, давления, а также интенсивность светового излучения. Для предупреждения ложных срабатываний в схему защиты вводятся блокировки по току и напряжению.

В шкафах серии К-104 для дуговой защиты используются контакты конечных выключателей (рис. 5.6), связанные с разгрузочным клапаном. При закрытом положении клапана контакты конечного выключателя разомкнуты. Разгрузочный клапан открывается при появлении открытой электрической дуги и повышении давления в шкафу во время КЗ. Откидывание клапана приводит к замыканию контактов конечного выключателя и ускоренному отключению питающих КЗ присоединений.

Кроме дуговой защиты применяется токовая защита шин секции, которая срабатывает на отключение питающих присоединений только при КЗ на шинах; запрещается АВР секционных выключателей и трансформаторов, если КЗ возникло на шинах.

Причинами многих повреждений являются дефекты, допускаемые при выполнении строительных и монтажных работ: плохая герметизация шкафов, перекосы шкафов при установке, неисправности блокирующих устройств и др.

При недостаточной герметизации в шкафы попадает влага- и пыль. Увлажнение загрязненной изоляции при общей повышенной влажности вызывает перекрытие изоляции, что особенно характерно для КРУН.

Перекосы отдельных элементов шкафов ведут к затиранию тележек с оборудованием при переводе их из рабочего положения в ремонтное и обратно. В этих случаях персонал вынужден перемещать тележки вручную с приложением большой мускульной силы и с применением рычагов, при этом часто повреждаются разъединяющие контакты первичной цепи и опорные изоляторы.

Плохая регулировка и дефекты механизмов блокировки приводят к ошибочным действиям персонала при переключениях и авариях при вводе оборудования из ремонта в работу.

Осмотры и обслуживание. Перед осмотром комплектного РУ необходимо прежде всего убедиться в отсутствии шума и характерных потрескиваний внутри шкафов. При обнаружении ненормального шума или дыма приближаться к шкафам не следует. В случае необходимости снятие напряжения с поврежденного оборудования шкафов должно производиться дистанционно.

При осмотрах КРУ и КРУН без их отключения проверяют:

работу сети освещения и отопления (в холодное время года) помещений и шкафов,

уровень масла в маслонаполненных аппаратах, отсутствие течей масла; состояние разъединителей; разъединяющих контактов первичной цепи, механизмов блокировки, доступных для осмотра; состояние контактных соединений шин и их термоиндикаторов; степень загрязненности, отсутствие видимых повреждений и коронирования изоляторов; состояние цепей вторичных соединений (рядов зажимов, штепсельных разъемов, гибких связей, реле и измерительных приборов); показания измерительных приборов; действие ключей (кнопок) управления выключателями, находящимися в контрольном положении; состояние низковольтных аппаратов (автоматических выключателей, предохранителей и т. д.); качество уплотнений дверей и днищ; отсутствие щелей, через которые в шкафы могут проникнуть мелкие животные и птицы.

Наблюдение за оборудованием ведется через смотровые окна и сетчатые ограждения.

При обнаружении повреждений, могущих привести к аварии, необходимо срочное принятие мер по их устранению. Сведения о других дефектах, не требующих немедленного устранения, записываются в журнал дефектов для последующего устранения их.

Практика показала, что в КРУН при резких перепадах температуры наружного воздуха происходит повышение относительной влажности в шкафах (в отдельные периоды года до 100%) и увлажнение поверхности изоляторов. По увлажненной поверхности происходит перекрытие изоляторов. Для борьбы с перекрытиями изоляции необходимо систематически, в зависимости от местных условий,

производить отчистку изоляции от пыли. Эффективным способом повышения надежности изоляции КРУН является обмазка илоляторов гидрофобными пастами.

В шкафах должен поддерживаться микроклимат с относительной влажностью воздуха 60-70%. Для этого шкафы утепляют минераловатными плитами и оборудуют электроподогревателями, коюрые должны автоматически включался, когда относительная влажность повышается до 65-70%.

Значительные понижения температуры наружного воздуха могут привести также к неудовлетворительной работе встроенной в шкафы аппаратуры- Поэтому при температуре ниже 5°С должен предусматриваться обогрев счетчиков и релейной аппаратуры, а при температуре -25°С - обогрев масляных выключателей

Автоматическое включение нагревательных устройств выполняется с помощью реле влажности воздуха (влагорегулятор ВДК) и термореле (датчик ДТКБ), Упрощенная схема уаройства для сушки воздуха и отопления в шкафах КРУ приведена на рис. 5.7.

В летнее время из-за нагрева солнечными лучами температура КРУН может превысить максимально допустимую (40°С), что отрицательно сказывается на работе контактных соединений аппаратов, концевых кабельных разделок и т. д. Снижение перегрева КРУН солнечными лучами достигается окраской поверхности шкафов белой краской, установкой навесов, устройством принудительной приточно-вытяжной вентиляции.

Укажем на опасность, которой может подвергнуться персонал, обслуживающий комплексные РУ. При недовключении масляного выключателя или поврождении его контактной системы в дугогасительной камере под воздействием тока нагрузки или тока КЗ может возникнуть дуга, при этом масло разлагается дугой с образованием взрывоопасной смеси газов. Отмечены случаи, когда взрывоопасная смесь газов накапливалась в верхних невентилируемых отсеках комплектных и взрывалась при благоприятных условиях.

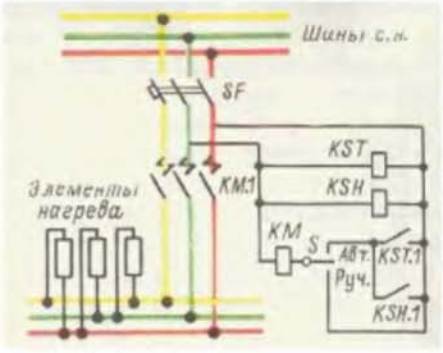


Рис. 5.7.
Схема устройства для сушки воздуха и отопения в шкафах КРУ:
KST - термореле; KSH - реле влажности воздуха; KM - магнитный пускатель; S - рубильник переключения режима работы.

Взрывоопасны выключатели с пружинными приводами из-за недостаточного усилия рабочих пружин, которые недовключают выключатель или включают его без посадки привода на защелку.

Наиболее опасно ручное включение выключателей на неустраненное КЗ. У выключателей ВМПП-10 даже небольшая задержка кнопки включения в конечном (утопленном) положении приводит к повторному включению на КЗ после его автоматическою отключения. Для безопасности персонала, включающего выключатель на возможное КЗ, следует пользоваться переносной кнопкой дистанционного управления, подсоединяемой шланговым проводом к розетке привода.

При обслуживании комплектных РУ и выполнении ремонтных работ персоналу запрещается:

проникать в высоковольтную часть ячеек без снятия напряжения и наложения заземлений;

накладывать заземления (включать стационарные заземлители) без видимого разрыва электрической цепи и без проверки отсутствия напряжения на заземляемых токопроводящих частях;

производить работы на выключателей или приводе при взведенных пружинах и включенных цепях управления; выводить из работы блокирующие устройства, демонтировать защитные опорки и перегородки между отсеками ячеек;

открывать выхлопные (разгрузочные) клапаны, так как это может привести к отключению выключателей;

производить осмотры и работы в КРУН во время грозы и дождя.

При ремонтах комплектных РУ имели место случаи тяжелого травматизма Опыт показывает, что для выполнения ремонтных работ в ячейках комплектных РУ целесообразно в каждом отдельном случае рассматривать возможность полного обесточения той или иной секции и неподвижных разъединяющих контактов. Необходимо предупреждать персонал об опасности при работах в ячейках, где может оказаться напряжение со стороны соседней секции или от трансформатора. Внутри таких ячеек на шторках должны быть нанесены предупреждающие надписи, например "Внимание! Напряжение снизу". При выводе в ремонт сборных шин комплектных РУ шторки вводных ячеек, ячеек секционных выключателей и трансформаторов собственных нужд следует запирать на замок, а ячейки присоединений, по которым может быть подано напряжение закрывать переносными ограждениями с четкими предупреждающими надписями. Особая осторожность должна проявляться при вскрытии верхних лючков, когда, например, в ячейке отключенного ввода или секционного выключателя на шинах остается напряжение. В процессе ремонта должно категорически запрещаться перемещение защитных ограждений, снятие плакатов и заземлений, снятие замков со шторок и дверей ячеек.

5.7

Комплектные распределительные устройства 110-220 кВ с элегазовой изоляцией

В § 3.1 дано краткое описание элегазового выключателя. Там же названы основные физико-химические свойства элегаза. Высокие изоляционные и другие свойства элегаза положены в основу создания комплексов электрических аппаратов, образующих комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией КРУЭ.

Отметим характерные особенности конструкций КРУЭ. Собирают КРУЭ из стандартных электрических элементов (выключателей, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения, сборных и соединительных шин). Каждый элемент оборудования заключают в герметизированную металлическую заземленную оболочку, необходимую для сохранения изолирующей среды (элегаза) под определенным избыточным давлением. Оболочки изготовляют из немагнитного металла (сплав алюминии, конструкционная сталь) во избежание нагрева их переменным магнитным потоком. Оболочки отдельных элементов соединяют между собой при помощи фланцев с уплотнениями из синтетического каучука, этилейпропилена и других материалов. Внутренние объемы оболочек нескольких таких элементов, работаю-

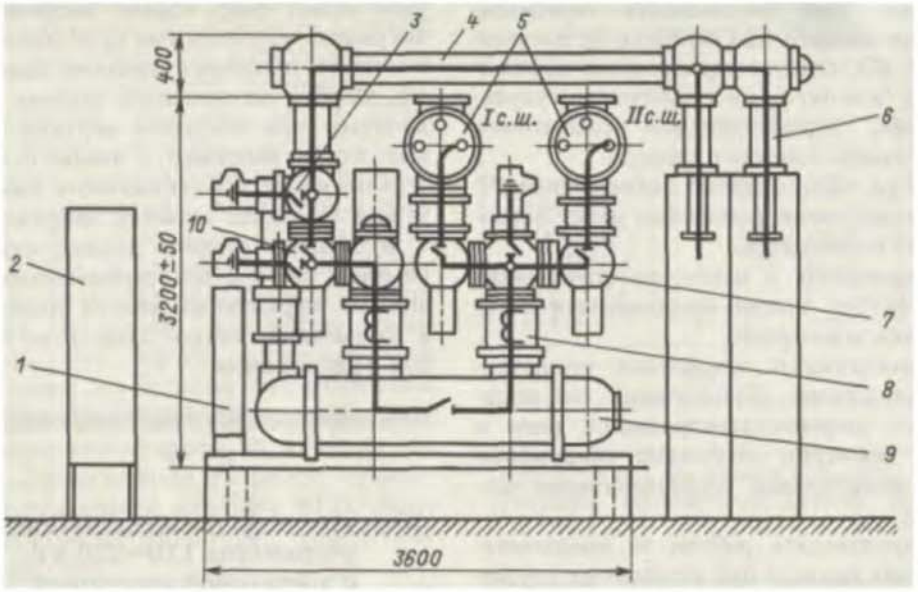


Рис. 5.8.

Полюс ячейки КРУЭ ПО кВ со схемой электрических соединений

щих под одинаковым избыточным давлением, объединяют в секции. В целом КРУЭ секционированы по газу. Каждая секция имеет свою контрольно-измерительную газовую аппаратуру.

Электрическое соединение элементов оборудования в КРУЭ выполняется разъемным через многоламельный контакт одного элемента с токопроводящим стержнем другого. Исполнение КРУЭ отдельными элементами дает возможность демонтажа и ремонта любого элемента без демонтажа остальных.

Перед демонтажем элемента элегаз из него удаляют при помощи передвижной установки, содержащей вакуумный насос, компрессор и резервуар для газа. С помощью компрессора элегаз из оболочки элемента перекачивают в резервуар, пока давление в оболочке не снизится до 100 Па. После этого вскрывают люки на оболочке и производят демонтаж элемента или его ремонт. Если производится ремонт, то после его окончания люки оболочек закрывают, подключают вакуумный насос и из оболочки удаляют воздух. При давлении в оболочке около 100 Па приступают к наполнению ее элегазом. Отечественные КРУЭ изготовляют на напряжение 110 и 220 кВ. На рис. 5.8 показан полюс ячейки КРУЭ 110 кВ типа ЯЭ-110Л (линейная ячейка с двумя системами шин и двумя кабельными вводами). Основные технические данные КРУЭ следующие:

Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток сборных шин, кА	1,6
Номинальный ток отключения, кА	40
Наибольший ток включения, КА	102
Собственное время отключения выключателя с приводом, с	0,04 ±0,005
Собственное время включения выключателя с приводом, с	0,08 ±0,02
Номинальное избыточное давление элегаза, мПА:	
в выключателе	0,6
в отсеке ТН	0,4
в других элементах	0,25

Ячейка содержит выключатель с пневматическим приводом 9, разъединители 7 и 10 с дистанционным пневматическим или электродвигательным приводом, стационарные заземлители 3 с ручным приводом, токопровод 4, трансформаторы тока 8, кабельные вводы 6, полюсный 1 и распределительный 2 шкафы. Сборные шины 5 расположены не пофазно, а заключены в общую оболочку, что придает компактность РУ. Оболочки секционированы по газу. На каждой секции имеются вентили для вакуумирования и заполнения секции элегазом.

Шинные разъеденители 7 и линейные разъеденители 10 размещены в отдельных блоках. В блоке находится контактный стержень, соединенный изолирующей штангой с рычажным механизмом привода, розеточный ломельный контакт, в который входит контактный стержень при включении разъединителя, поперечный контактный стержень, предназначенный для стыковки элемента с другими элементами ячейки. Разъединитель снабжен электромагнитным блокировочным замком.

Заземлитель 3, как и разъединитель, помещен в герметизированную оболочку. Он представляет собой подвижный стержень, соединенный через скользящий контакт с землей и входящий в розеточный контакт заземляемого элемента. Заземлитель также имеет электромагнитный блокировочный замок.

Трансформатор тока 8 размещен в герметизированной оболочке. Первичной обмоткой служит токопроводящий стержень, который проходит внутри магнитопровода со вторичной обмоткой. Магнитопровод и вторичная обмотка залиты эпоксидной смолой. Изоляцией служит элегаз.

Трансформаторы напряжения устанавливают в отдельных ячейках либо в ячейках секционных или шиносоединительных выключателей. При $U_{ном} \leq 220$ кВ применяют электромагнитные трансформаторы напряжения с эпоксидной изоляцией.

В качестве главной изоляции используется элегаз.

В полюсном шкафу размещена газовая аппаратура, приборы контроля за давлением, ключи местного управления разъединителями.

В распределительном шкафу находится аппаратура цепей сигнализации, блокировки и электрического дистанционного управления элементами, а также пневматического управления приводами выключателя: каждый полюс выключателя имеет свой привод.

При переключениях положения коммутационных аппаратов и заземлителей проверяют по указателям положения, механически связанным с подвижными системами аппаратов. Предусмотрены также сигнализация с помощью ламп и наблюдение за положением подвижных контактов через смотровые окна.

Ошибочные операции в КРУЭ, как правило, исключены благодаря применению электрических и механических блокировок.

Обслуживание КРУЭ. При осмотрах проверяется общее состояние оборудования: отсутствие пыли, шума, треска и т. д. Проверяется работа аварийно-вытяжной вентиляции, температура воздуха в помещении РУ (она должна находиться в пределах 5-40 °С), давление сжатого воздуха в резервуарах пневматических приводов выключателей (оно должно находиться в пределах 1,7-2,1 МПа), а также давление сжатого воздуха для пневмоприводов разъединителей (0,6 МПа), состояние заземляющих проводок и их контактных соединений.

Важной задачей обслуживания КРУЭ является сохранение неизменным количества элегаза в оболочках с оборудованием. Это предъявляет повышенные требования к плотности оболочек, уплотнений и сварных швов. При утечках элегаза снижается электрическая прочность изоляционных промежутков.

Поэтому необходим надежный контроль за давлением элегаза в каждой секции установки. Давление контролируется при помощи манометров и должно проверяться при осмотрах оборудования.

В случае утечки элегаза пополнение секции сухим элегазом осуществляется с помощью передвижной установки из баллонов с элегазом, которые через редуктор и влагопоглощающий фильтр подключаются через вентиль к секции.

В аварийной ситуации при возникновении дуги и чрезмерном повышении давления внутри оболочки разрывается специальная защитная мембрана, давление в секции сбрасывается, и тем самым предотвращается разрушение оболочки. В остальных секциях КРУЭ давление сохраняется нормальным.

Элементы оборудования, оболочки которых повреждены, должны выводиться из работы в соответствии с инструкциями, при этом запрещается выполнять операции под напряжением аппаратами, находящимися в объемах с пониженным давлением элегаза. Пребывание в помещении РУ персонала в этом случае возможно только при включенной приточно-вытяжной вентиляции и применении индивидуальных средств защиты (см. § 3.1).

Заметим, что КРУЭ практически не требуют технического обслуживания. Изоляция в них не теряет своих свойств из-за атмосферных загрязнений, что исключает необходимость периодической очистки изоляции. Такие элементы, как сборные шины, измерительные трансформаторы, вообще не требуют ремонта. Интервалы между планово-предупредительными ремонтами коммутационных аппаратов, определяемые механической прочностью подвижных систем и свойствами деталей, подверженных старению, устанавливаются от 5 до 10 лет.

Глава 6

Обслуживание источников оперативного тока.

6.1 Источники оперативного тока на подстанциях

Для питания цепи управления коммутационных аппаратов, релейной защиты, автоматики и сигнализации применяют оперативный ток. Основным требованием, которое предъявляется к источникам оперативного тока, является готовность их к действию в любых условиях, в том числе и во время КЗ, когда напряжение на шинах подстанции может снизиться до нуля. Применяют два вида оперативного тока: переменный - на подстанциях с упрощенными схемами и постоянный - на подстанциях, имеющих стационарные аккумуляторные установки.

Переменный оперативный ток. В качестве источника применяют трансформаторы тока и напряжения, трансформаторы собственных нужд

Трансформаторы тока обеспечивают достаточно надежное питание оперативных цепей во время КЗ, когда резко возрастают ток и напряжение на их зажимах. На рис. 6.1 представлена схема включения реле максимальной токовой защиты *КА* и электромагнита отключения *YAT* с дешунтированием катцшки отключения. В нормальном режиме катушка электромагнита отключения зашунтирована и трансформаторы тока *ТА* нагружены небольшим сопротивлением реле *КА*. При КЗ реле КА срабатывает, подключает к своей катушке последовательно катушку электромагнита отключения *YAT* и выключатель отключается.

Для оперативного управления в нормальных рабочих режимах трансформаторы тока не применяют, так как от них нельзя получить необходимой в этих случаях мощности.

Трансформаторы напряжения и собственных нужд, наоборот, не пригодны для питания оперативных цепей для КЗ, так как при этом снижается напряжение в питательной сети, но они могут использоваться для управления аппаратами в режимах работы, близких к нормальным. Таким образом, каждый из рассмотренных источников переменного тока имеет ограниченную область применения и используется в качестве источника индивидуального децентрализованного питания.

Универсальными являются источники комбинированного питания от трансформаторов тока *ТА* и напряжения *TV* одновременно (Рис. 6.2). Выпускаемые заводами блоки питания серий БПТ и БПН подключаются к трансформаторам тока и напряжения (иногда к трансформаторам с.н.) соответственно. Установленные в блоке выпрямители питают оперативные цепи суммируемым оперативным током. Комбинированное питание по указанной схеме хотя и универсально, но имеет ограничение по мощности. Оно пригодно для питания оперативных цепей

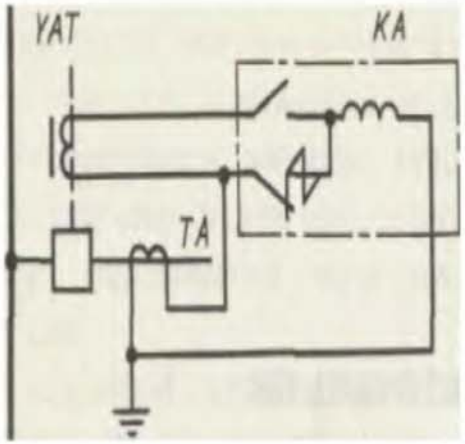


Рис. 6.1.
Схема питания оперативных цепей от трансформатора тока

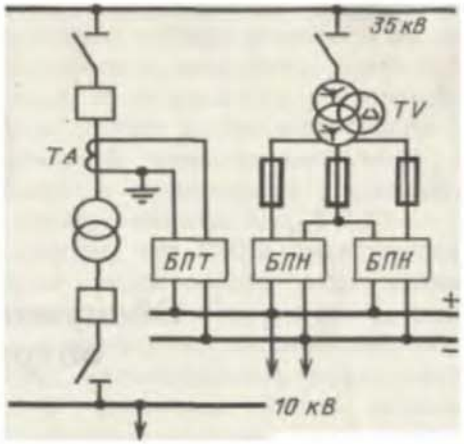


Рис. 6.2.
Принципиальная схема комбинированного питания оперативных цепей

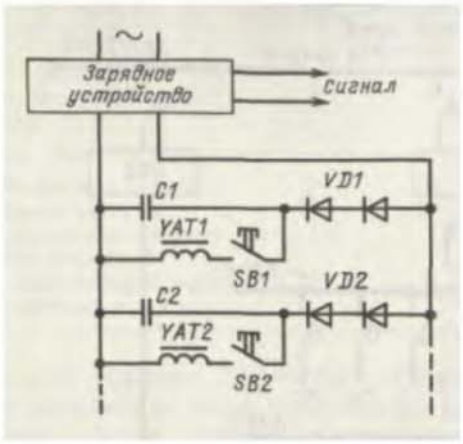


Рис. 6.3.
Схема включения конденсаторов с разделительными диодами

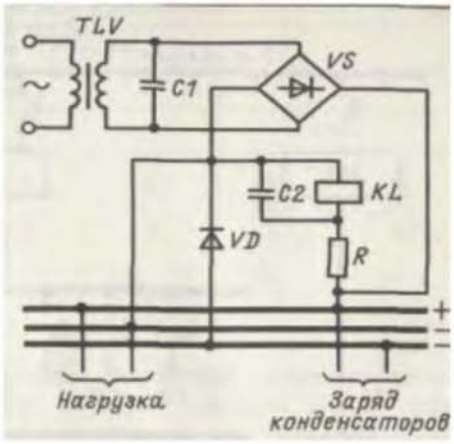


Рис. 6.4.
Принципиальная упрощенная схема устройства БПЗ 401

защит, автоматики и управления легкими приводами (пружинными).

Помимо непосредственного отбора мощности от трансформаторов тока и напряжения на подстанциях широко применяются конденсаторные устройства, позволяющие использовать предварительно запасенную в них электрическую энергию для питания реле, приводов отделителей и выключателей. Используются комплекты конденсаторов емкостью 40, 80 и 200 мкФ. Для их заряда применяют зарядные устройства, получающие питание от трансформаторов напряжения или собственных нужд в условиях нормального режима работы подстанции. Схема включения конденсаторов показана на рис. 6.3. При замыкании контактов *SB1* или *SB2,* ключа управления (или реле) к конденсаторам подключают катушки электромагнитов управления *YAT1* и *YAT2,* через которые проходит ток разряда, и электромагниты срабатывают. Диоды *VD1* и *VD2* обеспечивают разряд на каждую катушку только своего конденсатора.

Время заряда конденсаторов зависит от их емкости и схемы зарядного устройства. Минимальное время определяется зависимостью t=0,6C/80, где C - емкость заряжаемых конденсаторов, мкФ; t - время заряда, с. С этим считаются при выборе продолжительности бестоковой паузы АПВ: она не может быть выбрана меньше времени заряда конденсаторов.

Для обеспечения надежной работы очень важно, чтобы конденсаторы постоянно находились в заряженном состоянии. Для этого необходимо следить за исправным состоянием как самих конденсаторов, так и изоляции подключенных цепей. Опасна потеря питания установки со стороны переменного тока, так как при этом происходит разряд конденсаторов: через 1,5-2 мин они уже не в состоянии обеспечить действие подключенных к ним электромагнитов приводов и реле. При снижении выходного выпрямленного напряжения зарядного устройства срабатывает специальное реле, которое подает сигнал оперативному персоналу подстанции о возникшей неисправности.

В настоящее время отечественной промышленностью выпускается комбинированное устройство типа БПЗ 401, являющееся одновременно и зарядным устройством, и блоком питания нагрузки (рис. 6.4). Устройство состоит из промежуточного трансформатора напряжения *TLV,* выпрямителя *VS,* собранного по мостовой схеме, диода *УВ,* препятствующего разряду конденсаторов при исчезновении напряжения питания, реле *KL,* предназначенного для контроля напряжения на выходе блока, конденсатора *C1,* защищающего выпрямитель от перенапряжений, конденсатора *C2* и резистора *R,* обеспечивающих нормальную работу реле *KL.*

Для питания электромагнитов включения приводов выключателей, потребляющих токи, значения которых достигают сотен ампер, применяют комплектные устройства питания серии УКП, подключаемые к трансформаторам с. н. Эти устройства преобразуют переменный ток в постоянный и используются на подстанциях, где нет аккумуляторных батарей или мощность их недостаточна.

На подстанциях напряжениями 110-220 кВ наряду с выпрямленным применяется переменный оперативный ток, источником которого обычно являются трансформаторы с. н., а на подстанциях 6-10 кВ - специальные трансформаторы небольшой мощности (например, ОМ-1,2/10), подключаемые к вводам питающих подстанцию линий 6-10 кВ. Эти источники оперативного тока не являются автономными, поскольку их работа возможна только при наличии напряжения в питающей их сети.

На рис. 6.5 показана схема питания оперативных цепей, цепей сигнализации, а также аппаратуры телесигнализации и телеуправления на переменном токе от двух раздельно работающих трансформаторов с. н. Питание осуществляется через блок АВР и стабилизатор *TSV,* чтобы колебания напряжения в сети с. н. не отражались на работе аппаратуры цепей управления. Цепи оперативной блокировки получают питание от блока *UGV.* Мощные электромагниты включения приводов выключателей питаются от комплексных устройств питания *UG1* и *UG2,* которые на стороне выпрямленного напряжения работают на общие шины.

Постоянный оперативный ток. Основным источником служат свинцово-кислотные аккумуляторные батареи с зарядными устройствами напряжением 110 или 220 В. Они обеспечи-

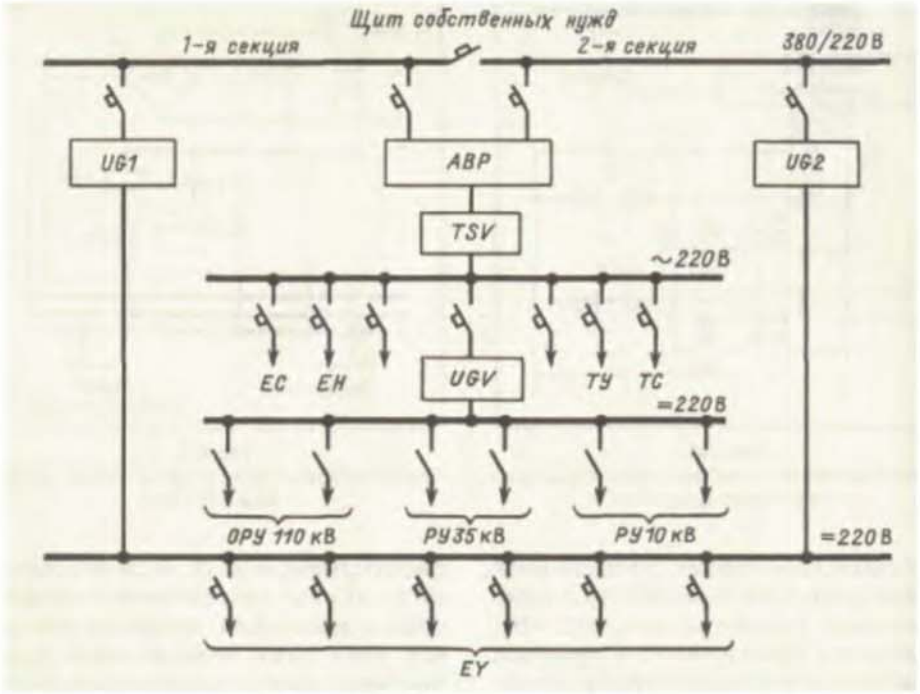


Рис. 6.5.
Схема питания оперативных цепей на переменном токе

вают питание оперативных цепей реле защит, автоматики, электромагнитов отключения и включения коммутационных аппаратов, цепей сигнализации. От аккумуляторных батарей питаются устройства связи, аварийное освещение, двигатели резервных маслонасосов синхронных компенсаторов. На мощных подстанциях устанавливают по две и более независимо работающих аккумуляторных батарей

6.2

Аккумуляторные батареи

Устройство и характеристики аккумуляторов. На подстанциях применяют главным образом свинцово-кислотные аккумуляторы типа С (СК) в открытых стеклянных сосудах, а аккумуляторы большей емкости – в деревянных баках, выложенных внутри свинцом. Аккумуляторные пластины разной полярности, находящиеся в одном сосуде, отделяются друг от друга сепараторами из мипора (мипласта). Сосуды заполняются электролитом (водным раствором чистой серной кислоты). Положительные пластины выполняются из чистого свинца и имеют сильно развитую поверхность. При формировании собранного аккумулятора (особом режиме первого заряда) на поверхности положительных пластин из металлического свинца основы образуется слой диоксида свинца PbO_2, являющийся активной массой этих пластин. Отрицательные пластины изготовляются также из металлического свинца, но имеют коробчатую форму. Ячейки свинцового каркаса пластин заполняются активной массой, приготовляемой из оксидов свинца и свинцового порошка Pb. Чтобы эта масса не выпадала из ячеек, пластины покрывают с боков тонкими перфорированными свинцовыми листами. В процессе формирования на отрицательных пластинах образуется губчатый свинец.

Таблица 6.1 Электрические характеристики аккумуляторов типов С-1 и СК-1

Параметр аккумулятора	Параметр для режима разряда, ч					
	3	5	7,5	10	1	2
	С-1				СК-1	
Разрядный ток, А	9	6	4,4	3,6	18,5	11
Емкость, А· ч	27	30	33	36	18,5	22
Предельное напряжение разряда, В	1,8	1,8	1,8	1,8	1,75	1,75
Максимальный зарядный ток, А	9	9	9	9	11	11

Наряду с аккумуляторами типа С (СК) применяются аккумуляторы типа СН. Они имеют намазные пластины, сепараторы из стекловойлока, винипласта и мипора, сосуды из прессованного стекла с уплотненными крышками. Все это обеспечивает надежность и длительный срок службы аккумуляторов. В эксплуатации они не требуют столь частой доливки воды, снижаются требования к вентиляции помещений.

Основными характеристиками аккумуляторов С (СК) являются их номинальная емкость, продолжительность и ток разряда, максимальный ток заряда. Их значения определяются типом, размером и числом пластин и получаются умножением соответствующих значений для аккумуляторов С-1 (СК-1) на типовой номер. Характеристики аккумуляторов типа С-1 (СК-1) приведены в табл. 6.1.

В эксплуатации емкость аккумулятора зависит от концентрации и температуры электролита, от режима разряда. С ростом плотности электролита емкость аккумулятора возрастает. Однако крепкие растворы увеличивают сульфатацию пластин. Повышение температуры электролита также приводит к возрастанию емкости, что объясняется снижением вязкости и усилением диффузии свежего электролита в поры пластин. Но с повышением температуры увеличивается саморазряд и сульфатация пластин.

Исследованиями установлено, что для стационарных аккумуляторов типа С (СК) оптимальной является плотность электролита в начале разряда 1,2-1,21 г/см^3 при нормальной температуре 25°С. Температура воздуха в помещении, где установлена аккумуляторная батарея, должна поддерживаться в пределах 15-25 °С.

Емкость аккумуляторов нормируется при условии непрерывного разряда в течение 10 ч неизменным по значению током. На практике разряды могут быть более короткими (1-2 ч) - большими токами и более длительными - малыми токами. При больших токах разряда емкость аккумулятора быстро снижается.

Факторами, ограничивающими разряд, являются конечное напряжение на зажимах аккумулятора и плотность электролита в сосудах. При 3-10 часовом разряде снижение напряжения допускается до 1,8 В, а при 1-2-часовом - до 1,75 В на элемент. Более глубокие разряды во всех режимах приводят к повреждению аккумуляторов. Разряды малыми токами прекращают, когда напряжение становится равным 1,9 В на элемент. При разряде контролируется как напря-

жение, так и плотность электролита. Уменьшение плотности на 0,03-0,05, т. е. до значений 1,17-1,15, свидетельствует о том, что емкость исчерпана.

Особенности эксплуатации аккумуляторов. В аккумуляторах непрерывно происходят неуправляемые химические и электрохимические реакции, приводящие к снижению их емкости. Происходит так называемый саморазряд аккумулятора, т. е. потеря им запасенной энергии. Саморазряду подвержены как работающие, так и отключенные от сети аккумуляторы. Новая батарея аккумуляторов теряет в течение суток не менее,0,3% своей емкости. Со временем саморазряд возрастает. При некоторых условиях (высокая температура и плотность электролита) наблюдается повышение саморазряда. Одной из причин повышенного саморазряда является присутствие в электролите примесей железа, хлора, меди и других элементов. Практически невозможно получить электролит, свободный от примесей. Однако их содержание не должно превышать установленных норм, поэтому применяемые для составления электролита кислота и дистиллированная вода проверяются на содержание вредных примесей.

В режиме разряда аккумулятора на его пластинах образуется свинцовый сульфат. При нормальной эксплуатации аккумуляторов сульфат имеет тонкое кристаллическое строение и легко растворяется при заряде, переходя в оксид свинца на положительных пластинах ив губчатый свинец на отрицательных. При некоторых условиях, рассмотренных ниже, возникает ненормальная сульфатация пластин, когда сравнительно быстро увеличивается количество крупных кристаллов сульфатов, которые закрывают собой поры активной массы пластин, мешая доступу электролита, при этом возрастает внутреннее сопротивление аккумулятора, а емкость его снижается. Внешними признаками ненормальной сульфатации являются образование на поверхности пластин беловатых пятен, выпадение светло-серого шлама в сосуде, коробление положительных и выпучивание отрицательных пластин.

Режим работы. Раньше аккумуляторные батареи на подстанциях эксплуатировались в режиме "заряд-разряд". Этому режиму соответствовали схемы установок с элементным коммутатором, которые сохранились еще на многих подстанциях. С помощью элементного коммутатора можно увеличивать число аккумуляторов, присоединенных к шинам постоянного тока, для поддержания необходимого уровня напряжения при разряде и уменьшать их число при заряде, когда напряжение на аккумуляторах возрастает. Режим работы аккумуляторов с периодическими зарядами и разрядами имеет существенные недостатки, связанные с преждевременным износом аккумуляторов и занятостью персонала по контролю и уходу за батареями.

В настоящее время аккумуляторные батареи на подстанциях эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда что улучшило работу большей части аккумуляторов и упростило их эксплуатацию. Сущность режима заключается в том, что полностью заряженная аккумуляторная батарея включается параллельно с подзарядным агрегатом, который обеспечивает питание подключенной нагрузки и в то же время подзаряжает малым током батарею, восполняя потерю емкости в результате саморазряда. В случае аварии на стороне переменного тока или остановки по какой-либо причине подзарядного агрегата батарея принимает на себя всю нагрузку сети постоянного тока. После ликвидации аварии батарея заряжается от зарядного агрегата и переводится на работу в режиме постоянного подзаряда.

При постоянном подзаряде режим батареи характеризуется напряжением на зажимах каждого элемента в пределах 2,2 ± 0,05 В и током подзаряда 10-30 мА, умноженным на типовой номер аккумулятора. Для аккумуляторов типа СН рекомендуется поддерживать напряжение 2,18 ± 0,04 В на элемент и ток подзаряда 10-20 мА на каждый номер аккумулятора. Более точное значение этих величин, определяемых индивидуальными свойствами аккумуляторных батарей, устанавливается в зависимости от плотности электролита. Если, например, плотность электролита снижается по сравнению с начальной (1,2-1,21 для аккумуляторов типов С, СК и 1,22-1,225 для аккумуляторов типа СН), то это свидетельствует о недостаточности тока подзаряда – напряжение подзаряда следует повысить. Измерение плотности электролита должно производиться с учетом его температуры, так как плотность изменяется (уменьшается при повышении и увеличивается при понижении температуры электролита) на 0,003 г/см^3 на каждые 5°С по отношению к нормативной температуре 25°С. На чрезмерно большой ток подзаряда указывает усиленное выпадение в сосуде коричневого шлама.

Уравнительные заряды и дозаряды аккумуляторных батарей. Аккумуляторные батареи с элементным коммутатором, переведенные в режим постоянного подзаряда, обладают тем основным недостатком, что батарея оказывается разделенной на две части, находящиеся в неодинаковых условиях. Основная часть батареи (107 элементов) подзаряжается и таким образом поддерживается в заряженном состоянии. Остальные (концевые) аккумуляторы не подзаряжаются и постепенно теряют свою емкость вследствие саморазряда. При недостаточном уходе пластины концевых аккумуляторов сульфатируются. Наблюдается разная степень заряженности отдельных элементов.

Для устранения следов сульфатации и выравнивания отстающих элементов батареи по мере необходимости подвергают уравнительным зарядам (перезарядам). При уравнительном заряде батарея предварительно разряжается током 10-часового режима до напряжения 1,8 В на элемент. Затем нормально заряжается тем же током до появления признаков заряженности - сильного газообразования, возрастания напряжения до 2,6-2,8 В на элемент, увеличения плотности электролита до 1,2-1,21 г/см^3 - поставляется в покое на 1 ч. Заряды с одночасовыми перерывами продолжаются до тех пор, пока батарея не получит двух-, трехкратной номинальной емкости. Признаком, по которому судят об окончании заряда, является бурное газообразование всех элементов, наступающее вслед за включением батареи на заряд.

Для аккумуляторных батарей типа СН дополнительно производят перезаряды после каждой доливки аккумуляторов.

Уравнительные заряды аккумуляторных батарей без элементных коммутаторов, работающих в режиме постоянного подзаряда, невозможны по той причине, что при этом напряжение на каждом элементе возрастает до 2,6-2,8 В. Для профилактики такие батареи 1 раз в 3 мес подвергаются дозарядам. Они производятся без отключения нагрузки путем повышения напряжения до 2,3-2,35 В на элемент до достижения плотности электролита 1,2-1,21 г/см^3 во всех элементах. Начальный ток заряда устанавливается не выше тока 10-часового режима разряда. Продолжительность дозаряда обычно не превышает 1 - 2 сут в зависимости от состояния аккумуляторов.

Для поддержания работоспособности концевых элементов в нормальном

режиме работы батареи применяют схемы подзаряда этих элементов от самостоятельного источника тока или общего подзарядного агрегата. Схема включения подзарядного агрегата на всю батарею приведена на рис. 6.6. В схеме концевые элементы шунтируют регулируемым балластным резистором, выбранным по току нагрузки батареи $R = U_{КОН}/I$напр$_р$, что обеспечивает поддержание напряжения 2,2 ± ± 0,05 В на элемент. При уменьшении нагрузки сети персонал соответственно изменяет сопротивление резистора. Ток, проходящий через амперметр, должен быть равен нулю.

Неисправности аккумуляторов, осмотры и уход за аккумуляторными батареями. Основными неисправностями являются следующие:

ненормальная сульфитация пластин - образование крупных кристаллов сульфата, не растворяющихся при чрезмерно высокой плотности электролита и высокой температуре, при систематических глубоких разрядах и недостаточных зарядах большими токами и длительном нахождении батареи в разряженном состоянии. Если сульфатация не очень глубокая, то она устраняется проведением уравнительного заряда. При глубокой сульфатации необходим десульфатационный заряд;

короткое замыкание между пластинами разной полярности. Причинами могут быть замыкания пластин шламом, накопившимся на дне сосуда, коробление положительных пластин и губчатые наросты на отрицательных пластинах, разрушения сепарации. Признаками КЗ является низкое напряжение на элементе в конце заряда и низкая плотность электролита в сосуде, а также слабое газовыделение. Неисправность выявляется тщательным осмотром;

коробление пластин. Причинами коробления положительных пластин могут быть большие зарядные и разрядные токи, высокое напряжение подзаряда, короткое замыкание, низкий уровень электролита, наличие вредных примесей в электролите (солей железа, азотистых и хлористых соединений, марганца, меди). Вырезать и выправить положительные пластины удается, если они эксплуатировались не более 3 лет. Коробление отрицательных пластин обычно является результатом давления соседней покоробленной положительной пластины;

чрезмерное образование шлама. Выпадение небольшого количества шлама на дне сосуда - явление обычное и неизбежное. Однако большое количество коричневого шлама свидетельствует о слишком высоком напряжении подзаряда или излишних перезарядах. Шлам светло-серого цвета указывает на систематически допускаемую сульфатацию пластин или присутствие в электролите примесей, содержащих хлор.

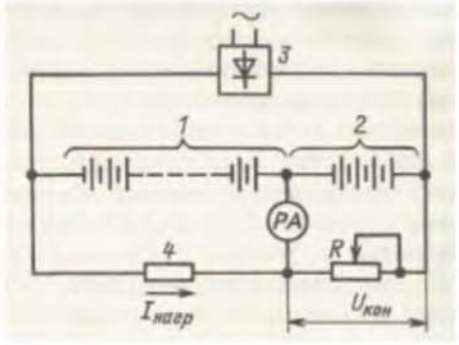


Рис. 6.6.
Принципиальная схема подзаряда концевых элементов батареи от общего подзарядного агрегата:

1 - основные элементы; 2 - концевые элементы; 3 - подзарядный агрегат; 4 – сопротивление нагрузки; К - регулируемый балластный резистор

Среди прочих неисправностей аккумуляторов могут быть названы неисправности сосудов, изношенность и хрупкость сепарации, загрязнение электролита и понижение его плотности.

Характерными неисправностями аккумуляторов СН являются сульфатация пластин и загрязнение электролита вредными примесями. Признаки сульфатации - понижение разрядного напряжения и снижение емкости элементов. Устраняется сульфатация проведением тренировочных разрядов.

Помутнение или потемнение электролита указывает на его загрязнение. В этом случае производится химический анализ электролита. Если он подтвердит наличие вредных примесей, электролит заменяют.

На указанные неисправности аккумуляторов необходимо обращать внимание при осмотрах, которые проводятся по графику. При осмотрах проверяют также:

- целость сосудов, состояние стелажей и изоляции сосудов;
- защищенность контактных соеденений и шинок от коррозии;
- положение покровных стекол, предотвращающих вынос электролита из сосуда пузырьками газа, образующимися при заряде аккумуляторов;
- уровень электролита в сосудах, который должен быть на 10-15 мм выше края пластин. При понижении уровня производится доливка, как правило, дистиллированной водой, а не электролитом. Частые доливки электролитом способствуют сульфатации пластин;
- напряжение на соединительных пластинах аккумулятора, плотность и температуру электролита каждого элемента. Измерения следует проводить не реже 1 раза в месяц. Результаты измерений записывают в журнал. Обращается внимание на отсутствие "отстающих элементов";
- исправность вентиляции и отопления. Температура в помещении аккумуляторной батареи должна быть не ниже 10 °С.

При обслуживании аккумуляторных батарей *персонал обязан соблюдать правила техники безопасности*, так как приходится иметь дело с опасными для человека материалами. Серная кислота при попадании на кожу вызывает ожоги, а при попадании в глаза поражает их. Поэтому все работы с кислотой (электролитом) должны производиться в специальных костюмах, резиновых фартуках, перчатках и защитных очках. При приготовлении электролита концентрированную серную кислоту следует вливать тонкой струей в воду и непрерывно размешивать раствор. В помещении аккумуляторной батареи должен постоянно находиться 5%-ный содовый раствор и сосуд с большим количеством чистой воды для удаления и нейтрализации кислоты, случайно попавшей на кожу.

Курение и применение открытого огня в аккумуляторных помещениях запрещается по избежание взрыва смеси водорода, выделяющегося при электролизе воды и кислоты, с воздухом.

6.3
Преобразователи энергии

В качестве преобразователей энергии переменного тока в постоянный, используемый для питания нагрузки в нормальном режиме работы, для заряда, подзаряда и уравнительного заряда аккумуляторных батарей, применяют двигатели-генераторы и выпрямители с управляемыми полупроводниковыми вентилями.

Двигатели генераторы для заряда аккумуляторных батарей состоят из трехфазных синхронных электродвигателей и генераторов постоянного тока с регулированием напряжения шунтовым реостатом. Для подзаряда двигатели-генераторы в настоящее время почти не применяются. Там же, где они сохранились, их оснащают автоматическими регуляторами напряжения, поддерживающими заданное напряжение на шинах с точностью до 1%.

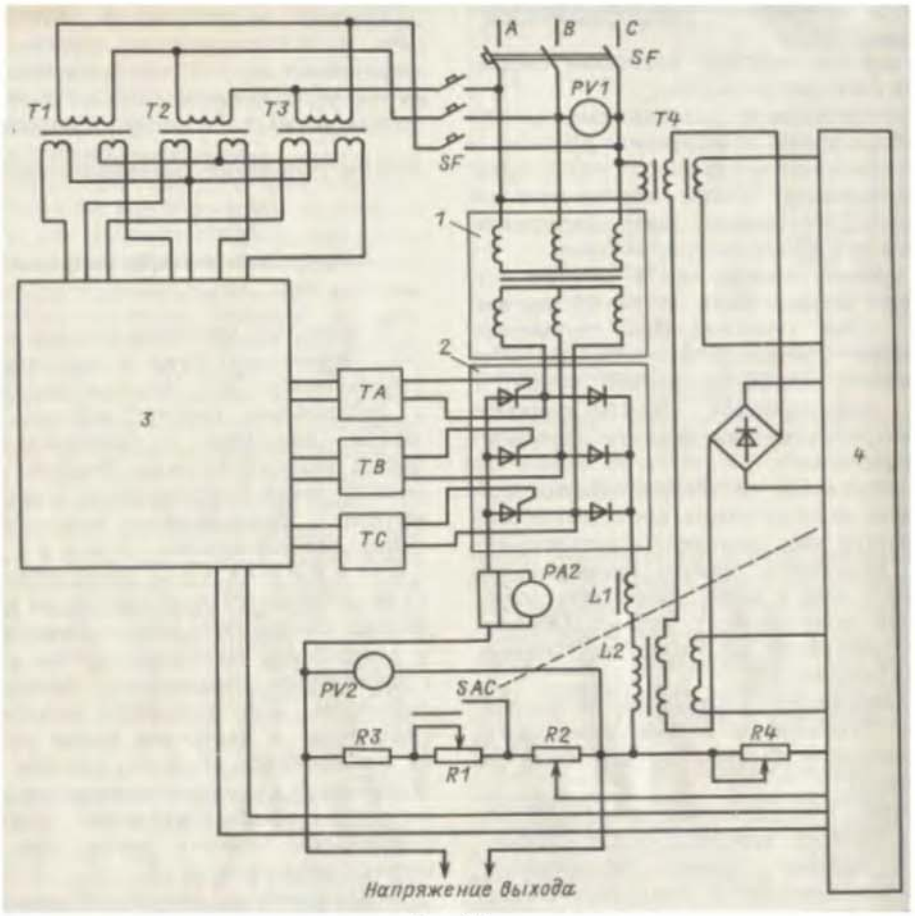


Рис. 6.7.

Упрощенная структурная схема выпрямительного зарядно-подзарядного агрегата ВАЗП-380/220-40/80:

SF - автоматический выключатель; *L1, L2* - дроссели; *SAC* - переключатель режимов работы; *T1 - T4* - трансформаторы питания блоков управления и обратной связи; *TA, TB, TC* - трансформаторы каналов формирования импульсов управления соответственно фаз *A, B, C; R1-R4* - резисторы; *PV1* - вольтметр цепи питания; *PA2* и *PV2* - амперметр и вольтметр цепи напряжения выхода

Обслуживание двигателей-генераторов состоит в соблюдении правильных (номинальных) режимов их работы, наблюдении за состоянием и температурой щеток, коллектора, контактных колец двигателей, за отсутствием искрений щеток, за смазкой подшипников и содержанием агрегатов и регулирующих устройств в чистоте.

Выпрямители по сравнению с двигателями-генераторами обладают рядом достоинств: они просты в обслуживании, имеют более высокий КПД и больший срок службы. Широкое распространение в качестве зарядно-подзарядных агрегатов получили агрегаты типа ВАЗП-380/260-40/80. Они предназначены для зарядки аккумуляторных батарей (I режим), параллельной работы с аккумуляторными батареями (II режим), а также для формовки отдельных аккумуляторов (III режим). Агрегат питается от сети трехфазного переменного тока 380 или 220 В.

На рис. 6.7 представлена упрощеннная структурная схема агрегата. Он состоит из следующих основных узлов: силового трансформатора 1, выпрямительного моста 2 (три диода и три тиристора), блока управления тиристорами 3, состоящего из схемы питания и двух схем формирования импульсов управления; блока регулирования 4, включающего в себя обратные связи по току и напряжению.

Принцип работы агрегата основан на способности тиристоров изменять в широких пределах среднее значение выходного напряжения путем изменения момента времени отпирания тиристоров, при этом выпрямленное напряжение поддерживается с точностью ± 2% при изменении нагрузки от 4 А до номинального значения в диапазоне напряжений 380-260 В (I режим) и 220-260 В (II режим). Датчиком обратной связи по напряжению служит делитель напряжения, состоящий из резисторов *R1, R2, R3*. Резистором *R1* устанавливается значение обратной связи в режиме I, а резистором *R2* - в режиме II. Напряжение на выходе регулируется резистором *R4*. Датчиком обратной связи по току служит дроссель *L2*. В агрегате предусмотрена защита от КЗ на стороне переменного и постоянного тока и защита от перегрузки. В эксплуатации применяются и другие зарядно-выпрямительные устройства, например ВАКЗ и др. При обслуживании полупроводниковых выпрямительных устройств следят за температурой нагрева полупроводниковых элементов, температурой окружающего воздуха, отсутствием кислотных паров и влаги в помещении, где они установлены.

6.4

Схемы аккумуляторных установок и распределения оперативного тока

На подстанциях эксплуатируются аккумуляторные батареи с элементным коммутатором или без него. Схема установки с элементным коммутатором представлена на рис. 6.8. В ней имеется зарядный двигатель-генератор 1 и подзарядное выпрямительное устройство 5. Элементный коммутатор 2 обеспечивает постоянство напряжения на шинах постоянного тока при заряде и разряде аккумуляторов. Он состоит из изолирующей плиты с расположенными на ней контактными пластинами, к которым подсоединены отводы от соединительных полос аккумуляторов. По пластинам и соответствующим шинам скользят щетки разрядная 3 и зарядная 4. Они приводятся в движение вручную или от небольшого электродвигателя, управляемого дистанционно или с помощью устройства регулирования напряжения (АРН). Изменение числа подключенных к шинам постоянного тока аккумуляторов (регулирование напряжения) происходит без разрыва цепи тока и закорачивания аккумуляторов благодаря особой конструкции коммутаторов. В нормальном режиме работы при наличии подзарядного устройства разрядная щетка коммутатора (через нее теперь проходит небольшой подзарядный ток $I_{пз}$) устанавливается на 107-м элементе, чем обеспечивается на шинах напряжение 230 В. Концевые аккумуляторы с порядковыми номерами 108-125 не подзаряжаются. Они используются только в случае исчезновения напряжения на шинах с. н. подстанции и отключения подзарядного устройства.

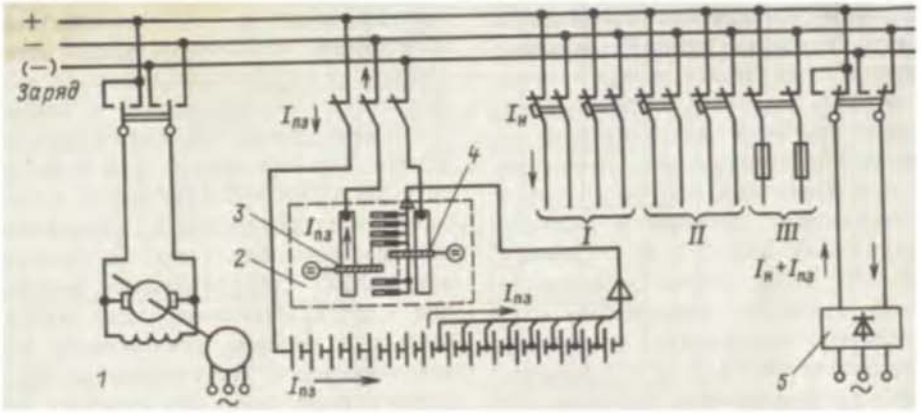


Рис. 6.8.

Схема аккумуляторной установки с элементным коммутатором:

I - цепи управления; *II* - аварийное освещение; *III* - силовые цепи (электромагниты включения) ; *I*н - ток нагрузки; Iпз - ток подзаряда

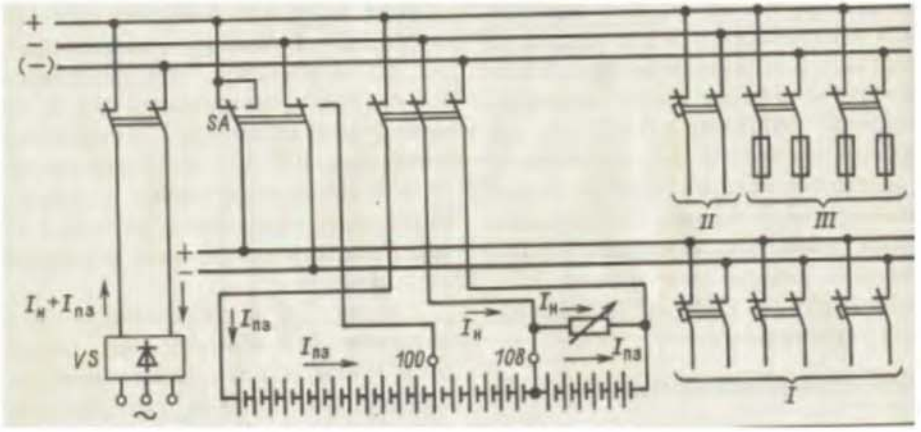


Рис. 6.9.

Схема аккумуляторной установки без элементного коммутатора, работающей в режиме постоянного подзаряда:

*I, II, III, I*пз - то же, что на рис. 6.8

На рис. 6.9 представлена схема аккумуляторной батареи без элементного коммутатора с ответвлениями от батареи для питания потребителей с различными требованиями к значению напряжения на шинах. При нормальной работе установки выпрямитель *VS* питает всех потребителей и подзаряжает всю батарею током *I*пз. Ответвление от аккумулятора с порядковым номером 108 дает возможность поддерживать на шинах напряжение около 230 В. В тех режимах работы (например, дозарядке), когда напряжение на элементах возрастает, а требования к значению напряжения остаются прежними (на шинах управления 230 В), предусмотрено ответвление от 100 элемента батареи. Переключателем *SA* к шинам управления подключают 100 элементов, и на шинах будет равно 2,3х100=230 В

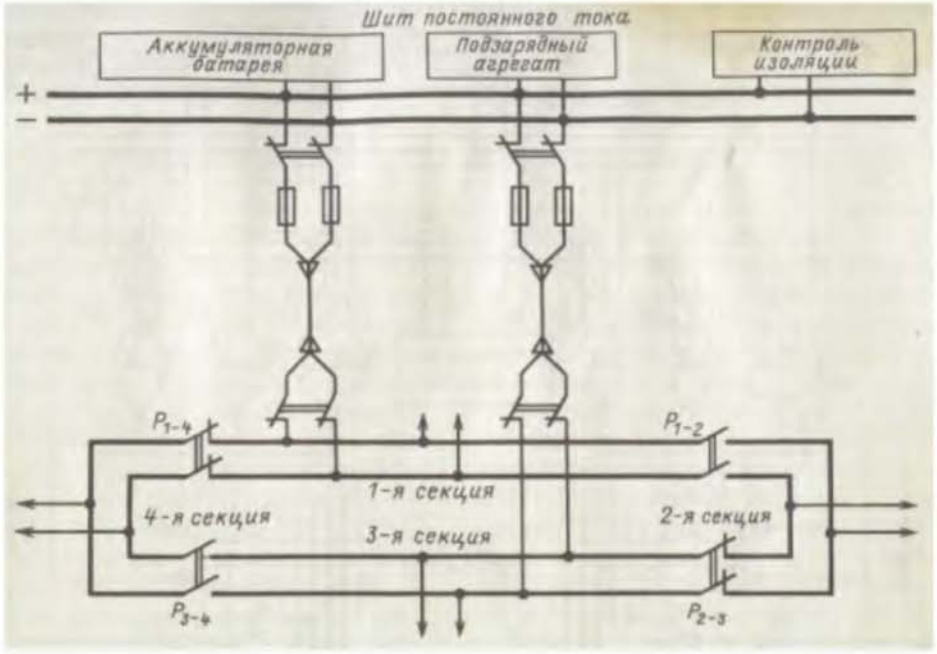


Рис. 6.10.

Схема питания электромагнитов включения приводов выключателей на открытом РУ 110 кВ

Некоторое повышение напряжения по сравнению с номинальным на шинах питания силовой нагрузки не представляет опасности для мощных приводов выключателей, так как при их срабатывании напряжение на шинах мгновенно понижается.

Для формирования пластин и глубоких перезарядов предусматривают передвижной двигатель-генератор, который при необходимости доставляют на подстанцию.

Схема распределения оперативного тока. От шин постоянного тока отходят цепи, питающие группы электроприемников различного назначения. Цепи управления, сигнализации и аварийного освещения обычно защищаются автоматическими выключателями, цепи питания электромагнитов включения – предохранителями.

При централизованном распределении оперативного тока для питания силовых цепей выключателей вблизи их приводов имеются шинки постоянного тока, соединенные между собой кабелями по кольцевой схеме. (Рис. 6.10). Для надежности питания кольцо секционируется при помощи установленных в шкафах секционных рубильников P_{1-2}, P_{3-4}. Секции кольца питания от шин постоянного тока отдельными линиями. Аналогичные схемы выполняются для каждого РУ. Питание цепей управления и сигнализации обычно осуществляется по схеме, показанной на рис. 6.11. Над панелями щита управления прокладываются шинки управления *+EC*1, *–EC*1, *+EC*2, *–EC*2,

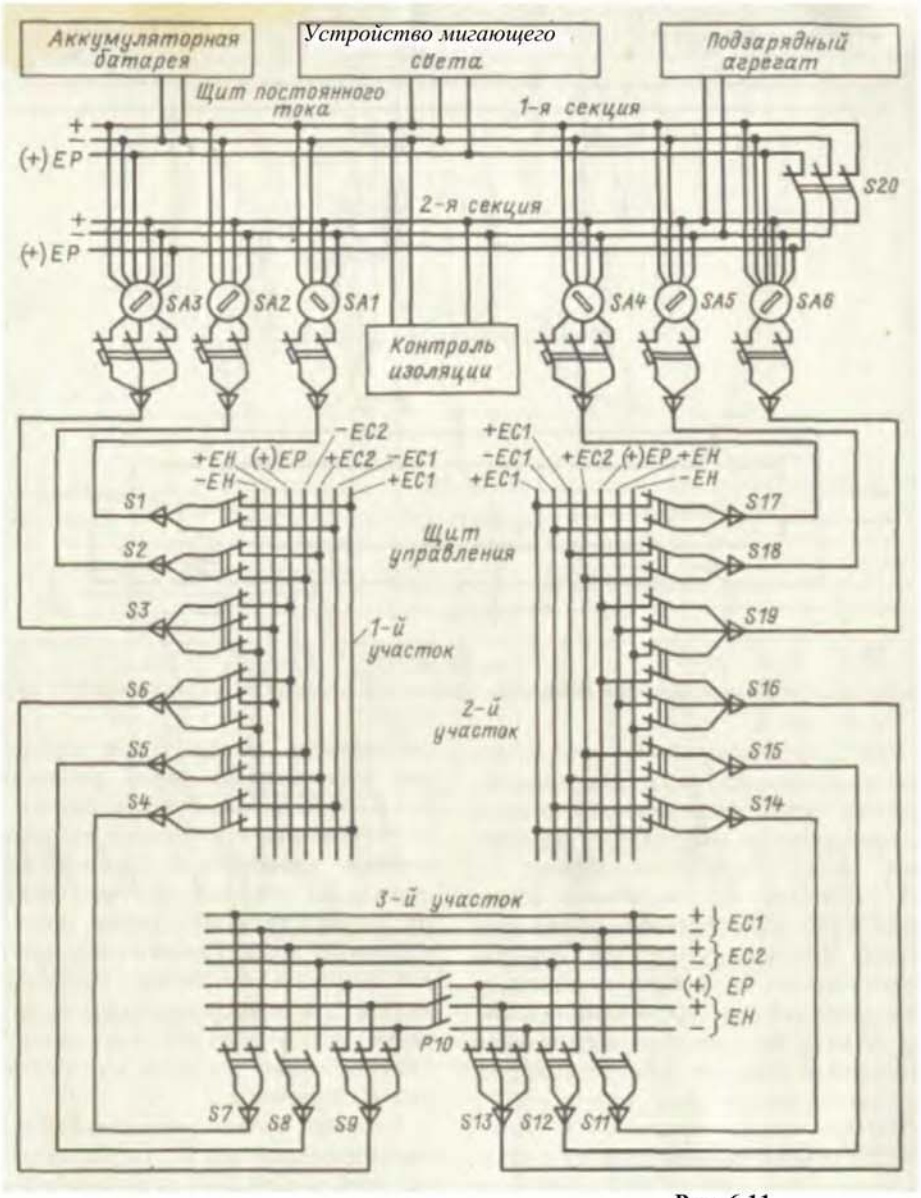


Рис. 6.11.
Схема питания цепей управления и сигнализации подстанции:
SA1-SA6 - переключатели; *S1 -S19* - рубильники; *S20* - секционный рубильник

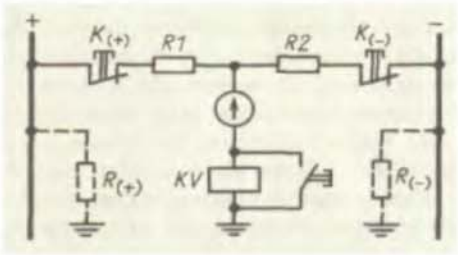


Рис. 6.12.
Схема устройства непрерывного автоматического контроля состояния изоляции цепей постоянного оперативного тока

шинки сигнализации *+EH, -EH* и шинка мигающего света *+(EP)*. Если на щите управления несколько рядов (секций) панелей с мнемосхемами РУ разных напряжений, то шинки разделяются на участки и располагаются над каждым рядом. Участки соединяются между собой кабельными перемычками через рубильники *S4-S7* и *S11-S14*. Участки шинок могут соединяться в кольцо, но обычно делятся примерно на равные части, каждая из которых получает питание от соответствующей секции щита постоянного тока. Секционирование шинок на щитах постоянного тока выполняется для повышения надежности питания нагрузки и резервирования питающих линий в случае их повреждения и отключения.

Питание цепей управления отдельных присоеденений осуществляется через предохранители или автоматические выключатели и переключатели, с помощью которых питание каждой цепи может отключаться или переводиться на питание от шинок *EC1* или *EC2*. Цепи сигнализации получают питание через переключатели, имеющие два положения “Включено” “Отключено”

Контроль изоляции цепей постоянного тока. В процессе обслуживания установок постоянного тока необходимо следить за состоянием изоляции токоведущих частей относительно земли. Понижение сопротивления изоляции на одном полюсе может привести к образованию обходных цепей через землю и самопроизвольному включению или отключению коммутационных аппаратов и просто ложным сигналам, дезориентирующим персонал. Для непрерывного контроля за состоянием изоляции применяются специальные устройства (рис.6.12), позволяющие в любой момент измерить сопротивление изоляции, а при значительном понижении его на одном полюсе (до 20 кОм в установках напряжением 220В и 10 кОм при напряжении 110В) привлечь внимание персонала звуковым и световым сигналами. Следует заметить, что при симметричном понижении сопротивления изоляции на обоих полюсах устройство не работает. Устройство контроля изоляции подключается к шинам постоянного тока. Оно выполнено по принципу моста с гальванометром в одной диагонали. При равенстве сопротивлений изоляции полюсов ($R_{(+)} = R_{(-)}$) мост уравновешен и напряжение на диагонали моста равно нулю. При понижении изоляции одного полюса равновесие моста нарушается и в диагонали появляется ток, вызывающий срабатывание сигнального реле *KV*. По гальванометру, шкала которого градуируется в омах, оценивается сопротивление изоляции полюсов.

Понижение изоляции каждого полюса определяется поочередным нажатием кнопок $K_{(+)}$ и $K_{(-)}$ Сопротивление изоляции полюсов относительно земли для всех электрически связанных цепей постоянного тока должно поддерживаться на уровне не ниже 1 МОм.

Изоляция цепей переменного оперативного тока также контролируется с помощью специальных устройств, выполненных по схемам измерительных мостов.

Определение места повреждения изоляции цепей постоянного тока.. Не существует специальных приборов и устройств, с помощью которых можно было бы определить место нарушения изоляции или замыкание цепи на землю. Методика отыскания места повреждения изоляции носит визуальный характер.

Поиск производится путем разделения сети постоянного тока секционирующими аппаратами на независимые участки, каждый из которых питается от отдельного источника (один - от аккумуляторной батареи, другой - от двигатель-генератора или

выпрямительной установки). При этом проверяется сопротивление изоляции цепей каждого участка, и таким образом сразу же выявляется участок, от шинок которого питается цепь с поврежденной изоляцией. Далее, поочередным переключением цепей с одного участка на другой, либо кратковременным снятием напряжения с отдельных цепей, устанавливается цепь, имеющая повреждение изоляции. Цепь определяется наблюдением показаний устройства контроля изоляции после выполнения каждой операции переключения или отключения той или иной цепи. Очевидно, что в поиске желательно участие двух лиц: одно - проводит операции с рубильниками, переключателями, автоматическими выключателями цепей, второе - наблюдает за показателями прибора контроля изоляции.

Выявленная цепь с пониженным сопротивлением изоляции или с замыканием на землю переводится на автономное питание от резервного источника, если имеется такая возможность.

Само место повреждения изоляции цепи далее обнаруживается визуально, а также путем отключения цепи, деления ее на части и измерения мегаомметром сопротивления изоляции каждого ее участка. Визуальному осмотру подлежат открытые для наблюдения участки цепей, например цепи в приводах выключателей, сборки постоянного тока и т.д.

К поиску повреждений изоляции в цепях управления и зашит привлекаются работники служб релейной защиты, автоматики и измерений (РЗАИ). Последовательность операций устанавливается местной инструкций. Целесообразно начинать операции с менее ответственных цепей (сигнализации, телемеханики, связи) и заканчивать более ответственными (управления, релейной защиты и автоматики).

Если в процессе поиска ни на одной из цепей не будет обнаружено повреждение изоляции, следует предположить, что повреждение может быть на источнике питания или на шинках постоянного тока. В этом случае необходим их тщательный осмотр

Глава 7

Обслуживание устройств релейной защиты и автоматики.

7.1 Повреждения и утяжеленные режимы работы электрических сетей

В трехфазных электрических сетях возможны повреждения электрооборудования и утяжеленные режимы работы. Повреждения, связанные с нарушением изоляции, разрывом проводов линий электропередачи, ошибками персонала при переключениях, приводят к КЗ фаз между собой или на землю (рис. 7.1). Возможны и более сложные повреждения. Кроме того, в случае развития повреждения не исключены переходы одного вида повреждения в другой с охватом большего числа фаз.

При КЗ в замкнутом контуре появляется большой ток, увеличивается падение напряжения на элементах оборудования, что ведет к общему понижению напряжения во всех точках сети и нарушению работы потребителей; возникает также опасность нарушения параллельной работы электростанций.

Утяжеленные режимы работы электрических сетей возникают, как правило, в результате аварий или после аварийных отключений оборудования, при последующих перегрузках и отклонениях напряжения от номинальных значений. И хотя эти режимы в течение некоторого времени считаются допустимыми, все же они создают предпосылки для различного рода повреждений и расстройств в работе электрических сетей. Например, в сетях 6-35 кВ, работающих с изолированной нейтралью или заземлением через дугогасящий реактор, замыкание одной фазы на землю сразу не приводит к КЗ (в месте замыкания фазы на землю проходит лишь относительно небольшой емкостный ток) и не отражается на работе потребителей электроэнергии, поскольку при этом искажаются лишь фазные напряжения и не изменяются значения междуфазных напряжений. Однако для такого утяжеленного режима характерно повышение напряжения неповрежденных фаз относительно земли до линейного (рис. 7.2, б) во всей электрически связанной сети, что создает угрозу повреждения изоляции и междуфазного КЗ через землю (рис. 7.3). Поэтому время работы сетей с заземленной фазой ограничивается (в ряде случаев до 2ч). За это время участок сети с заземленной фазой должен быть обнаружен и выведен в ремонт.

Для обеспечения нормальных условий работы электрических сетей и предупреждения развития повреждения необходимы быстрая реакция на изменения режима работы, незамедлительное отделение повредившегося оборудования от неповрежденного и при необходимости включение резервного источника питания потребителей.

Выполнение этих задач возложено на устройства релейной защиты и автоматики. Релейная защита в случае возникновения аварийного режима воздействует на отключение выключателей поврежденных участков сети или оборудования.

К релейной защите предъявляются следующие требования.

1. Автоматическое отключение оборудования электрических сетей в аварийных режимах должно быть избирательным (селективным). Это означает, что релейная защита должна отключать только поврежденное оборудование или участок сети. На рис. 7.4 пунктирной линией выделены участки, подлежащие автоматическому отключению в случае их повреждения. Неселективное действие релейной защиты приводит к развитию аварийной ситуации.

2. Автоматическое отключение обо рудования при КЗ должно быть по возможности быстрым, чтобы уменьшить размеры повреждения и не нарушить режим работы электростанций и приемников электрической энергии. В современных электрических системах, оснащенных быстродействующими выключателями и совершенными устройствами релейной защиты, практически достигнуто наименьшее полное время отключения наиболее ответственных участков сетей 0,05-0,06с. В распределительных сетях применяются менее быстродействующие выключатели и более простые защиты, поэтому полное время отключения поврежденного оборудования может достичь нескольких секунд.

3. Для того чтобы релейная защита реагировала в аварийных режимах, она должна обладать определенной чувствительностью, т. е. должна приходить в действие при КЗ в любом месте защищаемой зоны и при минимально возможном токе КЗ Чувствительность характеризуется коэффициентом чувствительности Кч

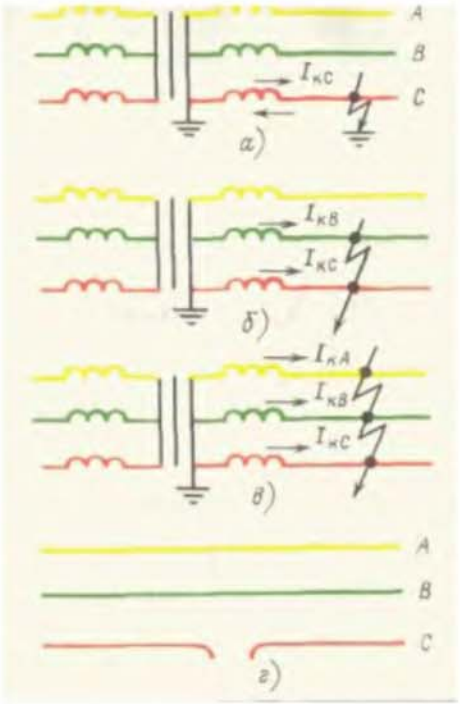


Рис. 7.1.
Повреждения в электрической сети с заземленной нейтралью:
а, б, в - одно-, двух- и трехфазное КЗ соответственно; *г* - разрыв фазы

Для защит, реагирующих на ток КЗ:

$$K_{ч} = \frac{I_{К}\ \min}{Iс,з},$$

где $Iк\ min$ – минимальный ток КЗ; $Iс,з$ – ток срабатывания защиты.

Значение коэффициента чувствительности в ряде случаев считается удовлетворительным, если он равен или более 1,5.

4. Релейная защита должна быть надежной, безотказно работать при КЗ в защищаемой зоне и только при тех режимах, при которых предусмотрена ее работа.

Устройства релейной защиты отличаются друг от друга по принципу действия, схеме включения и другим признакам. Применение тех или иных защит определяется особенностями

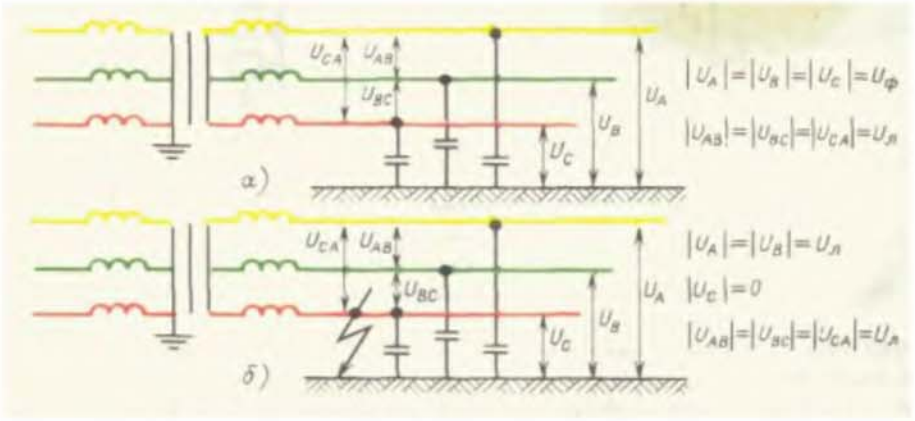


Рис. 7.2.
Нормальный (а) и утяжеленный (б) режимы работы электрической сети с изолированной нейтралью

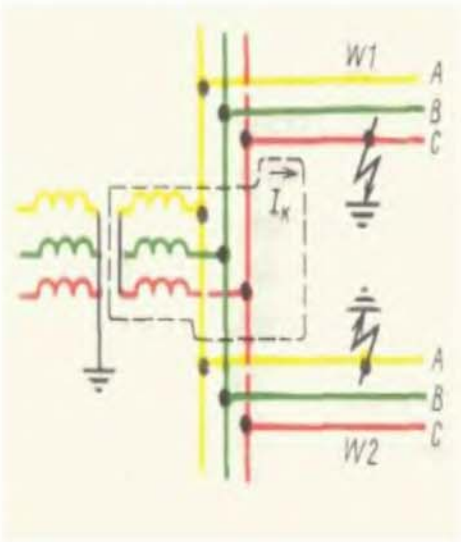


Рис 7.3
Замыкание двух фаз на землю в сети с изолированной нейтралью приводи к КЗ. Штриховой линией показан путь тока КЗ

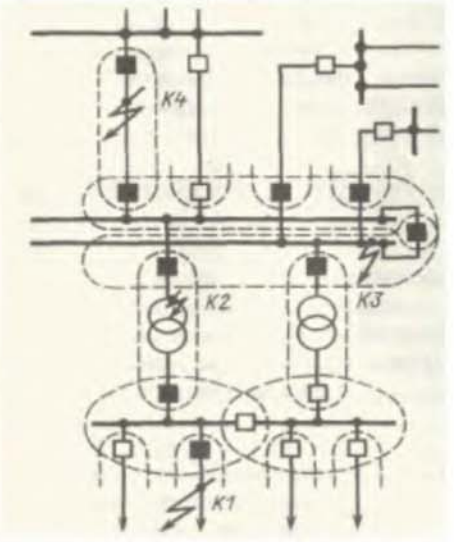


Рис. 7.4
Участки схемы, отключаемые при КЗ: *K1-K4* - точки КЗ. Выключатели, отключившиеся при КЗ, зачернены

электрического оборудования схемами его включения, рабочим напряжением и ответственностью потребителей.

Устройства релейной защиты в электрических сетях дополняются устройствами противоаварийной автоматики, позволяющими быстро устранять опасные послеаварийные режимы и восстанавливать электроснабжение потребителей, исключая вмешательство персонала.

Ниже рассматриваются принципы действия, особенности схем и обслуживание оперативным персоналом некоторых наиболее распространенных устройств релейной защиты и автоматики на подстанциях энергосистем.

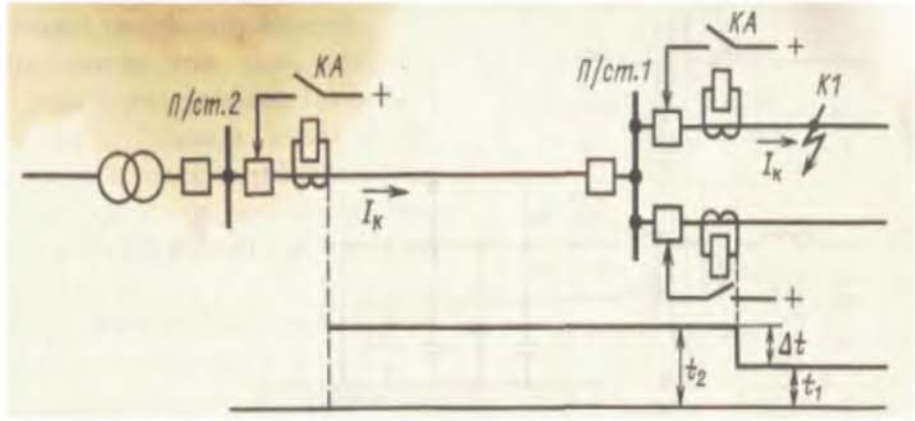


Рис. 7.5.
Применение максимальных токовых защит защит в сети с односторонним питанием

7.2

Максимальная токовая и токовая направленная защиты. Максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения

Максимальная токовая защита реагирует на увеличение тока в защищаемом элементе сети. Она применяется для защиты линий, имеющих одностороннее питание, на линиях устанавливается со стороны источника питания и воздействует на отключение выключателя в случае повреждения на защищаемой линии или на шинах подстанций, питающихся от этой линии. Селективность защит обеспечивается подбором выдержек времени, нарастающих ступенями в сторону источника питания (рис. 7.5). Ступень времени $\Delta t = t2 - t1 \approx 0{,}4 \div 0{,}8$ с. Так, при повреждении в точке *K1* по реле защит на подстанциях 1 и 2 будет проходить один и тот же ток $I_к$. Однако защита на подстанции 7 сработает быстрее и отключит поврежденную линию. Защита на подстанции 2 в этом случае не успеет сработать на отключение и вернется в исходное положение.

Токовая отсечка - это максимальная токовая защита, селективность действия которой обеспечивается не ступенчатым подбором выдержек времени - в подавляющем большинстве случаев отсечка действует мгновенно, а выбором тока срабатывания. Известно, что ток КЗ уменьшается по мере удаления места КЗ от источника питания. Ток срабатывания отсечки $Iс,_3$ по значению выбирается таким. чтобы отсечка надежно срабатывала при КЗ на заранее определенном участке линии (например, на участке *AB,* рис. 7.6) и не приходила в действие при КЗ за пределами этого участка, где $I_к < Iс,_3$ например в точке *C*. Таким образом, токовая отсечка защищает часть линии, а не всю линию.

Токовая отсечка применяется для защиты линий с односторонним и двухсторонним питанием и, кроме того, для защиты трансформаторов. В последнем случае отсечка устанавливается с питающей стороны трансформатора и действует при повреждениях на вводах ВН и в некоторой части первичной обмотки.

При повреждениях вторичной обмотки отсечка не срабатывает

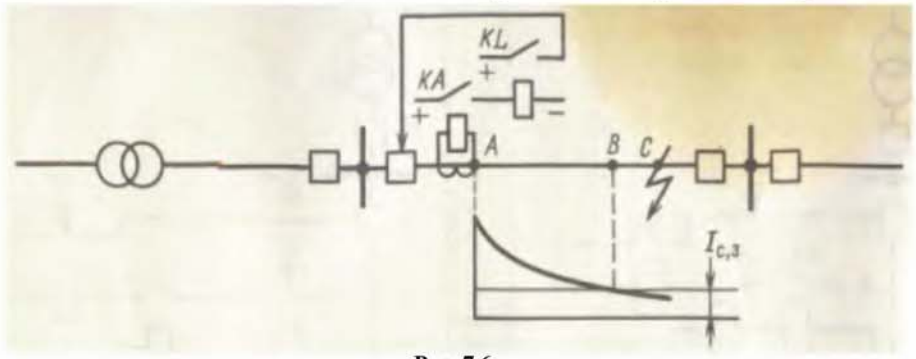
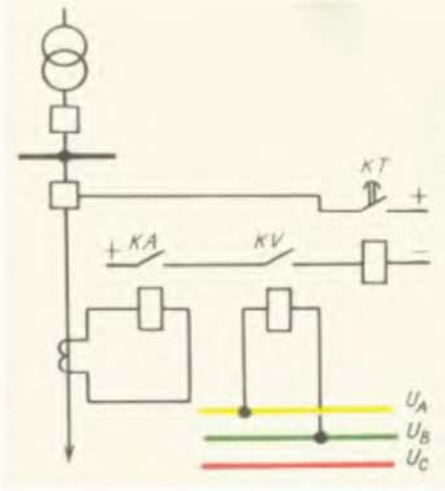


Рис. 7.6.
Зона действия отсечки на линии с односторонним питанием

Максимальная направленная защита (рис. 7.7) применяется для защиты сетей с двухсторонним питанием. Она реагирует на определенные значения тока КЗ и его направление. Орган направления в схеме защиты разрешает ей срабатывать на отключение выключателя, если ток КЗ направлен от шин в сторону защищаемой линии. Селективность действия пускового органа защиты достигается выбором выдержек времени по указанному выше ступенчатому принципу.

Максимальные направленные защиты устанавливаются с обеих сторон защищаемых линий. В качестве основных защит их применяют в сетях напряжением до 35 кВ.

Максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения. Одним из недостатков максимальных токовых защит является недостаточная чувствительность при КЗ в разветвленных (с большим числом параллельных линий) сильно загруженных сетях. Повышение чувствительности и улучшение отстройки от токов нагрузки достигаются применением пуска защит от реле минимального напряжения (рис. 7.8). Из схемы видно, что защита может действовать только при срабатывании реле *KV,* уставка которого выбирается ниже минимально возможного уровня рабочего напряжения. При КЗ напряжение в сети существенно понижается, реле



напряжения срабатывает, предоставляя возможность токовому органу защиты действовать на отключение.

Ток срабатывания токовых реле *KA* выбирается по значению длительного тока нагрузки нормального режима, в результате чего чувствительность защиты при КЗ резко повышается. При кратковременных перегрузках линий токовые реле могут замыкать свои контакты, что, однако, не приводит к срабатыванию защиты на отключение: этому препятствуют реле минимального напряжения, контакты которых в нормальном рабочем режиме разомкнуты.

Наличие напряжения на зажимах реле минимального напряжения постоянно контролируется специальным устройством (на рис. 7.8 не показано), подающим сигнал и выводящим защиту из действия при обрывах и повреждениях вторичных цепей трансформаторов напряжения

7.3

Токовая направленная защита нулевой последовательности

Нулевая последовательность фаз. Согласно теории симметричных составляющих любую несимметричную систему трех токов или напряжений обоз-

начим их *A, B, C* - можно представить в виде трех систем прямой, обратной

Рис. 7.7.
Принципиальная схема максимальной направленной защиты линии:

KA - токовое реле (пусковой орган); *KW*- реле мощности (орган направления мощности КЗ); *KT* - реле времени (орган выдержки времени)

и нулевой последовательностей фаз (рис. 7.9, а-в). Первые две системы симметричны и уравновешены, последняя симметрична, но не уравновешена.

Система прямой последовательности (рис. 7.9, а) состоит из трех вращающихся векторов $\underline{A}_1$, $\underline{B}_1$, $\underline{C}_1$, равных по значению и повернутых на 120° относительно друг друга, причем вектор $\underline{B}_1$ следует за вектором $\underline{A}_1$.

Система обратной последовательности (рис. 7.9,б) состоит также из трех векторов $\underline{A}_2$, $\underline{B}_2$, $\underline{C}_2$, равных по значению и повернутых на 120° относительно друг друга, но при вращении в ту же сторону, что и векторы прямой последовательности, вектор $\underline{B}_2$ опережает вектор $\underline{A}_2$ на 120°.

Система нулевой последовательности (рис. 7.9, в) состоит из трех векторов $\underline{A}_0 = \underline{B}_0 = \underline{C}_0$, совпадающих по фазе.

Очевидно, что сложение одноименных векторов этих трех систем дает ту несимметричную систему, которая была разложена на ее составляющие:

Рис. 7.8.
Принципиальная схема максимальной токовой защиты с пуском от реле минимального напряжения:

KA - реле тока (токовый пусковой орган) ; *KV* - реле минимального напряжения (пусковой орган по напряжению); *KT* - реле времени

$\underline{A}_1 + \underline{A}_2 + \underline{A}_0 = A$

$\underline{B}_1 + \underline{B}_2 + \underline{B}_0 = B$

$\underline{C}_1 + \underline{C}_2 + \underline{C}_0 = C$

В качестве примера сложение векторов фазы С выполнено на рис. 7.9,*г*

Существует и метод расчета симметричных составляющих, согласно которому составляющая нулевой последовательности

$$\underline{A}_0 = \frac{1}{3}(\underline{A} + \underline{B} + \underline{C})$$

Таким образом, для нахождения A_0 надо геометрически сложить три составляющие вектора и взять одну треть от суммы.

Целесообразность представления несимметричных систем тремя симметричными составляющими состоит в том, что анализ и расчеты напряжений и токов для системы нулевой последовательности могут выполняться независимо от систем прямой и обратной последовательности, что во многих случаях упрощает расчеты.

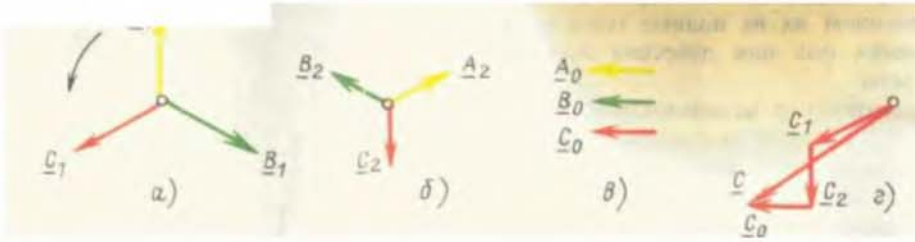


Рис. 7.9.
Симметричные составляющие:
а, б, а прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно;
г - сложение векторов трех последовательностей фазы С

I_B и I_C отсутствуют. С учетом ска-

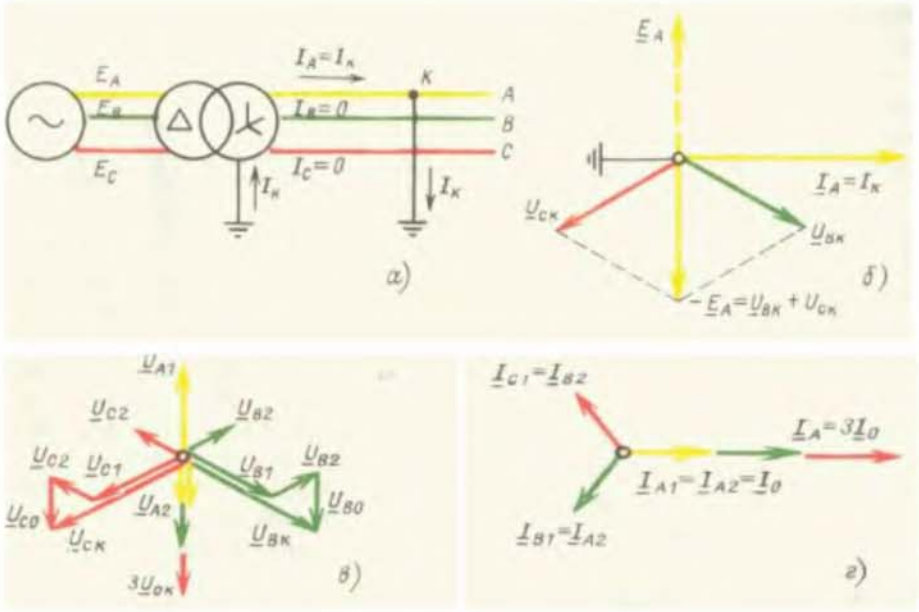


Рис. 7.10.
Однофазное КЗ на землю на ненагруженной линии с односторонним питанием: *а* - схема линии; б - векторная диаграмма напряжения и тока для точки К; *в, г* - векторные диаграммы напряжения и токов, построенные с помощью симметричных составляющих

Включение же защит на составляющие нулевой последовательности дает ряд преимуществ по сравнению с включением их на полные токи и напряжения фаз для действия при КЗ на землю.

Практическое использование составляющих нулевой последовательности. Рассмотрим металлическое замыкание фазы *А* на землю в сети с эффективно заземленной нейтралью (рис.7.10,а). Этот вид повреждения относится к несимметричным КЗ и характеризуется тем, что в замкнутом контуре действует ЭДС E_A, под действием которой в поврежденной фазе *А* проходит ток $I_A = I_K$, отстающий от E_A на 90°; напряжение фазы *А* относительно земли в месте повреждения (точка *К*) U_{AK}=0 точка непосредственно соединена с землей; токи в неповрежденных фазах

занного на рис. 7.10,б построена векторная диаграмма для точки К.

На рис. 7.10, *в* и *г* приведены векторные диаграммы напряжений и токов, построенные с помощью симметричных составляющих для того же случая однофазного КЗ.

Сравнение диаграммы, представленной на рис. 7.10, *б*, с диаграммами рис. 7.10, *в* и *г* показывает, что вектор $\underline{I}_K$ равен вектору $3I_0$, а - $\underline{E}_0 - \underline{U}_{БК} + \underline{U}_{СК} = 3\underline{U}_{0K}$. Значит, полный ток фазы в месте повреждения может быть представлен утроенным значением тока нулевой последовательности, а ЭДС - E_A -утроенным значением напряжения нулевой последовательности.

Практически ток нулевой последовательности получают соединением вторичных обмоток трансформаторов тока в фильтр токов нулевой последовательности (рис. 7.11). Из схемы видно, что ток в реле *КА* равен геометрической сумме токов трех фаз: $Ip = Ia + Ib + Ic$

Ток в реле появляется только при однофазном или двухфазном КЗ на землю. Короткие замыкания между фазами являются симметричными системами, и соответственно ток в реле Ip=0

Для получения напряжения нулевой последовательности вторичные обмотки трансформатора напряжения соеденяют в разомкнутый треугольник. (Рис. 7.12) и заземляют нейтраль и его первичной обмотки. В этом случае

$\underline{U}_P = \underline{U}_{A\,Д} + \underline{U}_{B\,Д} + U_{C\,Д}$

В нормальном режиме работы и КЗ между фазами (без земли) геометрическая сумма напряжений вторичных обмоток, соединенных в разомкнутый треугольник, равна нулю, и поэтому Up также равно нулю (рис. 7.12, *б}*. И только при однофазных (или двухфазных) КЗ на землю на

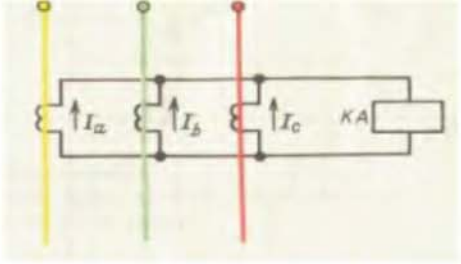


Рис. 7.11.
Соединение трансформаторов тока в фильтр токов нулевой последовательности

зажимах разомкнутого треугольника появляется напряжение $\underline{U}_P = 3\underline{U}_0$ (Рис.7.12, в).

Фазные напряжения систем прямой и обратной последовательностей образуют симметричные звезды, и поэтому суммы их векторов в схеме разомкнутого треугольника всегда равны нулю

В сетях с эффективным заземлением нейтрали около 80% повреждений связано с замыканиями на землю. Для защиты оборудования применяют устройства, реагирующие на составляющие нулевой последовательности.

Схема и некоторые вопросы эксплуатации токовой направленной защиты нулевой последовательности. Принципиальная схема защиты показана на рис.7.13. Пусковое токовое реле *КА,* включенное на фильтр токов нулевой последовательности, реагирует на появление КЗ на землю, когда в нулевом проводе проходит ток $3I_0$.

Реле мощности *KW* фиксирует направление мощности КЗ, обеспечивая селективность действия: защита работает при направлении мощности КЗ от шин подстанции в защищаемую линию. Напряжение $3U_0$ подводится к релё мощности от обмотки разомкнутого треугольника трансформатора напряжения (шинки *EV.H, EV.K*).

Реле времени *KT* создает выдержку времени, необходимую по условию селективности.

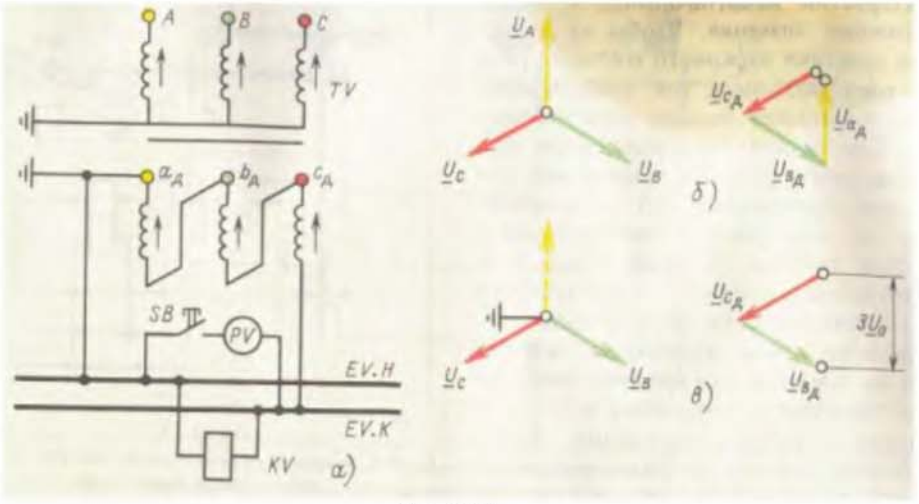


Рис. 7.12.

Соединение однофазных трансформаторов напряжения в фильтр напряжения нулевой последовательности :

а - общая схема трансформатора напряжения; б - векторные диаграммы в нормальном режиме работы; в - то же при замыкании фазы *A* на землю в сети с заземленной нейтралью; *PV* - вольтметр контроля исправности цепей вторичной обмотки

На Рис.7.14 показано размещение токовых направленных защит нулевой последовательности в сети, работающей с заземленными нейтралями с обеих сторон рассматриваемого участка. График характеристик выдержек времени построен по встречно-ступенчатому принципу. Из графика видно, что каждая защита отстраивается от защиты смежного участка ступенью времени $\Delta t = t1\text{-}t3$

Ззначение тока срабатывания пускового токового реле выбирается по условию надежного действия реле при КЗ в конце следующего (второго) участка сети, а также по условию отстройки от тока небаланса.

Появление тока небаланса в реле связано с погрешностью трансформаторов тока, неидентичностью их характеристик намагничивания и имеет решающее значение. Чтобы не допустить действия пускового токового реле от тока небаланса, ток срабатывания реле принимают больше тока небаланса. Ток небаланса определяется для нормального рабочего режима или для режима трехфазного КЗ в зависимости от выдержки времени и защиты.

При наличии в защищаемой сети автотрансформаторов, электрически связывающих сети двух напряжений, однофазное или двухфазное замыкание на землю в сети среднего напряжения приводит к появлению тока I_0 в линиях высшего напряжения. Чтобы избежать ложных срабатываний защит линий высшего напряжения, уставки их защит по току срабатывания и выдержкам времени согласуют с уставками защит в сети среднего напряжения. По указанной причине избегают, как правило, заземления нейтралей обмоток звезд высшего и среднего напряжений у одного трансформатора. Заметим также, что у трансфоматора со схемой соединения звезда – треугольник замыкание на землю на стороне треугольника не

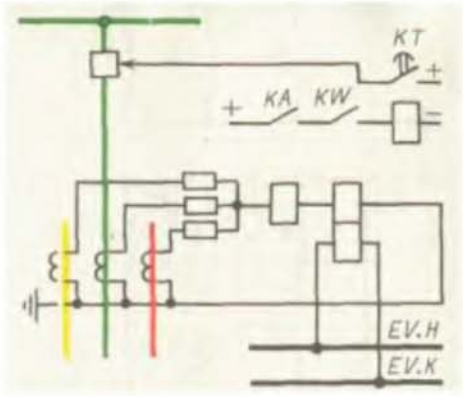


Рис. 7.13.

Схема токовой направленной защиты нулевой последовательности

вызывает появления тока I_0 на стороне звезды.

Ток I_0 появляется в линиях при неполнофазных режимах работы участков сетей. Такие режимы могут быть кратковременными и длительными. От кратковременных неполнофазных режимов, возникающих, например, в цикле ОАПВ линии, а также АПВ при неодновременном включении трех фаз выключателя защиты отстраиваются по току срабатывания или выдержки времени защит принимаются больше, чем время $t_{ОАПВ}$. При возможных неполнофазных режимах работы линий (например, при пофазном ремонте под напряжением) токовые направленные защиты нулевой последовательности ремонтируемой линии и смежных участков должны проверяться и отстраиваться от несимметрии или выводиться из работы, так как они мало приспособлены для работы в таких условиях.

В процессе эксплуатации токовых защит нулевой последовательности должны строго учитываться все заземленные нейтрали автотрансформаторов и трансформаторов, являющиеся как бы источниками токов нулевой последовательности. Распределение тока I_0 в сети определяется исключительно расположением заземленных нейтралей, а не генераторов электростанций.

Контроль исправности цепей напряжения разомкнутого треугольника осуществляется с помощью вольтметра, периодически подключаемого с помощью кнопки *SB* (см. рис. 7.12). Вольтметр измеряет напряжение небаланса, имеющего значение 1-3 В. При нарушении цепей показание вольтметра пропадает.

Наряду с рассмотренной токовой направленной защитой нулевой последовательности широкое распространение в сетях 110 кВ и выше получили направленные отсечки и ступенчатые защиты нулевой последовательности. Наиболее совершенными являются четырехступенчатые защиты, первая ступень которых обычно выполняется без выдержки времени. Первая и вторая ступени защиты предназначены для действий при замыканиях на землю в пределах защищаемой линии и на шинах противоположной подстанции. Последние ступени выполняют в основном роль резервирования.

7.4

Дистационная защита линий

Дистанционные защиты применяются в сетях сложной конфигурации, где но соображениям быстродействия и чувствительности не могут использоваться более простые максимальные токовые и токовые направленные защиты.

Дистанционной защитой определяется сопротивление (или расстояние – дистанция) до места КЗ, и в зависимости от этого защита срабатывает с меньшей или большей выдержкой времени. Следует уточнить, что современные дистанционные защиты, обладающие ступенчатыми характеристиками времени, не измеряют каждый раз при КЗ значение указанного выше сопротивления на зажимах измерительного органа и не устанав-

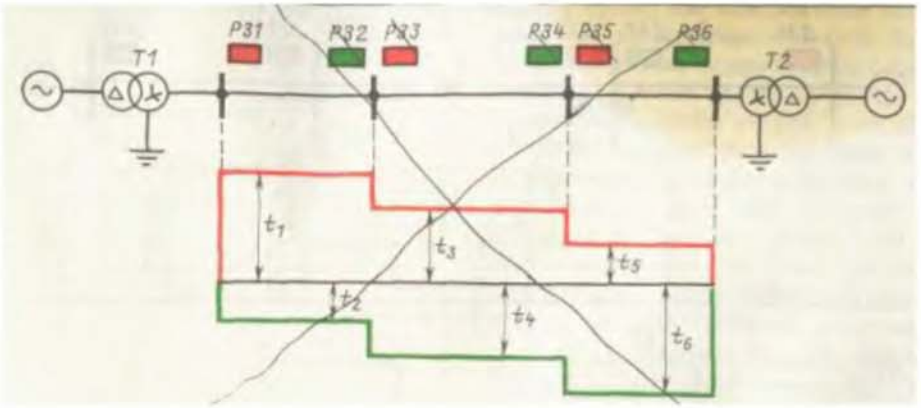


Рис. 7.14.
Размещение токовых направленных защит нулевой последовательности на участке сетей и характеристики выдержек времени защит:
Р31-Р36 - комплекты токовых направленных защит нулевой последовательности

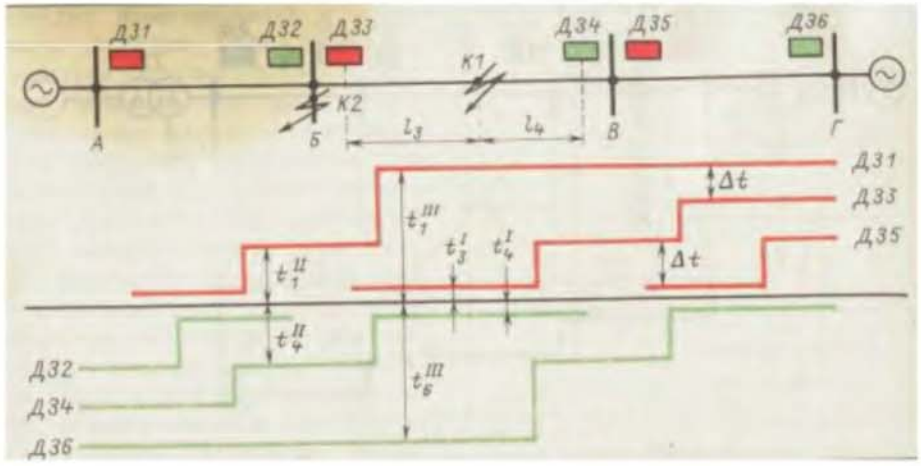


Рис. 7.15.
Защита участка сети дистанционными защитами и характеристики выдержек времени этих защит:
Д31-Д36 - комплекты дистанционных защит; l_3 и l_4 - расстояния от мест установки защит до места повреждения

ливают в зависимости от этого большую или меньшую выдержку времени, а всего лишь контролируют зону, в которой произошло повреждение. Время срабатывания защиты при КЗ в любой точке рассматриваемой зоны остается неизменным. Каждая защита выполняется многоступенчатой, причем при КЗ в первой зоне, охватывающей 80-85% длины защищаемой линии, время срабатывания защиты не более 0,15с. Для второй зоны, выходящей за пределы защищаемой линии, выдержка времени на ступень выше и колеблется в пределах 0,4-0,6с. При КЗ в третьей зоне выдержка времени еще более увеличивается и выбирается так же, как и для направленных токовых защит.

На рис. 7.15 показан участок сети с двухсторонним питанием и приведены согласованные характеристики выдержек времени дистанционных защит (ДЗ). При КЗ, например, в точке К1 первой зоне действия защит *Д33* и *Д34* - они сработают с минимальным временем соответственно R^1_3 и R^1_4. Защиты *Д31* и *Д36* также придут в действие, но для них повреждение будет находиться в *III* зоне, и они могут сработать как резервные с временем t^{III}_1 и t^{III}_6 только в случае отказа в отключении линии *БВ* собственными защитами.

При КЗ в точке *К2* (шины *Б)* оно устраняется действием защит *Д31* и *Д34* с временем и t^{II}_1 и t^{II}_4.

Дистанционная защита - сложная защита, состоящая из ряда элементов (органов), каждый из которых выполняет определенную функцию. На рис. 7.16 представлена упрощенная схема дистанционной защиты со ступенчатой характеристикой выдержки времени. Схема имеет пусковой и дистанционный органы, а также органы направления и выдержки времени.

Пусковой орган *ПО* выполняет функцию отстройки защиты от нормального режима работы и пускает ее в момент возникновения КЗ. В качестве такого органа в рассматриваемой схеме применено реле сопротивления, реагирующее на ток $I_р$ и напряжение *U*р на зажимах реле.

Дистанционные (или измерительные) органы *ДО1* и *ДО2* устанавливают меру удаленности места КЗ

Каждый из них выполнен при помощи реле сопротивления, которое срабатывает при КЗ, если:

$$Z_р = \frac{U_р}{I_р} = Z1 = Zl < Z_{СР} \quad ,$$

где $Z_р$ - соеденение на зажимах реле; Z – сопротивление защищаемой линии длиной 1 км; *l* – длина участка линии до мета КЗ, км; $Z_{СР}$ – сопротивление срабатывания реле.

Из приведенного соотношения видно, что сопротивление на зажимах реле $Z_р$ пропорционально расстоянию *L* до места КЗ.

Органы выдержки времени *ОВ2* и *ОВ3* создают выдержку времени, с которой защита действует на отключение линии при КЗ во второй и третьей зонах. Орган направления *ОНМ* разрешает работу защиты при направлении мощности КЗ от шин в линию.

В схеме предусмотрена блокировка *БН,* выводящая защиту из действия при повреждениях цепей напряжения, питающих защиту. Дело в том, что если при повреждении цепей напряжение на зажимах защиты $U_р = 0$, то $Zp = 0$. Это означает, что и пусковой, и дистанционный органы могут сработать неправильно. Для предотвращения отключения линии при появлении неисправности в цепях напряжения блокировка снимает с защиты постоянный ток и подает сигнал о неисправности цепей напряжения. Оперативный персонал в этом случае обязан быстро восстановить нормальное напряжение на защите. Если по какой-либо причине это не удается выполнить, защиту следует вывести из действия переводом накладки в положение "Отключено".

Работа защиты При КЗ на линии срабатывают реле пускового органа *ПО* и реле органа направления *ОНМ.* Через контакты этих реле плюс постоянного тока поступит на контакты дистанционных органов и на обмотку реле времени третьей зоны *ОВ3* и приведет его в действие. Если КЗ находится в первой зоне, дистанционный орган *ДО1* замкнет свои контакты и пошлет импульс на отключение выключателя без выдержки времени. При КЗ во второй зоне *ДО1* работать не будет, так как значение сопротивления на зажимах его реле будет больше значения сопротивления сраба

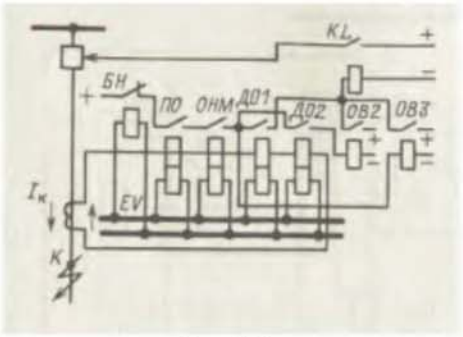


Рис. 7.16.
Принципиальная схема дистанционной защиты со ступенчатой характеристикой выдержки времени

тывания. В этом случае сработает дистанционный орган второй зоны *ДО2,* который запустит реле времени *ОВ2.* По истечении выдержки времени второй зоны от реле *ОВ2* поступит импульс на отключение линии. Если КЗ произойдет в третьей зоне, дистанционные органы *ДО1* и *ДО2* работать не будут, так как значения сопротивления на их зажимах больше значений сопротивлений срабатывания. Реле времени *ОВ3,*. запущенное в момент возникновения КЗ контактами реле *ОНМ,* доработает и по истечении выдержки времени третьей зоны пошлет импульс на отключение выключателя линии. Дистанционный орган для третьей зоны защиты, как правило, не устанавливается. В комплекты дистанционных защит входят также устройства, предотвращающие срабатывание защит при качаниях[1] в системе

[1] Качания - явления, возникающие в электрических системах при нарушениях синхронной работы генераторов электростанций. Качания сопровождаются периодическими понижениями напряжения и возрастаниями тока в сети, что можно наблюдать по колебанию стрелок измерительных приборов. При отсутствии специальных блокирующих устройств защиты, реагирующие на изменения напряжения, тока и сопротивления, во время качаний могут сработать неправильно или отказать в действии при КЗ. Некоторые виды защит, например дифференциальные, по своему принципу действия не реагируют на качания.

7.5

Продольная дифференциальная защита линий

Защита основана на принципе сравнения значений и фаз токов в начале и конце линии. Для сравнения вторичные обмотки трансформаторов тока с обеих сторон линии соединяются между собой проводами, как показано на рис. 7.17. По этим проводам постоянно циркулируют вторичные токи I_1 и I_2. Для выполнения дифференциальной защиты параллельно трансформаторам тока (дифференциально) включают измерительный орган тока *ОТ.*

Ток в обмотке этого органа всегда будет равен геометрической сумме токов, приходящих от обоих трансформаторов тока: $\underline{I}р = \underline{I}_1 + \underline{I}_2$ Если коэффициенты трансформации трансформаторов тока *ТА1* и *ТА2* одинаковы, то при нормальной работе, а также внешнем КЗ (точка *К1* на рис. 7.17,а) вторичные токи равны по значению $I_1 = I_2$ и направлены в *ОТ* встречно. Ток в обмотке *ОТ* $\underline{I}р = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 = 0$, и *ОТ* не приходит в действие.

При КЗ в защищаемой зоне (точка *К2* на рис. 7.17,*б)* вторичные токи в обмотке *ОТ* совпадут по фазе и, следовательно, будут суммироваться: $\underline{I}р = \underline{I}_1 + \underline{I}_2$ Если $Iр > I_{С.З}$, орган токасработает и через выходной орган *ВО* подействует на отключение выключателей линии.

Таким образом, дифференциальная продольная защита с постоянно циркулирующими токами в обмотке органа тока реагирует на полный ток КЗ в защищаемой зоне (участок линии, заключенный между трансформаторами тока *ТА1* и *ТА2),* обеспечивая при этом мгновенное отключение поврежденной линии.

Практическое использование схем дифференциальных защит потребовало

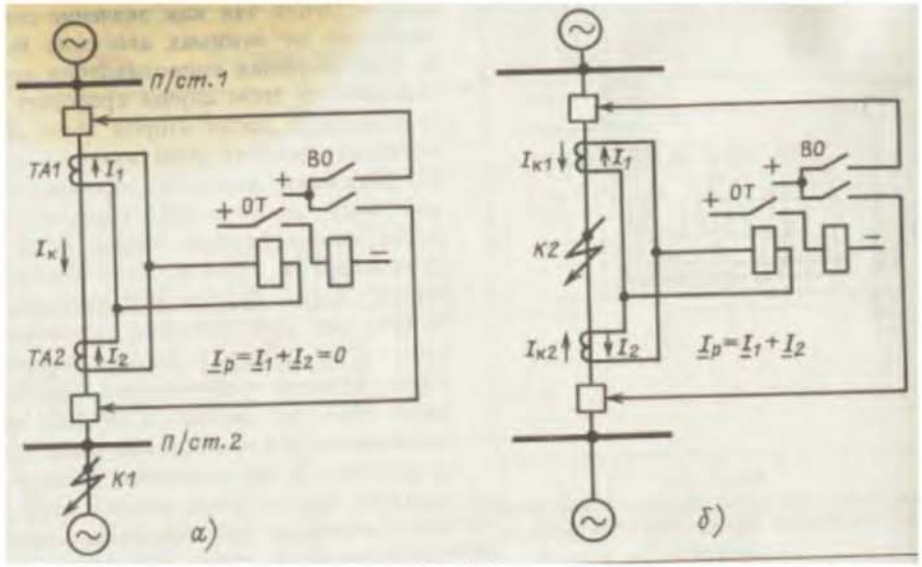


Рис. 7.17.
Принцип выполнения продольной дифференциальной защиты линии и прохождение тока в органе тока при внешнем КЗ *(а)* и при КЗ в защищаемой зоне (б)

внесения ряда конструктивных элементов, обусловленных особенностями работы этих защит на линиях энергосистем.

Во-первых, для отключения протяженных линий с двух сторон оказалось необходимым подключение по дифференциальной схеме двух органов тока: одного на подстанции 1, другого на подстанции 2 (рис. 7.18). Подключение двух органов тока привело к неравномерному распределению вторичных токов между ними (токи распределялись обратно пропорционально сопротивлениям цепей), появлению тока небаланса и понижению чувствительности защиты. Заметим также, что этот ток небаланса суммируется в *ТО* с током небаланса, вызванным несовпадением характеристик намагничивания и некоторой разницей в коэффициентах трансформации трансформаторов тока. Для отстройки от токов небаланса в защите были применены не простые дифференциальные реле, а дифференциальные реле тока с торможением *КАW,* обладающие большей чувствительностью.

Во-вторых, соединительные провода при их значительной длине обладают сопротивлением, во много раз превышающим допустимое для трансформаторов тока сопротивление нагрузки. Для понижения нагрузки были применены специальные трансформаторы тока с коэффициентом транс формации n, *с* помощью которых был уменьшен в *n* раз ток, циркулирующий по проводам, и тем самым снижена в n^2 раз нагрузка от соединительных проводов (значение нагрузки пропорциональю квадрату тока). В защите эту функцию выполняют промежуточные трансформаторы тока *TALT* и изолирующие *TAL,*. В схеме защиты изолирующие трансформаторы *TAL* служат еще и для отделения соединительных проводов от цепей реле и защиты цепей реле от высокого напряжения, наводимого в соединительных проводах во время прохождения по линии тока КЗ.

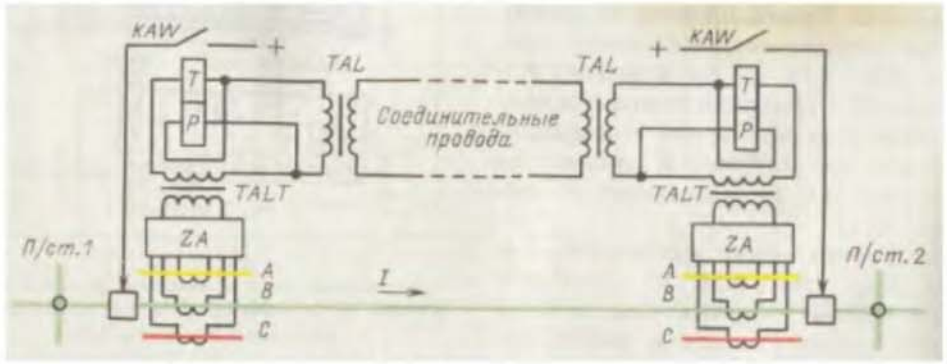


Рис. 7.18.

Принципиальная схема продольной дифференциальной защиты линии: *ZA* - фильтр токов прямой и обратной последовательностей; *TALT* - промежуточный трансформатор тока; *TAL* - изолирующий трансформатор; *KAW*- дифференциальное реле с торможением; *P* - рабочая и *T*- тормозная обмотки реле

Распространенные в электрических сетях продольные дифференциальные защиты типа ДЗЛ построены на изложенных выше принципах и содержат элементы, указанные на рис. 7.18. Высокая стоимость соединительных проводов во вторичных цепях ДЗЛ ограничивает область ее применения линиями малой протяженности (10-15 км).

Контроль исправности соеденительных проводов. В эксплуатации возможны повреждения соединительных проводов: обрывы, КЗ между ними, замыкания одного провода на землю. При обрыве соединительного провода (рис. 7.19,а) ток в рабочей *P* и тормозной *T* обмотках становится одинаковым и защита может неправильно сработать при сквозном КЗ и даже при токе нагрузки (в зависимости от значения $I_{C.З}$).

Замыкание между соединительными проводами (рис. 7.19,б) шунтирует собой рабочие обмотки реле, и тогда защита может отказать в работе при КЗ в защищаемой зоне.

Для своевременного выявления повреждений исправность соединительных проводов контролируется специальным устройством (рис. 7.20). Контроль основан на том, что на рабочий переменный ток, циркулирующий в соединительных проводах при их исправном состоянии, накладывается выпрямленный постоянный ток, не оказывающий влияния на работу защиты. Две секции вторичной обмотки *TAL* соединены разделительным конденсатором *C1*, представляющим собой большое сопротивление для постоянного тока и малое для переменного. Благодаря конденсаторам *C1* в обоих комплектах защит создается последовательная цепь циркуляции выпрямленного тока по соединительным проводам и обмоткам минимальных быстродействующих реле тока контроля *KA*.

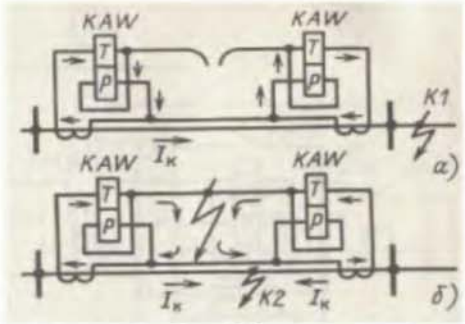


Рис. 7.19.

Прохождение тока в обмотках реле *KAW* при обрыве (а) и замыкании между собой соединительных проводов (б): *K1*- точка сквозного КЗ; *K2* - точка КЗ в защищаемой зоне

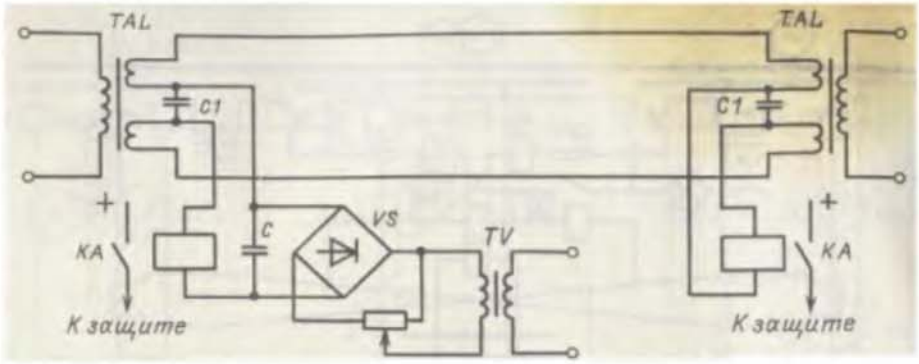


Рис. 7.20.

Упрощенная схема контроля исправности соединительных проводов дифференциальной токовой защиты линии

Выпрямленное напряжение подводится к соединительным проводам только на одной подстанции, где устройство контроля имеет выпрямитель *VS*, получающий в свою очередь питание от трансформатора напряжения *TV* рабочей системы шин. Подключение устройства контроля к той или другой системе шин осуществляется вспомогательными контактами шинных разъединителей или. реле-повторителями шинных разъединителей защищаемой линии.

Замыкающие контакты *KA* контролируют цепи выходных органов защиты.

При обрыве соединительных проводов постоянныи ток исчезает и реле контроля *KA* снимает оперативный ток с защит на обеих подстанциях, и подается сигнал о повреждении. При замыкании соединительных проводов между собой подается сигнал о выводе защиты из действия, но только с одной стороны - со стороны подстанции, где нет выпрямителя.

В устройстве контроля, имеется приспособление для периодических измерений сопротивления изоляции соединительных проводов относительно земли. Оно подает сигнал при снижении сопротивления изоляции любого из соединительных проводов ниже 15 -20 кОм.

Если соединительные провода исправны, ток контроля, проходящий по ним, не превышает 5-6 мА при напряжении 80 В. Эти значения должны периодически проверяться оперативным персоналом в соответствии с инструкцией по эксплуатации защиты. Оперативному персоналу следует помнить, что перед допуском к любого рода работам на соединительных проводах необходимо отключить с обеих сторон продольную дифференциальную защиту, устройство контроля соеденительных проводов и пуск от защиты устройства резервирования при отказе выключателей УРОВ.

После окончания работ на соединительных проводах следует проверить их исправность. Для этого включается устройство контроля на подстанции, где оно не имеет выпрямителя, при этом должен появиться сигнал неисправности. Затем устройство контроля включают на другой подстанции (на соединительные провода подают выпрямленное напряжение) и проверяют, нет ли сигнала о повреждении. Защиту и цепь пуска УРОВ от защиты, вводят в работу при исправных соеденительных проводах

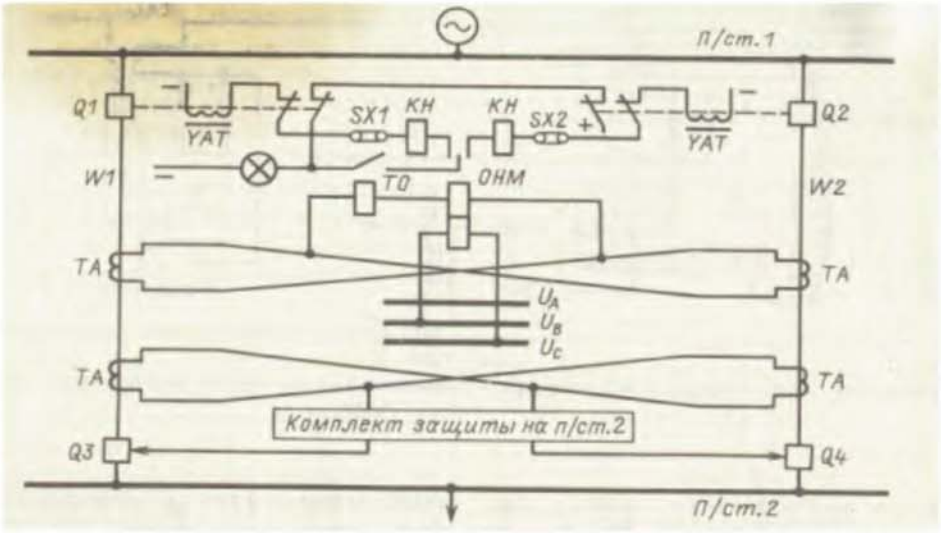


Рис. 7.21.
Принципиальная схема поперечной токовой направленной защиты двух параллельных линий

7.6

Поперечная дифференциальная токовая направленная защита линий

Защита применяется на параллельных линиях, имеющих одинаковое сопротивление и включенных на одну рабочую систему шин или на разные системы шин при включенном шиносоединительном выключателе. Для ее выполнения вторичные обмотки трансформаторов тока *ТА* защищаемых линий соединяются между собой разноименными зажимами (рис. 7.21). Параллельно вторичным обмоткам трансформаторов тока включаются токовый орган *ТО* и токовые обмотки органа направления мощности *ОНМ*.

Токовый орган в схеме выполняет функцию пускового органа *ПО*, а орган направления мощности *ОНМ* служит для определения поврежденной линии. В зависимости от того, какая линия повреждена, *ОНМ* замыкает левый или правый контакт и подает импульс на отключение выключателя *Q1* или *Q2* соответственно.

Напряжение к *ОНМ* подводится от трансформаторов напряжения той системы шин, на которую включены параллельные линии.

Для двухстороннего отключения поврежденной линии с обеих сторон защищаемых цепей устанавливаются одинаковые комплекты защит.

Рассмотрим работу защиты, предположив для простоты, что параллельные линии имеют одностороннее питание.

При нормальном режиме работы и внешнем КЗ (точка *К1* на рис. 7.22, а) вторичные токи I_1 и I_2 равны по значению и совпадают по фазе. Благодаря указанному выше соединению вторичных обмоток трансформатора тока токи в обмотке *ТО* I_P на подстанциях 1 и 2 близки к нулю и защиты не приходят в действие.

При КЗ на одной из защищаемых линий (например, на линии в точке К2 на рис. 7.22,б) токи I_1 и I_2 не равны ($I_1 > I_2$). На подстанции 1 ток в *ТО* $I_P = I_1 - I_2 > 0$, а на подстанции 2, где $I_P = 2I_2$. Если $I_р > I_{С.З}$, пусковые органы защит срабатывают и подведут оперативный ток к органам направления мощности, которые выявят поврежденную и замкнут контакты на ее отключение.

При повреждении на линии вблизи шин линий (например, в точке К3 на рис. 7.22,в) токи КЗ в параллельных линиях со стороны питания близки по значению и совпадают по фазе. В этом случае разница вторичных токов незначительна и может оказаться, что на подстанции 1 ток *ТО* $I_р < I_{С.З}$ и защита не придет в действие. Однако имеются все условия для срабатывания защиты на подстанции 2, где $I_P = 2I_1$. После отключения выключателя поврежденной цепи на подстанции 2 ток в защите на подстанции 1 резко возрастет и защита подействует на отключение выключателя линии *W2*. Такое поочередное действие защит называют каскадным, а зона, в которой $I_р < I_{С.З}$ – зоной каскадного действия.

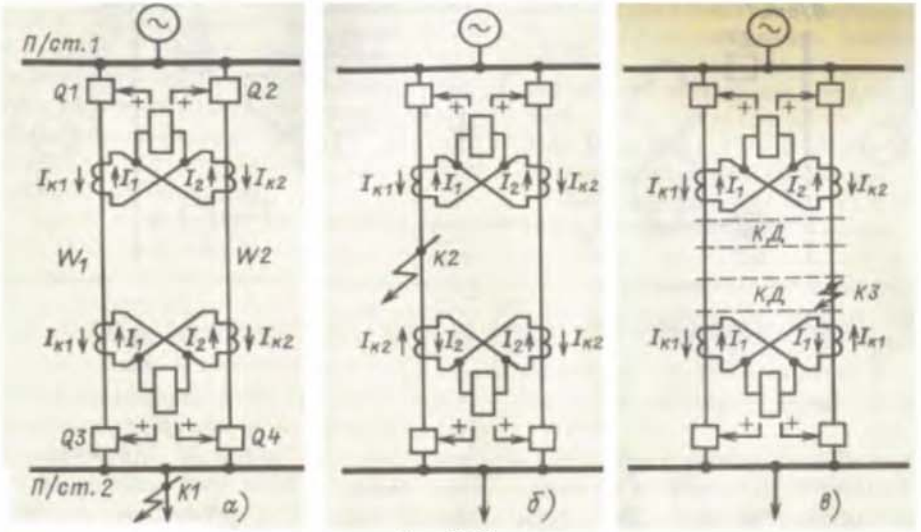


Рис. 7.22.
Распределение тока в схемах поперечных токовых направленных защит при КЗ: а - во внешней сети; б - в зоне действия защиты; в - в зоне каскадного действия; КД - зона каскадного действия

В случае двухстороннего питания параллельных линий защиты будут действовать аналогичным образом, отключая только поврежденную цепь.

К недостаткам следует отнести наличие у защиты так называемой "мертвой зоны" по напряжению, когда при КЗ на линии у шин подстанции напряжение, подводимое к органу направления мощности, близко к нулю и защита отказывает в действии. Протяженность мертвой зоны невелика, и отказы защит в действии по этой причине крайне редки.

В эксплуатации отмечены случаи излишнего срабатывания защиты. При обрыве провода с односторонним КЗ на землю (Рис. 7.23) защита излишне отключала выключатель Q2 исправной линии, поскольку мощность КЗ в ней была направлена от шин, а в поврежденной линии ток отсутствовал.

Отметим характерные особенности защиты. На рис.7.21 оперативный ток к защите подводится через два вспомогательных последовательно включенных контакта выключателей Q1 и Q2. Эти вспомогательные контакты при отключении любого выключателя (Q1 или Q2) автоматически разрывают цепь оперативного тока и выводят защиту

из работы для предотвращения неправильного ее действия в следующих случаях:

- при КЗ на линии, например W1, и отключении выключателя Q1 раньше Q3 (в промежуток времени между отключениями обоих выключателей линии W1 на подстанции 1 создадутся условия для отключения неповрежденной линии W2);
- в нормальном режиме работы при плановом отключении выключателей одной из линий защита превратится в максимальную токовую направленную защиту мгновенного действия и может неправильно отключить выключатель другой линии при внешнем КЗ

Подчеркнем в связи со сказанным, что перед плановым отключением одной из параллельных линий (например, со стороны подстанции 2) предварительно следует отключить защиту накладками *SX1* и *SX2* на подстанции 1, так как при включенном положении выключателей на подстанции 1 защита на этой подстанции автоматически из работы не выводится и при внешнем КЗ отключит выключатель линии, находящейся под нагрузкой.

Когда одна из параллельных линий находится под нагрузкой, а другая опробуется напряжением (или включена под напряжение), накладки на защите должны находиться в положении "Отключение" - на линии, опробуемой напряжением, "Сигнал" - на линии, находящейся под нагрузкой. При таком положении накладок защита подействует на отключение опробуемой напряжением линии, если в момент подачи напряжения на ней возникнет КЗ.

При обслуживании зашит необходимо проверять исправность цепей напряжения, подключенных к *ОНМ,* так как в случае их обрыва к зажимам *ОНМ* будет подведено искаженное по фазе и значению напряжение, вследствие чего он может неправильно сработать при КЗ. Если быстро восстановить нормальное питание *ОНМ* не удастся, защиту необходимо вывести из работы.

7.7

Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий

Защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты линий 110 кВ и выше. Она основана на принципе сравнения фаз токов, проходящих по концам защищаемой линии.

Принято считать положительными токи, направленные от шин в линию. При внешнем КЗ (рис. 7.24,а) токи по концам линии имеют разные фазы, они сдвинуты на угол, близкий 180°. Защита в этом случае блокируется и не действует на отключение. При повреждении в защищаемой зоне (рис. 7.24,б) токи, направленные от шин подстанции в линию, будут положительными. Защитой сравниваются эти токи, и, если они совпадают по фазе, подается импуьс на отключение выключателей. Таким образом, местоположение КЗ устанавливается сравнением фаз токов.

Фазы токов сравниваются косвенным путем при помощи высокочастотных (ВЧ) сигналов, передаваемых по каналу, в качестве которого используется защищаемая линия. На каждом конце линии защита имеет однотипные органы (полукомплекты), действующие на ее пуск и отключение выключателей.

На структурной схеме (рис. 7.25) показаны основные органы одного полукомплекта защиты:

- пусковой орган *ПО*, состоящий из группы быстродействующих реле, пускает высокочастотный передатчик – генератор высокой частоты *ГВЧ*, при всех видах повреждений в зоне чувствительности, производит переключение в схеме органа сравнения фаз *ОСВ* и подготавливает цепь отключения.

Отметим, что для надежного блокирования защиты при внешнем КЗ пере-

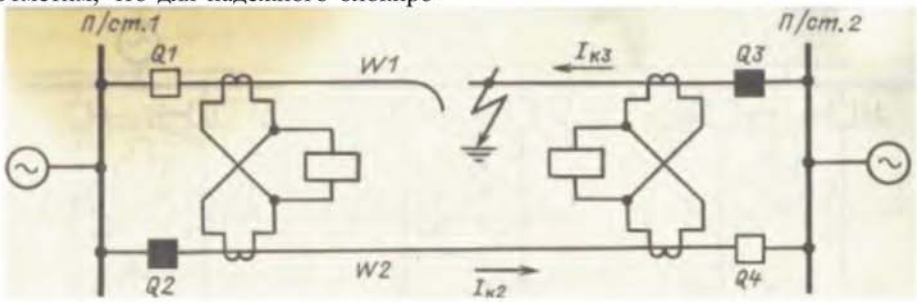


Рис. 7.23.

Срабатывание защиты при обрыве провода линии с односторонним КЗ на землю

датчики пускаются до начала сравнения фаз, а останавливаются после отключения повреждения;

- орган манипуляции *ОМ* управляет работой передатчика так, что он генерирует импульсы тока высокой частоты лишь при положительной полуволне проходящего по линии тока КЗ (рис. 7.24,в), при отрицательной полуволне передатчик не работает. Манипулирующие токи по концам линии сфазированы таким образом, что при внешнем КЗ передатчики работают в разные полупериоды;
- орган сравнения фаз *ОСФ* сравнивает ВЧ сигналы, получаемые приемником высокочастотных сигналов *ПВЧ* от передатчиков обоих полукомплектов. Если на вход приемника поступает сплошной ВЧ сигнал (рис.7.24,г), ток в выходной цепи приемника отсутствует и реле органа сравнения фаз не действует на отключение выключателя. Если ВЧ сигнал прерывистый (рис. 7.24, *д*), на выходе приемника появляется ток и реле органа сравнения фаз срабатывает на отключение выключателя линии.

При внешнем КЗ оба приемника принимают сплошной ВЧ сигнал, так как промежутки между сериями одного передатчика заполнены серией импульсов другого.

При КЗ на защищаемой линии оба передатчика работают одновременно.

Их ВЧ импульсы накладываются друг на друга, а промежутки между сериями импульсов остаются незаполненными. Перерывы ВЧ сигнала ведут к срабатыванию выходного реле защиты. Отметим некоторые особенности, имеющие значение при обслуживании дифференциально-фазных ВЧ защит. Токи нагрузки и качания в системе не приводят к срабатыванию защиты, так как в указанных режимах токи по концам линии имеют разные знаки и защита работать не будет.

Если на линии, включаемой (или включенной) с одной стороны под напряжение, произойдет КЗ, защита на этом конце линии подействует на отключение, так как от защиты другого конца линии не поступит блокирующего сигнала.

Нарушения" в цепях напряжения защит (ДФЗ-2, ДФЗ-201 и др.) не вызывают неправильного срабатывания. В этом случае отключать защиту не обязательно Однако при отсутствии на линии резервной защиты следует включить временную защиту от трехфазных КЗ и принять меры по восстановлению питания цепей напряжения.

Защиты типов ДФЗ-201 и ДФЗ-504 имеют блокировку, исключающую их неправильное действие при случайном перерыве питания постоянным током. Такой блокировки не имеют защиты типов ДФЗ-2 и ДФЗ-402. Поэтому при исчезновении на этих защитах постоянного тока их следует незамедлительно отключить.

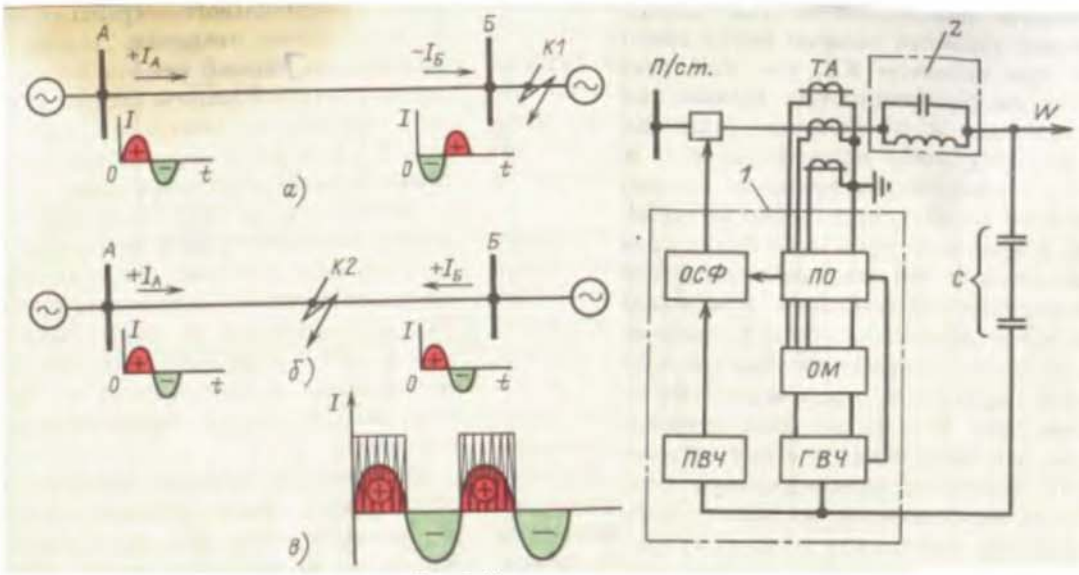


Рис.7.24

Сравнение защитных высокочастотных сигналов при КЗ:

а – внешние КЗ; *б* –КЗ в защищаемой зоне; *в* – генерация импульсов ВЧ сигналов при положительной полуволне тока; *г* – сигнал ВЧ на входе приемника сплошной – КЗ в незащищаемой зоне; *д* –то же прерывистый (сигналы имеют скважности) – КЗ в защищаемой зоне

Из принципа действия дифференциально-фазной защиты вытекает, что ее срабатывание возможно при внешнем КЗ, если нарушается по любой причине неисправность ВЧ сигнала на входе приемника. К нарушению ВЧ сигнала могут привести повреждения в релейной части защиты и повреждения ВЧ каналов, которыми связываются полукомплекты защиты. Во избежание неправильного действия защиты исправность ее ВЧ части проверяется оперативным персоналом или автоматически.

Для автоматического контроля исправности ВЧ каналов применяют устройства контроля серий КВЧ. Они измеряют соответствующие параметры с каждого конца линии, причем одна часть параметров контролируется постоянно, другая - периодически при пуске устройства контроля от контактных часов. Устройство контроля каждого полукомплекта защиты пускается 2 раза в сутки. Таким образом, канал ВЧ контролируется 4 раза в сутки со сдвигом по времени на 6ч (или на 4 ч на линиях с ответвлениями) .Постоянно контролируется ток покоя приемника при отсутствии ВЧ сигнала и исправность цепей накала ламп ВЧ поста.

При периодическом контроле устройством КВЧ измеряют параметры схемы защиты с одного конца линии и посылают сплошной (неманинулированный) ВЧ сигнал защите противоположного конца. Сигнал принимается дополнительным приемником устройства КВЧ, которое в свою очередь посылает в линию ответный неманинулированный сигнал. В случае исправности ВЧ канала через 0,2с схема устройства КВЧ обоих полукомплектов защиты возвращается в исходное положение. Длительность всего цикла проверки около 1с.

Рис. 7.25
Структура полукомплекта дифференциально-фазной защиты
Z – заградитель; *C* – конденсаторы связи;
I – полукомплект защиты

Если при контроле будет обнаружено отклонение от уставок реле, с помощью которых осуществлялась проверка, устройство КВЧ автоматически отключит свой полукомплект защиты и подаст сигнал о его неисправности. С другого конца линии защита должна отключаться в ручную, так как автоматическое отключение ее последует лишь при пуске собственного устройства контроля, когда наступит время контроля.. (Контрольное устройство КВ4 обладает способностью дополнительного пуска, если в заданный момент времени оно не получит вызывного сигнала от КВЧ другого конца линии. Эти устройства осуществляют также дополнительную двухстороннюю проверку ВЧ канала после КЗ на защищаемой линии, когда возрастает вероятность повреждения ВЧ канала). На подстанциях, обслуживаемых ОВБ, отключение неисправной защиты часто выполняется способом пуска устройства КВЧ по каналам телемеханики.

Перед включением в работу дифференциально-фазной защиты должен проверять-

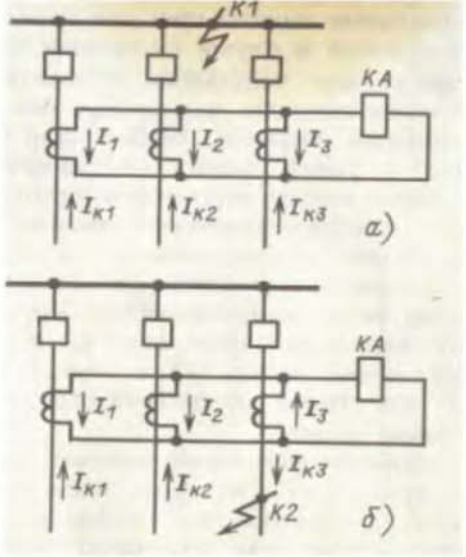


Рис. 7.26
Токи в реле дифференциальной токовой защиты шин при КЗ на шинах (а) и внешнем КЗ

ся ее ВЧ канал. Для этого кратковременно нажимают кнопки “Пуск” устройств КВЧ с обоих концов линии.

Если при этом не выпадают сигнальные блинкеры, канал считается исправным и защита вводится в работу. Ручной пуск устройств КВЧ возможен в любое время и даже при замкнутых контактах часов.

При КЗ в сети и срабатывании пусковых органов защиты начальный цикл контроля канала ВЧ мгновенно прерывается, устройство КВЧ блокируется и схема защиты восстанавливается для нормальной работы.

7.8

Дифференциальная токовая и другие виды защиты шин.

Защита предназначена для быстрого отключения электрических цепей, включенных на сборные шины, при КЗ на сборных шинах или на любом другом оборудовании, входящем в зону действия защиты. Зона ее действия ограничивается трансформаторами тока, к которым подключены реле защиты.

На КЗ за пределами зоны дифференциальная защита шин не реагирует

В основу выполнения защиты положен принцип сравнения токов электрических цепей при КЗ и других режимах работы.

Для выполнения защиты дифференциальное реле КА подключают к трансформаторам тока присоеденений, как показано на рис. 7.26. При таком включении ток в реле всегда будет равен геометрической сумме вторичных токов присоеденений.

При КЗ на шинах (рис. 7.26.а) вторичные токи присоеденений будут иметь одно направление и через реле и через реле будет проходить сумма этих токов $I_P = I_1 + I_2 + I_3$ Если $I_р > I_{С.З}$, реле сработает.

При внешнем КЗ (рис.7.26.б) ток в обмотке реле $I_P = I_1 + I_2 + (-I_3) = 0$, реле работать не будет, если оно отстроено от тока небаланса, появляющегося вследствие погрешности трансформаторов тока.

Основанные на общем принципе дифференциальные защиты шин могут отличаться друг от друга по схеме, что связано с присоблением к той или иной главной схеме подстанции. В эксплуатации находятся дифференциальные защиты шин для подстанций с одной и двумя системами шин, а также для подстанций с реактированными линиями и несколькими источниками питания. Наибольший интерес с точки зрения обслуживания их оперативным персоналом представляют дифференциальные токовые защиты шин для подстанций с двумя системами шин с фиксированным распределением присоединений, которое часто используется как одно из средств ограничения токов КЗ в сетях 110-220 кВ. Ниже рассматривается одна из таких защит.

Отличительной особенностью защиты (рис. 7.27) является избирательность в отключении поврежденной системы шин, если соблюдено установленное распределение присоединений по шинам. Селективность действия обеспечивается применением в схеме двух избирательных токовых органов (комплектов реле) *ИТО1, ИТО2* и общего пускового токового органа (комплекта реле) *ПО*. Реле каждого избирательного комплекта подключены к трансформаторам тока присоединений, зафиксированных за данной системой шин, и действуют на отключение выключателей только этих присоединений. Реле общего пускового комплекта подключены к трансформаторам тока присоединений обеих систем шин и поэтому срабатывают при КЗ на любой системе шин. На внешние КЗ они не реагируют, даже если нарушена фиксация присоединений.

Работа защиты. При КЗ на одной системе шин сработают токовые реле общего пускового комплекта *ПО* и подадут оперативный ток на отключение шиносоединительного выключателя (реле *KL3)* и одновременно на избирательные токовые органы *ИТО1* и *ИТО2*. Отключение выключателей присоединений поврежденной системы шин произойдет в результате срабатывания промежуточного реле соответствующего избирательного комплекта. В случае нарушения установленной фиксации присоединений оба избирательных элемента защиты могут сработать при внешнем КЗ, так как токи в них не балансируются. Однако это не приведет к отключению присоединений, поскольку постоянный ток на реле избирательных токовых органов подается общим пусковым комплектом, в реле которого токи будут уравновешены, и он не сработает. Если при нарушенной фиксации присоединений КЗ возникнет на одной из рабочих систем шин, то сработают все три комплекта защиты и отключатся обе системы шин. Дня сохранения селективности действия защиты в случае изменения фиксации

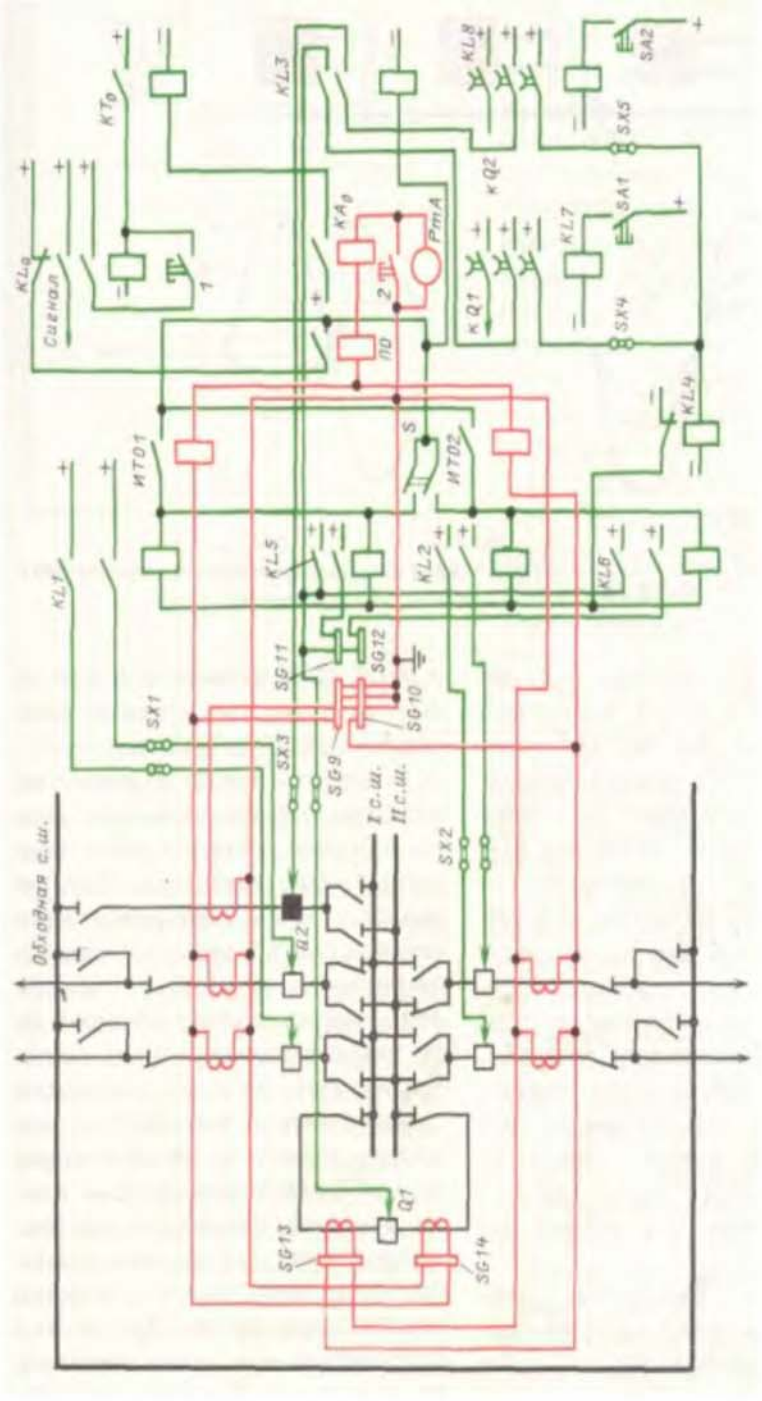


Рис. 7.27.
Принципиальная схема дифференциальной токовой защиты двойной системы шин:
SA1 - ключ управления шиносоединительного выключателя *Q1*:*SA2*-то же обходного выключателя *Q2*:*ИТО1*-реле избирательного токового органа 1 системы шин; *ИТО2*- тоже 2 системы шин; ПО-реле общего пускового органа; KA_0- реле токовое сигнального комплекта; *KL1-KL6* - реле промежуточные; *KL7, K18* - реле промежуточные с выдержкой времени; KL_0 - реле промежуточное сигнального комплекта; *SG9-SG14* - испытательные блоки; *S* - рубильник нарушения фиксации; *SX1-SX5* - накладки; 1 - кнопка деблокировки сигнального реле: 2 - кнопка, шунтирующая миллиамперметр

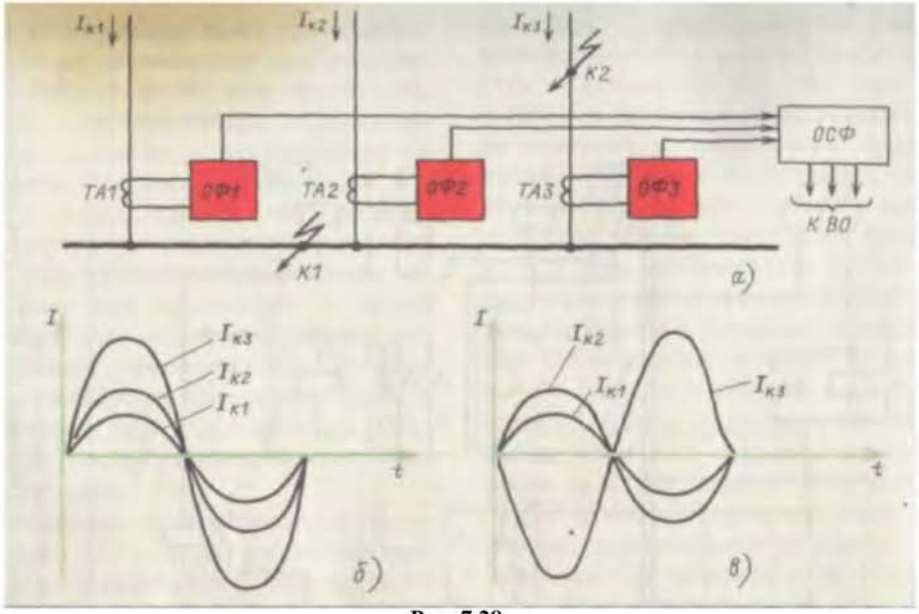


Рис. 7.28.
Принцип действия дифференциально-фазной защиты шин *(а)* и фазы токов в присоединениях при КЗ в зоне действия защиты *(б)* и вне зоны (в)

присоединений необходимо переключение из одного избирательного комплекта в другой токовых и оперативных цепей присоединений, переведенных на другую рабочую систему шин.

В схеме защиты (рис. 7.27) предусмотрен рубильник "Нарушение фиксации присоединений", шунтирующий цепи постоянного тока обоих избирательных токовых органов. Включением этого рубильника из схемы защиты исключаются контакты реле избирательных комплектов *ИТО1* и *ИТ02* Рубильник включают перед началом операций с коммутационными аппаратами, нарушающих установленную фиксацию присоединений. Он должен быть также включен, когда в работе находится одна система шин и на нее включены все присоединения. При включенном рубильнике защита действует на отключение сразу всех выключателей. Если рубильник будет включен при работе обеих систем шин и фиксированном распределении присоединений, то в случае КЗ на одной системе шин защита неселективно подействует на отключение выключателей обеих систем шин непосредственно общего комплекта.

Для опробования напряжением одной из системы шин с помощью ШС в схеме защиты предусмотрена автоматическая блокировка, замедляющая отключение выключателей присоединений рабочей системы шин в случае включения ШСВ на КЗ. Блокировка выполнена с помощью реле *KL7,* имеющего при возврате большую выдержку времени, чем время отключения ШСВ. Именно на это время реле *KL4* снимает минус оперативного тока с реле *KL* и *KL2* избирательных комплектов, благодаря чему они не смогут отключать выключатели присоединений. Команда на отключение ШСВ подается без замедления от реле *KL3,* как только подействует реле пускового комплекта. Если отключение ШСВ по какой-либо причине затянется, по истечении времени возврата реле *KL7* произойдет отключение рабочей системы шин.

Аналогичная блокировка (реле *KL8)* предусмотрена и на случай опробования напряжением обходной системы шин с помощью обходного выключателя. На момент опробования вторичные цепи трансформаторов тока обходного выключателя должны быт выведены из схемы защиты (вынуты крышки испытательных блоков *SG9* и *SG10).* Иначе возможное КЗ на обходной системе шин окажется внешним КЗ, и защита не сработает.

В процессе вывода в ремонт выключателя электрической цепи должны вноситься соответствующие изменения в схему защиты шин. Так, при выводе в ремонт выключателя электрической цепи и замене его шиносоединительным выключателем из схемы защиты шин исключаются вторичные цепи трансформаторов тока выводимого выключателя и одного комплекта трансформаторов тока ШСВ, а цепи другого комплекта трансформаторов тока ШСВ используются в схеме защиты как цепи трансформаторов тока присоединения. Все операции в токовых - цепях выполняются с помощью испытательных блоков. Производятся переключения и в цепях оперативного тока защиты. Выходные цепи избирательных комплектов, подающих команды на отключение "своих" выключателей, объединяются, а действие пускового комплекта на отключение ШСВ исключается.

При замене выключателя присоединения обходным выключателем трансформаторы тока обходного выключателя вводятся в схему защиты шин с помощью испытательных блоков *SG9* или *SG10, а* трансформаторы тока, выводимого из схемы подстанции выключателя, исключаются из схемы защиты шин. По цепям оперативного тока обходной выключатель подключается на отключение от защиты шин испытательными блоками *SG11* или

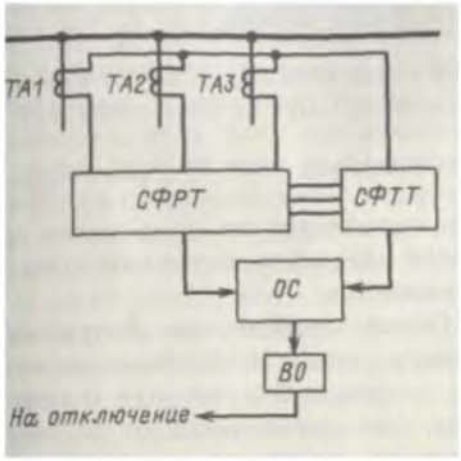


Рис. 7.29
Структурная схема дифференциальной защиты шин с торможением

SG12 в зависимости от того, на какую систему шин включается присоеденение, выключатель которого заменен обходным выключателем. Непосредственное действие пускового комплекта на отключение обходного выключателя исключается.

В эксплуатации возможны обрывы или шунтирование вторичных цепей трансформаторов тока, к которым подключены реле защиты. В результате баланс токов в реле нарушается и они могут сработать даже при нормальном режиме работы подстанции. Для предупреждения неправильной работы за щиты предусмотрено устройство контроля исправности токовых цепей, выполненное при помощи токовых реле KA_0 и миллиамперметра *mA,* включенных в нулевой провод трансформаторов тока. При некотором (опасном) значении тока небаланса устройство контроля срабатывает, выводит защиту из действия и оповещает персонал о неисправности. Постепенно развивающиеся повреждения в токовых цепях выявляются периодическими измерениями тока небаланса с помощью миллиамперметра при нажатии шунтирующей его кнопки *2.* При токе, превышающем

значение, указанное в инструкции, защита шин должна выводиться из работы во избежание ее неправильного действия.

На узловых подстанциях с воздушными выключателями, повреждение которых при выведенной из работы защите шин может привести к нарушению устойчивости параллельной работы станций и развитию аварии в системную, на время отключения защиты шин для проверок и других работ необходимо вводить ускорения на резервных защитах электрических цепей или включать временные быстродействующие защиты.

Однако если время отключения защиты шин для работ в ее цепях не превышает 30 мин, допускается на этот период не включать ускорения резервных защит, но при этом, как правило, не следует выполнять в зоне действия защиты шин никаких операций по включению и отключению шинных разъединителей и воздушных выключателей под напряжением.

Другие виды защиты шин. Наряду с дифференциальной токовой защитой получили распространение дифференциально-фазные защиты шин и дифференциальные защиты с торможением. По сравнению с дифференциальной токовой защитой обе защиты обладают большей чувствительностью и менее требовательны к точности трансформаторов тока.

Дифференциально-фазная защита основана основана на сравнении фаз токов присоеденений. Для ее осуществления к трансформаторам тока подключают органы формирования *ОФ,* от которых непрерывно поступает информация о фазе (направлении) тока в каждом присоеденении (рис. 7.28). В качестве формирователей используются фильтры симметричных составляющих, промежуточные трансформаторы тока и т. д. Сигналы *ОФ* поступают на вход органа сравнения фаз *ОСФ,* который устанавливает режим КЗ в зоне действия защиты или вне защищаемой зоны.

При КЗ на шинах (точка К1) сравниваемые токи примерно совпадают по фазе (Рис. 7.28, б). Защита в этом случае срабатывает на отключение выключателей. При внешнем КЗ (точка К2*)* сдвиг по фазе между током в поврежденном присоединении и токами остальных присоединений будет близок к 180° (рис.7.28, в) - защита в этом случае не действует.

В дифференциальной защите с торможением использован принцип автоматического увеличения тока срабатывания при возрастании тока КЗ. Это позволило отстроить ее от токов небаланса при мощных внешних КЗ и обеспечить достаточную чувствительность при минимальных режимах. Структурная схема защиты представлена на рис. 7.29. В ней выделены схемы формирования рабочего тока *СФРТ* и схема формирования тормозного тока *СФТТ.* Оба тока подаются на вход органа сравнения *ОС.* Если рабочий ток больше тормозного, срабатывает выходной орган защиты *ВО* с действием на отключение выключателей присоединений поврежденной системы шин. Если же тормозной ток окажется больше рабочего, защита не сработает.

Защита выполняется на выпрямленном токе.

В качестве рабочего тока используется дифференциальный ток. Для этого геометрически суммируют токи, получаемые от трансформаторов тока всех присоединений, т. е

$$\underline{I}_{\text{Р}} = \sum_{1}^{n} \underline{I}_{\text{ПРИС}}$$

Для торможения используют арифметическую сумму (сумму модулей) присоеденений.

$$\underline{I}_{\text{Т}} = \sum_{1}^{n} \left| \underline{I}_{\text{ПРИС}} \right|$$

До поступления на вход органа сравнения рабочий и тормозной токи выпрямляются.

Общее замечание по обслуживанию защиты шин. Необходимо помнить, что неправильные операции с защитой шин (вне зависимости от ее вида и принципа действия) могут привести к полному отключению шин подстанции или отказу в действии при КЗ. Поэтому к обслуживанию защиты шин следует относиться с большим вниманием, неуклонно выполняя указания местных инструкций.

7.9

Газовая защита трансформаторов.

Газовая защита является чувствительной защитой от повреждений, возникающих внутри масляного бака трансформатора и сопровождающихся выделением газов и быстрым перемещением масла из бака в расширитель. Газы выделяются при разложении масла и твердых изоляционных материалов электрической дугой, а также при повреждении и перегреве стали магнитопровода. Защита реагирует и на недопустимые понижения уровня масла в расширителе. Газовое реле устанавливается в трубопроводе, соединяющем расширитель с баком трансформатора. Поэтому газы, образующиеся в баке трансформатора, на своем пути к расширителю проходят через газовое реле.

Газовое реле - единственное реле в защите трансформатора, выполненное не на электрическом принципе. Его реагирующими элементами могут быть полые герметичные цилиндры, лопасти открытые алюминиевые чашки. Реагирующие элементы размещают в корпусе реле на осях и имеют возможность поворачиваться вместе с прикрепленными к нему контактами, замыкающими цепь реле при накоплении газа в верхней части реле, при динамических перемещениях (толчках) масла из бака в расширитель в момент бурного развития повреждения. Обычно газовое реле имеет два (иногда три) реагирующих элемента: верхний и нижний. Контакты верхнего действуют на сигнал, нижнего - на отключение трансформатора от сети.

Дня защиты контакторных устройств РПН, размещенных вне бака трансформатора, применяются реле (так называемые струйные реле) с одним элементом, реагирующим только на появление динамической струи масла, перетекающего в сторону расширителя. На газообразование струйное реле не реагирует, так как образование газа в процессе работы контактора - обычное явление.

Газовое реле имеет смотровое окно для наблюдения за накоплением в реле газа и кран для отбора пробы газа при срабатывании реле.

Действие персонала с газовой защитой. Во всех случаях срабатывания газового реле на сигнал или отключение производится внешний осмотр трансформатора и газового реле, при этом проверяется уровень масла в расширителе трансформатора, целость мембраны выхлопной трубы, устанавливается, нет ли течей масла из бака. Через смотровое окно в корпусе реле проверяется наличие, окраска и объем газа в реле. Отбирается проба газа из реле для химического или хроматографического анализа (см. § 1.10). Пользуются различными устройствами и способами отбора проб газа на реле. Очень важно, чтобы персонал был обучен правилам пользования имеющимся на подстанции устройством для отбора пробы газа. При неправильно отобранной пробе результаты анализа могут быть ошибочными.

Предварительное заключение о состоянии отключившегося трансформатора делается на основе определения объема скопившегося в реле газа,

проверки его цвета и горючести. Белосерый цвет газа свидетельствует о повреждении бумаги и картона, желтый - дерева, темно-синий или черный - масла.

Горючесть газа является признаком повреждения трансформатора. К ее определению приступают лишь после отбора пробы газа на химический анализ. Если газ, выходящий из крана реле, загорается от поднесенной спички, трансформатор не может оставаться в работе или включаться в работу после автоматического отключения без испытания и внутреннего осмотра. Если в газовом реле будет обнаружен воздух (негорючий газ без цвета и запаха), то его следует выпустить из реле. При отсутствии внешних признаков повреждений (дифференциальная защита трансформатора не работала) трансформатор может быть включен в работу без внутреннего осмотра. Однако не следует спешить с вводом в работу трансформаторов напряжением 330 кВ и выше, так как присутствие в масле пузырьков воздуха резко снижает диэлектрические свойства масла и может привести к перекрытию изоляционных промежутков в трансформаторе при рабочем напряжении. Включение таких трансформаторов в работу (если не нарушено электроснабжение потребителей) следует производить после выявления и устранения причины выделения воздуха.

В эксплуатации отмечены случаи неправильного срабатывания газовой защиты на отключение трансформатора, вызванные неисправностью цепей вторичных соединений защиты, прохождением сквозных токов короткого замыкания, когда электродинамическое взаимодействие между витками обмоток передавалось маслу, сотрясением трансформатора при включении (отключении) устройств системы охлаждения, толчком масла в момент соединения двух объемов, давления в которых различны[1]. Например, газовая защита срабатывала во время открытия крана на линии, соединяющей расширитель трансформатора с эластичным резервуаром, после очередной подпитки трансформатора азотом.

Характерным для всех этих случаев было отсутствие газа в реле. Оно оставалось заполненным маслом, поскольку никаких выделений газа в трансформаторе не происходило. После установления причины отключения трансформаторы включались в работу. Неисправная газовая защита выводилась в ремонт.

Уровень масла в трансформаторе имеет исключительно важное значение как для нормальной работы трансформатора, так и его газовой защиты. Газовое реле расположено ниже уровня масла в расширителе, поэтому оно нормально должно быть заполнено маслом.

При недостаточном уровне масла в расширителе и резком понижении температуры наружного воздуха или снижении нагрузки персоналу не разрешается переводить газовую защиту "на сигнал", так как при дальнейшем понижении уровня масла может обнажиться и повредиться активная часть работающего трансформатора. На время доливки масла в трансформатор через расширитель - газовую защиту обычно оставляют с действием "на отключение". Газовую защиту переводят "на сигнал" при работах, проводимых в масляной системе трансформатора, когда возможны толчки масла или попадание в него воздуха, что может привести к срабатыванию защиты Перевод газовой защиты действием "на отключение" должен производиться сразу же после окончания работ независимо от способа доливки масла Включение трансформаторов в работу из резерва или после ремонта производится с включен газовой защитой**.**

[1] В настоящее время применяются устройства контроля сопротивления изоляции оперативных цепей газовой защиты (КИГЗ).

Измерительный орган устройства включается последовательно с контактами газового реле. Если изоляция вторичных цепей исправна, т. е. ее сопротивление превышает 1 МОм, устройство не работает, так как ток на его входе ничтожен. При понижении сопротивления изоляции до 500 кОм ток на входе возрастает до значения, достаточного для срабатывания исполнительного реле цепи сигнализации устройства. При действительном срабатывании газовой защиты при повреждении в трансформаторе устройство контроля КИГЗ блокируется и сигнал от него не поступает.

7.10

Устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ)

Отказ выключателя при отключении КЗ может иметь тяжелые последствия, связанные с длительным протеканием по оборудованию больших токов. Для отключения повреждений, сопровождающихся отказом выключателя, применяют специальные устройства резервирования УРОВ, отключающие выключатели других электрических цепей, продолжающих питать КЗ. Устройство резервирования подает команду на отключение этих выключателей по истечении времени, достаточного для нормальной работы релейной защиты и отключения выключателя поврежденной цепи. Пуск устройства резервирования осуществляется защитой (основной и резервной) поврежденного элемента (линии, трансформатора, шин) одновременно с подачей команды на отключение выключателя. Если выключатель отключится нормально, схема устройства резервирования возвратится в исходное положение. Если выключатель откажет при отключении или операция его отключения затянется, устройство резервирования по истечении заданной ему выдержки времени (0,3-0,6с) отключит выключатели присоединений той системы шин, от которой питается электрическая цепь с неотключившимся выключателем. Команда на отключение выключателей подается УРОВ через выходные промежуточные реле своих избирательных органов (или защиты шин соответствующей системы).

При других схемах соединения, например многоугольником, УРОВ действует избирательно: отключает выключатели, ближайшие к отказавшему. В результате отключается не вся электроустановка, а только ее часть. Рассмотрим работу устройства резервирования в некоторых частных случаях.

На подстанциях с двойной системой шин при КЗ на шинах и отказе шиносоединительного выключателя схемой устройства резервирования предусматривается отключение выключателей другой (неповрежденной) системы шин.

При КЗ на шинах и отказе выключателя трансформатора устройство резервирования действует на отключение выключателей других его обмоток через выходное промежуточное реле защиты трансформатора.

Если при КЗ на шинах откажет в отключении выключатель линии, защищенной дифференциально-фазной защитой, устройство резервирования сработает на временную остановку ВЧ передатчика защиты, защита мгновенно сработает и отключит выключатель линии на другом ее конце.

Эксплуатируемые на подстанциях устройства резервирования представляют собой сложные устройства, связанные с оперативными цепями многих защит, что повышает вероятность неправильных срабатываний УРОВ при появлении неисправностей в

цепях защит или ошибочном замыкании контактов выходных реле защит. Для предотвращения неправильных срабатываний УРОВ в их схемах помимо основного пускового органа предусмотрен дополнительный пусковой орган, контролирующий наличие КЗ в зоне действия УРОВ. Дополнительный пусковой орган запрещает (блокирует) работу УРОВ при отсутствии КЗ. Он выполняется с помощью реле тока, реагирующих на прохождение тока КЗ по цепи, выключатель которой не отключился. Если контакты этих реле остаются разомкнутыми, УРОВ не действует при ложном и излишнем срабатывании реле защит.

Исправность цепей УРОВ автоматически контролируется специальным промежуточным реле. При появлении неполадок в схеме промежуточное реле снимает оперативный ток с выходных цепей УРОВ и действует на сигнальное устройство, оповещающее персонал о неисправности.

Устройство резервирования .может отключаться оперативным персоналом полностью, полукомплектами (на подстанциях с двойной системой шин) или отдельными цепями с помощью оперативных накладок. Кроме того, на панели каждой защиты, пускающей УРОВ, имеются накладки, переводом которых "на сигнал" прекращается пуск УРОВ от той или другой защиты. Операции с накладками персонал обязан выполнять при отключении защит для технического обслуживания, а также при опробовании действия защиты на отключение выключателя, при этом *операция .отключения цепи пуска УРОВ должна, как правило, предшествовать отключению защиты. Включение цепи пуска УРОВ производится после включения защиты* в работу.

Рекомендация оперативному персоналу. При отключении системы шин от УРОВ не следует опробовать шины напряжением вручную без их осмотра, так как при этом возможна подача напряжения на поврежденный трансформатор, выключатель которого не отключился, что исключено при АПВ шин за счет блокировки АПВ шин от защит трансформатора.

7.11

Устройства автоматического повторного включения линий, шин, трансформаторов.

Назначение устройств автоматического повторного включения (АПВ). Опыт показывает, что значительная часть отключений оборудования релейной защитой вызывается нарушениями изоляции высокого напряжения, которые самоустраняются при снятии напряжения. Повреждения такого рода называют неустойчивыми На воздушных линиях, например, они возникают при перекрытии изоляции во время грозы, схлестывании проводов при сильном ветре, набросах и по другим причинам. После кратковременного отключения линии изоляция ее обычно восстанавливается и при повторном включении линии действием АПВ она остается в работе. Статистическими данными подтверждается успешность АПВ воздушных линий в 70% случаев при первом включении и до 15% при втором. Третье повторное включение, как правило, не имеет смысла, так как его успешность 1-2%.

При устойчивом повреждении на линии ее повторное включение не может быть успешным, и при подаче напряжения линия вновь отключается защитой.

Автоматическое повторное включение линий. Пуск в действие АПВ линий осуществляется различными способами. Один из них - пуск релейной защитой при отключении выключателя поврежденной цепи. Недостаток этого способа заключается в том, что повторное включение происходит только в случае действия релейной защиты, в связи с чем он применяется не часто. От указанного недостатка свободен другой способ пуска, при котором АПВ приходит в действие каждый раз, когда возникает несоответствие положений выключателя и его ключа управления. В этом случае АПВ обеспечивается при любом отключении выключателя, в том числе и ручном отключении с места установки, кроме дистанционного отключения с помощью ключа управления. Запрещение повторного автоматического включения после отключения выключателя ключом управления, а также в случае отключения выключателя релейной защитой сразу же после включения его на устойчивое КЗ является важнейшей оперативной особенностью всех схем АПВ.

Получили распространение два вида АПВ линии: трехфазное (ТАПВ), подающее импульс на включение трех фаз выключателя, однофазное (ОАПВ), осуществляющее включение лишь одной фазы выключателя, отключенной релейной защитой при однофазном КЗ. Кроме того, на линиях с двухсторонним питанием схемы АПВ дополняются специальными органами контроля напряжения и синхронизма, а также применяются сочетания различных видов АПВ.

Трехфазные АПВ устанавливают на линиях с односторонним и двусторонним питанием. Они могут выполняться с однократным и двукратным действием. Наибольшее распространение получили ТАПВ однократного действия с автоматическим возвратом в положение готовности к новому действию после включения выключателя. Применение двукратного ТАПВ предусматривается на линиях, неуспешное однократное ТАПВ которых приводит к потере напряжения у ответственных потребителей. Кроме того, ТАПВ двукратного действия применяются на линиях с ответвлениями к подстанциям с упрощенными схемами (с отделителями вместо выключателей на стороне ВН). Двукратное действие ТАПВ питающей линии в сочетании с автоматикой ответвительной подстанции позволяет во время паузы ТАПВ второго цикла (когда оборудование не находится под напряжением) отключить отделителями поврежденное оборудование и автоматически подготовить схему ответвительной подстанции для приема напряжения от резервного источника (см. § 7.13).

Однофазные АПВ применяются в сетях напряжением 220 кВ и выше. В таких сетях велика вероятность однофазных КЗ, из которых 80-90% относятся к категории неустойчивых. Для их ликвидации бывает достаточным отключить и затем автоматически включить только одну фазу линии. Повторное включение осуществляется ОАПВ. Преимущество ОАПВ перед ТАПВ состоит в том, что на время цикла ОАПВ сохраняется связь между двумя подстанциями системы по двум неповрежденным фазам, а в случае отключения фазы тупиковой линии обеспечивается непрерывное питание потребителей по двум неповрежденным фазам. При неуспешном ОАПВ (устойчивое КЗ) релейная защита подействует на отключение выключателей трех фаз линии и выведет устройство ОАПВ из работы.

Однако осуществление ОАПВ связано с необходимостью раздельного управления фазами выключателей, требуется усложнение релейной защиты и самих схем ОАПВ за счет введения органов, избирающих поврежденную фазу для ее отключения и повторного включения.

Однофазное АПВ не действует при междуфазных КЗ, поэтому на линиях 330-750 кВ применяют комбинированные устройства, которые действуют как ОАПВ при однофазных КЗ и как ТАПВ при междуфазных.

Особенности ТАПВ линий. Трехфазные АПВ на линиях с двухсторонним питанием в ряде случаев дополняются специальными органами, обеспечивающими необходимое взаимодействие ТАПВ обоих концов линии, чтобы не допускать несинхронных включений, если они опасны для оборудования. В тех случаях, когда несинхронные включения недопустимы или нет уверенности в том, что асинхронный режим успешно завершится ресинхронизацией (восстановлением синхронной работы) соединяемых частей системы, в схему ТАПВ вводят реле, контролирующие синхронность напряжений на включаемой линии и шинах станции или подстанции. Повторное автоматическое включение линии происходит при этом следующим образом. Отключенная защитой линия включается действием ТАПВ с одной стороны при условии отсутствия на линии напряжения. Если включение линии под напряжение с одной стороны окажется успешным, включение ее с другой стороны произойдет лишь после проверки синхронности напряжений на линии и сборных шинах. При подаче напряжения на устойчивое повреждение выключатель линии отключится релейной защитой, ТАПВ на противоположном конце линии работать не будет.

Устройства АПВ, дополненные органами контроля напряжения и синхронизма, получили названия: АПВОН - с контролем отсутствия напряжения, АПВНН - с контролем наличия напряжения, АПВОС - с ожиданием синхронизма, АПВУС - с улавливанием синхронизма.

Различие двух последних состоит в том, что АПВОС проверяет синхронность напряжений либо ожидает наступления такого момента, когда скольжение или разность частот разделившихся частей системы уменьшится до приемлемых значений, и обеспечивает включение линии сразу после истечения установленной выдержки времени, а АПВУС действует лишь в определенном диапазоне разности частот и разрешает подачу команды на включение с опережением момента совпадения фаз напряжений, т. е. оно действует на принципе синхронизатора с постоянным углом опережения.

В обоих случаях осуществления АПВ с ожиданием или улавливанием синхронизма повторное включение производится с одной стороны линии при отсутствии на ней напряжения, а включение линии под нагрузку разрешается соответствующими органами контроля синхронизма. При этом схемы автоматических устройств повторного включения с каждой стороны линии, как правило, выполняются одинаковыми, но предусматривается возможность изменения режимов их работы по усмотрению персонала.

Время срабатывания устройств АПВ определяется необходимостью деионизации среды в месте повреждения, восстановления отключающей способности выключателя и готовности его привода к работе на включение, обеспечения возврата реле защит в исходное положение.

Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ линий с односторонним питанием, не менее 0,3-0,5 с. Однако успешность АПВ возрастает при увеличении выдержки времени до нескольких секунд.

Время автоматического возврата автоматов повторного включения в положение готовности к следующему действию составляет для устройств однократного ТАПВ 20-25с, двукратного ТАПВ 60-100 с и ОАПВ 6-9 с.

Автоматическое повторное включение сборных шин. Оно считается целесообразным по тем же соображениям, что и АПВ линий. Применяются два способа АПВ шин: с использованием имеющихся АПВ питающих линий и трансформаторов, с помощью специальных комплектов АПВ шин. В простейшем варианте, когда на приемной подстанции отсутствует защита шин, повторная подача напряжения обеспечивается действием АПВ линии со стороны питающей, подстанции. Повторная подача напряжения на шины СН и НН может осуществляться с помощью АПВ трансформаторов, о чем будет сказано ниже.

Если сборные шины защищены специальной защитой (например, дифференциальной токовой защитой), то для осуществления АПВ шин используется АПВ присоединений, отключаемых защитой шин. При этом выключатели трансформаторов и тупиковых линий, не имеющих питания с противоположной стороны, защитой шин при ее срабатывании не отключаются. Подача напряжения на шины производится от питающей линии, АПВ которой пускается при несоответствии положения выключателя и его ключа управления. После успешной подачи напряжения на шины от заранее выбранной линии может потребоваться включение и других питающих линий. Тогда их устройства АПВ выполняются с контролем синхронизма или с контролем наличия напряжения на линии.

В случае отказа в отключении выключателя и срабатывании УРОВ действие АПВ шин блокируется в целях предотвращения подачи напряжения на поврежденный трансформатор, если его выключатель не отключился.

Автоматическое повторное включение трансформаторов (АПВТ) служит для восстановления питания потребителей после отключения трансформаторов при неустойчивых повреждениях на сборных шинах или отходящих линиях. Пуск АПВТ обычно осуществляется от резервной защиты трансформатора (например, максимальной токовой защиты с выдержкой времени) или при несоответствии положения выключателя и его ключа управления. Действие АПВТ не допускается (блокируется) при внутренних повреждениях трансформатора, когда срабатывает его газовая, дифференциальная токовая защита или токовая отсечка. Однако встречаются и такие устройства АПВТ, пуск которых происходит при всех автоматических отключениях трансформаторов, в том числе и при отключении их дифференциальной защитой и отсечкой, при этом действие АПВТ запрещается только при замыкании контакта газового реле, действующего на сигнал, что имеет место при всех видах внутренних повреждений трансформаторов.

Устройства АПВТ выполняются по тем же схемам, что и АПВ линий. При необходимости в схемы АПВТ вводятся реле, выполняющие функции контроля напряжения и проверки синхронизма.

7.12

Устройства автоматического включения .

Назначение АВР состоит в том, чтобы при авариях, когда по тем или иным причинам исчезает напряжение на одной системе (секции) сборных шин, опознать сложившуюся аварийную ситуацию и без вмешательства персонала автоматически восстановить электроснабжение потребителей от резервного источника питания.

Резервными источниками могут быть трансформаторы, линии, а также

смежные секции сборных шин, получающие питание от других источников (трансформаторов, линий и т.д.). Резервные источники нормально могут быть отключены, могут находиться только под напряжением или нести нагрузку. В последнем случае источники питания могут резервировать друг друга.

Способы пуска АВР. Схемы АВР приходят в действие при исчезновении напряжения на сборных шинах, питающих нагрузку. При секционированной одиночной системе сборных шин и питании каждой секции от отдельного источника причиной исчезновения напряжения может быть отключение выключателя рабочего источника релейной защитой, самопроизвольно или ошибочно персоналом, исчезновение напряжения на шинах ВН, питающих рабочий источник, когда выключатели его остаются включенными. Исходя из этого пуск АВР осуществляется вспомогательными контактами отключившегося по любой причине выключателя рабочего источника. Чтобы АВР подействовал при исчезновении напряжения на сборных шинах ВН, он дополнен специальным пусковым органом минимального напряжения. При исчезновении напряжения этот орган, подключенный к трансформатору напряжения со стороны НН, воздействует на отключение выключателей рабочего трансформатора. После отключения выключателя трансформатора со стороны НН схема АВР приходит в действие. Пусковой орган минимального напряжения выполняется таким образом, чтобы он действовал только при действительном исчезновении напряжения на сборных шинах подстанции и не действовал при повреждении вторичных цепей трансформаторов напряжения.

Автоматическое включение резерва на подстанциях. На подстанциях часто применяются АВР трансформаторов и секционных (шиносоединительных) выключателей.

Автоматическое включение резервного трансформатора. Когда на двух трансформаторной подстанции питание потребителей осуществляется от одного трансформатора, второй, как правило, находится в автоматическом резерве. При автоматическом или случайном отключении выключателя НН рабочего трансформатора произойдет переключение вспомогательных контактов в приводе отключившегося выключателя, что приведет к запуску схемы АВР, при этом АВР подействует на включение обоих выключателей ВН и НН резервного трансформатора, если он не находился под напряжением со стороны ВН.

Если резервный трансформатор включится на неустранившееся КЗ, он отключится релейной защитой (после действия АВР с минимальной выдержкой времени) и вторично включаться АВР не будет. Однократность действия АВР является одной из существенных его особенностей.

Сборные шины НН могут потерять питание и при отключении выключателя ВН рабочего трансформатора. Для того чтобы в этом случае произошел запуск схемы АВР, вспомогательными контактами отключившегося выключателя ВН подается команда на отключение выключателя НН. И уже после отключения этого выключателя пройдет команда от АВР на включение в работу резервного трансформатора.

При питании трансформаторов от разных секций сборных шин ВН не исключено исчезновение напряжения на одной из них. Схема АВР при этом действовать не будет, поскольку оба выключателя трансформатора, потерявшего напряжение, останутся включенными. Ранее было сказано, что на этот случай предусмотрен пусковой орган минимального напряжения, реле которого запустятся, как только исчезнет напряжение на шинах ВН (а следовательно, и на шинах НН) и подадут команду на отключение обоих выключателей (ВН и НН) трансформатора, потерявшего напряжение. После отключения трансформатора со стороны НН схема АВР будет действовать так, как рассмотрено выше.

Автоматическое включение секционного (или шиносоединительного) выключателя. На двухтрансформаторных подстанциях секции сборных шин, как правило, питаются раздельно; секционные выключатели находятся в отключенном положении с действием на них АВР. При отключении любого трансформатора произойдет переключение вспомогательных контактов в приводе выключателя НН, при этом через замкнутые контакты реле положения "Включено" в схеме управления этим выключателем будет подана команда на включение секционного выключателя.

Для быстрого отключения секционного выключателя при его включении на неустранившееся КЗ предусматривается ускорение действия максимальной токовой защиты секционного выключателя после АВР.7 При питании взаиморезервирующих трансформаторов от одних общих сборных шин ВН пусковой орган минимального напряжения, как было рассмотрено выше, не устанавливается, так как при исчезновении напряжения на сборных шинах ВН действие АВР становится бесполезным.

7.13

Устройства автоматики на подстанциях с упрощенной схемой.

На рис. 7.30 представлена схема двухтрансформаторной подстанции, автоматика которой выполнена на переменном оперативном токе. Нормально каждый трансформатор *T1* и *T2* подключен к одной из параллельных линий *W1* и *W2* через отделители *QR1* и *QR.2*. Секционными отделителями *QR3* (переделанными для автоматического включения, см. § 3.3) любой трансформатор может быть подключен параллельно другому с питанием от одной линии. Секционный выключатель 10 кВ *CB* нормально отключен.

Питание цепей управления выключателей 10 кВ и отделителей 110 кВ осуществляется от трансформатора $T1_{C:H}$ или $T2_{C:H}$ жестко подключенного к силовому трансформатору *T1* или *T2* соответственно. При исчезновении напряжения на одном трансформаторе собственных нужд питание цепей управления автоматически переключается на другой, находящийся под напряжением.

Трансформаторы *T1* и *T2* имеют защиты от внутренних повреждений (РЗ) - дифференциальные токовые и газовые, действующие на включение короткозамыкателей *QN1* и *QN2* соответственно. При включении короткозамыкателя подается команда на отключение выключателя 10 кВ и отделителей поврежденного трансформатора.

Устройствами автоматики, установленными на подстанции, предусматривается устранение аварийных ситуаций, связанных с повреждениями на шинах 10 кВ, с повреждениями силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд, с повреждением питающей линии.

Аварийные ситуации ликвидируются действием следующих автоматических устройств: АПВ выключателей 10 кВ, трансформаторов (АПВТ), АВР секционного выключателя 10 кВ, АВР секционных отделителей 110 кВ (АО), АПВ выключателей питающих линий.

На подстанциях, где нагрузка превышает номинальную мощность одного трансформатора предусматриваются также устройства аварийной разгрузки трансформаторов.

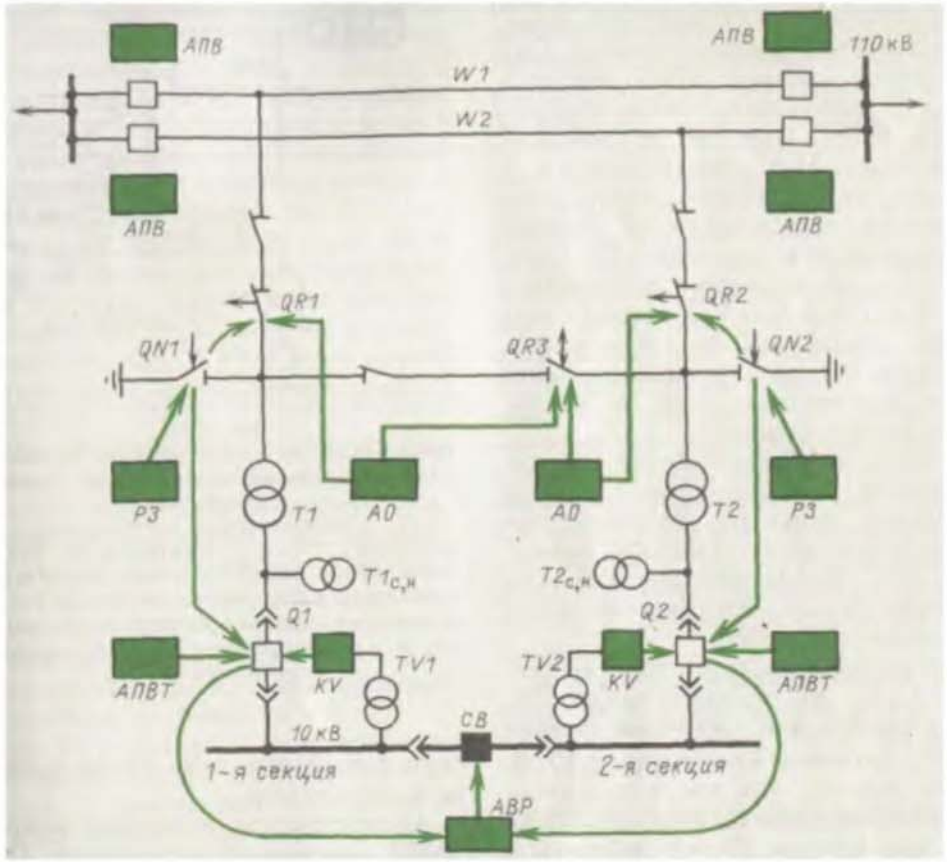


Рис. 7.30.

Структурная схема автоматики двухтрансформаторной подстанции на отделителях и с короткозамыкателями

Рассмотрим работу автоматических устройст при различных повреждениях, полагая, что суммарная нагрузка подстанций (см. Рис. 7.30) превышает номинальную мощность одного трансформатора.

Автоматическое повторное включение выключателя 10 кВ трансформатора (например, АПВТ *Т1*). Оно запускается замыканием вспомогательных контактов выкючателя *Q1*, отключившегося действием максимальной токовой защиты трансформатора *Т1*.и срабатывет только при наличии напряжения на выводах трансформатора собственных нужд $T1_{C.H.}$ При отсутствии напряжения АПВ блокируется действием защит от внутренних повреждений включается короткозамыкатель *QN1*. Вспомогательные контакты включившегося короткозамыкателя размыкают цепь АПВТ.

Аналогично действует АПВТ выключателя 10 кВ трансформатора Т2.

Автоматическое включение резерва (АВР) секционного выключателя 10 кВ. Было сказано, что при повреждении трансформатора, например, *Т1* АПВТ его выключателя 10 кВ действовать не будет. Оно блокируется при отсутствии напряжения на $T1_{C.H}$ и включении короткозамыкателя. В этом случае питание шин 1-й секции восстанавливается включением от АВР секционного выключателя *СВ* 10 кВ.

Пуск АВР осуществляется вспомогательными контактами короткозамыкателя в момент его включения. Цепь пуска проходит последовательно через вспомогательные контакты короткозамыкателя *QN1* и выключателя *Q1*. Если включится короткозамыкатель и отключится выключатель *Q1*, то АВР секционного выключателя будет работать с минимальной выдержкой времени $t_1 = 1 \div 2{,}5$ с.

Если после включения секционного выключателя суммарная нагрузка подстанции превысит длительно допустимую нагрузку одного трансформатора, специальная автоматика аварийной разгрузки отключит часть линий, питающих потребителей

Автоматическое включение резерва (АВР) секционных отделителей. При повреждении одной линии, например W2, и неуспешном АПВ на питающих ее подстанциях на ответвительной подстанции исчезнет напряжение на трансформаторе *Т2* и 2-й секции шин. Устройства автоматики в этом случае будут действовать в такой последовательности. Защитой минимального напряжения отключится выключатель Q2; автоматика отделителей АО сначала подействует на отключение

Действие АПВТ будет успешным, если повреждение самоустранится. Если же после действия АПВТ выключатель *Q1* опять отключится защитой, АПВТ будет выведено из действия. Устройство АПВТ подготовляется к новому циклу работы лишь после включения выключателя *Q1* ключом управления или по каналу ТУ. Отметим, что при включении выключателя ключом управления выходная цепь АПВТ автоматически размыкается, предотвращая его действие на включение выключателя, если он отключится релейной защитой.

Работа АПВТ блокируется при повреждении трансформатора *Т1*, когда

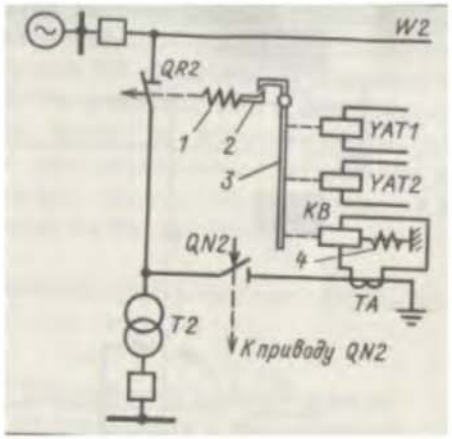


Рис. 7.31.

Принципиальная схема действия отключающих электромагнитов на защелку приводаотделителей:

YAT1 - электромагнит дистанционного отключения; Y*AT2* - электромагнит отключения, действующий от независимого источника тока; *KB* - реле блокировки; *1* - отключающая пружина отделителей; *2* - защелка; *3* - отключающая планка; *4* - пружина реле блокировки КВ

отделителей *QR2*, а затем на включение отделителей *QR3*. После успешного включения секционных отделителей *QR3* и появление напряжения на трансформаторе $T2_{C.H}$ действием АПВТ включится выключатель *Q2* – секция получит напряжение.

Если действие автоматических устройств будет неуспешным, напряжение на трансформаторе $T2_{C.H}$ не восстановится. В этом случае сработает АВР секционного выключателя и 2-я секция получит напряжение от трансформатора *Т1*.

При повреждении трансформатора *Т2* действие *АО* отделителей блокируется вспомогательными контактами включившегося короткозамыкателя *QN2*. При этом отделители *QR2* отключатся в бестоковую паузу АПВ питающей линии, когда прохождение тока КЗ через блокирующее реле отключения *KB*, присоединенное к трансформатору тока *ТА* в цепи корот-

козамыкателя *QN2*, прекратится (рис. 7.31).

Цепь электромагнита включения секционных отделителей *QR3* контролируется вспомогательными контактами. Включение отделителей *QR3* разрешается, когда будут отключены выключатель *Q2,* отделители *QR2,* короткозамыкатель *QN2,* а также включены отделители *QR1,* что обеспечивает действие автоматики лишь при собранной цепи питания от линии *W1.*

Для отделения поврежденного трансформатора его автоматика должна действовать на свои отделители и на секционные отделители. Следовательно, секционные отделители должны работать от двух устройств автоматики АО. Каждый комплект АО включается и отключается независимо от другого. На время плановых операций, связанных с отключением отделителей трансформатора, необходимо отключать АО секционных отделителей, чтобы избежать возможных ошибочных действий под током.

Обслуживание устройств автоматики на подстанциях с отделителями и короткозамыкателями ведется в соответствии с местными инструкциями. Это обусловливается как разнообразием схем первичных соединений, так и различием в исполнении достаточно сложных схем блокировок.

Принципиально рассмотренный комплекс автоматических устройств на подстанциях, выполненных по схеме рис. 7.30, не имеет каких-либо, существенных недостатков. Однако на прак тике не везде используются все элементы этой автоматики. Отказываются, например, от использования АВР секционных отделителей 110 кВ по той причине, что в эксплуатации имели место случаи самопроизвольного включения ножей короткозамыкателей при разрушении изолирующих вставок аппаратов. В этом случае включение секционных отделителей приводило к полной потере напряжения на подстанции. Выводят из действия АПВТ на подстанциях, где применяются КРУ, не обладающие достаточной локализационной способностью (а также не имеющие быстродействующей дуговой защиты), так как считают, что повторная подача напряжения на шины после КЗ может увеличить объем повреждений оборудования. Оставляют в действии только АВР секционных выключателей с запретом действия при КЗ на шинах.

Некомплексное использование имеющихся на подстанциях автоматических устройств не может быть признано оптимальным.

7.14

Обслуживание устройств релейной защиты и автоматики оперативным персоналом.

Электрическое оборудование может находиться в работе или под напряжением только с включенной защитой от всех видов повреждений и нарушений нормальных режимов работы. В случае неисправности или отключения для эксплуатационных проверок отдельных видов защит оставшиеся в работе защиты должны обеспечивать полноценную защиту от возможных повреждений. При необходимости должны вводиться в работу временные защиты. Режимы работы включенных устройств релейной защиты и автоматики должны в каждый момент времени соответствовать режимам работы оборудования подстанций электрических сетей.

Для правильного обслуживания имеющихся- на подстанции устройств защиты и автоматики оперативный персонал обязан знать их принципиальные схемы, четко представлять зоны действия защит и способы пуска автоматических устройств, знать расположение на панелях комплектов реле и аппаратуры, относящихся к разным присоединениям и различным устройствам защит и автоматики, иметь ясное представление о назначении накладок, испытательных блоков, переключателей, рубильников, автоматических выключателей и предохранителей. Оперативному персоналу надлежит точно выполнять все предписания инструкций по обслуживанию устройств релейной защиты, автоматики и цепей вторичных соединений. Необходимо понимать, чем вызваны те или иные указания инструкций. Все операции и переключения в схемах релейной защиты и автоматики должны выполняться по распоряжению диспетчера, в оперативном управлении которого находятся эти устройства. При ликвидации аварий или угрозе неправильного срабатывания операции с защитами и автоматикой выполняются оперативным персоналом самостоятельно, но с последующим уведомлением диспетчера.

Укажем, что операции с испытательными блоками разрешаются оперативному персоналу лишь в электроустановках напряжением до 220 кВ включительно, хотя более целесообразно поручать это персоналу местных служб РЗАИ. При допуске оперативного персонала к выполнению операций с испытательными блоками он должен пройти инструктаж на рабочем месте.

Обязанности при пери-одических осмотрах устройств релейной зашиты и автоматики. При периодических осмотрах, проверках исправности, измерениях и по действию сигнальных устройств оперативный персонал обязан визуально следить за исправным состоянием устройств релейной защиты и автоматики, за исправностью и правильной эксплуатацией вторичных цепей (токовых, напряжения, цепей оперативного тока), за положением отключающих устройств (накладок) и другой релейной аппаратуры, в том числе и испытательных блоков.

Особое внимание должно быть обращено на соответствие оперативных положений устройств релейной защиты и автоматики схемам первичных соединений. Дело в том, что иногда (в нарушение действующих правил) оказываются длительно выведенными из работы отдельные устройства защиты и автоматики (отключенные первоначально по какой-либо причине на небольшой срок), что приводит к снижению надежности в работе защищаемого присоединения и участка сети. Большое число отключающих устройств на панелях затрудняет подчас контроль за положением автоматических устройств. С учетом этого в ряде энергосистем на накладки временно выведенных из работы устройств релейной защиты и автоматики навешивают небольшие напоминающие плакаты или наносят цветные метки масляной краской, которые появляются при переводе накладок из одного положения в другое и свидетельствуют об отклонении от нормального режима работы того или иного устройства.

Важно, чтобы эта или какая-либо другая система напоминания была единой в пределах, по крайней мере, предприятия электрических сетей. Она особенно необходима при обслуживании подстанций ОВБ. Отсутствие указателей, правильно ориентирующих персонал, затрудняет его работу при осмотрах и приводит к ошибочным действиям при переключениях.

При приемках смен и посещениях подстанций ОВБ оперативный персонал обязан знакомиться с записями, сделанными за истекший период в журнале релейной защиты, автоматики и телемеханики

Действия оперативного персонала при срабатывании устройств релейной защиты и автоматики. При

автоматическом отключении или включении выключателей необходимо записать, какие выключатели отключились (или включились), определить, какие изменения произошли в схеме первичных соединений подстанции, установить место аварии (РУ, помещение, ячейку) , а затем привести в соответствие положение ключей управления положению коммутационных аппаратов. На щите управления необходимо осмотреть сигнальные табло, указывающие на срабатывание тех или иных защит и автоматических устройств. Для осмотра реле персонал в первую очередь направляется к панелям тех защит и автоматических устройств, сигнальные табло которых загорелись на щите управления. При осмотре панелей помечаются мелом (или другим способом) реле с выпавшими сигнальными флажками; записываются наименования сработавших выходных реле защит и автоматики, а также показания фиксирующих индикаторов повреждений; возвращаются сигнальные флажки всех реле в исходное положение. Такой порядок действия преследует цель ускорения ликвидации аварии, так как оперативному персоналу (в том числе и диспетчеру) для принятия оперативных решений нужна прежде всего информация о том, какие устройства защит и автоматики сработали на отключение (или включение) коммутационных аппаратов. Запись наименований остальных (не выходных) сработавших сигнальных реле производится после ликвидации аварии на основании отметок мелом на их кожухах. В оперативном журнале записывается вся информация для последующего анализа работы защит и автоматических устройств. Отметки о срабатывании сигнальных реле стираются после анализа работы всех устройств защиты и автоматики. При необходимости немедленного повторного включения отключившегося оборудования надо предварительно проверить, все ли сигнальные флажки на реле подняты. При повторном срабатывании релейной защиты реле с выпавшими сигнальными флажками следует помечать так, чтобы эти пометки, отличались от нанесенных ранее.

Организация работ при техническом обслуживании устройств релейной за-щиты и автоматики. Вывод из работы действующих, а также переведенных действием на сигнал устройств защиты и автоматики для проверки, опробования, профилактического контроля и восстановления оформляется заявкой, подаваемой в оперативно-диспетчерскую службу предприятия. В полученном разрешении на заявку должно быть указано:

на каком присоединении и какие устройства защиты и автоматики отключаются для выполнения работ;

какие устройства остаются в работе и какие включаются в работу для замены отключенных;

какие устройства отключаются кратковременно только на время подготовки вторичных цепей для работ;

каким способом опробуется надежность действия проверенных устройств защиты и автоматики на отключение и включение выключателей;

время выполнения работ.

В разрешениях на заявки могут содержаться и другие сведения, учитывающие возможность выполнения намеченных работ: изменения схемы и режима работы подстанции, последовательность операций с устройствами защиты и автоматики и др. При наличии программ работ или типовых бланков (например, на замену выключателя электрической цепи обходным выключателем) последовательность операций определяется этими документами.

Оперативный персонал, получив разрешение диспетчера, выполняет все те операции, которые предусмотрены разрешением на заявку: ориентируясь по надписям на панелях, с помощью накладок вводит в работу резервные комплекты защит (или ускоряет действие остающихся в работе) и выводит соответствующие устройства защиты и автоматики. В процессе подготовки рабочего места на панелях отключенных устройств вывешивают плакаты, разрешающие производство работ; соседние панели с лицевой и обратной стороны завешивают шторами из плотной ткани, исключающими случайный доступ к реле на этих панелях. Оперативному персоналу не разрешается вскрывать реле и различные устройства, за исключением реле, на которых изменение уставок выполняется оперативным персоналом.

После подготовки рабочего места оперативный персонал проводит инструктаж и допуск к работам.

Во время работ оперативный персонал по требованию работающих производит необходимые включения и отключения выведенных из работы коммутационных аппаратов для опробований и проверок взаимодействий устройств защит и автоматики с этими коммутационными аппаратами. Подача команд на включение и отключение оборудования от устройств защиты и автоматики выполняется работающими.

О выполненных работах, изменениях характеристик реле и о готовности устройств к включению в работу делается запись в журнале. Ознакомившись с записью, оперативный персонал осматривает рабочее место, обращая внимание на отсутствие отсоединенных и неизолированных проводов, снятых и неубранных или плохо установленных перемычек в рядах зажимов, на положение рубильников, переключателей, крышек испытательных блоков, на отсутствие посторонних предметов и чистоту на месте работ.

При отсутствии каких-либо дефектов и замечаний оперативный персонал сообщает об окончании работ диспетчеру и по его указанию вводит в работу отключенные устройства защиты и автоматики, включает в работу цепи пуска УРОВ от защит и отключает временно включенные защиты и ускорения защит.

Перед вводом в действие новых устройств релейной защиты и автоматики или модернизации существующих оперативный персонал должен ознакомиться с записью в журнале, сделанной работником местной службы РЗАИ, и получить инструкцию по обслуживанию. Информация о вводе в работу нового устройства релейной защиты и автоматики и об изменениях в обслуживании автоматических устройств должна передаваться по смене с записью в оперативном журнале.

Глава 8

Фазировка электрического оборудования.

8.1

Основные понятия и определения

Электрическое оборудование трехфазного тока (синхронные компенсаторы, трансформаторы, линии электропередачи) подлежит обязательной фазировке перед первым включением в сеть, а также после ремонта, при котором мог быть нарушен .порядок следования и чередования фаз.

В общем случае фазировка заключается в проверке совпадения по фазе напряжения каждой из трех фаз включаемой электроустановки с соответствующими фазами напряжения сети.

Фазировка включает в себя три существенно различные операции. Первая из них состоит в проверке и сравнении порядка следования фаз включаемой электроустановки и сети. Вторая операция состоит в проверке совпадения по фазе одноименных напряжений, т.е. отсутствии между ними углового сдвига. Наконец, третья операция заключается в проверке одноименности (расцветки) фаз, соединение которых предполагается выполнить. Целью этой операции является проверка правильности соединения между собой всех элементов электроустановки, т. е. в конечном счете правильности подвода токопроводящих частей к включающему аппарату.

Фаза. Под трехфазной системой напряжений понимают совокупность трех симметричных напряжений, амплитуды которых равны по значению и сдвинуты (амплитуда синусоиды одного напряжения относительно предшествующей ей амплитуды синусоиды другого напряжения) на один и тот же фазный угол (рис. 8.1,*а)*. Таким образом, угол, характеризующий определенную стадию периодически изменяющегося параметра (в данном случае напряжения), называют фазным углом или просто фазой. При совместном рассмотрении двух (и более) синусоидально изменяющихся напряжений одной частоты, если их нулевые (или амплитудные) значения наступают не одновременно, говорят, что они сдвинуты по фазе. Сдвиг всегда определяется между одинаковыми фазами. Фазы обозначают прописными буквами *А, В, С.* Трехфазные системы изображают также вращающимися векторами (рис. 8.1,6).

На практике под фазой трехфазной системы понимают также отдельный участок трехфазной цепи, по которому проходит один и тот же ток, сдвинутый относительно двух других по фазе. Исходя из этого, фазой называют обмотку генератора, трансформатора, двигателя, провод трехфазной линии, чтобы подчеркнуть принадлежность их к определенному участку трехфазной цепи. Для распознавания фаз оборудования на кожухах аппаратов шинах, опорах и конструкциях наносят цветные метки

в виде кружков, полос и т. д. Элементы оборудования, принадлежащие фазе *A*, окрашивают в желтый цвет, фазы *B* - в зеленый и фазы *C* - в красный. В соответствии с этим фазы часто называют желтой, зеленой и красной: *ж, з, к*.

Таким образом, в зависимости от рассматриваемого вопроса фаза - это либо угол, характеризующий состояние синусоидально изменяющейся величины в каждый момент времени, либо участок трехфазной цепи, т. е. однофазная цепь, входящая в состав трехфазной.

Порядок следования фаз. Трехфазные системы напряжений и тока могут отличаться друг от друга порядком следования фаз. Если фазы (например, сети) следуют друг за другом в порядке *A, B, C* — это так называемый прямой порядок следования фаз (см. § 7.3). Если фазы следуют друг за другом в порядке *A, C, B* — это обратный порядок следования фаз.

Порядок следования фаз проверяют индукционным фазоуказателем типа И-517 или аналогичным по устройству фазоуказателем типа ФУ-2. Фазоуказатель подключают к проверяемой системе напряжений. Зажимы прибора маркированы, т. е. обозначены буквами *A, B, C*. Если фазы сети совпадут с маркировкой прибора, диск фазоуказателя будет вращаться в направлении, указанном стрелкой на кожухе прибора. Такое вращение диска соответствует прямому порядку следования фаз сети. Вращение диска в обратном направлении указывает на обратный порядок следования фаз. Получение прямого порядка следования фаз из обратного производится переменой мест двух любых фаз электроустановки.

Иногда вместо термина "порядок следования фаз" говорят "порядок чередования фаз". Во избежание путаницы условимся применять термин

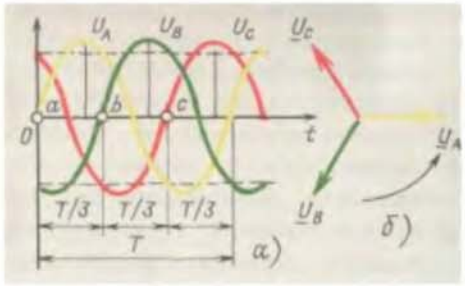


Рис. 8.1.
Синусоидальное (а) и векторное *(б)* изображение трехфазной симметричной системы напряжений

"чередование фаз" только в том случае, когда это связано с понятием фазы как участка трехфазной цепи.

Чередование фаз. Итак, под чередованием фаз следует понимать очередность, в которой фазы трехфазной цепи (обмотки и выводы электрических машин, провода линий и т. д.) расположены в пространстве, если обход их каждый раз начинать из одного и того же пункта (точки) и производить в одном и том же направлении, например сверху вниз, по часовой стрелке и т. д. На основании такого определения говорят о чередовании обозначений выводов электрических машин и трансформаторов, расцветке проводов и сборных шин.

Совпадение фаз. При фазировке трехфазных цепей встречаются различные варианты чередования обозначений вводов на включающем аппарате и подачи на эти вводы напряжения разных фаз (рис. 8.2,*а,б)*. Варианты, при которых не совпадает порядок следования фаз, или порядок чередования фаз электроустановки и сети, при включении выключателя приводят к КЗ.

В то же время возможен единственный вариант, когда совпадает то и другое. Короткое замыкание между соединяемыми частями (электроустановкой и сетью) здесь исключено.

Под совпадением фаз при фазировке как раз и понимают именно этот

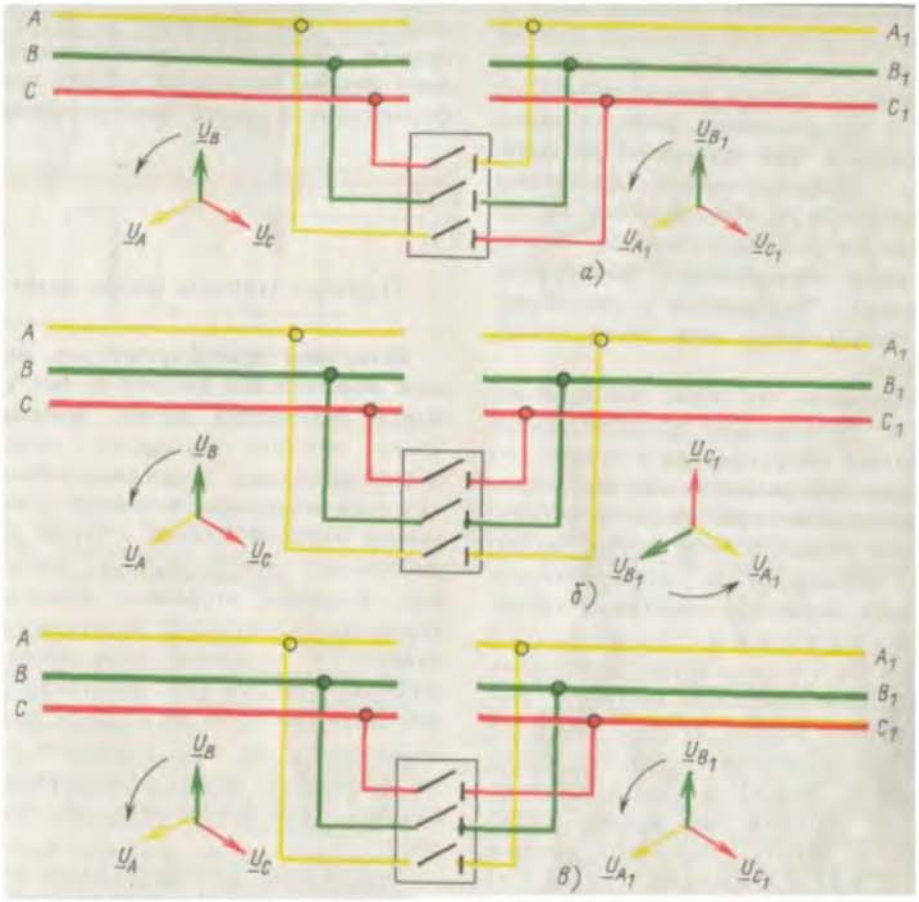


Рис. 8.2.
Варианты несовпадения *(а, б)* и совпадения (в) фаз двух частей электроустановки

вариант, когда на вводы выключателя, попарно принадлежащие одной фазе, поданы одноименные напряжения, а обозначения (расцветка) вводов выключателя согласованы с обозначением фаз напряжений (рис. 8.2, в).

8.2
Методы фазировки

Фазировка может быть предварительной, выполняемой в процессе монтажа и ремонта оборудования, и при вводе в работу, производимой непосредственно перед первым включением в работу нового или вышедшего из ремонта оборудования, если при ремонте фазы могли быть переставлены местами.

Предварительной фазировкой проверяется чередование фаз соединяемых между собой элементов оборудования. Так, например, при ремонте поврежденного кабеля определяют, какие жилы кабеля, находящегося в эксплуатации, и ремонтной вставки должны соеденяться между собой, чтобы фазы кабельной линии и сборных шин РУ совпали. Произвольное соеденение токоведущих жил может нарушить порядок чередования фаз, и это приведет к необходимости менять местами жилы у концевых муфт или

изменять монтаж шин в ячейке РУ. Ясно, что обе эти операции не только нежелательны, но часто и невыполнимы. Поэтому перед соединением жил проверяют их фазировку. Предварительная фазировка производится на оборудовании, не находящемся под напряжением. Основные виды оборудования фазируются визуально, "прозвонкой", при помощи мегаомметра или импульсного искателя.

Независимо от того, проводилась или не проводилась предварительная фазировка оборудования в период его монтажа или ремонта, оно обязательно фазируется при вводе в работу, так как только в этом случае можно быть уверенным в согласованности фаз всех элементов электрической цепи. Фазировка при вводе в работу производится исключительно электрическими методами. Выбор метода зависит от вида фазируемого оборудования (генератор, трансформатор, линия) и класса напряжения, на котором оно должно включаться в работу. Различают прямые (см.§ 8.3) и косвенные (см.§ 8.4) методы фазировки оборудования при вводе в работу. Прямыми методами называют такие, при которых фазировка производится на вводах оборудования, находящегося непосредственно под рабочим напряжением; эти методы наглядны и их широко применяют в установках до 110 кВ.

Косвенными называют такие методы, при которых фазировка производится не на рабочем напряжении установки, а на вторичном напряжении трансформаторов напряжения, присоединенных к фазируемым частям установки. Косвенные методы менее наглядны, чем прямые, но применение их не ограничивается классом напряжения установки.

Оперативному персоналу подстанций, как правило, не приходится иметь дело с предварительной фазировкой оборудования, поэтому методы ее проведения здесь не рассматриваются; подробно они изложены в [27]. Из прямых методов фазировки представляют интерес методы фазировки трансформаторов и линий электропередачи

8.3

Прямые методы фазировки

Фазировка трансформаторов, имеющих обмотки НН до 380 В, без установки перемычки между зажимами. Этим методом фазируют силовые трансформаторы, вторичные обмотки которых соединены в звезду с выведенной нулевой точкой, а также измерительные трансформаторы напряжения, имеющие вторичные обмотки с заземленной нейтралью. Фазировку производят с помощью вольтметра со стороны обмотки НН. Вольтметр должен быть рассчитан на двойное фазное напряжение, так как появление такого напряжения между зажимами фазируемых трансформаторов не исключено.

Фазируемые трансформаторы включают по схеме, представленной на рис. 8.3. Нулевые точки вторичных обмоток при этом должны быть надежно заземлены или присоединены к общему нулевому проводу, что следует проверить перед началом фазировки. Объединение нулевых точек необходимо для создания между фазируемыми трансформаторами электрической связи, образующей замкнутый контур для прохождения тока через прибор.

Прежде чем приступить к фазировке, проверяют симметричность напряжений трансформаторов. Для этого вольтметр поочередно подключают к зажимам a_1-b_1; b_1-c_1; c_1-a_1; a_2-b_2; b_2-c_2; c_2-a_2; Если значения измеренных напряжений сильно отличаются друг от друга, проверяют положение переключателей ответвлений

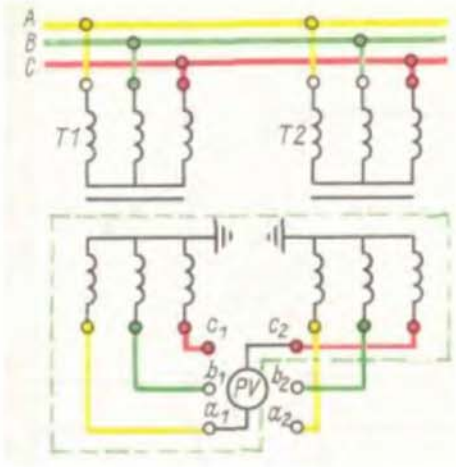


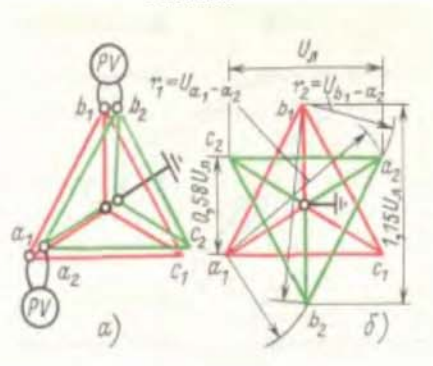
Рис. 8.3.

Схема фазировки двух трансформаторов, имеющих заземленные нулевые точки вторичных обмоток (штриховой линией показан путь прохождения тока через прибор при несовпадении фаз)

обоих трансформаторов. Переключением ответвлений уменьшают разницу напряжений. Фазировка допускается, если разность напряжений не превышает 10%.

После проведения перечисленных операций приступают собственно к фазировке. Сущность ее заключается в отыскании выводов, между которыми разность напряжений практически близка к нулю. Для этого провод от вольтметра присоединяют к одному выводу первого трансформатора, а другим проводом поочередно касаются трех выводов второго трансформатора (например, измеряют напряжения между выводами a_1-a_2; a_1-b_2; a_1-c_2). Дальнейший ход фазировки зависит от полученных результатов. Если при одном измерении (допустим, между выводами a_1-a_2) показание вольтметра было близким к нулю, то эти выводы замечают, а вольтметр присоединяют ко второму выводу (например, b_1) первого трансформатора и измеряют напряжение между выводами b_1-b_2; b_1-c_2. Если

Рис. 8.4.



Векторные диаграммы напряжений обмоток НН фазируемых трансформаторов при совпадении фаз *(а)* и при сдвиге векторов на 180 , например при группах соединений Д/$У_Н$-11и Д/$У_Н$-5 *(б)*

опять одно из показаний вольтметра (например, между выводами b_1-b_2) окажется близким к нулю, то фазировку считают законченной (рис.8.4,*а*). Особой необходимости в измерении напряжения между выводами c_1-c_2 нет, так как при двух нулевых показаниях вольтметра (a_1-a и a_1-b_2) напряжение между третьей парой фаз, естественно, должно быть близким к нулю. Однако для подтверждения полученных результатов о совпадении фаз все же производят измерение между c_1 - c_2. Выводы, между которыми не было разности напряжений, соединяют при включении трансформаторов на параллельную работу. У каждого полюса коммутационного аппарата такие выводы должны находиться непосредственно друг против друга.

Если после измерения a_1-a_2; a_1-b_2; a_1-c_2; b_1-a_2; b_1-b_2; b_1-c_2) ни одно из показаний вольтметра не было близким к нулю, то это говорит о том, что фазируемые трансформаторы принадлежат к разным группам соединений и их включение на параллельную работу недопустимо. Фазировку на этом прекращают. На основании измерений строят векторные диаграммы

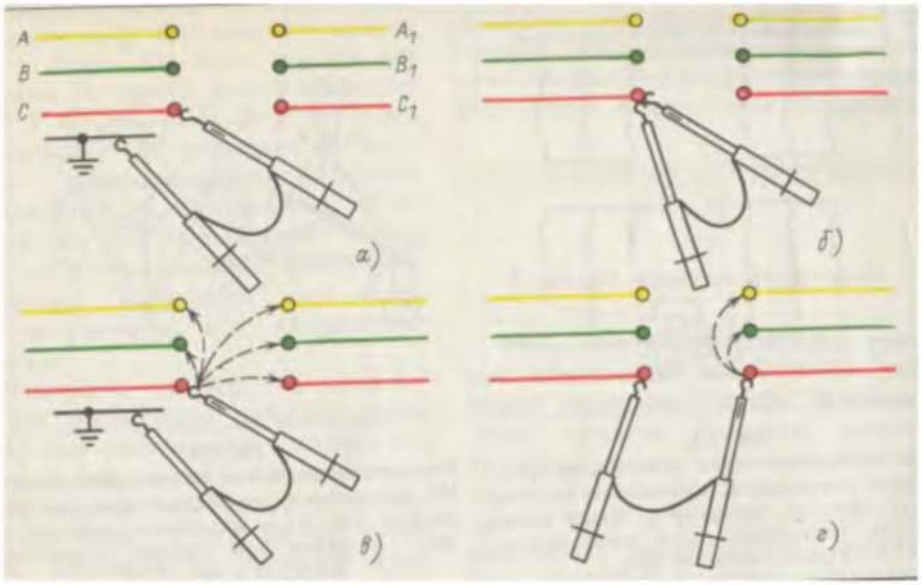


Рис. 8.5

Последовательность операций при фазировке линий 10 кВ индикатором типа УВНФ: *а* - проверка исправности индикатора при встречном включении; *б* - то же при согласованном; *в* - проверка наличия напряжения на выводах; *г* - фазировка

и по ним судят, можно ли включать трансформаторы параллельно и какие пересоединения надо для этого выполнить.

Техника построения векторных диаграмм на основании результатов измерений линейных напряжениий показана на Рис. 8.4,в Треугольник линейных напряжений первого трансформатора строят произвольно, а точки вершин второго треугольника находят путем засечек, радиусы которых численно равны напряжениям между зажимами a_1-a_2; и b_1-a_2; a_1-b_2 ; b_1-b_2).

Фазировка кабельных и воздушных линий 6-110 кВ. При фазировке линий 6 - 110 кВ пользуются индикаторами, например типа УВН-80,УВНФ и др. Фазировка выполняется в следующей последовательгости. На выводы разъеденителей или выключателя падают фазируемые напряжения. Проверяют исправность индикатора. Для этого щупом трубки, содержащей резистор, касаются заземления, а щуп другой трубки подносят к одному из зажимов аппарата, находящегося под напряжением. (Рис. 8.5,а), при этом неоновая лампа должна загореться. Затем щупами обеих трубок касаются одной токопроводящей части (Рис. 8.5,б). Лампа индикатора при этом не должна гореть. Проверяют напряжение на всех шести выводах коммутационного аппарата, как показано на Рис. 8.5,*в*. Проверка производится для того, чтобы исключить ошибку в случае фазировки линии, имеющий обрыв (например, вследствие неисправности предохранителя). Абсолютные значения напряжения между фазой и землей здесь не играют роли, так как при фазировке присоеденение индикатора будет производиться или на линейное напряжение (несовпадение фаз), или на незначительную разность напряжений между одноименными фазами (совпадение фаз). Поэтому о наличии напряжения на каждой фазе судят по свечению лампы индикатора.

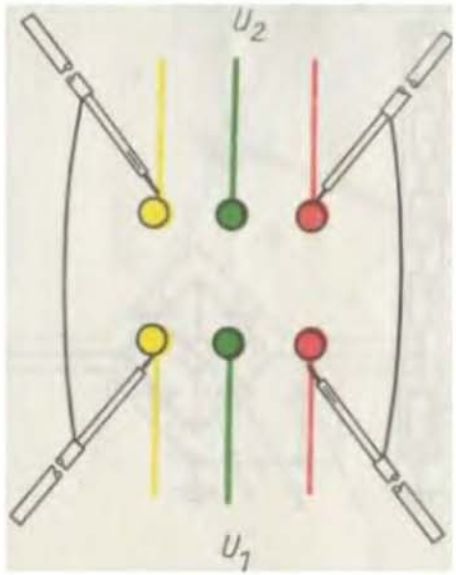


Рис. 8.6.

Подключение индикатора Мосэнерго к выводам разъединителей при фазировке линий 35-110 кВ

Процесс собственно фазировки состоит в том, что щупом одной трубки индикатора касаются любого крайнего вывода аппарата, например фазы С, а щупом другой трубки поочередно трех выводов со стороны фазируемой линии (рис. 8.5, *г*). В двух случаях касаний (С – A_1 и С – B_1) лампа будет ярко загораться, в третьем (С – C_1) гореть не будет, что укажет на одноименность фаз.

После определения первой пары одноименных выводов щупами поочередно касаются других пар выводов, например А – A_1 и А – B_1. Отсутствие свечения лампы индикатора в одном касании укажет на одноименность следующей пары выводов. Совпадение фаз третьей пары выводов В – B_1проверяют только в целях контроля - фазы должны совпасть.

Одноименные фазы соединяют на параллельную работу. Если одноименные фазы у разъединителей или выключателя не находятся друг против друга, то с установки снимают напряжение и пересоединяют шины в том порядке, который необходим для совпадения фаз.

Фазировка воздушных и кабельных линий прямым методом возможна и на напряжении 35 и 110 кВ. Для этой цели в Мосэнерго используют индикатор типа УВНФ-35-110, конструкция которого аналогична индикатору УВНФ на 10 кВ. От последнего его отличает наличие в схеме полистирольных конденсаторов вместо резистора. Фазировка производится на отключенных разъединителях (или отделителях), выводы которых находятся под напряжением: с одной стороны от шин РУ, с другой от фазируемой линии. Сначала на всех фазах разъединителей проверяют наличие напряжения прикосновением щупов указателя к фазе и к заземленной конструкции, затем на крайних фазах разъединителей проверяют совпадение напряжений по фазе (рис. 8.6). На средней фазе проверку не производят. Если лампа индикатора не загорается при фазировке на крайних фазах, то фазировку считают законченной - фазы совпадают. При свечении лампы индикатора на обеих крайних фазах или только на одной фазировку прекращают фазы не совпадают.

В Ленэнерго для фазировки линий 35-110 кВ применяют индикатор, в котором использован принцип сравнения напряжений на двух одинаковых делителях напряжения, собранных из резисторов (рис. 8.7). Производят фазировку, касаясь щупами индикатора проводов каждой фазы разъединителей так, как это показано на Рис. 8.8. При совпадении фаз напряжений стрелка прибора не должна значительно отклоняться от нуля шкалы. Возможно лишь небольшое отклонение стрелки, что объясняется некоторой разностью фазиру-

емых напряжений или сдвигом напряжений по углу при фазировке линий большой протяженности. При несовпадении напряжений по фазе стрелка прибора отклонится до конца шкалы.

Условия безопасности при фазировке индикаторами напряжения. Прежде чем приступить к фазировке, необходимо убедиться в выполнении как общих требований техники безопасное ти по подготовке рабочего места, так и специальных требований по работе с измерительными штангами на оборудовании, находящемся под напряжением.

Электрические аппараты, на выводах которых будет производиться фазировка, еще до подачи на них напряжения должны быть надежно заперты, должны быть также приняты меры, предотвращающие их включение.

Индикаторы напряжения перед началом работы под напряжением должны быть подвергнуты тщательному наружному осмотру, при этом обращается внимание на то, чтобы лаковый покров трубок и изоляции соединительного провода не имели видимых повреждений и царапин. Срок годности индикатора проверяется по штампу периодических испытаний. Не допускается применять индикаторы, срок годности которых истек.

При работах с индикатором напряжения обязательно применение диэлектрических перчаток. В ходе фазировки не рекомендуется приближать соединительный провод к заземленным частям. Располагать рабочие и изолирующие части индикатора следует так, чтобы не возникла опасность перекрытия по их поверхности между фазами или на землю.

Фазировку индикатором напряжения нельзя производить во время дождя, снегопада, при тумане, так как изолирующие части его могут увлажниться, что приведет к их перекрытию

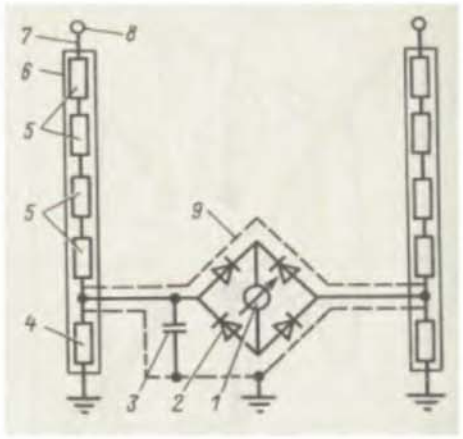


Рис. 8.7.
Принципиальная схема индикатора напряжения Лснэнерго для фазировки в установках 35 и 110 кВ:

1 - микроамперметр; 2 - выпрямители; 3 - компенсирующая емкость; 4 - дополнительный резистор; 5 - резисторы; 6 - стеклопластиковая трубка; 7 - щуп; 8 - полюс разъединителя; 9 - экран измерительной части схемы

8.4

Косвенные методы фазировки

Фазировка трансформаторов и линий при двойной системе шин. Этим методом фазируют трансформаторы и линии всех классов напряжения. В РУ, где обе системы шин находятся в работе, для выполнения фазировки освобождают одну систему шин, т. е. выводят ее в резерв. При включенном шиносоединителыюм выключателе вольтметром проверяют совпадение фаз вторичных напряжений трансформаторов напряжений рабочей и резервной систем шин. Затем отключают шиносоеденительный выключатель и снимают с его привода оперативный ток. На резервную систему шин включают цепь, фазировку которой следует произвести (рис. 8.9). По фазируемой цепи с противоположного конца подают напряжение и производят фазировку на выводах вторичных цепей трансформаторов напряжения рабочей и резервной систем шин. Для этого вольтметром производят шесть измерений в такой последовательности: a_1-a_2; a_1-b_2; a_1-c_2; b_1-a_2; b_1-b_2; b_1-c_2. При совпадении фаз a_1 и a_2,, b_1 и b_2, c_1 и c_2 (нулевые показания вольтметра) фазировку заканчивают и включением шиносоединительного выключателя, защиты на котором должны находиться в положении "Отключение", сфазированную цепь включают на параллельную работу. Если при измерении напряжения между одноименными выводами будут получены не нулевые, а иные результаты, то измерения прекращают, фазируемую цепь отключают и производят пересоединение токопроводящих частей, добиваясь совпадения фаз. После этого фазировку производят заново.

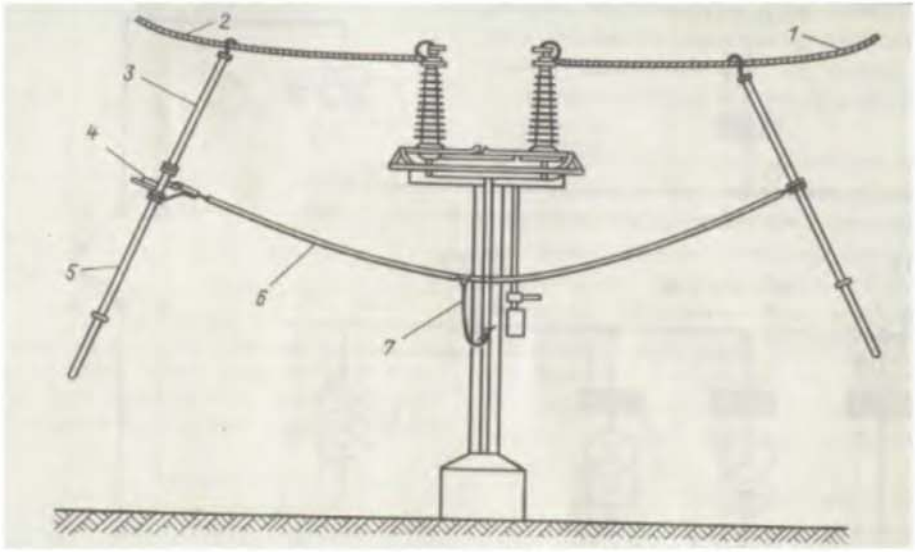
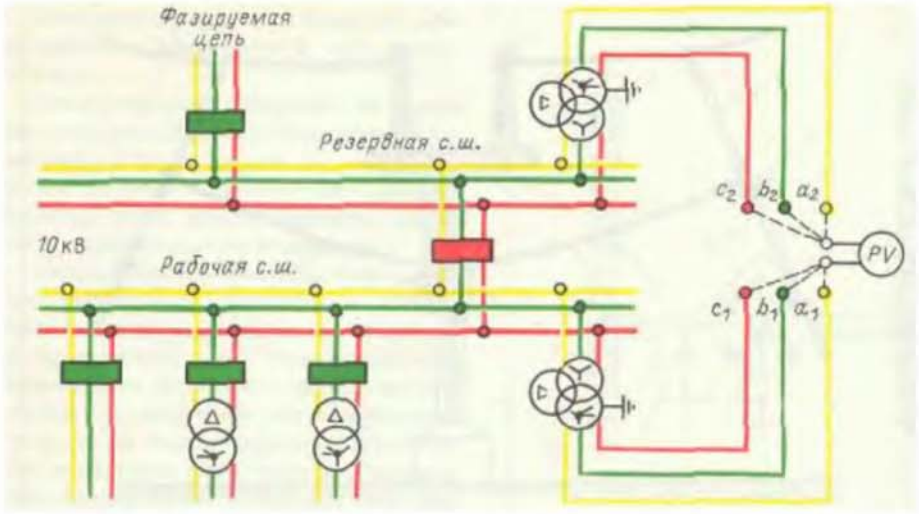


Рис. 8.8.
Фазировка прямым методом индикатором Ленэнерго:

1 - провод со стороны линии; 2 - провод со стороны шин подстанции; 3 - трубка с резисторами; 4 - микроамперметр; 5 - изолирующая штанга; 6 - соединительный проводник;**7** - заземляющий провод

Фазировка трехобмоточных трансформаторов. Фазировку выполняют в два приема: со стороны обмотки НН и со стороны СН. Сначала трансформатор включают на резервную систему шин НН и подают на него напряжение со стороны ВН. Фазировку выполняют на зажимах трансформаторов напряжения, принадлежащих шинам НН. При совпадении фаз трансформатор отключают со стороны НН, включают на резервную систему шин СН и выполняют фазировку на этом напряжении. После получения положительных результатов в обоих случаях фазировки трансформатор считают сфазированным и его включают в работу Заметим, что при фазировке электрических цепей косвенным методом очень важно, чтобы предварительно были правильно сфазированы шинные трансформаторы напряжения.

Предупреждение. При фазировке шинных трансформаторов напряжения следует считаться со схемой заземления вторичных обмоток трансформаторов напряжения, так как заземленной может быть как нейтраль, так и одна фаза. В первом случае для фазировки возможно примене-



Рис, 8.9.
Схема фазировки косвенным методом на выводах вторичных обмоток шинных трансформаторов напряжения

ние вольтметра со шкалой на двойное фазное напряжение, во втором - двойное линейное. Кроме того, фазировку трансформаторов напряжения, у которых заземлена фаза вторичных обмоток (например, фаза *b*) часто выполняют при помощи фазоуказателя. Это считается допустимым, так как фазы *B* фазируемых напряжений жестко соединены и требуется установить лишь совпадение напряжений одноименных фаз *a,* а также фаз *c*. Если они не совпадают, диск фазоуказателя при подаче на его выводы напряжения будет вращаться в одном направлении, а при подаче напряжения от второго трансформатора напряженния - в другом. Ни в каких других случаях фазировки трехфазных цепей пользоваться только казатслем нельзя, так как при одном и том же направлении вращения диска фазоуказателя между одноименными фазами напряжений может быть сдвиг по углу даже при одном и том же порядке следования фаз.

Трансформаторы напряжения одного класса напряжения следует фазировать при питании от одного источника. Например, если необходимо проверить совпадение фаз двух шинных трансформаторов напряжения, включенных со стороны ВН на разные системы шин (или секции), то для этого шины соединяют между собой включением шиносоединителыюго (или секционного) выключателя и затем производя фазировку этих трансформаторов напряжения со стороны их вторичных обмоток.

8.5

Несовпадение порядка чередования и обозначения фаз электроустановок при их фазировке.

В начале главы отмечалось что фазировкой устанавливают совпадение: порядков следования фаз фазируемых между собой электроустановок, векторов одноименных напряжений по фазе (отсутствие между ними сдвига по углу), порядков чередования фаз на выводах коммутационного аппарата, включением которого установка должна вкключаться в работу, обозначений фаз (их расцветка).

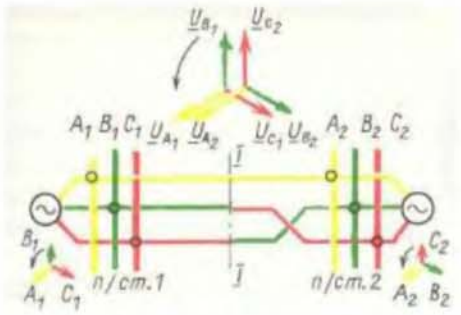


Рис. 8.10.
Изменение порядка чередования фаз на линии при включении на параллельную работу двух электроустановок, имеющих прямой и обратный порядок следования фаз

Выполнение перечисленных условий является обязательным при включении электроустановок в работу.

На практике, однако, нередки случаи, когда фазируемые электроустановки (например, электростанция по отношению к энергосистеме или одна энергосистема по отношению к другой) имеют различные порядки следования фаз или при одном и том же порядке следования фаз векторы их одноименных напряжений смещены по фазе на 120 или 240°. Нет необходимости называть причины таких несоответствий. Так уж сложилось исторически, и с этим приходится считаться при фазировке.

Возникает однако вопрос; как осуществляется в подобных случаях фазировка и соблюдаются ли при этом условия совпадения фаз.

Рассмотрим это на примере. Допустим, что необходимо провести фазировку и включить на параллельную работу две электроустановки, в одной из которых прямой, а в другой обратный порядок следования фаз. Соединяющим их элементом должна стать линия электропередачи. Известно, что для включения двух электроустановок на параллельную работу совершенно необходимо, чтобы одна из них по отношению к другой имела один и тот же порядок следования фаз. Только в этом случае возможна их синхронизация.

Для того чтобы порядки следования фаз электроустановок совпали, например обратный порядок следования фаз одной электроустановки по отношению к другой стал прямым, на линии электропередачи изменяют порядок чередования фаз. Практически это осуществляется перемещением на линии проводов фаз на одной опоре, т.е. изменением их чередования в пространстве.

Таким образом, изменением порядка чередования фаз на линии изменяется порядок следования фаз векторов напряжений одной электроустановки относительно другой, хотя абсолютные порядки следования фаз векторов напряжений электроустановок остаются прежними (прямым и обратным). В этом проявляется взаимозависимость понятий порядка следования и чередования фаз.

На рис. 8.10 показана эта взаимозависимость и приведена совмещенная векторная диаграмма напряжений обоих порядков следования фаз. Из диаграммы видно, что векторы напряжения U_{A1} и U_A совпадают по фазе и что никаких перемещений провода фазы *A* производить не требуется, а провода фаз *B* и *C* необходимо поменять местами.

После перемещения проводов на линии электроустановки можно фазировать и синхронизировать на параллельную работу. Однако заметим, что обозначения фаз и их расцветка в каждом сечении линии (штрихпунктирная линия *I-I* на рис.8.10) и на зажимах коммутационного аппарата не будут совпадать и изменить их никак нельзя. Об этих особенностях линии, соединяющей электроустановки, должен знать обслуживающий их персонал, чтобы избежать ошибок при эксплуатации и ремонте. Аналогичным образом поступают и при фазировке электроустановок, работающих со смещением векторов одноименных напряжений на 120 и 240°. Необходимое изменение порядка чередования фаз на линии устанавливают при этом путем построения и совмещения векторных диаграмм напряжений обеих фазируемых электроустановок.

Глава 9

Оперативные переключения на подстанциях

9.1

Оперативные состояния оборудования

Электрическое оборудование на подстанциях (трансформаторы, коммутационные аппараты, шины и т. д.) может находиться в состоянии работы, ремонта, резерва, автоматического резерва, под напряжением. Очевидно, что оперативное состояние оборудования определяется положением коммутационных аппаратов, которые предназначены для его включения и отключения.

Оборудование считается находящимся в работе, если коммутационные аппараты в его цепи включены и образована замкнутая электрическая цепь между источником питания и приёмником электроэнергии.

Вентильные разрядники, конденсаторы связи, трансформаторы напряжения и другое оборудование, жестко (без разъединителей) подключенное к источнику питания и находящееся под напряжением, считается находящимся в работе.

Если оборудование отключено коммутационными аппаратами или расшиновано и подготовлено в соответствии с требованиями Правил техники безопасности (ПТБ) к производству работ, то независимо от выполнения на нем ремонтных работ в данный момент оно считается находящимся в ремонте.

Оборудование считается находящимся в резерве, если оно отключено коммутационными аппаратами и возможно немедленное включение его в работу с помощью этих коммутационных аппарвтов

Оборудование считается находящимся в автоматическом резерве, если оно отключено только выключателями или отделителями, имеющими автоматический привод на включение, и может 6ыть введено в работу действием автоматических устройств.

Оборудование считается находящимся под напряжением, если оно подключено коммутационными аппаратами к источнику напряжения, но не находится в работе (силовой трансформатор на холостом ходу, линия электропередачи, включенная со стороны питающей ее подстанции и т. д.).

Отключенный от сети, но продолжающий вращаться синхронный компенсатор с отключенным автоматом гашения поля (АГП) следует считать находящимся под напряжением.

Каждое устройство релейной защиты и автоматики может находиться во включенном (введенном) в работу состоянии, в отключенном (выведенном) из работы, отключенном для технического обслуживания.

Устройство релейной защиты и автоматики считается включенным в работу, если выходная цепь этого устройства с помощью накладок (блоков, ключей) подключена к электромагнитам управления включающих или отключающих коммутационных аппаратов.

Устройство релейной защиты и автоматики считается отключенным, если выходная цепь этого устройства отключена накладками (блоками, ключами) от электромагнитов управления коммутационных аппаратов.

Устройство релейной защиты и автоматики считается отключенным для технического обслуживания (эксплуатационной проверки) , если его нельзя включить в работу из-за неисправности и необходимости проведения профилактических работ.

Перевод оборудования из одного оперативного состояния в другое происходит в результате оперативных переключений. Оперативные переключения выполняют также при всевозможных изменениях режимов работы оборудования и при ликвидации аварий, когда перевод оборудования из одного оперативного состояния в другое происходит автоматически - в результате действия релейной защиты и автоматических устройств.

Изменением оперативного состояния оборудования на подстанциях руководит диспетчер, в оперативном управлении которого находятся основное оборудование, устройства релейной защиты и различные автоматические устройства. И только в неотложных случаях, при явной опасности для жизни людей, когда промедление со снятием напряжения с оборудования может привести к тяжелым последствиям, отключение оборудования производится без ведома диспетчера, но с последующим уведомлением его при первой же возможности. Аналогичные действия допускаются и при угрозе сохранности оборудования, например при пожаре

9.2

Организация и порядок переключений.

Распоряжение о переключении отдается диспетчером непосредственно подчиненному персоналу обычно по телефону Содержание и объем распоряжения определяются диспетчером, который учитывает сложность задания, необходимость координации действий оперативного персонала и согласован-ность изменений в схемах электро-установок. В распоряжении указывается цель переключения и последовательность выполнения операций. Лицо, получившее распоряжение, обязано повторить его и получить подтверждение в том, что распоряжение понято им правильно. Такой порядок целесообразен потому, что при повторении появляется возможность взаимного контроля и своевременного исправления ошибки, если она допущена отдающим или принимающим распоряжение. Оба участника оперативных переговоров должны ясно представлять последовательность намеченных операций и понимать, что их выполнение допустимо по состоянию схемы и режиму работы оборудования. Режимы работы оборудования должны, как правило, проверяться до начала переключений и в процессе их производства, с тем чтобы исключить возникновение утяжеленных режимов работы (перегрузок, отклонений напряжения от номинального значения и т. д.).

В практике оперативной работы хорошо зарекомендовала себя и такая форма получения задания (распоряжения) на переключение, как обращение оперативного персонала подстанции к диспетчеру с заранее продуманной в соответствии с разрешенной заявкой и оперативным состоянием схемы последовательностью операций и получение разрешения диспетчера на их выполнение. Эта форма оперативных взаимоотношений максимально сокращает время переговоров и почти всегда свидетельствует о высокой степени готовности персонала к выполнению переключений.

Полученное распоряжение в виде задания записывается в оперативный

журнал, последовательность операций уточняется по оперативной схеме или мнемоническому макету. При необходимости составляется бланк переключений или применяется готовый типовой бланк.

С содержанием полученного задания и с разъяснением его по схеме соединений знакомится второе лицо, если привлечение его к переключениям является необходимым. Последовательность предстоящих операций не должна вызывать никаких сомнений у лиц, готовящихся к их выполнению.

Отметим еще и тот факт, что если оперативное распоряжение получено персоналом, то оно не может быть им изменено или отсрочено. При возникновении конфликтной ситуации отменить или изменить распоряжение диспетчера может только он сам или его непосредственный начальник.

Порядок действия персонала. Переключения на подстанциях могут выполняться одним или двумя лицами. Это определяется местными условиями: видом оперативного обслуживания, сложностью схемы и т. д. При участии в переключениях двух лиц контролирующим назначается старшие в смене или специально назначенное и прибывшее на подстанцию лицо, на которое помимо функций контроля за правильностью выполнения каждой операции возлагается также наблюдение за переключениями в целом. Низшее по должности лицо обычно выполняет роль исполнителя. Однако ответственность за переключения лежит на обоих.

Не разрешается изменение установленного местными инструкциями распределения обязанностей между персоналом во время переключений. Запрещается и уклонение от их выполнения. Нельзя, например, допускать, чтобы оба участника переключений, надеясь на свой опыт, одновременно выполняли операции, пренебрегая при этом необходимостью контроля, что, к сожалению, нередко делается в целях "ускорения" процесса переключений.

Если операции выполняются по бланку переключений, то персонал, имеющий его при себе, действует следующим образом:

1) на месте выполнения операции проверяет по надписи наименование электрической цепи и название коммутационного аппарата, к приводу которого он подошел. Выполнение операций по памяти без проверки надписи у привода аппарата категорически запрещается;

2) убедившись в правильности выбранного коммутационного аппарата, зачитывает по бланку содержание операции и после этого выполняет ее. При участии в переключениях двух лиц операция выполняется после повторения ее исполнителем и получения соответствующего подтверждения контролирующего;

3) выполненную операцию отмечает в бланке, чтобы избежать пропуска очередной операции.

Переключения должны выполняться строго по бланку. Изменять установленную в нем последовательность операций не допускается. При возникновении сомнений в правильности выполняемых операций их следует прекратить, обратиться к диспетчеру за разъяснением и в случае необходимости заполнить новый бланк.

Бланком переключений нельзя пользоваться пассивно. Каждая операция перед ее выполнением должна быть осмыслена. Необходим тщательный и своевременный самоконтроль, так как допущенные ошибки часто бывают непоправимы.

Во время переключений персонал должен быть внимателен и сосредоточен; не рекомендуется вести разговоры, не имеющие прямого отношения к выполняемой работе. Недопустимы и перерывы в переключениях, не вызванные необходимостью. Все эти малозначительные на первый взгляд факторы могут отвлечь внимание персонала и стать причиной аварии или несчастного случая.

Операции в схемах релейной защиты и автоматики. При переключениях на подстанциях персонал обязан выполнять необходимые операции в схемах релейной защиты, автоматики и вторичных цепях, руководствуясь указаниями инструкций по их обслуживанию. Последовательность операций в первичных схемах подстанций должна быть строго согласована с операциями в схемах вторичных устройств и записана в бланке переключений.

Информация о выполнении распоряжения о переключении. В бланке записывается время окончания переключений. В оперативном журнале производится запись о выполнении распоряжения в соответствии с той формой, которая установлена в энергосистеме. Вносятся изменения в оперативную схему или схему-макет. После этого о выполнении распоряжения информируется диспетчер, от которого оно было получено. Информацию передает лицо, получившее распоряжение

9.3

Последовательность основных операций и действий при отключении и включении электрических цепей.

Операции с коммутационными аппаратами, установленными в одной электрической цепи, выполняются в последовательности, определяемой в назначении этих аппаратов и безопасностью операций для лиц, выполняющих переключения. Кроме того, при правильной последовательности операций предупреждается возникновение аварийных режимов в работе электроустановок, а также повреждения электрооборудования и нарушения электроснабжения потребителей.

При отключении электрической цепи, имеющей выключатели, первой выполняется операция отключения выключателей, при этом разрывается цепь тока и снимается напряжение только с отдельных элементов электрической цепи (линии электропередачи, трансформатора и т.д.). Вводы выключателей могут оставаться под напряжением со стороны сборных шин. Если электрическая цепь выводится в ремонт, то для безопасности работ она отключается и разъединителями. Практикой установлена последовательность отключения разъединителей: сначала отключают линейные (трансформаторные), а затем шинные разъединители. При включении электрической цепи сначала включают шинные на соответствующую систему шин, затем линейные (трансформаторные) разъединители.

Очередность операций с линейными и шинными разъединителями объясняется необходимостью уменьшения последствий повреждений, которые могут иметь место при ошибках персонала. Допустим, что по ошибке отключают под нагрузкой линейные разъединители. Возникшее при этом КЗ устранится автоматическим отключением выключателя линии. Отключение же под нагрузкой шинных разъединителей вызовет отключение сборных шин, и последствия будут более тяжелыми.

В РУ 6-10 кВ закрытого типа, где линейные (кабельные) разъединители располагаются невысоко от пола и не отгорожены от коридора управления сплошной защитной пленкой, операции с ними небезопасны для персонала (например при ошибочных действиях под нагрузкой). В этом случае целесообразно при отключении линии первыми отключить не линейные, а шинные разъединители, расположенные на большем расстоянии от оператора

При включении электрической цепи в работу операции с выключателями

выполняются в последнюю очередь в любых случаях.

Автоматические устройства (АПВ, АВР и др.) обычно выводятся из работы перед отключением выключателя, на который они взаимодействуют, а вводятся в работу после включения выключателя. Целесообразно придерживаться единой последовательности операций с автоматическими устройствами, чтобы избежать ошибок.

Включение и отключение электрических цепей (как, впрочем, и другие виды переключений на подстанциях) не исчерпываются знанием очередности операций и умением правильно подавать команды на включение и отключение коммутационных аппаратов. Помимо собственно операций с коммутационными аппаратами необходимы проверки (или выполнение так называемых проверочных действий). Проверки отличаются от операций тем, что выполнением операции изменяется схема электроустановки, режим ее работы, а проверочными действиями схема и режим не изменяются, но дается информация о них. Проверки открывают также возможность безошибочного выполнения каждой последующей операции.

К проверочным действиям относятся проверки режимов работы подстанций и отдельных видов оборудования, проводимые до начала переключений, а также в процессе их выполнения. По результатам таких проверок судят о возможности выполнения переключений; предупреждается возникновение утяжеленных режимов работы оборудования (перегрузок, отклонений значений напряжения от номинального и т. д.) .

В процессе переключений должны проверяться нагрузки отключаемых (включаемых) электрических цепей, действительные положения коммутационных аппаратов, стационарных заземлителей (заземляющих ножей), а также отсутствие напряжения на токопроводящих частях перед их заземлением.

Лучшим методом проверок действительных положений коммутационных аппаратов и стационарных заземлителей являются визуальные осмотры положений их контактных систем или осмотры на месте их сигнальных устройств. Аппарат (стационарный заземлитель) каждой фазы должен осматриваться отдельно, независимо от фактического положения аппаратов других фаз и наличия механических связей между ними. Дистанционные включения и отключения выключателей должны контролироваться по показаниям приборов.

Особо отметим, что проверки положений выключателей на месте их установки являются **обязательными**, если после отключения выключателей должны выполняться операции с разъединителями или отделителями данных электрических цепей.

Проверяется на месте установки, включен ли шиносоединительный выключатель перед началом операций с шинными разъединителями при переводе электрических цепей с одной системы сборных шин на другую.

В КРУ отключенное положение выключателя проверяется перед каждой операцией перемещения тележки в шкафу КРУ из рабочего в испытательное положение и наоборот.

Проверку положения выключателя по показаниям сигнальных ламп мнемосхемы и измерительных приборов (амперметров, вольтметров, ваттметров) допускается производить при отключении выключателя электрической цепи без проведения в дальнейшем операций с разъединителями, отключении выключателя электрической цепи с последующим проведением операций с разъединителями при помощи дистанционного привода (здесь имеется в виду, что выключатель и разъединители имеют блокировку, исключающую проведение ошибочной операции), включении под нагрузку линии, трансформатора, при подаче и снятии напряжения с шин. В перечисленных случаях нет необходимости проверять действительное положение выключателя на месте его установки (это затрудняет работу персонала), если по сигнальным лампам и измерительным приборам видно, что операция с выключателем состоялась.

Проверка отсутствия напряжения на токопроводящих частях перед их заземлением является ответственным проверочным действием персонала. На практике все случаи наложения заземлений под напряжением явились результатом отказа от предварительной проверки отсутствия напряжения на заземляемом оборудовании. Такие проверки предусмотрены ПТБ.

Вывод в ремонт линии (рис.9.1) с учетом проверочных действий проводят в такой последовательности: проверяют возможность отключения линии по режиму работы участка сети (подстанции); на подстанции **А** отключают выключатель линии и по амперметру проверяют отсутствие нагрузки на линии; на подстанции **Б** проверяют отсутствие нагрузки на линии и отключают ее выключатель. Затем в **РУ** проверяют отключенное положение выключателя линии и отключают ее линейные разъединители, проверяют отключение каждой фазы разъединителей; на подстанции **А** в **РУ** проверяют, что выключатель линии находится в отключенном положении, после чего отключают линейные разъединители и проверяют положение каждой фазы разъединителей.

После проверки отсутствия напряжения на линии накладывают необходимые защитные заземления с обеих ее сторон. При включении стационарных заземлителей проверяют положение заземлителя каждой фазы.

Перейдем к рассмотрению последовательностей операций с коммутационными аппаратами, устройствами защиты и автоматики при отключении и включении электрических цепей без упоминания проверочных действий, чтобы не перегружать текст частым их повторением. Будут называться лишь характерные проверочные действия, на выполнение которых обращается особое внимание читателей.

При переключениях в реальных условиях выполнение всех проверочных действий должно быть обязательным, а наиболее важные из них (например, проверка отсутствия напряжения на токопроводящих частях перед их заземлением) следует записывать в бланках переключений. Условимся, что координация действий персонала при выполнении операций на смежных подстанциях будет проводиться соответствующим диспетчером.

Отключение и включение воздушных кабельных линий электропередачи Последовательность операций при отключении линии (рис.9.2)**:** отключить устройство АПВ[1] и выключатель линии, линейные, а затем шинные разъединители. При включении линии сначала включают шинные разъединители на соответствующую систему шин, затем линейные разъединители, выключатель и АПВ линии.

По своему положению в сети воздушные и кабельные линии электропередачи напряжением 6 кВ и выше могут иметь одностороннее и двухстороннее питание. К первым относятся так называемые тупиковые линии, ко вторым - транзитные.

Отключение **тупиковой линии**, как правило, начинают с отключения выключателя на питаемой подстанции, при этом проверяется готовность потребителей к отключению линии. Затем проверяют отсутствие нагрузки на линии и отключают ее выключатель со стороны

[1] Устройства АПВ, выполненные по принципу несоответствия положения выключателя и его ключа управления, не отключаются при выводе линии в ремонт.

питающей подстанции. Включение линии под напряжение и нагрузку выполняют в обратной очередности.

Последовательность операций по отключению и включению транзитных линий и линий дальних передач (напряжением 330 кВ и выше) устанавливается диспетчером, учитывающим ряд обстоятельств: состояние схемы сети, надежность питания отдельных подстанций и участков сети при подаче от них напряжения на линию, наличие быстродействующих защит на линиях, конструкцию и тип выключателей и т.д. Отметим, что отключению в ремонт линий дальних передач обычно предшествует выполнение диспетчером комплекса режимных мероприятий: перераспределение перетоков мощности по линиям, изменение уставок релейной защиты, вывод из работы устройств системой автоматики и др.

При включении подачу напряжения на линии связи станций с системой осуществляют, как правило, со стороны системы, так как опробование напряжением линии со стороны станции может привести к отделению ее от системы, если на линии окажется КЗ, а выключатель или защита линии откажет в отключении.

В эксплуатации встречаются линии 6-10 кВ (преимущественно кабельные), спаренные под один выключатель со стороны питающей их подстанции (рис.9.3). По линиям может осуществляться питание одной или нескольких абонентских подстанций, часто связанных с другими питающими центрами. По условиям эксплуатации спаренные линии в одно и то же время могут находиться в различных оперативных состояниях: могут быть включены в работу или отключены сразу обе линии, одна из линий может находиться в работе, другая - в ремонте и т. д.

Включение и отключение одной из спаренных линий, когда другая отключена линейными разъединителями, производится в обычной последовательности, предусмотренной для одиночной линии.

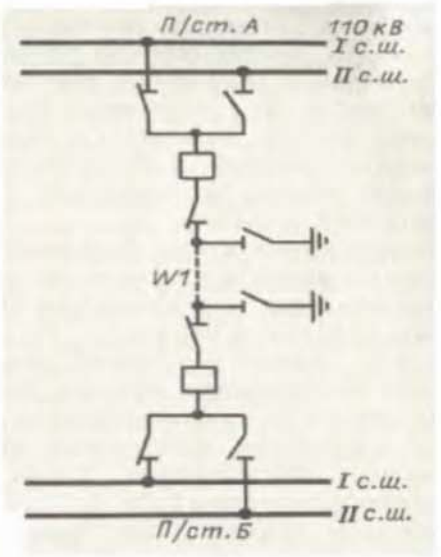


Рис. 9.1
Схема включенной в работу линии 110 кВ

Включение в работу одной из спаренных линий, например W2 (рис. 9.3), если другая линия W1 находится в работе, производят с отключением линии, находящейся в работе. Для этого следует отключить выключатель Q1 работающей линии W1 со стороны нагрузки (у потребителя), отключить выключатель Q3 спаренных линий со стороны питания, включить линейные разъединители с обеих сторон включаемой линии W2, включить выключатель Q3 со стороны питания, включить выключатели Q1 и Q2 обеих линий со стороны нагрузки.

Отключение одной из спаренных линий, когда обе линии включены и несут нагрузку, производят обычно с отключением спаренных линий. Для этого следует отключить выключатели обеих линий со стороны нагрузки, отключить выключатель спаренных линий со стороны питания, отключить линейные разъединители с обеих сторон отключаемой линии, включением выключателя на питающей подстанции подать напряжение на остающуюся в работе линию, замкнуть линию под нагрузку включением ее выключателя у потребителя.

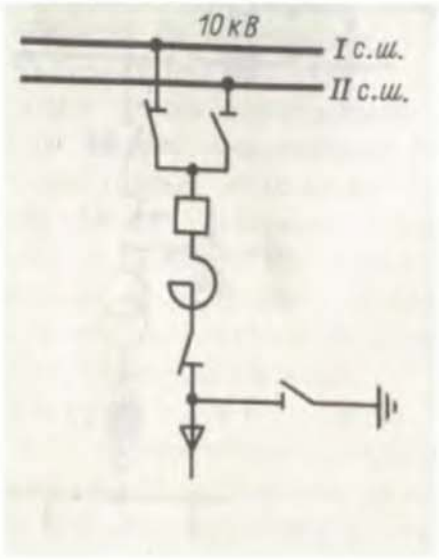


Рис. 9.2
Схема присоединения линии 10 кВ.

Отключение и включение линейных разъединителей 6-10 к В одной из спаренных линий без отключения выключателя со стороны питания допускается при зарядном токе линии не более значений, указанных в § 3.3, при этом разъединители, а также выключатели нагрузки должны управляться дистанционно.

Отключение и включение силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Отключение трехобмоточного трансформатора (или автотрансформатора) выполняют в следующей последовательности:
отключают выключатели со стороны низшего, среднего и высшего напряжений, отключают трансформаторные и шинные разъединители со стороны низшего напряжения, а затем в той же последовательности со стороны сред-.

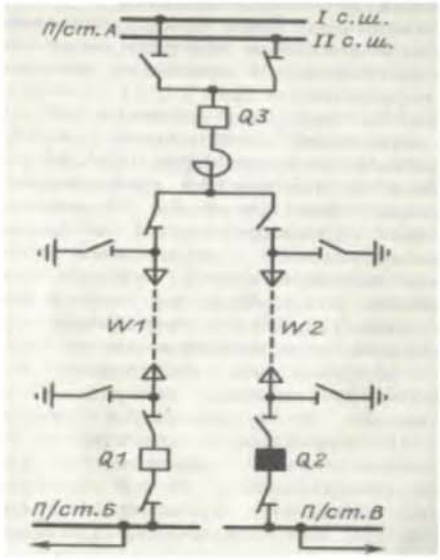


Рис. 9.3
Схема спаренных кабельных линий, находящихся в различных оперативных состояниях: линия W1 включена; линия W2 отключена

него и высшего напряжений. Строгое соблюдение очередности в отключении разъединителей сначала со стороны низшего, а потом среднего и высшего напряжений здесь не является обязательным, очередность отключения может быть иной и зависит от местных условий.

Для **включения** трансформатора необходимо включить шинные и трансформаторные разъединители с каждой из трех сторон, затем включить выключатели высшего, среднего и низшего напряжений.

Отключение и включение отделителями и разъединителями ненагруженных трансформаторов 110-220 кВ, имеющих неполную изоляцию нейтралей, выполняют при предварительном глухом заземлении нейтрали, если она была разземлена и защищена вентильным разрядником (см. § 3.3).

Если к нейтрали обмотки 35 кВ был подключен дугогасящий реактор, то отключение трансформатора следует начинать с отключения дугогасящего

реактора. Это устраняет появление опасных перенапряжений в случае неодновременного размыкания контактов выключателя 35 кВ. Особенно опасно отключение от сети обмотки единственного трансформатора подстанции с подключенным к нейтрали дугогасящим реактором или единственной линии, отходящей от подстанции с дугогасящим реактором. На практике неоднократно наблюдались случаи перекрытия изоляции оборудования 35 кВ при различных попытках отключения трансформатора без отключения дугогасящего реактора.

9.4

Последовательность основных операций и действий при отключении и включении электрических цепей на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам.

На подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, обычно отсутствуют сборные шины и выключатели со стороны высшего напряжения, но обязательно имеются выключатели у трансформаторов со стороны среднего и низшего напряжений. Такие подстанции подключаются по схеме блока трансформатор - линия с отделителями (рис. 9.4), двух блоков с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (рис. 9.5), по схеме мостика с автоматическими отделителями (или выключателем) в перемычке (рис. 9.6) и др

Перемычки в схемах подстанций играют существенную роль как при переключениях на линиях и трансформаторах при выводе их в ремонт, так и при автоматических отключениях оборудования и создании послеаварийных режимов работы.

Подстанции, выполняемые по схеме рис.9.5, подключаются в рассечку проходящей линии, и через их перемычки осуществляется транзит мощности. Для повышения надежности и оперативности схемы параллельно перемычке с выключателем, устанавливают перемычку из резъединителей. В этом случае перемычка из разъединителей выполняет функции ремонтной перемычки, замыкаемой только на время ремонта выключателя.

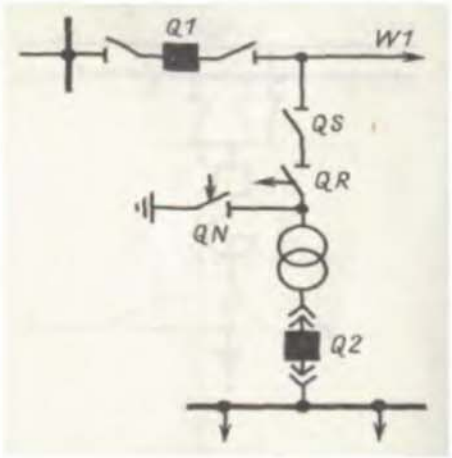


Рис. 9.4
Схема блока трансформатор-линия с отделителями и короткозамыкателем.

Подстанции, выполняемые по схеме рис. 9.6, подключаются ответвлениями к двум (двухцепным) проходящим линиям. Отделители в перемычке нормально отключены и замыкаются автоматически при устойчивом повреждении и отключении защитой одной линии. Подстанции по упрощенным схемам снабжают автоматическими устройствами, предназначенными для автоматического устранения аварийных ситуаций на подстанциях и питающих линиях (см. §7.13).

С точки зрения переключений наибольший интерес представляют двухтрансформаторные подстанции. Ниже рассматривается последовательность операций и действий персонала при отключении и включении питающих линий и трансформаторов на подстанциях с упрощенными схемами.

О т к л ю ч е н и е линии W1 (рис. 9.5) на подстанции ***А*** отключают выключатель Q1 и линейные разъединители QS; на подстанции **Б** отключают линейные разъединители QS1, при этом с линии снимают напряжение. В данном случае персонал должен знать, что отключение зарядного тока линии линейными разъединителями допустимо.

В к л ю ч е н и е линии W1: на подстанции *А* включают линейные разъединители QS и затем выключатель Q1 - линию опробуют напряжением. Подачу напряжения на линию осуществляют с помощью выключателя, чтобы проверить исправность линии и отсутствие на ней заземлений, которые могли быть забыты ремонтным персоналом, если линия выводилась в ремонт[1]. Подача напряжения на линию включением разъединителей на подстанции **Б** (без предварительного опробования напряжением с помощью выключателя) сопряжена с опасностью для персонала.

Далее отключают выключатель Q1 линии W1 на подстанции **А** - с линии снимают напряжение; с привода выключателя Q1 снимают напряжение оперативного тока. На подстанции **Б** проверяют (штангой, указателем напряжения) отсутствие напряжения на вводе линии и включают линейные разъединители QS1 - на линию подают напряжение. На подстанции **А** подают напряжение оперативного тока на привод и включают выключатель - линию W1 ставят под нагрузку.

О т к л ю ч е н и е трансформатора Т1 в ремонт (рис. 9.6), когда включены АПВ выключателей 10 кВ трансформаторов АВР секционного выключателя 10 кВ и отделителей 110 кВ, выполняют в следующей последовательности:

переводят питание нагрузки собственных нужд (0,4 кВ) полностью на трансформатор $T2_{СН}$; отключают рубильник и снимают предохранители со стороны 0,4 кВ трансформатора $T1_{СН}$, чтобы исключить возможность обратной трансформации;

настраивают дугогасящий реактор L2 на суммарный зарядный ток отходящих от шин 10 кВ линий и отключают разъединитель дугогасящего реактора L1

автоматические регуляторы напряжения трансформаторов Т1 и Т2 переключают с автоматического на дистанционное управление. Переводят РПН трансформатора Т1 в положение, одинаковое с положением трансформатора Т2;

отключают АВР отделителей 110 кВ (в соответствии с инструкцией), АПВ выключателя Q3 и АВР секционного выключателя;

включают секционный выключатель СВ 10 кВ и после проверки на нем нагрузки отключают выключатель Q3 трансформатора Т1;

переключают АРКТ трансформатора Т2 с дистанционного на автоматическое регулирование;

автоматический регулятор напряжения под нагрузкой (РПН) трансформатора Т1 устанавливают в положение, соответствующее номинальному напряжению (если оно было выше номинального) и отключают АРКТ;

проверяют, отключен ли выключатель Q3, и тележку с выключателем устанавливают в ремонтное положение;

включают заземляющий разъединитель в нейтрали обмотки 110 кВ трансформатора Т1;

дистанционно отключают отделители QR1 - отключают намагничивающий ток трансформатора Т1;

отключают линейные разъединители QS1 и разъединители в перемычке QS3.

[1] При работах, связанных с разрезанием и опусканием проводов линии, для проверки их целости рекомендуется на подстанции *Б* проверять индикатором наличие напряжения на всех фазах линии после подачи на нее напряжения включением выключателя на подстанции *А*

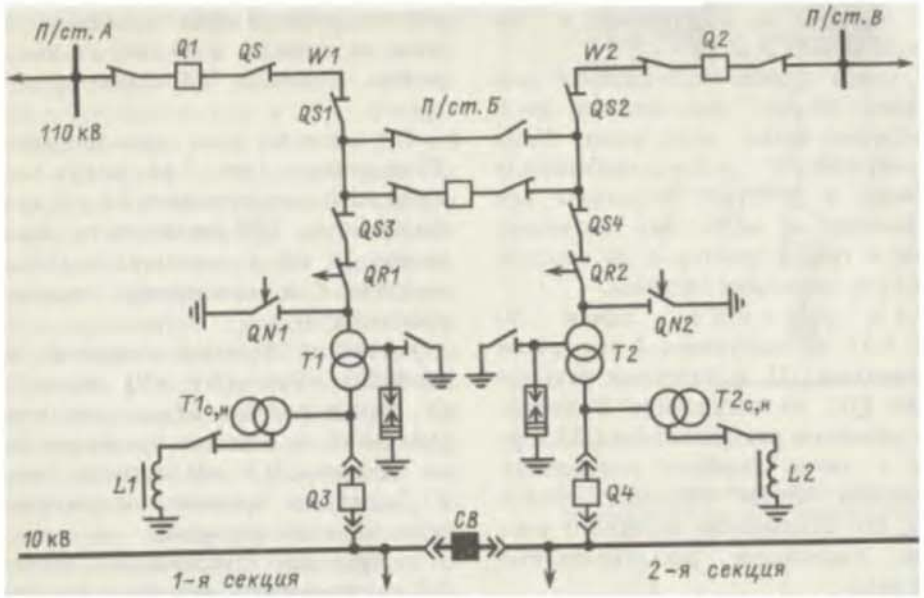


Рис.9.5

Схема двух блоков с отделителями и неавтоматической пермычкой со стороны линий

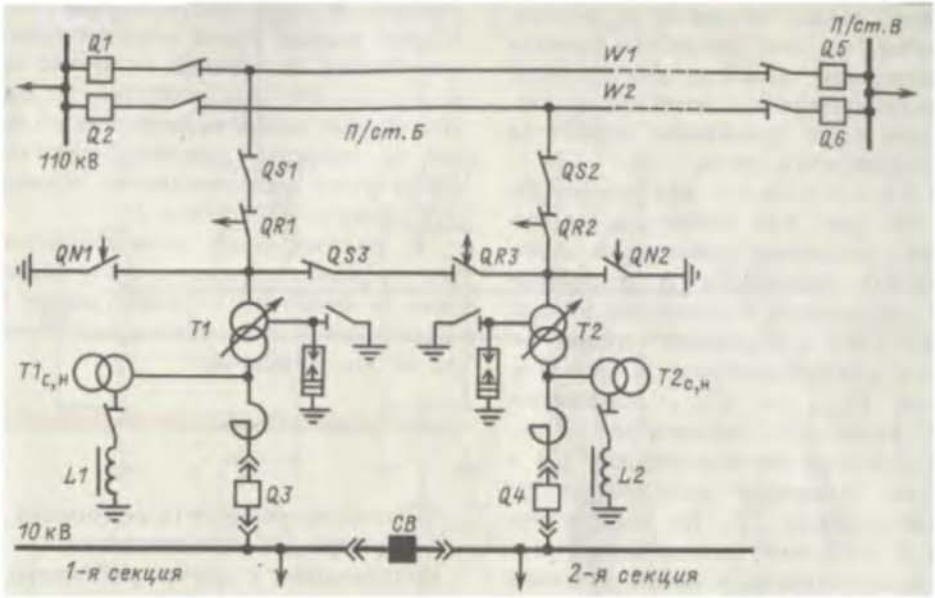


Рис. 9.6

Схема двухтрансформаторной ответвительной подстанции с автоматическими отделителями в перемычке

При подготовке рабочего места выполняют комплекс мероприятий, предусмотренных правилами безопасности.

Включение в работу трансформатора Т1. После окончания ремонта, осмотра оперативным персоналом места работ и снятия защитных заземлений операции и действия проводят в следующей последовательности:

проверяют, отключен ли короткозамыкатель *QN1,* который при работах мог быть включен ремонтным персоналом;

проверяют, включен ли разъединитель в нейтрали обмотки 110кВ трансформатора Т1;

проверяют, отключены ли отделители QR3, после чего включают разъединители QS3;

при отключенном положении выключателя QS3 перемещают его тележку в контрольное положение и соединяют электрические разъемы в шкафу;

проверяют положение переключателя ответвлений трансформатора Т1 (оно должно соответствовать номинальному напряжению);

включают отделители QR1 и включением линейных разъединителей трансформатор Т1 ставят под напряжение;

после проверки полнофазности включения трансформатора под напряжение, что устанавливается визуально по положению ножей трех фаз разъединителей QS1, отделителей QR1 и нормальному углу трансформатора, отключают заземляющий разъединитель в нейтрали обмотки 110 кВ;

вкатывают в рабочее положение тележку с выключателем Q3;

переключают АРКТ трансформатора Т2 с автоматического на дистанционное регулирование;

переключают на дистанционное регулирование АРКТ трансформатора *Т* и устанавливают его РПН в положение, в котором находится РПН работающего трансформатора Т2;

включают выключатель Q3 и проверяют распределение нагрузки между трансформаторами Т1 и Т2, затем отключают секционный выключатель *СВ* 10 кВ.

Далее включают АВР секционного выключателя 10 кВ, АПВ выключателя Q3 и АВР отделителей 110 кВ;

переключают АРКТ трансформаторов Т1 и Т2 с дистанционного на автоматическое регулирование;

устанавливают предохранители и включают рубильник на стороне 0,4 кВ трансформатора Т1 и создают нормальную схему питания нагрузки собственных нужд;

включают дугогасящий реактор L1 и восстанавливают нормальный режим компенсации емкостных токов.

В том случае, когда к двум параллельным линиям подключена ответвлением лишь одна подстанция, отключение намагничивающего тока трансформатора часто производят не отделителями, а выключателями на питающих подстанциях. Для этого на ответвительной подстанции переводят питание нагрузки с отключаемого трансформатора на другой, остающийся в работе. Затем на питающих подстанциях отключают выключатели линии, снимая напряжение сразу с линии и подключенного к ней трансформатора.

Далее на ответвительной подстанции отключают отделители трансформатора и линейные разъединители, после чего линию включают в работу, а отключенный трансформатор готовят к ремонту. При включении трансформатора в работу с линии опять снимают напряжение отключением выключателей питающих подстанциях. На ответвительной подстанции включают отделители трансформатора и линейные разъединители, потом на линию и трансформатор подают напряжение включением выключателя на питающей подстанции и далее линию включают в транзит. Заметим, что этот способ включения и отключения трансформатора связан с крат-

ковременным ослаблением схемы сети и его применение зависит от режима нагрузки линии.

Отключение для ремонта линии W1 (рис. 9.6) выполняется в следующей последовательности: на ответвительной подстанции *Б* отключают АВР секционных отделителей в перемычке QR3 и переводят питание нагрузки собственных нужд с трансформатора $T1_{СН}$ на $T2_{СН}$; отключают АВР секционного выключателя, включают секционный выключатель СВ и тут же отключают выключатель Q3 трансформатора Т1. На подстанциях ***А*** и ***В*** отключают выключатели Q1 и Q5 соответственно, а потом линейные разъединители. На подстанции ***Б*** отключают линейные разъединители QS1. Заземляют отключенную линию W1 в соответствии с требованиями правил безопасности.

Заметим, что на подстанции ***Б*** не проводились операции заземления нейтрали и отключения L1 трансформатора Т1, так как коммутация трансформатора и линии осуществлялась не отделителями, а выключателем, неодновременностью расхождения контактов фаз которого практически пренебрегают. После отключения линии в ремонт на подстанции ***Б*** может быть включен в работу трансформатор Т1, который соединяют через перемычку с оставшейся в работе линией W2. Если на время ремонта линии W1 трансформатор Т1 остается отключенным, необходимо настроить L2 на суммарный зарядный ток линий, отходящих от 1-й и 2-й секций 10 кВ.

Включение после ремонта линии W1 (рис. 9.6), если на подстанции ***Б*** трансформатор Т1 находился в резерве, производят в следующей последовательности: снимают защитные заземления со всех сторон линии W1; на подстанции ***Б***, а затем на подстанциях ***А*** и ***В*** включают линейные разъединители; на подстанции ***А*** (или на подстанции ***В***, если инструкциями установлен именно такой порядок подачи напряжения на линию) включают выключатель Q1, выключателем на другой стороне линии включают ее в транзит и проверяют наличие нагрузки. После этого восстанавливают нормальную схему на подстанции ***Б***.

В рассмотренной последовательности операций напряжение сразу подавалось на линию W1 и трансформатор Т1 подстанции ***Б*** включением выключателя на подстанции ***А***.

9.5

Последовательность основных операций и действий на подстанциях с двумя рабочими системами шин при вводе одной из них в ремонт.

В нормальных условиях эксплуатации обе системы сборных шин должны, как правило, находиться в работе. Это повышает надежность электроснабжения потребителей, так как при КЗ и отключении защитой одной системы шин другая остается в работе. Для ремонта система шин освобождается путем перевода (переключения) всех ее присоединений на другую систему шин, остающуюся в работе.

Необходимым условием перевода является равенство потенциалов обеих систем шин. В схемах с шиносоединительным выключателем это условие обеспечивается включением ШСВ, электрически соединяющим между собой обе системы шин. В то же время ШСВ шунтирует при переводе каждую пару шинных разъединителей, принадлежащих одному присоединению. В этом случае включение одних шинных разъединителей при включенных других, а также отключение одних из двух включенных на обе системы шин разъединителей переводимого присоединения не представляет опасности, по-

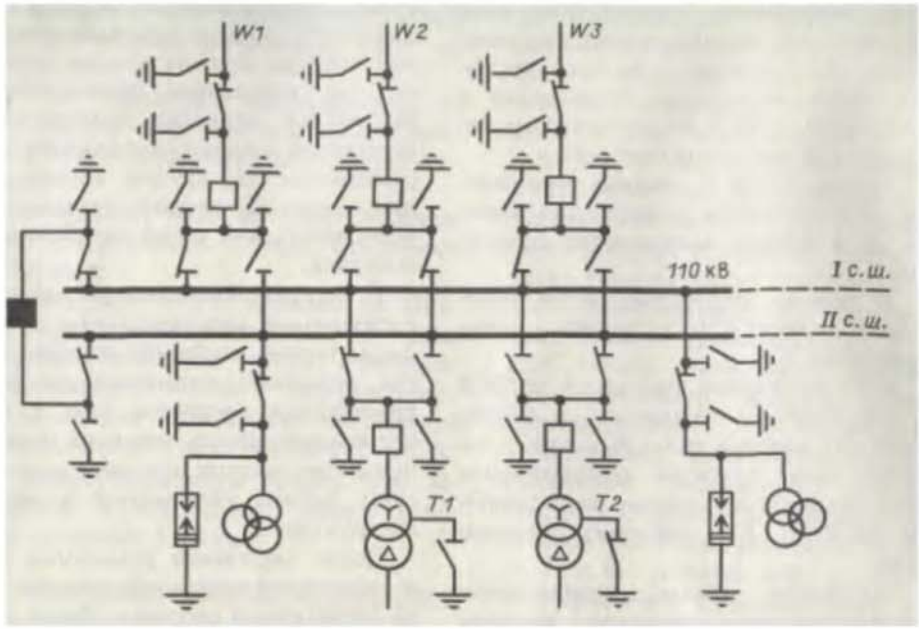


Рис. 9.7
Схема РУ 110 кВ с двумя рабочими системами шин

скольку шунтирующая их цепь ШСВ обладает ничтожно малым сопротивлением, и, следовательно, падение напряжения на нем будет небольшим. Тогда и разность потенциалов между подвижными и неподвижными контактами разъединителей при их коммутации будет такой незначительной, что дуги между ними не возникает.

Итак, для ввода в ремонт системы шин (например, ***I*** системы шин в схеме на рис. 9.7) необходимо прежде всего освободить ее, т. е. выполнить перевод присоединений с выводимой в ремонт на остающуюся в работе систему шин. При этом переключения выполняют в следующей последовательности: включают ШСВ; дифференциальную защиту шин переводят в режим работы с нарушением фиксации присоединений; отключают автоматические выключатели, установленные в цепях управления ШСВ и его защит; отключают АПВ шин.

Далее в РУ проверяют, включен ли ШСВ и его разъединители. Затем включают шинные разъединители всех переводимых присоединений на ***II*** систему шин и проверяют, хорошо ли включен каждый из них; отключают шинные разъединители переводимых присоединений от выводимой в ремонт ***I*** системы. и проверяют положение каждого разъединителя.

На щите управления (на релейном щите) переключают питание цепей напряжения защит, автоматических устройств и измерительных приборов на трансформатор напряжения Т1 системы шин, если оно не переключается автоматически. Затем включают автоматические выключатели в цепях управления ШСВ и его защит; проверяют, нет ли нагрузки на ШСВ, и отключают его, снимая тем самым напряжение с ***I*** системы шин; включают АПВ шин.

Заметим, что для перевода присоединений с одной системы шин на другую с привода ШСВ и его защит

снималось напряжение оперативного тока отключением автоматических выключателей. Это делалось для того, чтобы исключить возможные случайности и фиксировать ШСВ во включенном положении на все время перевода.

Теперь, когда ***I*** система шин находится в состоянии резерва, для вывода ее в ремонт выполняется следующее:

на ключе управления ШСВ вывешивают плакат "Не включать – работают люди";

в РУ проверяют, находится ли ШСВ в отключенном положении, и отключают его шинные разъединители системы шин. В случае необходимости отключают также шинные разъединители ШСВ от ***II*** (рабочей) системы шин;

отключают шинные разъединители трансформатора напряжения ***I*** системы шин и снимают предохранители (отключают рубильники) со стороны его обмоток низшего напряжения. Шкаф, где расположены предохранители (рубильники) , запирают и на нем вывешивают плакат "Не включать – работают люди";

запирают на замок приводы всех шинных разъединителей ***I*** системы шин. На приводах вывешивают плакаты "Не включать — работают люди"; проверяют, отсутствует ли напряжение на токоведущих частях, где должны накладываться защитные заземления. Включают стационарные заземлители или накладывают переносные заземления там, где нет стационарных заземлителей;

в зависимости от местных условий и характера работ выполняют необходимые мероприятия, обеспечивающие безопасные условия труда ремонтного персонала (устанавливают ограждения, вывешивают плакаты на месте работ и т. д.). Производят допуск ремонтных бригад к работе.

Обратим внимание читателей на следующее. На подстанциях, где шинные разъединители присоединений имеют электродвигательные приводы с дистанционным управлением, допускается выполнять перевод присоединений с одной системы шин на другую поочередно, по отдельным присоединениям. Визуальная проверка действительных положений шинных разъединителей переведенных на другую систему шин присоединений должна производиться непосредственно после окончания этих операций.

В распределительных устройствах с воздушными выключателями и трансформаторами напряжения серии НКФ, где возможно возникновение феррорезонансных процессов (см. § 10.4), последовательность перевода присоединений при выводе системы шин в ремонт должна указываться в местных инструкциях.

После окончания ремонтных работ и соответствующего оформления наряда оперативный персонал обязан осмотреть рабочее место, проверить отсутствие людей и посторонних предметов на оборудовании. Для ввода в работу ***I*** системы шин и перевода на нее части присоединений согласно установленной ранее схеме выполняют следующее:

удаляют временные ограждения и снимают переносные плакаты, вывешенные на месте работ;

снимают запрещающие плакаты и замки с приводов шинных разъединителей;

отключают стационарные заземлители (снимают переносные заземления);

включают разъединители ШСВ;

включают разъединители трансформаторов напряжения ***I*** системы шин. Снимают плакат со шкафа и устанавливают предохранители (включают рубильники) со стороны низшего напряжения трансформатора напряжения ***I*** системы шин;

проверяют, имеют ли защиты ШСВ минимальные уставки по току и времени и включены ли защиты на отключение. Подают напряжение оперативного тока на привод ШСВ.

Далее ***I*** систему шин опробуют напряжением. Для этого дистанционно включают ШСВ и проверяют по вольтметрам наличие напряжения на ***I*** системе шин.

Для перевода присоединений на ***I*** систему шин согласно установленной схеме выполняют следующие операции:

с привода ШСВ снимают напряжение оперативного тока, отключают АПВ шин;

проверяют в РУ, включен ли ШСВ, и переводят в рассмотренной выше последовательности часть электрических цепей со ***II*** на ***I*** систему шин;

на привод ШСВ подают напряжение оперативного тока, отключают ШСВ; дифференциальную защиту шин переводят в нормальный режим работы, включают АПВ шин.

9.6

Перевод присоединений с одной системы шин на другую без шиносоединительного выключателя в РУ, где часть присоединений имеет по два выключателя на цепь.

На рис. 9.8 приведена схема РУ 110 кВ с двумя системами раздельно работающих шин. В схеме имеются присоединения с одним и двумя выключателями на цепь. В нормальном режиме работы цепи с двумя выключателями работают по схеме жесткой фиксации на ту или другую систему шин. Основное условие, соблюдаемое при переводе присоединений с одной системы шин на другую, остается прежним - это равенство потенциалов обеих систем шин. Оно реализуется включением выключателей на обе системы шин у присоединений с двумя выключателями на цепь. Рассмотрим последовательность проводимых при переводе операций и действий.

Включают вторые выключатели двух-трех присоединений, имеющих по два выключателя на цепь и по амперметрам проверяют распределение нагрузки по фазам включенных выключателей. Дифференциальную токовую защиту шин переключают в режим работы "с нарушением фиксации" (при таких схемах дифференциальная защита шин выполняется с двумя избирательными и общим комплектом реле). Дистанционно включают шинные разъединители на обе системы шин одного присоединения. В качестве такого (базисного) присоединения, имеющего приводы шинных разъединителей с дистанционным управлением, часто используется присоединение обходного выключателя ***Q1***. Снимают напряжение оперативного тока с приводов включенных на ***I*** **и** ***II*** системы шин разъединителей базисного присоединения; проверяют положения шинных разъединителей на месте их установки. Включают дистанционно или вручную разъединители переводимых на другую систему шин присоединений и проверяют их действительное положение.

Отключают шинные разъединители переводимых присоединений от той системы шин, на которую присоединения были включены до перевода; проверяют действительное положение разъединителей. Проверяют наличие напряжения на устройствах релейной защиты и автоматики переведенных присоединений (или переключают цепи напряжения на соответствующий трансформатор напряжения в случае ручного переключения). Подают напряжение оперативного тока на приводы шинных разъединителей ***I*** **и** ***II*** систем шин базисного присоединения и дистанционно отключают его разъединители от обеих систем шин. Отключают согласно принятой фикса-

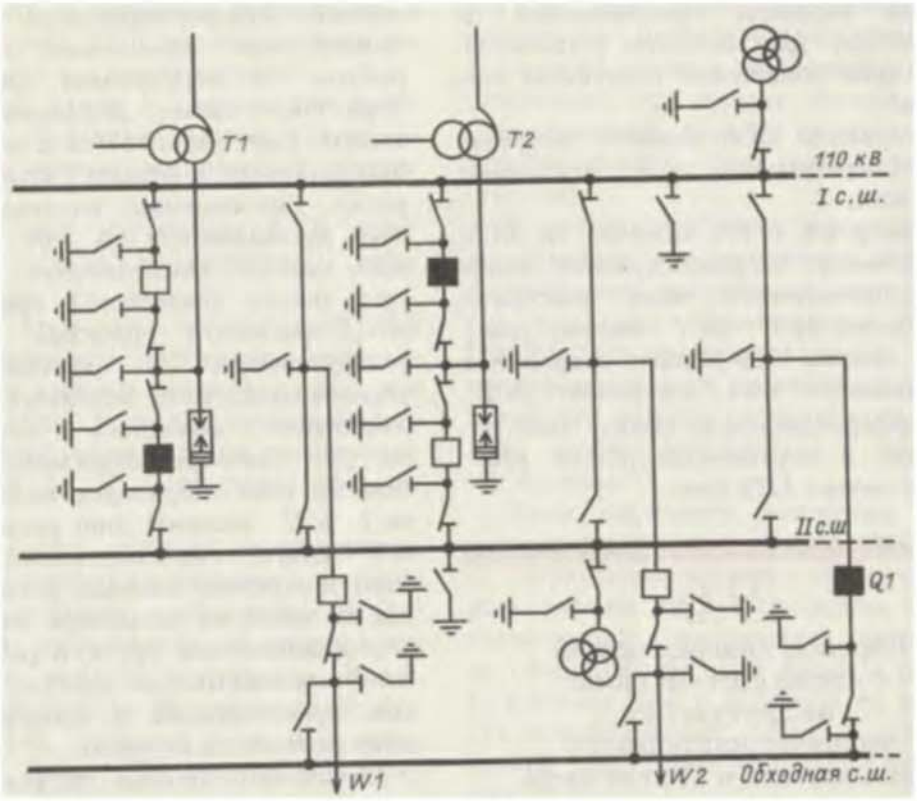


Рис. 9.8
Схема РУ 110 кВ с двумя системами шин, работающими раздельно, к началу перевода присоединений с одной системы шин на другую без ШСВ, но при наличии присоединений с двумя выключателями на цепь

ции вторые выключатели присоединений, имеющих по два выключателя на цепь. Отключают устройство резервирования при отказе выключателей и защиту шин (если новая фиксация присоединений по шинам предусматривается на длительное время) для переключения в токовых и оперативных цепях этих устройств. Защиту шин проверяют под нагрузкой и включают в работу по нормальной схеме; включают в работу УРОВ.

9.7

Последовательность операций при различных способах вывода в ремонт и ввода в работу после ремонта выключателей электрических цепей.

В зависимости от схемы подстанции и числа выключателей на цепь вывод их в ремонт осуществляется:

при любой схеме подстанции и одном выключателе на цепь – отключением присоединения на все время ремонта, если это допустимо по режиму работы сети;

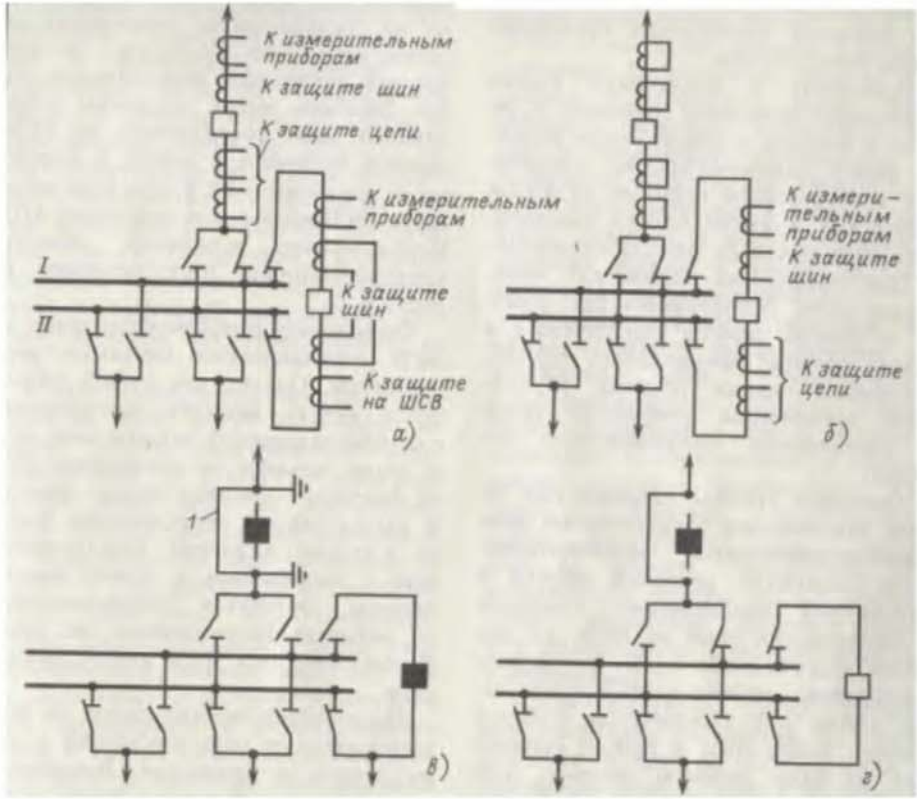


Рис. 9.9
Основные группы операций при замене выключателя электрической цепи шиносоединительным выключателем:
а- подготовка схемы первичных соединений; *б* - переключение защит и устройств автоматики на трансформаторы тока ШСВ; *в* - установка токопроводящих перемычек; *г* - включение электрической цепи в работу с помощью ШСВ; *1* - перемычка

при схеме с двумя системами шин и одном выключателе на цепь - заменой выключателя присоединения шиносоединительным выключателем;

при схеме с двумя рабочими и обходной системой шин и одном выключателе на цепь - заменой выключателя присоединения обходным выключателем;

при схеме многоугольника, полуторной, с двумя выключателями на цепь отключением выводимого в ремонтвыключателя присоединения и выводом его из схемы с помощью разъединителей;

при схеме мостика с выключателем и ремонтной перемычкой на разъединителях для ремонта секционного выключателя - включением в работу перемычки на разъединителях и выводом из схемы секционного выключателя с помощью разъединителей в его цепи.

Для замены выключателя электрической цепи шиносоединительным выключателем требуются два непродолжительных отключения цепи: одно для отсоединения выключателя и установки вместо него специально заготовленных перемычек

из кусков провода, другое для снятия перемычек и подсоединения выключателя, вышедшего из ремонта. Необходимо также освобождение одной системы шин для включения на нее цепи, выключатель которой выведен в ремонт, что связано с выполнением большого числа операций с шинными разъединителями.

При замене выключателя цепи обходным выключателем все переключения выполняются без отключения цепи и освобождения рабочей системы шин, что является бесспорным преимуществом этого способа.

Кольцевые и полуторные схемы подстанций позволяют выводить в ремонт и вводить в работу после ремонта любой выключатель без отключения электрической цепи, но на время отсутствия в схеме одного выключателя надежность ее работы снижается.

Для повышения надежности кольцевых схем, переходящих при выводе в ремонт одного выключателя в режим работы разомкнутого кольца, сокращают время ремонта улучшением организации ремонтных работ и увеличением межремонтного периода.

Основные группы операций при замене выключателя электрической цепи шиносоединительным выключателем. Если устройства релейной защиты и автоматики предполагают перевести с выключателя цепи на ШСВ, то для этого подготовляют схему первичных соединений: включают ШСВ и все цепи, кроме той, выключатель которой должен выводиться в ремонт, переводят на одну рабочую систему шин. На рис. 9.9,а электрическая цепь с выводимым в ремонт выключателем показана включенной на систему шин ***I*** (все остальные цепи переведены на систему шин ***II***). Показано также нормальное (до начала вывода выключателя в ремонт) использование вторичных обмоток трансформаторов тока для питания цепей релейной защиты и измерительных приборов.

Теперь, когда выводимый в ремонт выключатель и ШСВ оказались последовательно включенными в одной и той же цепи (через них проходит один и тот же рабочий ток), появилась возможность проверки защит рабочим током при их переводе с одного выключателя на другой. Для этого устройства релейной защиты поочередно выводят из работы и переключают с трансформаторов тока выводимого в ремонт выключателя на трансформаторы тока ШСВ. Питание цепей напряжения защит обычно переключают на трансформатор напряжения системы шин ***II***, на которую включены все остальные электрические цепи. Действие защит по цепям оперативного тока переключают на ШСВ; защиты включают в работу и опробуют на отключение ШСВ, при этом включение ШСВ производят действием АПВ. Использование вторичных обмоток трансформаторов тока показано на рис. *9.9,б*.

Очередность переключения защит на ШСВ устанавливается местными инструкциями. Однако при любой очередности *нельзя начинать переключение с дифференциальной защиты шин, если к этому времени на отключение ШСВ не действуют никакие другие защиты*. В случае такого переключения шины, на которые включена электрическая цепь с выводимым в ремонт выключателем, останутся незащищенными до момента переключения на трансформаторы тока ШСВ любой защиты цепи.

После переключения защит на ШСВ электрическую цепь отключают с обеих сторон и заземляют. Выводимый в ремонт выключатель (часто вместе с линейными разъединителями) отсоединяют и на его место устанавливают заранее заготовленные перемычки из провода (рис. 9.9, в), восстанавливая таким образом электрическую цепь.

По окончании работ по установке и проверке внешним осмотром правильности монтажа перемычек с электрической цепи снимают защитные заземления и включают ее шинными разъединителями (если линейные разъединители выведены из схемы) на резервную (***I***) систему шин. Цепь вводят в работу включением ШСВ (рис. 9.9,г).

В энергосистемах применяют и другие методы переключения защит с выводимого в ремонт выключателя на ШСВ. В одном случае устройства защит и автоматики сначала переключают по токовым цепям и цепям напряжения, и только после отключения электрической цепи для установки перемычек действие защит и автоматики переводят на отключение ШСВ по оперативным цепям. В другом случае в процессе переключения защит по токовым цепям оперативные цепи ШСВ подключают параллельно оперативным цепям выводимого в ремонт выключателя. После отключения электрической цепи оперативные цепи отсоединяют от выходных реле защит, действие которых сохраняют только на ШСВ.

В том случае, когда защиты, имеющиеся на ШСВ, могут полноценно заменить защиты электрической цепи, переключение ее защит на трансформаторы тока ШСВ не производят. После вывода из схемы выключателя электрическую цепь включают в работу с защитами ШСВ, которые потом проверяют под нагрузкой. Вносят изменения лишь в схему дифференциальной защиты шин. Из схемы исключают цепи трансформаторов тока выведенного в ремонт выключателя и вводят цепи трансформаторов тока ШСВ в качестве трансформаторов тока электрической цепи.

Когда электрическая цепь включена на одну систему шин и работает через ШСВ, не могут допускаться никакие переводы присоединений с одной системы шин на другую без переключения защит по токовым цепям, так как это связано с изменением направления тока в трансформаторах тока ШСВ, а следовательно, и в реле защит, что может привести к отказу или неправильной работе не только дифференциальной зашиты шин, но и всех других видов дифференциальных и направленных защит.

В заключение заметим, что при отключении той или иной защиты для ее перевода и проверки оперативный персонал должен каждый раз отключать пуск УРОВ (см. § 7.10) от этой защиты, чтобы предотвратить возможность его ложного срабатывания. Кроме того, на узловых подстанциях на время отключения защиты шин для работ в ее цепях должны вводиться ускорения на резервных защитах транзитных электрических цепей, чтобы избежать развития возможных аварий и нарушения устойчивости параллельной работы генераторов станций. Эти замечания в равной мере будут касаться и всех последующих операций вывода в ремонт (а также ввода в работу) выключателей.

Основные группы операций при вводе в работу после ремонта вы-ключателя цепи. Электрическую цепь, выключатель которой заменен ШСВ, отключают с обеих сторон и заземляют в соответствии с требованиями техники безопасности. Снимают перемычки, установленные вместо выключателя цепи, а вышедший из ремонта выключатель присоединяют к шинам по его обычной схеме; проверяют внешним осмотром правильность присоединения шин к аппаратам.

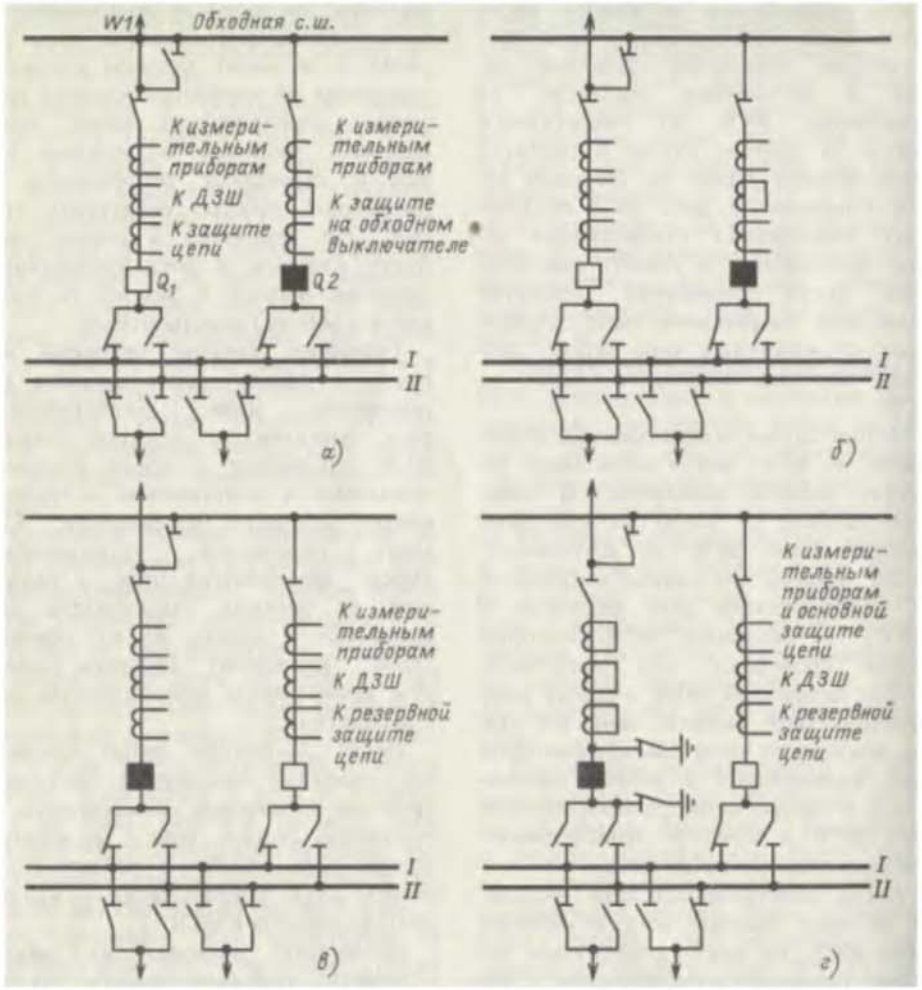


Рис. 9.10.

Основные группы операций при замене выключателя электрической цепи обходным выключателем:

а - опробование напряжением с помощью ОВ (*Q2*) *обходной* системы шин; *б* - подача напряжения на обходную систему шин включением разъединителей цепи; *в* - включение обходного выключателя и отключение выключателя цепи (*Q1*); *г* - переключение защит и автоматики на трансформаторы тока ОВ и вывод в ремонт выключателя электрической цепи

После окончания работ снимают все защитные заземления, включают линейные и шинные разъединители на резервную систему шин ***I*** и электрическую цепь вводят в работу включением двух выключателей – вышедшего из ремонта и ШСВ.

Поочередно выводят из работы устройства релейной защиты, их токовые цепи переключают с трансформаторов тока ШСВ на трансформаторы тока введенного в работу выключателя. Цепи напряжения защит переключают на соответствующий трансформатор напряжения. Действие защит по оперативным цепям переводят на выключатель электрической цепи. Защиты проверяют под нагрузкой и опробуют на отключение выключателя с включением его от АПВ. Защиты и устройства автоматики вводят в работу.

Восстанавливают нормальную схему первичных соединений РУ с фиксированным распределением электрических цепей по шинам. После этого защиту шин переводят в режим работы с принятым распределением присоединений.

Основные группы операций при замене выключателя электрической цепи обходным выключателем. Если обходной выключатель отключен, а его разъединители включены на обходную систему шин и рабочую, от которой питается данная электрическая цепь, то включением обходного выключателя с минимальными уставками на его защитах и включенной по оперативным цепям дифференциальной защитой шин, а также включенным пуском УРОВ от защит обходную систему шин опробуют напряжением (рис. 9.10,а). После проверки наличия напряжения на обходной системе шин обходной выключатель отключают. На защитах ОВ устанавливают уставки защит цепи.

Подают напряжение на обходную систему шин включением на нее разъединителей цепи, выключатель которой выводят в ремонт (рис. 9.10, *б)*. Отключают быстродействующие защиты цепи (ДФЗ,ДЗЛ).

При помощи испытательных блоков в схему дифференциальной защиты шин вводят цепи трансформаторов тока обходного выключателя. Они не были подключены к схеме дифференциальной защиты шин, чтобы при опробовании напряжением обходная система шин входила в зону ее действия. В противном случае при КЗ на обходной системе шин эта защита реагировать не будет. Включают обходной выключатель с уставками на его защитах, соответствующими уставками защит электрической цепи, и тут же отключают выводимый в ремонт выключатель (рис. 9.10, в)

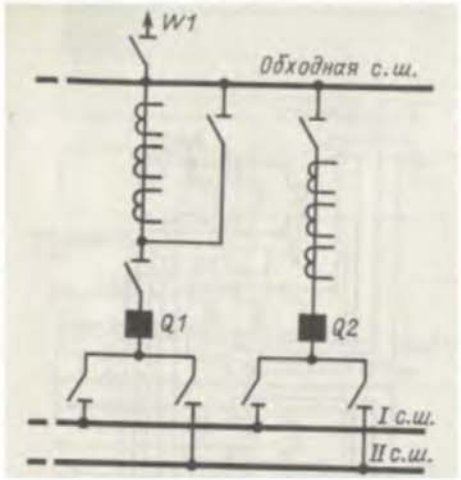


Рис. 9.11.

Схема установки трансформаторов тока, при которой в случае замены выключателя линии *W1* обходным выключателем *Q2* достаточно действие защит переключить на выключатель *Q2* только по оперативным цепям.

Отключают дифференциальную защиту шин и из ее схемы исключают цепи трансформаторов тока отключенного выключателя; защиту проверяют под нагрузкой и включают в работу. При необходимости с выводимого в ремонт выключателя переводят на обходной выключатель быстродействующие защиты (например, ДФЗ, ДЗЛ и др.), которые затем проверяют под нагрузкой и включают в работу. Проверяют исправность оперативных цепей и включают в работу УРОВ. Выводимый в ремонт выключатель отключают с обеих сторон разъединителями и заземляют (рис. 9.10,г).

Если в схеме электрической цепи трансформаторы тока установлены так, как это показано на рис. 9.11, то защиты по токовым цепям не переключают на трансформаторы тока обходного выключателя (они остают-

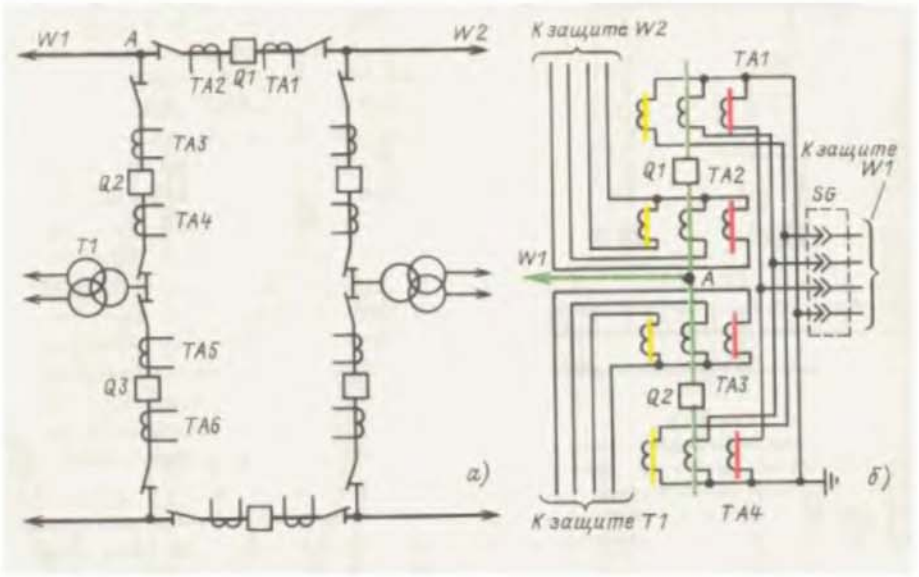


Рис. 9.12

Схема подстанции кольцевого типа (шестиугольник):
а – схема первичных соединений; *б* – схема включения защит электрических цепей

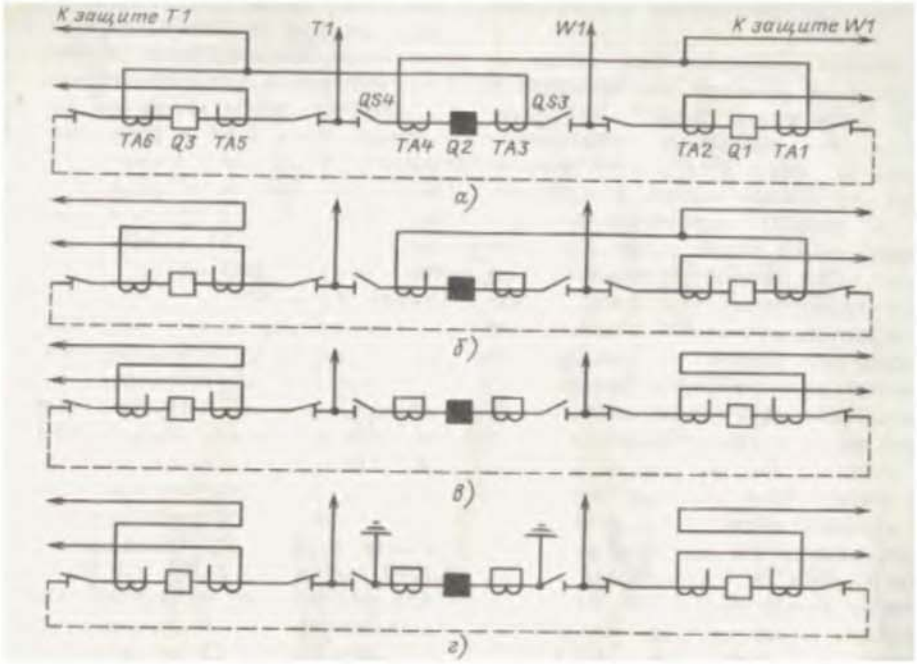


Рис. 9.13.

Последовательность операций при выводе в ремонт выключателя в схеме кольцевого типа:
а - отключение выводимого в ремонт выключателя *Q2*, *б* - вывод из схемы защит и автоматики трансформатора *T1* токовых цепей от трансформаторов тока *TA3; в* - то же линии *W1* от трансформатора тока *TA4; г* - подготовка выключателя *Q2 к* ремонту

ся в работе после включения электрической цепи через обходной выключатель). Переключается лишь действие этих защит на обходной выключатель по оперативным цепям. При такой схеме значительно сокращается объем работ в цепях вторичной коммутации в период замены одного выключателя другим. Однако для ревизии трансформаторов тока необходимо отключение электрической цепи.

Основные группы операций при вводе в работу выключателя электрической цепи, включенной с помощью обходного выключателя.

С выключателя, прошедшего ремонт, снимают защитные заземления. Если возникает необходимость опробовать его рабочим напряжением, то эта операция производится дистанционным включением линейных разъединителей (при отключенных шинных разъединителях), а в случае отсутствия дистанционного привода – отключением линии и подачей рабочего напряжения со стороны смежной подстанции. Выключатели силовых трансформаторов опробуют включением трансформатора под напряжение со стороны обмоток СН или НН. Для предотвращения ложного срабатывания дифференциальной защиты шин вторичные цепи трансформаторов тока электрической цепи, выключатель которой опробуют напряжением, должны быть отсоединены от дифференциальной защиты шин и заземлены

Так как на время ремонта на выключателе отключали все устройства релейной защиты, то при вводе его в работу к нему подключают временные защиты, проверенные от постороннего источника первичного тока. К схеме дифференциальной защиты шин при помощи испытательных блоков подключают цепи трансформаторов тока вводимого в работу выключателя. В распределительном устройстве проверяют, отключен ли вводимый в работу выключатель, и включают с обеих его сторон разъединители. Отключают быстродействующие защиты цепи (ДФЗ, ДЗЛ и т. д.). Включают в работу выключатель цепи, проверяют наличие нагрузки и затем отключают обходной выключатель.

Далее выполняют работу в цепях релейной защиты и автоматики. Отключают дифференциальную защиту шин и из ее схемы выводят цепи трансформаторов тока обходного выключателя. Защиту проверяют под нагрузкой и включают в работу. Основные защиты цепи поочередно отключают и переводят с обходного выключателя на введенный в работу выключатель, защиты проверяют под нагрузкой и включают в работу, а временно включенные защиты отключают. Вводят в работу устройства автоматики. Отключают разъединители цепи от обходной системы шин.

Основные операции по выводу в ремонт выключателей в схемах кольцевого типа. Из рис. 9.12, *а* видно, что электрические цепи присоединяются к участкам шин между двумя смежными выключателями. Разъединители в схеме предназначены для операций, связанных с производством ремонтных работ. Вывод в ремонт любого выключателя выполняется без нарушения работы электрических цепей. Особенность схем кольцевого типа состоит в том, что при повреждении электрической цепи она должна отключаться двумя выключателями. Этим определяется размещение в схеме трансформаторов тока и подключение к ним различных устройств релейной защиты и автома-

тики. К двум комплектам трансформаторов тока, расположенным вблизи выключателя (рис. 9.12, *б*), подключают защиты двух смежных электрических цепей. При выводе выключателя в ремонт вместе с ним из схемы должны исключаться и трансформаторы тока. Поэтому их вторичные обмотки при помощи испытательных блоков должны быть отключены от схем релейной защиты.

На Рис. 9.13 показана последовательность операций по выводу в ремонт выключателя *Q2*. Сначала отключают выключатель *Q2* и разъединители с обеих его сторон (Рис.9.13.*а*). Затем поочередно отключают устройства релейной защиты и автоматики трансформатора *T1* и линии *W1* и выводят из их схем токовые цепи трансформаторов тока *TA3* и *TA4* (Рис.9.13, *б,в*); защиты и автоматические устройства проверяют под нагрузкой и включают в работу. По окончании этих операций выключатель готовят к выполнению ремонтных работ (Рис.9.13, *г*).

Заметим, что при выводе в ремонт выключателей в схемах с полутора и двумя выключателями на цепь порядок операции аналогичен рассмотренному.

Основные операции при вводе в работу после ремонта выключателя в схемах кольцевого типа. Выше было указано, что вторичные цепи трансформаторов тока *TA3* и *TA4,* исключенных из схемы вместе с выведенным в ремонт выключателем Q2, отсоединены от цепей защиты и закорочены. Для ввода выключателя в работу необходимо отключить с обеих сторон выключателя стационарные заземлители (снять переносные заземления) и опробовать выключатель напряжением. Для выполнения поставленной задачи к трансформаторам тока *TA3* подключают защиты на подставном щитке. Они должны быть соответствующим образом настроены, проверены от постороннего источника первичного тока и опробованы на отключение выключателя *Q2*. Эти защиты вводят в работу и дистанционным включением разъединителей *QS3* опробуют выключатель напряжением. Далее отключают выключатель *Q2* и включают разъединители *QS4*. Затем включают вводимый в работу выключатель *Q2* и тут же отключают находящийся с ним в одной цепочке выключатель Q3. Теперь, когда трансформаторы тока *TA3* и *TA4* находятся под рабочим током, поочередно отключают устройства релейной защиты и автоматики линии *W1* и трансформатора *T1* и с помощью испытательных блоков подключают их к указанным трансформаторам тока. Защиты проверяют под нагрузкой и включают (вместе с устройствами автоматики) в работу; выводят из работы защиты, смонтированные на подставном щитке. После этого включают выключатель *Q3* и с помощью прибора ВАФ-85 проверяют значения и направления токов в цепях защит (без их отключения).

Основные операции при выводе в ремонт секционного выключателя в схеме мостика с ремонтной перемычкой на разъединителях На Рис.9.14 показана схема подстанции 220 кВ, выполненная по схеме мостика с секционным выключателем и ремонтной перемычкой с разъединителями. Особенностью схемы являются трансформаторы тока *TA3* в ремонтной перемычке. Перемычка включается в работу при выводе в ремонт секционного выключателя *Q1*, а на трансформаторы тока *TA3* включается основная защита ДФЗ обеих защищаемых линий *W1* и *W2*.

При выводе в ремонт секционного выключателя *Q1* придерживаются следующей последовательности: переключений. Ускоряют действие резервных защит и отключают защиты ДФЗ линий *W1* и *W2*. Токовые цепи защит переключают с трансформаторов тока *TA1* и *TA2* на трансформаторы тока *TA3*. Вводят взаимный останов передатчиков ДФЗ линий *W1* и *W2*, что необходимо для отключения на противоположных подстанциях *А и Б* выключателей обеих линий при КЗ на любой из них (при этом подстанция *В* лишается напряжения) . Далее снимают напряжение оперативного тока с привода секционного выключателя *Q1* и включают разъединители в перемычке *QS7 (QS8* включены); подают напряжение оперативного тока на привод секционного выключателя *Q1* и отключают его. Теперь, когда ток нагрузки проходит по перемычке с разъединителями, проверяют под нагрузкой ДФЗ линий *W1* и *W2* включают их в работу и отключают ускорения резервных защит.

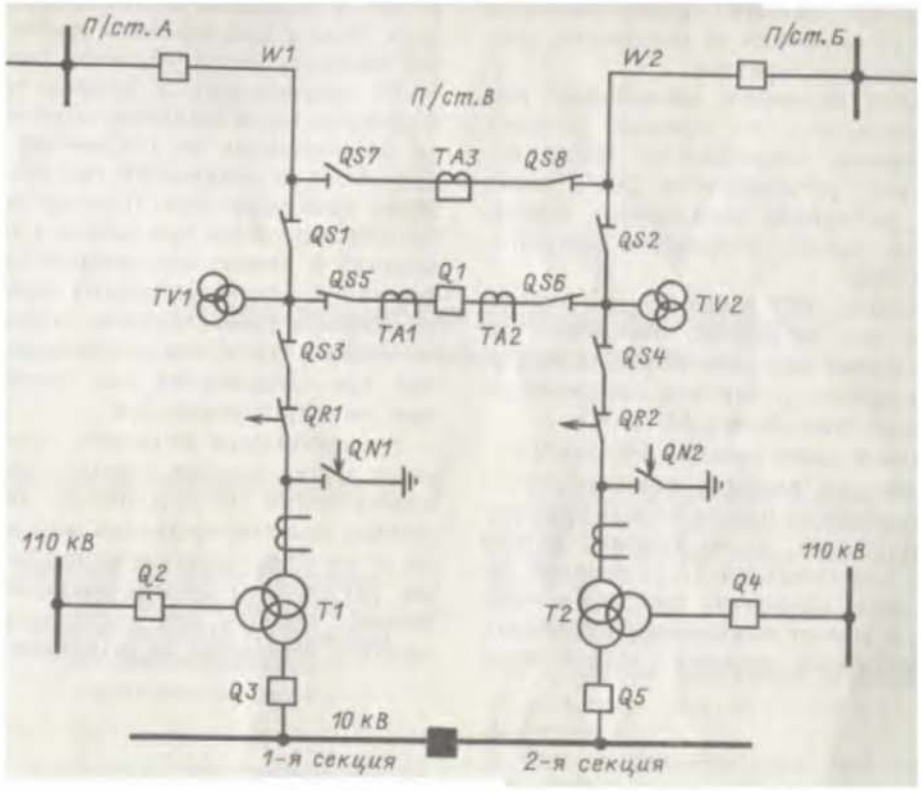


Рис. 9.14.
Подстанция 220 кВ по схеме мостика с секционным выключателем и ремонтной перемычкой на разъединителях

Если на отключение секционного выключателя *Q1* было заведено действие защит трансформаторов (дифференциальных, газовых и максимальных) , то эти защиты отключаются накладками, установленными в цепях отключения выключателя.

Далее отключают разъединители с обеих сторон секционного выключателя *Q1* и готовят его к ремонтным работам.

Основные операции при вводе в работу после ремонта секционного выключателя в схеме мостика. При

выводе в ремонт секционного выключателя *Q1* (Рис. 9.14) токовые цепи основных защит (ДФЗ) линий *W1* и *W2* были переключены на трансформаторы тока ТАЗ, установленные в ремонтной перемычке. Для ввода в работу секционного выключателя следует отключить стационарные заземлители и опробовать выключатель рабочим напряжением, если в этом есть необходимость. Опробование напряжением обычно производится со стороны об мотки среднего напряжения трансформатора. С этой целью нагрузку подстанции переводят на один трансформатор, допустим *T2*. Трансформатор *T1* отключают с трех сторон (выключателями *Q3, Q2* и отделителями *QR1,* затем отключают линейные разъединители *QS1.* Далее включают разъединители *QS5*, секционный выключатель *Q1* и отделители *QR1*. Напряжение на секционный выключатель подают включением выключателя *Q2*. Перед подачей напряжения вводят ускорение на резервной защите трансформатора Т1 со стороны обмотки среднего напряжения.

После осмотра секционный выключатель отключают, включают разъединители *QS6* и воостанавливают нормальную схему работы трансформатора *T1*.

На резервных защитах линий вводят *W1* и *W2* вводят ускорение и отключают защиты ДФЗ этих линий. Токовые цепи защит переключают с трансформаторов тока ТАЗ на трансформаторы *TA1* и *TA2*, отключают цепи взаимного останова передатчиков защит ДФЗ. Защиты трансформаторов *T1* и *T2* включают на отключение секционного выключателя.

Далее включают секционный выключатель и с его привода снимают напряжение оперативного тока; отключают разъединители *QS7,* после чего на привод секционного выключателя подают напряжение оперативного тока.

Защиты ДФЗ линий *W1* и *W2* проверяют под нагрузкой, опробуют на отключение выключателя *Q1* и вводят их в работу; отключают уско-рения резервных защит линий *W1* и *W2*

Если в схеме мостика в цепях трансформаторов имеются выключатели (а не комплексы отделителей и короткозамыкателей), то для вывода в ремонт этих выключателей (с установкой ремонтных перемычек вместо выведенного в ремонт выключателя) проводятся некоторые операции с устройствами релейной защиты на питающих подстанциях. Дело в том, что линия в этом случае лишается своей основной защиты (ДФЗ отключается) и защиты трансформатора также лишаются возможности подействовать на отключение выключателя со стороны ВН при повреждении трансформатора. Поэтому на питающей подстанции при выводе в схеме мостика в ремонт выключателя трансформатора резервные защиты линии настраиваются таким образом, чтобы они селективно отключали выключатель линии при повреждении как самой линии, так и трансформатора.

В эксплуатации возможно применение и других методик вывода в ремонт выключателей на подстанциях, выполненных по схеме мостика, в зависимости от того где установлены выключатели (со стороны трансформаторов или линии), имеется или отсутствует ремонтная перемычка из разъединителей.

Глава
10

Предотвращение аварий и отказов в работе оборудования.

10.1

Замыкание фазы на землю в сетях, работающих с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов.

В трехфазной электрической сети, работающей с изолированной нейтралью, о замыкании фазы на землю узнают по показаниям вольтметров контроля изоляции. Вольтметры подключаются к зажимам основной вторичной обмотки трехфазного трехобмоточного трансформатора напряжения серии НТМИ[1], каждая фаза которого имеет отдельный броневой магнитопровод, рассчитанный на длительное повышение индукции. При металлическом замыкании фазы на землю (рис. 10.1, *а)* обмотка трансформатора напряжения поврежденной фазы сети оказывается замкнутой накоротко и показание ее вольтметра снизится до нуля. Две другие фазы будут находиться под линейным напряжением. Индукция в магнитопроводах этих фаз возрастет в $\sqrt{3}$ раз, и вольтметры покажут линейные напряжения.

В точке замыкания фазы на землю проходит ток, равный геометрической сумме емкостных токов неповрежденных фаз:

$$\underline{I}_C = -3\,\underline{U}_\Phi\, j\,\omega\, C$$

где $\underline{I}_C$ - ток замыкания на землю, А; С – емкость сети, Ф; ω=2π f – угловая частота, $С^{-1}$.

Чем протяженнее сеть, тем больше её емкость и, следовательно, тем больше ток замыкания на землю.

Замыкание фазы на землю не изменяет симметрии линейных напряжений и не нарушает энергоснабжения потребителей. Однако опасность замыкания фазы на землю состоит в том, что в месте повреждения обычно возникает перемежающаяся заземляющаяся дуга, длительное горение которой при большом емкостном токе приводит к тепловому эффекту и значительной ионизации окружающего пространства, что создает благоприятные условия для возникновения междуфазных КЗ. Прерывистый характер горения заземляющей дуги приводит к опасным перенапряжениям (до $3{,}2U_\Phi$), распространяющимся по всей сети. Если при этом на отдельных участках сети изоляция окажется пониженной (например, вследствие загрязнения и увлажнения), то дуговые перенапряжения могут привести междуфазным перекрытиям и аварийным отключениям оборудования. Но даже при отсутствии дуговых перенапряжений само по себе повышение до линейного напряжения двух фаз уже может привести к пробою дефектной изоляции.

[1] Для контроля изоляции применяются также однофазные трансформаторы напряжения.

Назначение дугогасящих реакторов Задача эксплуатации состоит в том, чтобы уменьшить ток замыкания на землю и тем самым обеспечить быстрое погасание заземляющей дуги. Для этого необходимо, чтобы емкостные токи замыкания на землю не превышали следующих значений:

Напряжение сети, кВ	6	10	20	35
Емкостный ток, А	30	20	15	10

Эти токи соответствуют требованиям ПТЭ. Однако опыт показывает, что для обеспечения надежного самопогасания дуги в сетях 6 и 10 кВ емкостные токи целесообразно снизить до 20 и 15 А соответственно случае превышения указанных значений токов в нейтраль обмотки трансформатора включается дугогасящий реактор (рис. 10.1, *б),* уменьшающий (компенсирующий) емкостный ток через место повреждения до минимальных значений.

Индуктивный ток дугогасящего реактора I_P возникает в результате воздействия на него напряжения смещения нейтрали $U_0 = -U_A$ появляющегося на нейтрали при замыкании фазы на землю. Ток равен:

$$I_P = j\frac{3U_\Phi}{3\omega L_P + \omega L_T}$$

где L_P и L_T - индуктивности дугогасящего реактора и трансформатора соответственно, Гн; U_Φ - фазное напряжение.

С компенсацией емкостных токов воздушные и кабельные сети могут некоторое время работать с замыканием фазы на землю.

Выбор настройки дугогасящих реакторов. При $I_P = I_C = 0$ емкостная составляющая тока в месте замыкания на землю полностью компенсируется индуктивным током реактора – наступает резонанс токов. Дугогасящие реакторы, как правило, имеют резонансную настройку, что облегчает гашение дуги. Отклонение от резонансной настройки называют расстройкой компенсации. На практике допускается настройка с перекомпенсацией ($I_P > I_C$), если реактивная составляющая тока замыкания на землю не более 5А,

а степень расстройки $\frac{I_C - I_P}{I_C}$ не превышает 5%. Настройка с недокомпенсацией ($I_P < I_C$) может применяться в кабельных и воздушных сетях, если любые аварийно возникшие несимметрии емкостей фаз не приводят к появлению напряжения смещения нейтрали, превышающего $0{,}7U_\Phi$.

Ток замыкания на землю определяется расстройкой компенсации, активными утечками по изоляции и некомпенсируемыми токами высших гармоник. При резонансной настройке ток замыкания минимален, и, как показывает опыт, перенапряжения в сети не превышают $2{,}7U_\Phi$.

При эксплуатации воздушных сетей нередко отступают от резонансной настройки, чтобы устранить искажения фазных напряжений на шинах подстанций, ошибочно принимаемые персоналом за неполные замыкания на землю. Дело в том, что в любой воздушной сети 6-35 кВ всегда имеется несимметрия емкостей фаз относительно земли, зависящая от расположения проводов на опорах и распределения по фазам конденсаторов связи. Это вызывает появление на нейтрали некоторого напряжения несимметрии $U_{нс}$. Степень несимметрии $U_0 = (U_{нс}/U_\Phi)*100$ обычно не превышает 1,5%. Для сетей 10 кВ она, например, составляет около 100 В и практически в нормальном режиме работы сети не сказывается на показаниях вольтметров, измеряющих напряжения фаз.

Включение в нейтраль дугогасящего реактора существенно изменяет потенциалы нейтрали и проводов сети. На нейтрали появляется напряжение смещения нейтрали U_0, обусловленное наличием в сети нессиметрии. Это напряжение будет приложено к выводам дугогасящего реактора. При резонансной настройке напряжение смещения нейтрали может достигнуть значений, соизмеримых с фазным напряжением. Оно приведет к искажению фазных напряжений и даже появлению сигнала "земля в сети"., хотя замыкание на землю в это время отсутствует. Расстройкой дугогасящего реактора удается отойти от точки резонанса

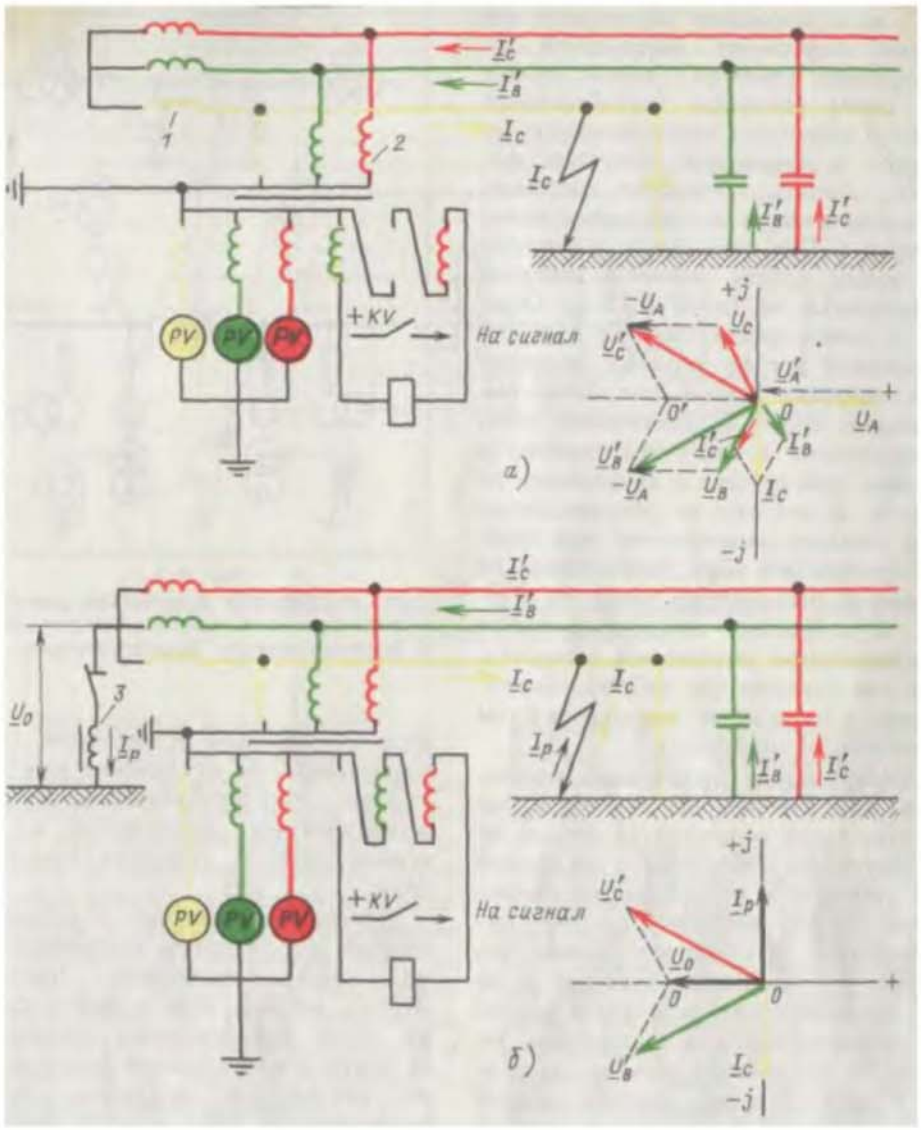


Рис. 10.1.
Замыкание фазы на землю в сети с изолированной нейтралью *(а)* и с компенсацией емкостных токов (б) :
1 - трансформатор, питающий сеть; 2 - измерительный трансформатор напряжения; *3* - дугогасящий реактор; *KV*- реле напряжения

(колебательный контур образуется индуктивностью реактора и суммарной емкостью фаз сети), снизить напряжение смещения нейтрали и выравнять показания вольтметров. При отсутствии замыкания на землю в сети смещение нейтрали допускается не более 0,15$U_ф$. Однако с точки зрения гашения дуги оптимальной все же является резонансная настройка. Всякая расстройка компенсации ведет к увеличению тока, проходящего в месте повреждения в режиме работы сети с замыканием на землю, и поэтому не рекомендуется. При большом смещении нейтрали должны приниматься меры, направленные на снижение несимметрии емкостей в сети. В кабельных сетях применяется исключительно резонансная настройка, так как емкости фаз кабелей симметричны и напряжение несимметрии там практически отсутствует.

Обслуживание дугогасящих реакторов. Ток дугогасящих реакторов различных типов регулируется ручным переключением ответвлений с отключением реактора от сети, плавным изменением зазора в магнитной системе, производимым электродвигательным приводом без отключения реактора от сети, изменением индуктивности реактора подмагничиванием постоянным током без отключения реактора от сети. В двух последних случаях настройка производится автоматами настройки компенсации (АНК), которые приводят в действие исполнительные элементы регулирования только в нормальном режиме работы, когда в сети отсутствует замыкание на землю. Автоматизированная нормально компенсированная сеть должна иметь: дугогасящие реакторы с ручным переключением от-ветвлений, предназначенные для компенсации емкостных токов главным образом в базисной части регулирования;

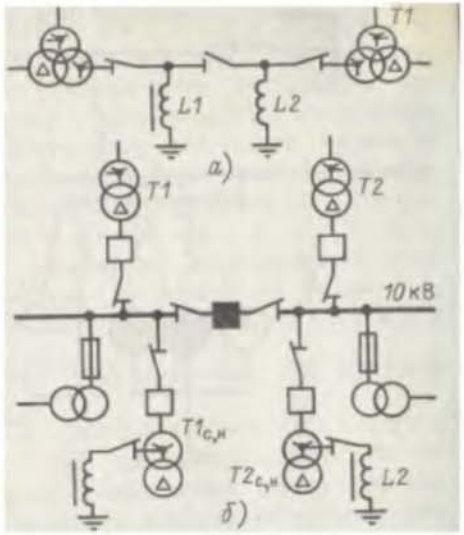


Рис. 10.2.
Схема подключения дугогасящих реакторов к питающим сеть трансформаторам *(а)* и к вспомогательным трансформаторам *(б*

подстроечные дугогасящие реакторы с плавным изменением тока компенсации без отключения реактора от сети. Регулирование тока должно осуществляться диспетчером с помощью АНК и устройств телемеханики;

дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами (оптимизаторами) тока компенсации (система АНКЗ), вступающими в работу сразу же после возникновения замыкания на землю и приводящими сеть к режиму резонансной настройки, чтобы ликвидировать дугу в месте повреждения.

Перестройка дугогасящих реакторов персоналом подстанций производится по распоряжению диспетчера, выбирающего настройку в связи с предстоящим изменением конфигурации сети. При этом он руководствуется таблицей выбора настройки, составленной для конкретных участков сети на основании результатов измерений токов замыкания на землю, емкостных токов, токов компенсации и напряжений смещения нейтрали сети.

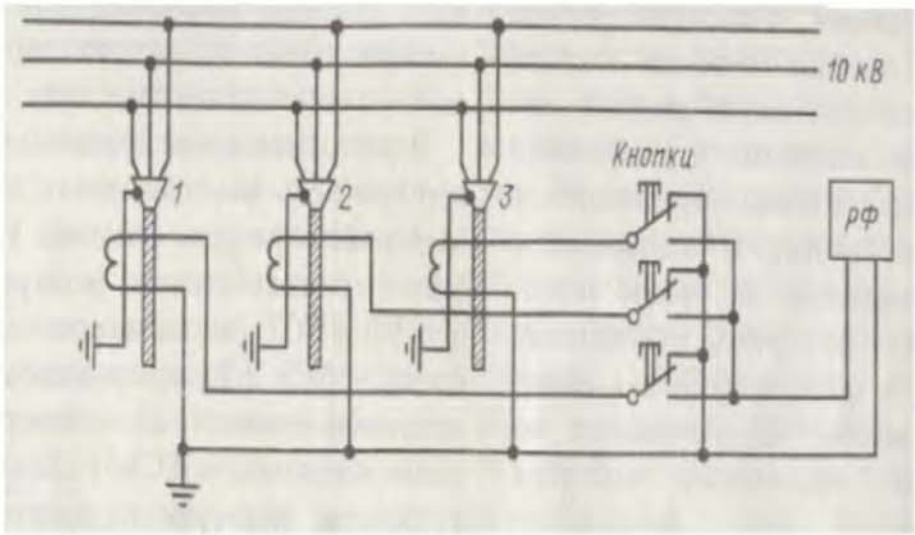


Рис. 10.3.
Схема сигнализации замыкания на землю с применением разделительного фильтра (РФ) :1-3 - отходящие кабельные линии

Если реактор перестраивается вручную, то персонал убеждается по сигнальным устройствам в отсутствии замыкания на землю в сети и отключает его разъединителем. После установки и фиксации заданного ответвления реактор подключается разъединителем к сети. Ручное переключение ответвлений без отключения реактора от сети не допускается по условию безопасности, так как в процессе перестройки не исключено возникновение замыкания на землю и появление на реакторе фазного напряжения.

Дугогасящие реакторы устанавливаются на питающих сеть подстанциях и подключаются к нейтралям трансформаторов через разъединители (рис.10.2,*а).* При соединении трансформатора по схеме звезда-треугольник реакторы подключают к нейтралям вспомогательных трансформаторов (рис. 10.2, *б},* в качестве которых наиболее часто используются трансформаторы собственных нужд. Мощность трансформатора собственных нужд выбирается с учетом подключенной к нему нагрузки и индуктивного тока, дополнительно загружающего трансформатор в режиме замыкания сети на землю.

Для перевода реактора с одного трансформатора на другой его сначала отключают разъединителем от нейтрали одного трансформатора, а затем подключают разъединителем к нейтрали другого. Объединять нейтрали трансформаторов через нулевую шину не следует, поскольку при раздельной работе трансформаторов на не связанные между собой участки сети при замыкании на землю в одном из них напряжение на нейтрали U_0 одинаково изменит фазные напряжения на шинах подстанции обоих участков и установить участок, где произошло замыкание на землю, без отключения трансформатора от сети станет невозможным.

Сигнальные устройства и отыскание замыканий на землю. Выше было указано, что сети с компенса-

цией емкостных токов могут эксплуатироваться при наличии замыкания на землю. Но так как длительное повышение напряжения на двух фазах и прохождение небольших токов проводимости на землю увеличивают вероятность аварии, а в случае обрыва и падения провода на землю создается опасность для жизни людей и животных, то отыскание и устранение повреждения должны производиться как можно быстрее. О происшедшем в сети замыкании на землю персонал узнает по работе сигнальных устройств, а фаза, получившая соединение с землей, устанавливается по указаниям вольтметров контроля изоляции.

В сигнальном устройстве реле контроля изоляции подключаются к выводам дополнительной вторичной обмотки трансформатора напряжения НТМИ, соединенной по схеме разомкнутого треугольника. При нарушении изоляции фазы на землю на зажимах этой обмотки появляется напряжение нулевой последовательности $3U_0$, реле KV срабатывает и подает сигнал. (см. Рис. 10.1).

В сетях с компенсацией емкостных токов схемы сигнализации и контроля работы дугогасящих реакторов подключаются либо к трансформатору тока реактора, либо к его сигнальной обмотке.

К сигнальной обмотке реактора подключаются также лампы контроля отсутствия замыкания в сети, устанавливаемые непосредственно у привода разъединителя. Лампы включаются без предохранителей и поэтому изоляция их цепей должна обладать достаточной надежностью. Схемы сигнализации, как правило, имеют цепи электромагнитной блокировки, запрещающей отключение разъединителей реактора при замыкании на землю.

По полученным сигналам на подстанциях нельзя сразу определить электрическую цепь, на которой произошло замыкание на землю, так как все отходящие линии имеют между собой электрическую связь на шинах. Для определения электрической цепи, имеющей замыкание на землю пользуются избирательной сигнализацией поврежденных участков, основанной на использовании токов переходного процесса замыкания или тока высших гармоник, источником которых являются нелинейные цепи.

В настоящее время наибольшее распространение на подстанциях, питающих кабельную сеть, получили устройства с разделительным фильтром типов РФ и УСЗ (в стационарном исполнении –УСЗ2/2; в переносном, применяемом совместно с токоизмерительными клещами, – УСЗ-3). Указанные устройства реагируют на высшие гармоники, содержащиеся в токе $3I_0$ Их уровень пропорционален емкостному току в сети и в поврежденной линии всегда значительно выше, чем в токах нулевой последовательности неповрежденных. Именно это и служит признаком повреждения на той или другой линии.

Устройство типа РФ работает в диапазоне частот 50 и 150 гц. В компенсированных сетях, как правило, используется диапазон 150 гц. Для контроля уровня высших гармоник на подстанциях для каждой линии составляют таблицы показаний прибора на частоте 150 гц., снятые в нормальном нагрузочном режиме при отсутствии однофазного замыкания на землю. Эти показания должны систематически проверяться. С ними сравниваются показания прибора при отыскании поврежденного присоединения. В случае большой недокомпенсации или при отсутствии компенсации в сети прибор переключается на диапазон 50 гц.

Стационарные устройства устанавливаются на щитах управления или в коридорах распределительных устройств и при помощи кнопок, переключателей или шаговых искателей при появлении в сети замыкания на землю поочередно подключаются персоналом к трансформаторам тока нулевой последовательности (ТТНП), установленным на каждой кабельной линии (рис. 10.3). Поврежденным считается присоединение, на котором при измерении стрелка прибора отклонится на большее число делений, чем при измерениях на всех других присоединениях.

В Мосэнерго разработано и внедрено в эксплуатацию устройство типа КСЗТ-1 (модернизированный вариант ДЗС) автоматического поиска кабельной линии с устойчивым замыканием фазы на землю. Оно путем поочередного измерения на ТТНП определяет кабельную линию с поврежденной изоляцией по максимальному уровню в ней тока высших гармоник. Информация по каналу ТС в виде условного кода передается на диспетчерский пункт, где дешифратором преобразуется в число, составляющее наименование линии. При отсутствии ТТНП на кабельных линиях для отыскания поврежденного присоединения пользуются токоизмерительными клещами в качестве измерительного трансформатора тока. При замерах устройство УСЗ устанавливается на клещи вместо токосъемного амперметра.

Если устройства избирательной сигнализации на подстанции отсутствуют или не дают желаемых результатов, отыскание поврежденного присоединения производится путем перевода отдельных присоединений с одной системы (секции) шин на другую, работающую без замыкания на землю, или путем деления электрической сети в заранее предусмотренных местах. Эти операции должны производиться таким образом, чтобы при делении сети отдельные ее части были полностью компенсированы. Для отыскания повреждения иногда пользуются поочередным кратковременным отключением линий с включением их в работу от АПВ или вручную.

Одновременно с отысканием места повреждения в сети должны производиться осмотры работающих реакторов и трансформаторов, к нейтралям которых они подключены. Это вызвано тем, что продолжительность непрерывной работы реакторов под током нормируется заводами для отдельных ответвлений от 2 до 8 ч. Если отыскание замыкания на землю затягивается, персонал обязан вести тщательное наблюдение за температурой верхних слоев масла в баке реактора, записывая показания термометра через каждые 30 мин. Максимальное повышение температуры верхних слоев масла при этом допускается до 100 °С. Если реакторы установлены на подстанциях, обслуживаемых оперативными выездными бригадами (ОВБ), то после отыскания и отключения повредившейся линии производится осмотр реакторов с записью показаний их термометров и возвращением в исходное положение всех указанных реле и сигнальных устройств.

10.2

Предупреждение отказов в работе выключателей и предотвращение угрозы их повреждения

Выше было сказано, что причинами отказов в работе масляных выключателей часто являются неисправности передаточных механизмов, дефекты приводов и цепей управления, а в работе воздушных выключателей - неисправности клапанных систем, электромагнитов управления и их цепей. Эти повреждения не могут быть выявлены внешним осмотром выключателей без проверки их действия. К сожалению, в последние годы в ряде энергосистем проверке действия приводов не уделяется должного внимания. В результате выключатели долгое время остаются в работе с невыявленными

дефектами и в нужный момент отказывают в работе.

В целях профилактики, очевидно, необходимо регулярное опробование работы всех выключателей в межремонтный период путем их однократного дистанционного отключения и включения, а выключателей, находящихся в резерве, - путем дистационного включения и отключения. Если при дистационном опробовании будет обнаружен отказ в отключении выключателя, персонал обязан вывести неисправный выключатель в ремонт. Отключение масляного выключателя в этом случае производится вручную воздействием на защелку привода. Если из-за механической неисправности отключение масляного выключателя в распределительном устройстве окажется неуспешным, следует создать схему для разрыва тока в цепи с джефектным выключателем с помощью ШСВ или обходного выключателя.

Аналогичные действия (т. е. создание специальных схем для вывода из работы поврежденного выключателя) должны предприниматься персоналом и при неполнофазном отключении выключателя, а также в том случае, когда отключение выключателя вообще невозможно, например при пониженном уровне масла в баке масляного выключателя, при повреждении камер воздушного выключателя и т.д. В схемах с двумя системами шин для отключения электрической цепи с помощью ШСВ необходимо снять предохранители в цепи управления выключателя, отключение которого невозможно произвести или нельзя допустить из-за дефекта, включить ШСВ, если он был отключен, перевести все присоединения на одну рабочую систему шин, оставив на другой электрическую цепь с дефектным выключателем, подать на привод ШСВ напряжение оперативного тока и отключить его, отключая тем самым выводимую из работы цепь. После вывода из работы дефектного выключателя отключением его разъединителей в распределительном устройстве восстанавливается нормальная схема.

В схемах с одной или с двумя рабочими и обходной системами шин для отключения электрической цепи обходным выключателем необходимо снять предохранители в цепи управления выключателя, отключение которого невозможно произвести или нельзя допустить из-за дефекта, проверить отключенное положение обходного выключателя и включить его разъединители на обходную систему шин, проверить, включены ли шинные разъединители обходного выключателя на ту систему шин, на которую работает электрическая цепь, имеющая дефектный выключатель. В противном случае следует произвести переключение разъединителей обходного выключателя, отключив сначала включенные шинные разъединители, а затем включить его разъединители на другую систему шин, опробовать напряжением обходную систему шин с уставками опробования на защите, отключить обходной выключатель и проверить в распределительном устройстве его отключенное положение, включить разъединители цепи, имеющей дефектный выключатель на обходную систему шин, включить обходной выключатель и снять с его привода напряжение оперативного тока, проверить включенное положение обходного выключателя и отключить линейные и шинные разъединители цепи с дефектным выключателем.

Затем цепь, выключатель которой выведен из схемы, может быть отключена обходным выключателем или оставлена в работе через обходной выключатель. В последнем случае необходимо после подачи напряжения оперативного тока на привод обходного выключателя включить на нем защиты с уставками, соответствующими уставкам защит данной цепи. Произвести изменения в схеме дифференциальной защиты шин, поскольку обходной выключатель остается в работе вместо выведенного в ремонт выключателя цепи.

В отдельных случаях, например при повреждении фарфоровых деталей или контактной системы воздушного выключателя, когда подача сжатого воздуха в камеру становится невозможной из-за опасности ее разрушения, появляется необходимость вывода из работы воздушного выключателя отключением его линейными и шинными разъединителями, если нет для этого иной возможности. В схемах с двумя системами шин при наличии двух выключателей на цепь вывод из работы поврежденного выключателя может быть произведен при соблюдении следующих условий: приводы разъединителей цепи с поврежденным выключателем должны иметь дистанционное управление, системы шин должны быть соединены развилкой парных выключателей любой другой цепи (лучше двух-трех цепей) помимо развилки цепи, имеющей поврежденный выключатель.

Для вывода выключателя необходимо отключить автоматические выключатели (снять предохранители) в цепи управления поврежденного выключателя, проверить, имеется ли нагрузка на всех фазах неповрежденного выключателя данной электрической цепи, со щита управления дистанционно отключить сначала линейные, а потом шинные разъединители в цепи поврежденного выключателя, снять предохранители в оперативных и силовых цепях приводов отключенных линейных и шинных разъединителей, закрыть вентили в агрегатном шкафу на подаче сжатого воздуха к выключателю и выпустить в атмосферу имеющийся воздух в баках поврежденного выключателя.

Для выеода из работы дефектного выключателя на подстанциях, выполненных по схемам кольцевого типа, необходимо, чтобы кольцо было замкнуто всеми выключателями. Операции отключения разъединителей производятся дистанционно.

Во всех перечисленных выше случаях вывод из схемы выключателей, находящихся во включенном положении, производится отключением разъединителей. Для беспрепятственного проведения таких операций необходимо предварительно выводить из действия оперативную блокировку между выключателем и разъединителями.

10.3

Сокращение числа операций с шинными разъединителями.

Опыт эксплуатации показывает, что операции с разъединителями при выполнении переключений являются наиболее ответственными. Поломки изоляторов шинных разъединителей приводят к коротким замыканиям с обесточением сборных шин и связаны с опасностью для персонала. Часты поломки опорно-стержневых изоляторов серий ОНС. Усиление контроля за состоянием изоляторов, своевременное выявление и незамедлительное принятие мер к замене дефектной изоляции наряду с технически обоснованным сокращением числа операций с разъединителями позволяют резко повысить безаварийность работы. Прежде всего не следует производить операции с разъединителями, имеющими дефекты. При необходимости, в зависимости от характера выявленного дефекта, операции должны выполняться по особому в каждом отдельном случае разрешению главного инженера предприятия электрических сетей (ПЭС).

Для сокращения числа переключений на подстанциях следует заранее планировать выполнение наибольшего объема ремонтных и профилактических работ, которые могут быть выполнены за одно отключение, чтобы избежать повторных отключений оборудования. Необходимо совмещать

все виды ремонтных работ на подстанции, линиях электропередачи, в цепях вторичной коммутации. Заявки на вывод в ремонт оборудования и проверку защит должны тщательно прорабатываться, с тем чтобы уменьшить число операций с шинными разъединителями.

Перед выводом в ремонт сборных шин должны быть выявлены измерениями дефектные изоляторы шинных разъединителей для замены их в предстоящее отключение.

Большое число операций с шинными разъединителями производится при включении под напряжение (или для фазировки) нового и вышедшего из капитального ремонта оборудования. При этом, как правило, освобождается одна система сборных шин путем традиционного перевода электрических цепей при помощи шинных разъединителей. Вместе с тем для такого рода работ бывает достаточным отключение системы шин выключателями работающих на нее электрических цепей и снятие с приводов выключателей оперативного тока, если это допустимо по режиму работы подстанции и электрической сети. Не обязательно при этом отключение и шинных разъединителей ШСВ, если в этом нет необходимости по условию безопасности работ. Например, при фазировке отключенное положение ШСВ достаточно фиксировать снятием напряжения оперативного тока с привода.

Переводы электрических цепей с одной системы шин на другую целесообразно производить с предварительным отключением выключателей, если это допустимо по режиму работы. После отключения выключателя отключают шинные разъединители электрической цепи с одной системы шин и включают на другую. В этом случае при поломке шинного разъединителя и возникновении короткого замыкания лишится напряжения лишь одна система шин, другая сохранится в работе.

10.4

Недопустимость схем последовательного соединения делительных конденсаторов воздушных выключателей с трансформаторами напряжения. серии НКФ

Феррорезонансный контур. В цепях, содержащих последовательно включенные емкость и индуктивность со сталью, могут возникнуть феррорезонансные процессы. Рассмотрим явление феррорезонанса в простейшей схеме на рис.10.4,*а*. Зависимость напряжений на элементах схемы от тока представлена вольтамперными характеристиками на рис.10.4, *б*. Вольтамперная характеристика нелинейной индуктивности $U_l = f(I)$ изображена кривой А, линейной емкости $U_C = (1/\omega C)I$ - прямой *Б* и активного сопротивления $UR = RI$ - прямой *В*.

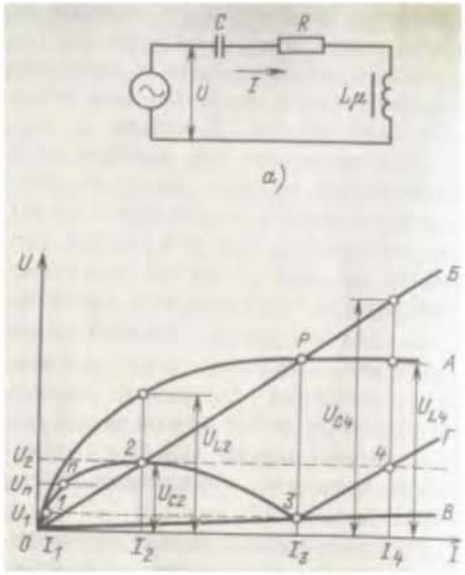


Рис. 10.4.
Последовательная феррорезонансная цепь: *а* - принципиальная схема; *б* - вольтамперные характеристики элементов

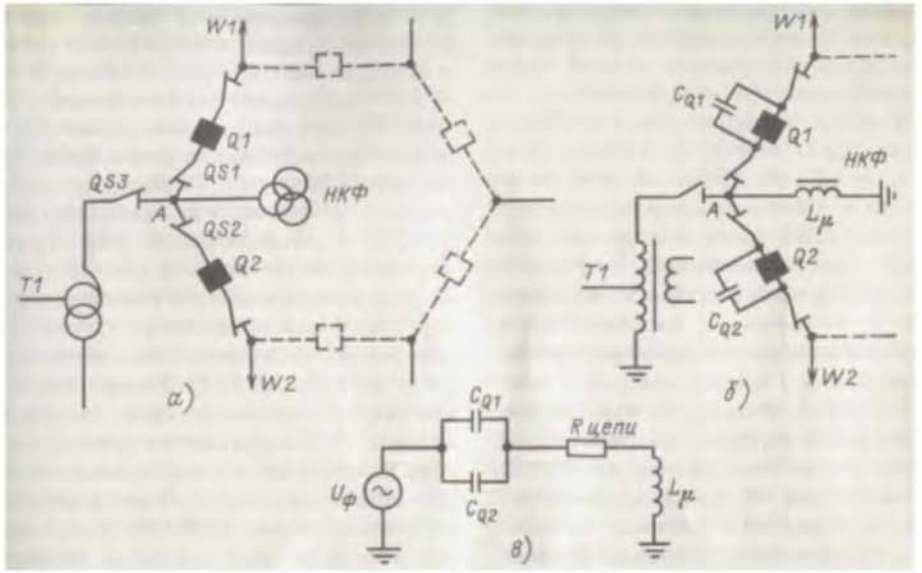


Рис. 10.5.
Образование феррорезонансного контура при отключении автотрансформатора: *а* - положения коммутационных аппаратов; *б* - электрические элементы контура; *в* - схема замещения

Результирующая вольтамперная характеристика схемы изображена кривой *Г*. Ордината каждой ее точки получена геометрическим суммированием ординат кривых *А, Б* и *В*. При относительно малом активном сопротивлении в цепи результирующая кривая *Г* имеет падающий участок *2-3*. С увеличением *R* этот участок исчезает.

Если в представленном контуре плавно увеличивать напряжение источника ЭДС, начиная с нуля, то каждому значению напряжения *Un* на результирующей кривой будет соответствовать своя точка (назовем ее точкой *n*), которая будет перемещаться от точки О к точке *2*, соответствующей напряжению U_2 и току I_2. Если и дальше повышать напряжение, точка *n*, минуя участок кривой *2-3-4*, так как он соответствует меньшему значению напряжения, чем U_2 сразу переместится в точку *4*, что приведет к скачкообразному повышению тока в цепи до значения I_4, при этом резко изменится угол сдвига фаз между током и общим напряжением: в точке *2* $U_{L2} > U_{C2}$ и ток отстает от напряжения, в точке *4* $U_{C4} > U_{L4}$ и ток опережает напряжение[1]. Кроме того, в момент скачка тока сильно возрастает напряжение на емкости и индуктивности.

Если теперь плавно снижать напряжение источника ЭДС, то при достижении им значения U_l ток в цепи сначала плавно от I_4 до I_3, а затем скачком уменьшится от I_3 до I_1

Таким образом, в последовательной феррорезонансовой цепи может возникнуть явление резкого изменения тока при небольшом изменении напряжения на входе цепи, а также при изменении значения емкости или параметров катушки со стальным сердечником.

Образование феррорезонансных схем при переключениях. На подстанциях напряжением 220 кВ и выше при оперативных переключениях могут образовываться различные последовательные или последовательно-параллельные

[1] Это явление принято называть “опрокидыванием” фазы

схемы соединения индуктивности трансформатора напряжения серии НКФ и активного сопротивления его обмоток с емкостью шин и конденсаторов, шунтирующих контактные разрывы воздушных выключателей серий ВВН, ВВБ, ВНВ, ВВД, ВВ и др. В зависимости от соотношений между реактивными элементами в контуре могут возникнуть опасные феррорезонансные явления, при этом на шинах могут появиться повышенные напряжения, а по обмотке ВН трансформатора напряжения серии НКФ будут проходить недопустимые по значению токи, что на практике может привести к повреждению изоляции обмоток и даже пожару трансформаторов напряжения.

Приведем примеры. На подстанции выводилась в ремонт *I* система сборных шин 220 кВ. Когда от этой системы шин с трансформатором напряжения серии НКФ были отключены воздушные выключатели всех электрических цепей и шины остались соединенными с источником питания пятью параллельными емкостными цепочками шунтирующих конденсаторов типа ДМР-55-0,0033, в схеме возник феррорезонанс, при котором напряжение на *I* системе шин повысилось до 300 кВ, а по обмоткам ВН трансформатора напряжения серии НКФ в течение нескольких десятков минут проходил опасный ток. Был замечен белый дым, выходивший из трансформатора напряжения. После отключения и вскрытия трансформатора напряжения было обнаружено тепловое разрушение обмоток ВН.

Феррорезонансные процессы имели место и при автоматических отключениях, например при действии УРОВ На одной подстанции при КЗ на линии и неполнофазном отключении ее воздушного выключателя УРОВ была обесточена система шин 220 кВ с трансформатором напряжения серии НКФ. Через емкостные делители контактных разрывов четырех выключателей (трех типа ВВБ-220 и одного типа ВВН-220) образовалась последовательная цепь из емкостей и индуктивности трансформатора напряжения, в которой возник феррорезонансный процесс, сопровождающийся значительным повышением напряжения на шинах, что было замечено по щитовым приборам. От прохождения опасного тока по обмоткам ВН трансформатора напряжения серии НКФ одна фаза его взорвалась.

На подстанциях, имеющих схемы, выполненные многоугольником, также неоднократно наблюдались феррорезонансные явления. Схема подстанции 500 кВ представляла собой шестиугольник с одной электрической цепью в каждом его узле (рис.10.5, а). В узле *A* присоединения автотрасформатора *T1* был жестко подключен трасформатор напряжения типа НКФ-500. Автотрасформатор *T1* был выведен в ремонт отключением выключателей Q1, Q2 и разъединителей QS3. Трансформатор напряжения в узле *A* остался подключенным через емкости, шунтирующие разомкнутые контакты отделителей воздушных выключателей *Q1* и *Q2*. (рис.10.5, б). По прошествии некоторого времени было замечено сильное коронирование на трасформаторе напряжения и появление дыма из его нижних каскадов. Трансформатор напряжения типа НКФ-500 был выведен в ремонт. При вскрытии нижнего его каскада было обнаружено разрушение витковой и слоевой изоляции, а также спекание проводов обмотки ВН. Тепловой характер разрушения изоляции свидетельствовал о длительном прохождении тока до 0,3 А, плотность которого в тонкой первичной обмотке трансформатора напряжения превысила плотность тока плавления провода.

Последовательность операций, исключающая феррорезонансовые процессы. Для предотвращения феррорезонансовых явлений в схемах подстанций напряжением 220 кВ и выше оперативные переключения следует производить в такой последовательности, при которой не создавались бы схемы последовательного соединения делительных конденсаторов воздушных выключателей с трансформаторами напряжения серии НКФ. На подстанциях, где трансформаторы напряжения имеют разъединители, при выводе в ремонт системы шин (узла электрической цепи) с трансформатором напряжения серии НКФ его разъединители следует отключать перед отключением последнего присоединения, питающего шины или узел. При вводе в работу системы шин или узла электрической цепи разъединители трансформатора напряжения следует включать лишь после включения под рабочее напряжение этой системы шин или узла схемы.

На случай отключения выключателей от системы шин с трансформатором напряжения серии НКФ действием УРОВ необходимо предусматривать АПВ одной любой отключенной со всех сторон электрической цепи для того, чтобы расстроить возможный феррорезонансный контур.

Широко практикуется запрет на отключение выключателя одного из силовых трансформаторов при срабатывании дифференциальной защиты шин. Ее действием при КЗ на шинах высшего напряжения отключаются выключатели трансформатора лишь со стороны среднего и низшего напряжений.

Если трансформатор напряжения серии НКФ не имеет разъединителей, ввод в работу системы шин, а также вывод из работы системы шин или узла электрической цепи с присоединенным трансформатором напряжения серии НКФ должны производиться шинными или узловыми разъединителями при включенном воздушном выключателе одной из электрических цепей, который соответственно первым включается или последним отключается. При этом необходимо каждый раз деблокировать блокировку между выключателем и разъединителями. Это действие специально оговаривается в местной инструкции по производству переключений. Порядок деблокирования и ввода блокировки в работу указывается в бланке переключений. Последовательность операций при включении всех последующих, а также при отключении предпоследних электрических цепей производится обычным порядком.

Сказанное поясним на примере схемы рис. 10.5 с тем условием, что после вывода автотрансформатора из работы по соображениям надежности замкнем схему шестиугольника. Последовательность операций при выводе из работы автотрансформатора должна быть следующей: после отключения выключателей *T1* со стороны низших напряжений первыми отключают воздушные выключатели *Q1, Q2* и разъединители *QS1,QS2* и последним *QS3*. Для замыкания шестиугольника без автотрансформатора сначала включают воздушный выключатель *Q1,* а затем разъединители *QS1* и *QS2*. Включением воздушного выключателя *Q2* замыкают схему шестиугольника.

Последовательность операций при вводе в работу автотрансформатора после ремонта должна быть следующей: отключают воздушный выключатель *Q2* (размыкается шестиугольник), отключают разъединители *QS2, QS1* и воздушный выключатель *Q1,* включают разъединители *QS3,* а затем *QS1* и *QS2,* включают воздушные выключатели *Q1* и *Q2* (замыкается шестиу-гольник), далее включают *T1* под нагрузку со стороны низших напряжений.

Смысл указанной последовательности операций очевиден: при отключенных выключателях *(Q1* и *Q2* к узлу *A* помимо трансформатора напряжения должен быть приключен автотрансформатор, индуктивность которого расстраивает резонансный контур.

В настоящее время ведутся разработки устройств борьбы с феррорезонансом. Так, например, СКТБ ВКТ Мосэнерго разработано и передано в опытную эксплуатацию устройство подавления феррорезонанса типа УПФ-220. Оно подключается к вторичным обмоткам (соединенным по схеме разомкнутого треугольника) трансформатора напряжения серии НКФ и путем кратковременного шунтирования вторичных обмоток с помощью тиристоров в момент появления феррорезонанса изменяет электрические и магнитные параметры трансформатора напряжения, что и приводит к подавлению феррорезонансных явлений. Блоки управления тиристорами вводятся в работу вручную перед началом оперативных переключений в РУ, а также автоматически от выходных реле ДЗШ и УРОВ при их срабатывании.

10.5

Предупреждение аварий по вине оперативного персонала

При переключениях на подстанциях иногда допускаются ошибки по вине оперативного персонала. Ошибки эти нередко приводят к крупным авариям. Те, кто совершает аварии, потом с трудом припоминают мотивы, побудившие их к ошибочным действиям. Однако анализы многих аварий показали, что ошибки возникают вследствие нарушений оперативной дисциплины, а также являются результатом сложной нервной деятельности оперативного персонала, его поведения при работе в особых условиях. Особенность условий работы оперативного персонала заключается в том, что переключения выполняются в электрических распределительных устройствах, где много внешне одинаковых ячеек, оборудование которых может в одно и то же время находиться в работе, в ремонте, в резерве и оставаться при этом полностью или частично под высоким напряжением. При некотором стечении обстоятельств вероятность принять один элемент оборудования за другой очень велика. Поэтому окружающая обстановка и сам характер оперативной работы требуют от персонала осмотрительности, хорошей памяти и безукоризненного соблюдения оперативной дисциплины.

Оперативная дисциплина – это строгое и точное соблюдение персоналом определенного порядка при переключениях и правил поведения на рабочем месте, установленных правилами технической эксплуатации и техники безопасности, должностными положениями и инструкциями. Оперативная дисциплина - одно из непременных условий нормальной работы электроустановок и энергосистем. Благодаря ей действия персонала при переключениях принимают упорядоченный характер, что обеспечивает нормальное функционирование электроустановок. Оперативная дисциплина основывается на понимании каждым оперативным работником своего долга и личной ответственности. Когда эти чувства перестают быть внутренними пружинами действий человека, возникают разного рода отклонения в поведении, которые приводят к нарушениям существующих порядков и правил. К основным нервным (психофизиологическим) факторам, способствующим безошибочной работе оперативного персонала, следует отнести внимание и самонаблюдение.

Внимание - сложное психическое явление, выражающееся в избирательности восприятия, направленности сознания на определенный объект. Оно возникает и развивается в связи с какой-либо деятельностью, проводимой на объекте и является необходимым условием ее сознательного осуществления. Сосредоточение внимания проявляется в большей или меньшей углубленности в работу. Чем больше концентрируется сознание на главном, чем меньше отвлечение второстепенными деталями, тем меньше допускается ошибок.

Самонаблюдение (или самоконтроль) – это наблюдение, объектом которого являются психическое состояние и действия самого же наблюдающего лица. Оно контролируется сознанием и является одним из условий безошибочной работы. Надо наблюдать за своим поведением, запоминать и оценивать свои дейстыия. Иначе нельзя сдержать себя от ошибки, если не видеть, как выходишь за рамки дозволенных действий.

В практической работе оба эти фактора (внимание и самонаблюдение) часто проявляются совместно. Невнимательность и отсутствие самоконтроля приводят к ошибкам. В качестве примера приведем описание одной из них. На ответвительной двухтрансформаторной подстанции нужно было отключить отделители 110кВ трансформатора *Т1*, предварительно отключенного выключателями со стороны обмоток низшего напряжения. Эта операция была выполнена дистанционно поворотом ключа на щите управления. Для проверки отключенного положения отделителей дежурный пришел на открытую часть. Не обратив внимания на надпись, он ошибочно вошел в ячейку другого трансформатора – *Т2*. Увидев, что отделители его включены, и не разобравшись, что находится что находится он в ячейке трансформатора Т2, дежурный возвратился на щит управления и ключом попытался повторно подать импульс на отключение отделителей трансформатора *Т1*. При повторной проверке отключенного положения отделителей трансформатора *Т1* на открытой части дежурный опять вошел в ячейку трансформатора *Т2*. Обнаружив, что отделители трансформатора включены, он нарушил блокировку и с места отключил отделители трансформатора *Т2* под нагрузкой!

Нетрудно заметить, что здесь все решали внимание и самоконтроль. Стоило им ослабеть, и оператор совершил оплошность, просчет, которые привели к аварии.

Оперативное действие - это результат проявления физической деятельности и мышления персонала. Объектами действий являются элементы схем первичной и вторичной коммутации - выключатели, разъединители, заземляющие устройства, приводы, аппаратура вторичных цепей и т. д. При переключениях на них направляется содержание мыслей персонала, все его движения, каждое из которых связывается с поставленной задачей в определенной последовательности.

Внимание и самонаблюдение играют при этом решающую роль: они организуют и направляют действия персонала, оберегая его от ошибок. Правильные действия (действия, соответствующие установленному порядку) всегда определяются целью и совершаются под контролем сознания, при этом персонал выбирает наиболее целесообразные движения, стремится сократить время и трудоемкость операций. Неосознанные действия в лучшем случае бесполезны, в худшем приводят к ошибкам, являющимся источником аварий и несчастных случаев с людьми.

Оперативные действия - это и реально проводимые операции с оборудованием, и проверки, информирующие персонал о благополучном завершении операций. Необходимость проверок связана с тем, что пока не существует безотказно работающих аппаратов. При неисправностях возможны отказы в четкой работе как самих аппаратов, так и устройств управления ими. Проверки осуществляются путем непосредственных визуальных наблюдений аппаратов, по показаниям различных сигнальных систем, измерительных приборов и т. д.

Учитывая сказанное, можно прийти к следующему выводу: чтобы избежать ошибок в процессе переключений, оперативному персоналу следует быть дисциплинированным, предельно внимательным, наблюдать за своим поведением и своевременно оценивать свои действия. Необходимо также помнить, что *каждая операция, проводимая с оборудованием, и проверка ее исполнения — два понятия, взаимно дополняющие друг друга.*

Глава 11

Устранение аварий на подстанциях и электрических сетях

11.1

Принципы аварий и отказов

Важнейшей обязанностью работников эксплуатации подстанций является обеспечение надежной работы электрического оборудования и бесперебойного электроснабжения потребителей. Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала, перерывы в электроснабжении потребителей и др.) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий, к которым они привели.

Дня рассмотрения практических методов ликвидации нарушений в книге используется один термин "авария", так как устранение нарушений (являются ли они авариями или отказами) в конечном счете сводится к действиям с коммутационными аппаратами, устройствами релейной защиты, переводам оборудования из одного оперативного состояния в другое и т. д.

Аварии на подстанциях могут произойти в результате неожиданных повреждений оборудования, нарушений работе оборудования от возможных перенапряжений и воздействий электрической дуги, отказов в работе устройств релейной защиты, автоматики, аппаратов вторичной коммутации, ошибочных действий персонала (оперативного, ремонтного, производственных служб).

Причинами неожиданных повреждений оборудования, как правило являются некачественный монтаж и ремонт оборудования (например, отказы выключателей из-за плохой регулировки передаточных механизмов и приводов) неудовлетворительная эксплуатация оборудования, неудовлетворительный уход, например, контактными соединениями, что приводит к их перегреву с последующим разрывом цепи рабочего тока и возникновению КЗ, дефекты конструкций и технологии изготовления оборудования (заводские дефекты), естественное старение и форсированные износы изоляции. Например систематическое превышение температуры обмоток трансформатора сверх допустимой на 6° С сокращает срок возможного использованияего изоляции вдвое.

Причинами нарушения в работе электроустановок могут быть грозовые и коммутационные перенапряжения, при этом повреждается изоляция трансформаторов, выключателей, разъединителей и другого оборудования. Чрезмерное загрязнение и увлажнение изоляции способствуют ее перекрытию и пробою.

Однофазные замыкания на землю в сетях 6-35 кВ, сопровождающиеся горением заземляющих дуг (вследствие недостаточной компенсации емкостных токов), приводят к перенапряжениям, пробоям изоляции электрических машин и аппаратов, а непосредственное воздействие заземляющих дуг - к разрушению изоляторов, расплавлению шин, выгоранию цепей вторичной коммутации в ячейках КРУ и др.

Причины отказов в работе устройств релейной защиты, автоматики и аппаратуры вторичной коммутации следующие:

неисправности электрических и механических частей реле, нарушения контактных соединений, обрывы жил контрольных кабелей, цепей управления и т. д.;

неправильный выбор или несвоевременное изменение уставок и характеристик реле;

ошибки монтажа и дефекты в схемах релейной защиты и автоматики;

неправильные действия персонала при обслуживании устройств релейной защиты и автоматики.

Каждая причина может привести к отказу в отключении или неселективному отключению оборудования во время КЗ и иметь тяжелые последствия вплоть до развития местных аварий в системные.

Причинами ошибочных действий персонала при выполнении переключений в большинстве случаев являются нарушения оперативной дисциплины, пренебрежительное отношение к требованиям ПТЭ, недостаточное знание инструкций, невнимательность, отсутствие контроля за собственными действиями и др.

Выше названы лишь основные, наиболее часто повторяющиеся причины аварий и не указаны многие другие, имевшие место в эксплуатации. И хотя причины аварий кажутся порой случайными, вероятность повторения их все же достаточно велика. Поэтому все случаи аварий самым тщательным образом расследуются, изучаются, и принимаются меры к тому, чтобы исключить их повторение.

Аварии на подстанциях - события сравнительно редкие, но чрезвычайно значительные по своим последствиям. Они устраняются в основном действием специальных автоматических устройств, в иных же случаях ликвидируются действиями оперативного персонала.

Ликвидация аварий оперативным персоналом заключается:

- в выполнении переключений, необходимых для отделения поврежденного оборудования и предупреждения развития аварий;
- в устранении опасности для персонала;
- в локализации и ликвидации оча-гов возгораний в случае их возник-новения;
- в восстановлении в кратчайший срок электроснабжения потребителей;
- в выяснении состояния отключившегося от сети оборудования и принятии мер по включению его в работу или выводу в ремонт.

Для оперативного персонала ликвидация аварий является трудной задачей, решение которой связано с мобилизацией в короткий период времени всех его знаний, навыков и опыта. Трудность решения усугубляется сознанием личной ответственности за правильность принимаемых решений в неожиданно возникшей и подчас сложной аварийной ситуации, когда персонал, испытывая эмоциональное напряжение, должен действовать безошибочно, четко и быстро. В этих условиях выдержка персонала, самообладание, сосредоточенность и концентрация внимания на главном являются залогом успешной ликвидации аварии.

11.2

Источники информации и план действий персонала

Выше были рассмотрены причины аварий в схемах подстанций. Причина непосредственно или при стечении некоторых обстоятельств порож-

дает аварию, следствием которой может быть нарушение нормального режима работы подстанции часто с выходом из строя оборудования и прекращением электроснабжения потребителей. Возникновение и развитие аварии в большинстве случаев происходят не на глазах оперативного персонала. О случившемся он узнает по срабатыванию устройств автоматической сигнализации, показаниям измерительных приборов, совокупности сигналов о действии релейной защиты и автоматики.

Устройства автоматической сигнализации по их назначению делят на три группы: сигнализацию положения, предупредительную и аварийную сигнализацию.

Сигнализация положения дает информацию о действиельных положениях коммутационных аппаратов и регулирующей аппаратуры. Ее размещают, как правило, на щитах и пультах на мнемонических схемах присоединений.

Предупридительная сигнализация извещает об отклонениях от заданного режима работы оборудования, появлении различного рода неисправностей, требующих незамедлительного принятия мер по их устранению.

Аварийная сигнализация извещает персонал звуковыми и световыми сигналами об автоматических отключениях оборудования. Она выполняется на принципе несоответствия положения коммутационного аппарата и его ключа управления, которое появляется при автоматическом отключении аппарата.

По объему и характеру передаваемой информации устройства автоматической сигнализации относят к индивидуальной, участковой и центральной.

Индивидуальная сигнализация указывает тот конкретный элемент схемы, который автоматически отключился при аварии, а также те устройства защиты, действием которых произошло отключение.

Участковая сигнализация указывает участок главной схемы, где произошло аварийное отключение оборудования. Ее действие помогает персоналу быстрее ориентироваться в аварийной обстановке.

Центральная сигнализация представляет собой совокупность сигнальных ламп, световых табло, реле, кнопок, с помощью которых включается и отключается звуковой сигнал, устройство мигающего света, световые табло на панели центральной сигнализации и т. д.

Указанные выше источники информации, а также сигнальные реле защит и автоматики, измерительные приборы находятся на щитах управления и релейных щитах подстанций. Авария же может застать персонал находящимся не только на щите управления, но и в любом другом месте на территории подстанции. Поэтому во всех без исключения случаях срабатывания аварийной сигнализации персонал обязан являться на щит управления, так как только там он может получить необходимую информацию и оценить сложившуюся аварийную ситуацию.

Действия оперативного персонала в аварийной ситуации сводятся к следующим:

1) сбору и систематизации поступившей информации;

2) анализу собранной информации, т. е. установлению связи с теми или иными событиями, опознанию того, что произошло;

3) составлению плана ответных действий (принятию оперативного решения) на основе имеющейся информации;

4) реализации плана ответных действий и его корректировке в зависимости от наблюдений, накопления новой информации и реального хода ликвидации аварии.

Итак, в момент возникновения аварийной ситуации оперативному персоналу следует:

1. прекратить воздействие звуко-вого сигнала и записать время начала аварии;
2. установить место аварии (РУ, помещение, ячейку) по участковой сигнализации, сигнализации положения выключателей, показаниям измерительных приборов;
3. осмотреть световые табло на панелях щита управления;
4. привести в положение соответствия ключи управления коммутационных аппаратов, сигнальные лампы которых указывают на несоответствие положений аппарата и его ключа управления;
5. сообщить диспетчеру, в оперативном управлении (или ведении) которого находится оборудование, о возникновении аварийной ситуации на подстанции, получить разрешение и осмотреть реле на панелях релейной защиты и автоматики. Сработавшие указательные реле пометить мелом или другим способом, записать наименования сработавших выходных реле защиты и автоматики, после чего поднять флажки указательных реле.

Когда информация об аварии будет получена, необходимо произвести ее анализ, т. е. мысленно установить характер аварии и составить о ней общее представление: какое оборудование отключилось и какие участки остались без напряжения, какую опасность это представляет для персонала и оборудования, в какой мере нарушилось электроснабжение потребителей, как отражается авария на работе энергосистемы или участков сети и т. д.

При анализе информации персонал имеет дело с активным мышлением, связанным с реальной ситуацией. Тут очень важно не столько максимальное использование всей собранной информации, сколько умение отобрать нужную информацию, дать оценку ее значимости в данной ситуации.

При оценке аварийной ситуации по указателям сработавших устройств релейной зоны и автоматики должны учитываться принципы и зоны действия защит, на какие виды повреждений они реагируют. Нужно учитывать возможность ложных отключений неповрежденного оборудования, отказов в отключении повредившегося оборудования, а также отказов в работе автоматических устройств.

Если поступившая информация противоречива или объем ее настолько велик, что персоналу трудно за короткий период времени провести анализ и увязать его с конкретными действиями, необходимо сосредоточить внимание на главном (устранении опасности для персонала, тушении пожара, обеспечении питания потребителей, локализации аварии) и действовать целенаправленно. Концентрация внимания на главных, решающих признаках сложившейся обстановки помогает быстро находить нужное решение и сразу осуществлять его практически.

Практика показывает, что без логического анализа информации истинное понимание аварии и поиск путей быстрой и рациональной ликвидации ее невозможны. Анализ ценен также тем, что в процессе его не только опознается происшедшее, но и зарождается идея решения проблемы, вырабатывается план ответных действий, основой которого является представление аварийной ситуации в целом с учетом возможных причин ее возникновения. От того, насколько удалось персоналу охватить мыслью результаты анализа аварии, зависит успех ее ликвидации.

Составление плана ответных действий – один из важнейших навыков персонала. Хорошо составленный план действий должен отвечать трем основным требованиям: обеспечению

безопасности персонала, сохранности оборудования, скорейшему восстановлению электроснабжения потребителей.

План не должен также противоречить требованиям энергосистемы: его осуществление не должно препятствовать выпуску мощности станциями, ограничению перетоков мощности по линиям и через шины узловых подстанций.

При реализации плана действий все операции должны выполняться персоналом осознанно, без нарушений установленного порядка переключений и правил безопасности; в то же время персонал должен проявлять быстроту ориентировки, расторопность. Существенным в реализации плана действий является прослеживание за восстановлением схемы подстанции, недопущение ошибок, которые могли бы привести к развитию аварии.

В рассмотренных выше действиях персонала при ликвидации аварий не было упомянуто о так называемых "самостоятельных действиях", выполнение которых поручено персоналу подстанций. Под самостоятельными действиями понимаются такие оперативные действия с оборудованием, которые выполняются персоналом в соответствии с требованиями инструкций на основе анализа поступившей информации и без предварительного получения распоряжения или разрешения диспетчера. В самом деле, в случае нависшей угрозы для жизни людей или стихийных бедствий (например, при пожаре) нет необходимости тратить время на установление связи и переговоры с диспетчером - нужно действовать в зависимости от обстоятельств, проявляя при этом максимум инициативы и находчивости. Однако следует помнить, что сообщения диспетчеру о выполненных операциях и действиях должны передаваться при первой же возможности.

Особое значение при ликвидации аварий имеет достоверность и своевременность передаваемой диспетчеру информации, так как на ее основе принимаются оперативные решения. В связи с этим информация должна быть объективной и не носить характера догадок и предположений.

Несомненную пользу приносят сообщения о самом факте аварии, передаваемые диспетчеру в начальный момент ее возникновения. Такие сообщения передаются кратко, например: "На шинах 110 кВ пропало напряжение, обстановка уточняется", а затем уже персонал выбирает ту или иную форму действий: по распоряжению диспетчера или самостоятельно. Диапазон самостоятельных действий персонала не безграничен: он установлен инструкциями по ликвидации аварий. Далее указаны те действия, которые разрешается выполнять персоналу самостоятельно.

11.3

Действия персонала при автоматическом отключении воздушных и кабельных линий

По своему положению в сети воздушные и кабельные линии электропередачи напряжением 6 кВ и выше могут иметь одностороннее и двухстороннее питание. К первым относятся линии так называемого тупикового питания, ко вторым – транзитные линии. Транзитными линиями соединяются сборные шины станций и понижающих подстанций (узловых и проходных) , а также сборные шины смежных узловых или проходных подстанций; по ним, как правило, передаются реверсивные (изменяющиеся по направлению) потоки мощности; они образуют замкнутые контуры внутри электрических систем, что повышает надежность работы.

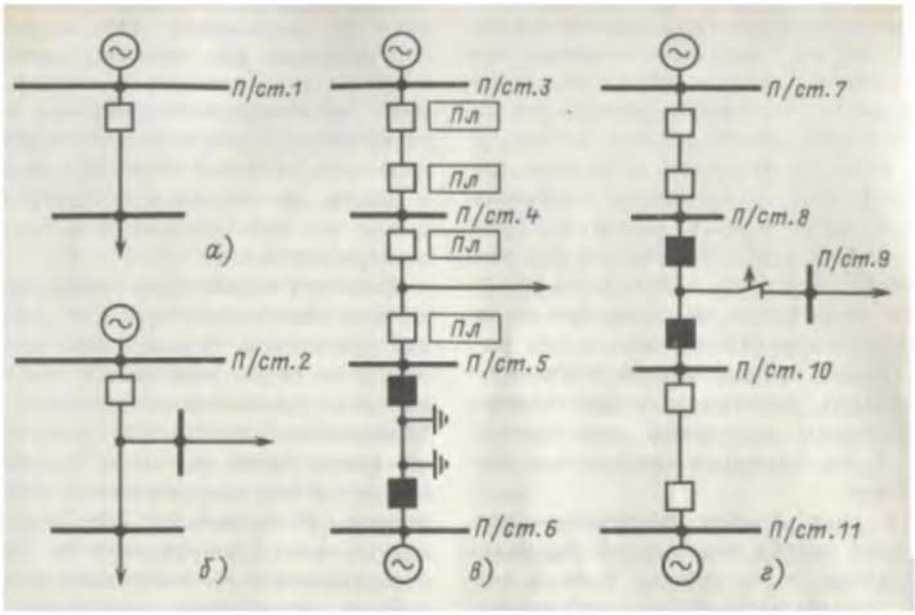


Рис. 11.1.
Схемы линий с односторонним и двухсторонним питанием:
а - линия тупикового питания; *б* - то же с ответвлением; *в* - транзитные линии в режиме тупикового питания; *г* - отключение защитой транзитной линии с ответвлением; *Пл* – плакат "Транзит разомкнут"

К проходящим тупиковым и транзитным линиям 35-220 кВ нередко присоединяются ответвления, идущие к понижающим (ответвительным) .подстанциям, которые часто выполняются по упрощенным схемам (на отделителях со стороны ВН). Наличие ответвлений от транзитных линий определяет особый порядок действий персонала в случае автоматических отключений таких линий.

Автоматическое отключение линий тупикового питания (рис. 11.1, *а)* почти всегда приводит к прекращению электроснабжения потребителей, если отсутствует источник резервного питания. Задачей персонала в этом случае является по возможности быстрое включение в работу отключившейся линии, с тем чтобы сократить до минимума продолжительность перерыва питания нагрузки и уменьшить расстройство технологических процессов на предприятиях. Независимо от успешности работы установленного на линии АПВ однократного действия такие линии немедленно (без внешнего осмотра оборудования, предупреждения потребителей и выполнения других действий, задерживающих ликвидацию аварии) включаются под напряжение. При включении на неустранившееся КЗ персонал должен отключить выключатель линии, не дожидаясь действия защиты. Признаком КЗ является бросок тока с одновременным снижением напряжения на шинах.

Указанные действия персонала распространяются и на транзитные (в обычном, нормальном режиме работы) линии, переведенные до момента возникновения аварии на работу в режим тупикового питания. На рис. 11.1, *в* показано, что одна или несколько транзитных

подстанций переходят на тупиковое питание при отключении одной транзитной линии в ремонт. Изменение режима работы транзитных линий в этом случае отмечается на питающих и на всех промежуточных подстанциях вывешиванием диспетчерских плакатов "Транзит разомкнут". Наличие плаката обязывает персонал однократно подавать напряжение по линии при ее автоматическом отключении.

Подача напряжения по линиям тупикового питания осуществляется персоналом подстанций самостоятельно с последующим сообщением диспетчеру.

В ряде случаев потребители возражают против немедленной подачи напряжения по питающим линиям после их автоматического отключения, о чем они заранее предупреждают предприятия электрических сетей. Подача напряжения в подобных случаях хоть и осуществляется персоналом самостоятельно, но лишь после уведомления потребителей и получения их согласия.

Обычно не разрешается включать под напряжение кабельные линии без выяснения причин их автоматического отключения, чтобы не увеличивать степень повреждения кабелей в месте КЗ.

Автоматическое отключение транзитных линий само по себе не приводит к прекращению электроснабжения потребителей. Однако отключение на узловой или проходной подстанции одной из транзитных линий может вызвать перегрузку других, оставшихся в работе линий; может возникнуть необходимость ограничения мощности потребителей или выдачи мощности электростанциями, и, наконец, напряжение в узловых точках энергосистемы может понизиться до недопустимых значений. Чтобы избежать развития этих нежелательных последствий, *отключившаяся действием защиты транзитная линия в минимально короткий срок опробуется напряжением и включается под нагрузку.* Эти действия, как правило, выполняются по распоряжению соответствующего диспетчера, поскольку при этом необходимы координация действий персонала смежных электроустановок и знание сложившейся обстановки в целом по энергосистеме или участку электрической сети.

Если при опробовании линии напряжением обнаруживается КЗ, ее состояние проверяется локационным искателем и по линии высылаются обходчики для установления причины КЗ. Обходчикам сообщается расстояние по трассе линии до места повреждения, куда они направляются в первую очередь. Расстояние от шин подстанции до места повреждения на линии подсчитывается по показаниям фиксирующих индикаторов, установленных на подстанциях и станциях.

Если проверка линии локационным искателем покажет, что она повреждена, ее выводят в ремонт. Если же на линии не будет обнаружено повреждения, она при необходимости (например, для снятия перегрузки) вторично опробуется напряжением и включается под нагрузку. Когда работа сети обеспечивается при отключенной линии, ее вторичное опробование напряжением предпринимается только при получении от обходчиков подтверждения об исправности линии.

В ряде энергосистем оперативному персоналу подстанции предоставляется право самостоятельно подавать напряжение по транзитным линиям с ответвлениями (рис. 11.1, г) для питания потребителей ответвительных подстанций, если последние не имеют источников резервного питания. Напряжение подается после проверки отсутствия его на линии и только в одном каком-нибудь направлении, указанном в местной инструкции. В транзит линия обычно включается по распоряжению диспетчера после проверки синхронной работы соединяемых участков энергосистемы.

11.4

Действия персонала при автоматическом отключении трансформаторов

Автоматические отключения трансформаторов (автотрансформаторов) могут быть вызваны внутренними повреждениями, т.е. повреждениями изоляции, токоведущих частей и магнитопроводов, находящихся внутри кожуха трансформатора, внешними повреждениями, в том числе перекрытиями наружной части вводов трансформатора. Повреждения изоляции и токоведущих частей обычно приводят к междувитковым замыканиям в обмотках, замыканиям фазы на землю и даже замыканиям между фазами.

Повреждения магнитопроводов приводят к появлению местных нагревов стали, разложению масла и выделению газов. В качестве основных защит, реагирующих на указанные виды повреждений, применяются токовые отсечки, дифференциальные и газовые защиты.

Защита трансформаторов от внешних КЗ (неотключенных КЗ во внешней цепи, на сборных шинах или отходящих от шин присоединениях) осуществляется при помощи максимальной токовой защиты или более чувствительной максимальной токовой защиты с блокировкой минимального напряжения или, наконец, токовой защиты обратной последовательности. Кроме того, эти защиты выполняют роль резервных защит при повреждениях в трансформаторах.

Автотрансформаторы защищаются от внешних КЗ аналогично трансформаторам. Защиты устанавливаются со стороны каждой обмотки ВН и СН. Защиты выполняются направленными, с тем чтобы каждая из них действовала только при КЗ в сети "своего" напряжения.

Действия персонала при автоматических отключениях трансформаторов. Отключение защитой одного трансформатора при раздельной работе их на стороне НН и при отсутствии или отказе в действии АВР приводит к прекращению электроснабжения потребителей, получавших питание от отключившегося трансформатора. Задачей персонала в данной аварийной ситуации является быстрое восстановление питания потребителей, а также обеспечение сохранности трансформатора. Решение задачи зависит от анализа полученной информации и прежде всего от анализа работы устройств релейной защиты и автоматики.

Отключение трансформатора максимальной токовой защитой Предположим, что при этом исчезло напряжение на шинах (секции) НН и действием автоматических устройств (АПВТ, АВР), оно на шины не подавалось. Трансформатор остался включенным под напряжение со стороны ВН, что указывает на отсутствие в нем повреждений. Полученной информации достаточно для того, чтобы попытаться подать напряжение на шины НН вручную от отключившегося трансформатора (без его осмотра) или от трансформатора, находящегося в резерве, от АВР или вручную, если АВР был отключен или отказал в действии. Подача напряжения осуществляется персоналом самостоятельно при включенном положении выключателей всех электрических цепей, которые питались от шин и в момент исчезновения на них напряжения не отключались защитой.

В случае неуспешного включения выключателя действием автоматических устройств повторная подача напряжения на шины, оставшиеся без напряжения, без осмотра оборудования, как правило, не производится. Опыт показывает, что после неуспешного автоматического включения трансформатора подача напряжения на шины дистан-

ционным включением выключателя бывает успешной лишь в РУ стационарного исполнения и неуспешной в КРУ и КРУН. Более того, повторная подача напряжения на шины КРУ без их осмотра часто сопровождается развитием аварии с повреждением дугой большого числа ячеек. Поэтому подачу напряжения рекомендуется производить лишь после осмотра оборудования, обнаружения и отделения места повреждения. При осмотре обращается внимание на положение указателей срабатывания защит присоединений, так как причиной отключения трансформатора мог быть отказ в отключении выключателя одного из присоединений при КЗ на нем. Поврежденное оборудование выводится из схемы, после чего трансформатор включается в работу.

Отключение трансформатора защитами от внутренних повреждений.. Повреждения внутри трансформатора, как правило, носят устойчивый характер, при этом могут реагировать все его защиты от внутренних (токовая отсечка, дифференциальная и газовая защиты). Подавать напряжение на трансформатор без его осмотра в этом случае нельзя, так как это может привести к увеличению уже имеющегося повреждения. Следует осмотреть все оборудование присоединения трансформатора, отобрать пробу газа из газового реле для анализа, выявить и устранить повреждение и причину, приведшую к аварии.

Подача напряжения на шины, оставшиеся без напряжения, обычно осуществляется автоматически действием АВР резервного источника питания, а при отказе АВР - персоналом вручную без предварительного осмотра оборудования РУ.

Автоматическое отключение трансформатора может произойти также в результате действия всего лишь одной защиты от внутренних повреждений, например дифференциальной или даже газовой (в эксплуатации отмечены случаи ложного срабатывания газовой защиты при сквозных КЗ). Часто это связано не с повреждением внутри трансформатора, а с нарушением внешней изоляции и возникновением КЗ в зоне действия дифференциальной защиты. Такие нарушения изоляции, как правило, нестойки и самоустраняются при отключении трансформатора.

Отключившийся действием одной защиты от внутренних повреждений трансформатор и относящееся к нему оборудование тщательно осматриваются персоналом, проверяется, заполнено ли маслом газовое реле, и в случае отсутствия явных признаков повреждения трансформатор и оборудование включаются в работу. При обнаружении каких-либо неисправностей или повреждений принимаются меры по их устранению, после чего трансформатор включается в работу. На время осмотра отключившегося трансформатора электроснабжение потребителей обеспечивается от резервного источника питания.

11.5

Действия персонала при автоматическом отключении сборных шин.

Сборные шины подстанций могут лишиться напряжения при:

КЗ на линиях, на оборудовании шин (трансформаторах напряжения, вентильных разрядниках, шинных разъединителях), на участках соединительных проводов от шин до выключателей, а также на выключателях;

КЗ на любом присоединении, отходящем от шин, и отказе в действии его выключателя или защиты;

отказе или неправильной работе защиты шин или устройства резервирования при отказе выключателей;

аварии в энергосистеме;

на подстанциях 110 кВ и выше, где требуется мгновенное отключение КЗ, для защиты сборных шин и их оборудования применяются дифференциальные токовые защиты (см. § 7.8). Когда чувствительность и надежность простых дифференциальных защит шин оказываются недостаточными, используются дифференциальные защиты на выпрямленном токе с торможением или дифференциально-фазные защиты. Перечисленные виды защиты шин обеспечивают достаточное быстродействие и селективность отключения КЗ на шинах при всех возможных в эксплуатации схемах первичных соединений.

Сборные шины РУ 6 и 10 кВ с отходящими реактированными линиями и несколькими источниками питания защищаются дифференциальной токовой защитой, выполняемой по неполной схеме, при которой токовые реле защиты включаются на сумму токов источников питания (а также секционных и шиносоединительных выключателей) и не подключаются к трансформаторам тока реактированных линий. При таком включении защита шин отстраивается от токов КЗ, если точка КЗ находится за реактором любой отходящей линии.

Для защиты шин РУ 6 и 10 к В применяются также токовые отсечки и дистанционные защиты, устанавливаемые на стороне 6 и 10 кВ трансформаторов, питающих шины. Для резервирования при отказах в отключении выключателей применяются специальные устройства УРОВ (см. § 7.10). Для резервирования при отказах в действии защит электрические цепи защищаются по меньшей мере двумя защитами: основной и резервной, взаимно резервирующими друг друга при КЗ на защищаемой цепи и отказе одной из них. Резервные защиты действуют в зоне действия основной защиты электрической цепи и в прилегающих зонах присоединений, отходящих от сборных шин. Рассмотрим действия персонала при КЗ и срабатывании упомянутых устройств релейной защиты и автоматики

Отключение сборных шин действием ДЗШ. В случае КЗ на шинах и отключении выключателей этой системы шин возможно нарушение электроснабжения потребителей. Основным методом ликвидации такой аварии является подача напряжения на шины действием автоматического устройства АПВ шин (см. § 7.11). При отсутствии АПВ шин или отказе его в действии напряжение на шины подается вручную включением выключателя любого присоединения, находящегося под напряжением. Это действие выполняется персоналом без предварительного осмотра шин и получения распоряжения диспетчера в целях быстрейшего восстановления электроснабжения потребителей по схеме **тупикового** питания. Однако перед подачей напряжения следует проверить отсутствие в РУ ремонтного и другого персонала, чтобы не подвергать его опасности в момент подачи напряжения.

Если попытка подачи напряжения на шины окажется неуспешной, персонал сообщает о выполненных им операциях диспетчеру и далее действует по его указанию. В подобных случаях, как правило, диспетчером отдается распоряжение об осмотре оборудования, входящего в зону действия ДЗШ. Выявленное осмотром поврежденное оборудование отключают со всех сторон сначала выключателями (если они не отключались), а затем разъединителями, обеспечивая тем самым возможность подачи напряжения на неповрежденную часть электроустановки. Не отключившиеся действием защит выключатели (в том числе и выключатели транзитных связей - линий и трансформаторов) также следует отключать для предотвращения операций с разъединителями поврежденного элемента под током, если в этот момент

неожиданно будет подано напряжение по неотключившейся связи.

При восстановлении схемы подстанции включение под нагрузку отключившихся или отключенных вручную транзитных связей выполняется только по распоряжению диспетчера, если на подстанции отсутствует возможность проверки синхронности напряжений или персоналу не дано право самостоятельного включения этих связей.

Если осмотром будет обнаружено такое повреждение, при котором шины не могут быть быстро введены в работу, то для ускорения подачи напряжения потребителям целесообразно проверить отключенное положение (или отключить) выключателей тупиковых линий и трансформаторов, от которых питалась нагрузка, отключить шинные разъединители этих присоединений от поврежденной системы шин и включить шинные разъединители на оставшуюся в работе систему шин, после чего включить эти присоединения в работу. И только потом по распоряжению диспетчера следует заняться переключением на рабочую систему шин транзитных линий и трансформаторов, связывающих сети различных напряжений.

Отключение сборных шин действием УРОВ. При КЗ на присоединении, отходящем от шин, и отказе его выключателя действием УРОВ отключаются шиносоединительный выключатель (если он был включен) и выключатели всех присоединений, продолжающих питать КЗ. Если при этом прекратится электроснабжение потребителей, то действия персонала должны быть направлены на скорейшее выявление и отделение поврежденного присоединения. При отключении всех остальных выключателей данной системы шин неотключившийся обнаруживается по сигнальной лампе индивидуальной сигнализации. На защитах неотключившегося присоединения можно увидеть также выпавшие указатели срабатывания защит. В этой ситуации персоналом должна быть предпринята попытка отключения выключателя со щита управления или с места установки. Если эти действия окажутся безуспешными, следует проверить, отключены ли выключатели других присоединений данной системы шин, затем деблокировать и отключить шинные разъединители присоединения, выключатель которого отказал в отключении. Далее на шины подается напряжение по любой транзитной линии, а в случае отсутствия напряжения на линиях - включением шиносоединительного или секционного выключателя. Электроснабжение потребителей восстанавливается по схеме тупикового питания. Все последующие действия выполняются по распоряжению диспетчера, если персоналу не дано право включения в работу транзитных связей.

Отключение сборных шин при отказе ДЗШ или УРОВ. При КЗ на шинах и отказе в действии ДЗШ КЗ будет отключаться выключателями, установленными на противоположных концах электрических цепей, при этом на линиях придут в действие резервные (дистанционные)[1] защиты, а на трансформаторах - резервные максимальные токовые защиты.

Очевидно, аналогичная аварийная ситуация будет иметь место и при КЗ на любой отходящей от шин подстанции электрической цепи и отказе ее выключателя, когда УРОВ отсутствует или отказало в действии. В обоих случаях персонал должен осмотреть указательные реле устройств релейной защиты и автоматики.

[1] Выдержка времени дистанционных защит зависит от расстояния до места КЗ. В данном случае она будет значительной, поскольку шины смежной подстанции охватываются вторыми ступенями этих защит

Если анализ работы защит и визуальные признаки повреждения (вспышка, дым, характерный запас в РУ) не дадут никаких результатов, персонал должен сообщить об этом диспетчеру и действовать по его указанию.

Если же по результатам анализа работы защит будет установлен отказ выключателя какого-либо присоединения, следует попытаться отключить отказавший в отключении выключатель и доложить диспетчеру.

Нетрудно заметить, что в этих аварийных ситуациях персоналу не дается никаких рекомендаций по. Самостоятельным действиям, поскольку развитие аварии выходит за пределы одной подстанции и для ее ликвидации необходимо получение большей информации, чем та, которой располагает персонал подстанции. Что касается восстановления электроснабжения потребителей в случае потери ими напряжения и отказа в действии АВР со стороны НН, то оно должно обеспечиваться вручную от резервного источника или путем переключения питающих нагрузку трансформаторов на другую, оставшуюся в работе систему шин.

Исчезновение напряжения на ши-нах. При аварии в энергосистеме может исчезнуть напряжение на ряде подстанций. Может случиться и так, что при исчезновении напряжения на подстанции не отключится ни один выключатель и не сработает ни один указатель выходных реле защит, тогда о происшедшем необходимо сообщить диспетчеру и ожидать появления напряжения от энергосистемы. Никакие выключатели, в том числе и выключатели потребительских линий, отключать в данном случае не следует, чтобы не исключать возможности подачи напряжения сразу всем потребителям. При появлении напряжения необходимо проверить нагрузку на транзитных линиях и сообщить диспетчеру.

11.6

Методы и приборы для определения мест повреждений на линиях электропередачи

Для определения мест повреждений на линиях (обрывы проводов, замыкания между проводами, замыкания на землю) существуют приборы и методы, основанные на измерении времени распространения электрических импульсов по проводам линий и на измерении параметров аварийного режима. При первом методе применяются не автоматические локационные искатели типов ИКЛ-5, Р5-1А и др. Для определения расстояния от шин подстанции до места повреждения на линии локационный искатель подключают с помощью изолирующих штанг поочередно к проводам отключенной и заземленной со всех сторон линии (рис. 11.2). Затем со стороны подстанции, на которой производится проверка, с линии снимают заземление и в линию посылают электрический импульс. В месте повреждения импульс отражается от неоднородности волнового сопротивления и возвращается к началу линии. Трасса прохождения импульса изображена на рис. 11.3. Расстояние до места повреждения может быть подсчитано по формуле

$$l = 0{,}5\, tv,$$

где t - время между моментом посылки импульса и моментом его возвращения; v - скорость распространения импульса.

Отраженные сигналы наблюдают на экране электронно-лучевой трубки, где по числу масштабных меток определяют расстояние до места повреждения. Примеры характерных повреждений на линиях и их импульсные характеристики показаны на рис.11.4.

Так как волновые характеристики воздушных линий зависят от рельефа

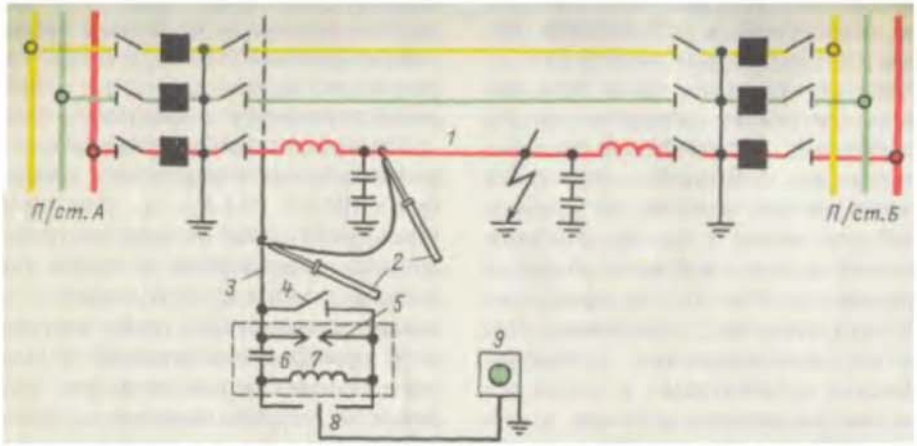


Рис. 11.2.

Измерения локационных искателем на воздушной линии:
1 - провод проверяемой линии; *2* - изолирующая штанга; *3* - измерительная шина; *4* -стационарный заземлитель, 5 - защитный разрядник; *6* - защитный конденсатор; 7 - индуктивность; *8* - перекидной рубильник; *9* - локационный искатель. Заземление фильтра присоединения на рисунке не показано

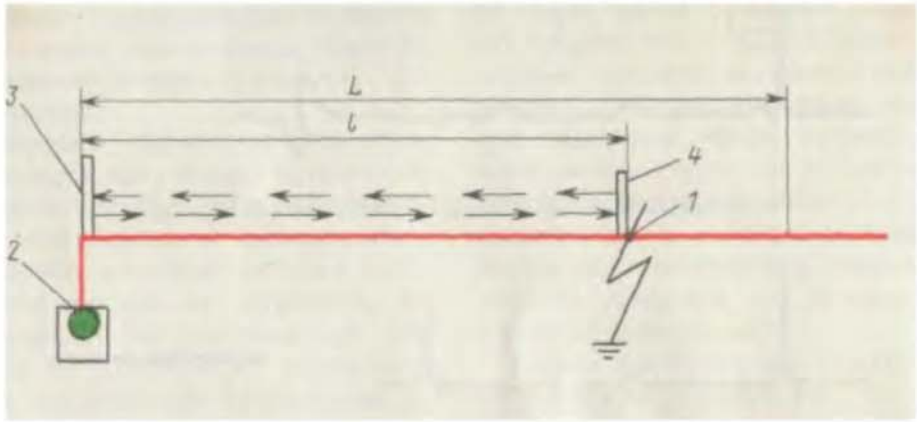


Рис. 11.3.

Схема прохождения высокочастотного импульса при измерении на линии: 1 - место повреждения; 2 - локационный искатель; *3* - зондирующий импульс; *4* - отражение импульса; *L* -общая длина линии; *l* - расстояние до места повреждения

местности, транспозиции проводов на опорах и других факторов, то во избежание внесения ошибок в результаты проверки рекомендуется иметь предварительно снятые характеристики каждой исправной линии. С этими характеристиками нормального состояния линии сравниваются снятые характеристики аварийного состояния. Точность определения мест повреждений локационными искателями находится в пределах 0,3-0,5% длины линии

К недостаткам, которые часто встречаются в эксплуатации и мешают точному определению мест повреждений на линиях, относятся:

дефекты воздушных проводок на открытых РУ (обрывы проводок, непропаянные скрутки);

повреждения защитных фильтров, которые не были своевременно выявлены из-за нарушения сроков профилактики;

отсутствие характеристик нормального состояния линий;

необученность персонала работе с импульсными измерителями.

Все работы с локационными измерителями должны проводиться в строгом соответствии с требованиями ТБ.

Недостатком неавтоматических локационных искателей является непригодность их для определения мест с неустойчивым повреждением на линии. Этот недостаток устраняется при применении автоматических локационных искателей типов Р5-7, УИЗ-1, УИЗ-2 (ЛИДА - локационный искатель дискретного действия, автоматический) В нормальном режиме локационные искатели находятся в режиме ожидания. В момент повреждения на одной из линий, обслуживаемых искателем, соответствующие реле защиты выбирают повредившуюся линию и автоматически подключают к ней искатель. Запись результата производится на запоминающем устройстве.

Широкое распространение в энергосистемах получил второй метод – определение места повреждения по параметрам аварийного режима. Фиксация этих параметров производится фиксирующими приборами (индикаторами), установленными с двух сторон (для линий 110 к В и выше) или только с одного конца линии (для линий 6-35 кВ), во время возникновения КЗ. К числу таких приборов относятся индикаторы серий ФИП, ОПТ, ФПН, ЛИФП, ФИС.

Индикаторы серий ФИП и ЛИФП имеют две модификации: для измерения тока (модификация А), подключаемые к трансформаторам тока каждой контролируемой линии, и для измерения напряжения (модификация В), подключаемые к шинным трансформаторам напряжения. Показания, снимаемые с блоков отсчета индикаторов серии ФИП, переводятся в именованные единицы (килоамперы, киловольты) с помощью специальных таблиц. Расстояние в километрах до места повреждения находится затем по этим параметрам на основе расчетных алгоритмов.

Индикаторы ФИП с фильтрами тока и напряжения обратной последовательности получили название ФПТ (модификация А) и ФПН (модификация Н). Использование составляющих обратной последовательности расширило границы применения индикаторов. С их помощью возможно определение мест повреждений при всех видах КЗ, а также на линиях с ответвлениями и линиях, имеющих между собой сложную электромагнитную связь (например, на параллельных линиях с различной взаимоиндукцией по трассе).

Более совершенными в техническом отношении по сравнению с индикаторами серии ФИП являются аналогичные по назначению фиксирующие индикаторы серии ЛИФП. Индикаторы ЛИФП-А и ЛИФП-В основаны на измерении соответственно токов и напряжений нулевой последовательности. Выходные счетчики этих индикаторов проградуированы непосредственно в единицах измеряемой величины. Они позволяют определять места повреждений при однофазных и двухфазных КЗ на землю.

Индикаторы серии ФИС (фиксация сопротивления до места повреждения) подключаются входными блоками к цепям напряжения и тока. Оригинальный блок считывания этих индикаторов позволяет градуировать их в километрах длины проверяемой линии и передавать эту информацию по телеканалам на диспетчерские пункты.

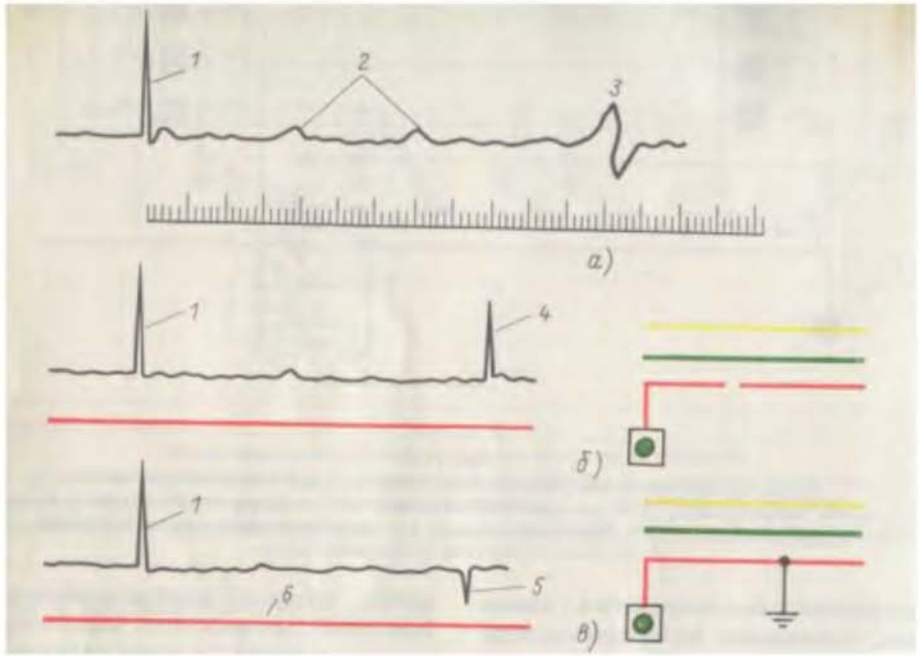


Рис. 11.4.
Импульсные характеристики линии электропередачи:
а - изображение на экране при исправной линии; *б* - при обрыве провода в петле; в - при заземлении провода; *1* - зондирующий импульс; *2* - отражения при транспозиции и при изменении рельефа местности; *3* - конец линии; *4* - обрыв провода; 5 - заземление провода; *6* - провод линии

При эксплуатации фиксирующих индикаторов важно, чтобы персонал подстанций быстро и правильно регистрировал и передавал диспетчеру данные замеров. После снятия показаний с фиксирующих индикаторов их необходимо каждый раз возвращать в состояние готовности к последующей работе.

Однофазные замыкания на землю в распределительных сетях 6-10 кВ составляют до 80% всех повреждений. Для отыскания воздушной линии, имеющей замыкание фазы на землю, без ее отключения применяют приборы "Поиск-1", "Волна" и "Зонд" (см. также § 10.1).

Указанные устройства основаны на измерении составляющих магнитной индукции от высших гармоник, содержащихся в токе замыкания на землю. Их уровень в поврежденной линии всегда выше, чем в неповрежденных линиях; это и служит признаком повреждения на линии.

Для отыскания поврежденной воздушной линии измерения прибором производят под каждой отходящей от подстанции линией, размещая прибор (его антенну) на расстоянии 5- 10 м от оси трассы линии. Поврежденной считается линия, на которой при изменении стрелка прибора отклонится на большее число делений.

11.7

Обучение персонала методам ликвидации аварий

Обучение на тренажерах. Тренажеры применяются для обучения персонала правилам выполнения оперативных переключений и методам ликвидации аварий в главных схемах электрических соединений подстанций. Это одно из основных технических средств обучения. При обучении на тренажерах правилам переключений приобретаются и закрепляются знания действующих в энергосистемах инструкций по переключениям и, кроме того, устраняется разрыв между знаниями и оперативными действиями, поскольку персоналу в процессе обучения приходится иметь дело с имитаторами коммутационных аппаратов и различных электрических устройств, подобными элементам реального оборудования.

Особенно эффективно применение тренажеров при обучении методам ликвидации аварий. С помощью тренажеров воспроизводятся (моделируются) различные аварийные ситуации и изучаются методы их устранения, что практически неосуществимо при обучении на действующих подстанциях. При максимальном приближении условий обучения к реальным исключается всякая опасность для персонала в случае ошибочных действий. Персоналу предоставляется возможность многократного повторения режимов КЗ и проводимых при этом операций, пока не будут получены необходимые знания и твердые навыки (т. е. навыки правильных действий) в устранении аварий. И наконец, сама система обучения с помощью тренажеров носит объективный характер, не зависящий от знаний и опыта наставников при обычных традиционных формах обучения.

Цель обучения на тренажерах состоит в том, чтобы научить решению разнообразных аварийных задач, которые ставит перед оперативным персоналом производственная практика энергосистем. При этом у обучаемых должно формироваться гибкое, профессиональное мышление и полноценное владение деятельностью оператора.

На рис. 11.5 показан тренажер, предназначенный для обучения оперативного персонала электрических сетей. Он состоит из щита с мнемосхемой, двух пультов с имитаторами вторичных устройств, небольшой телефонной станции, фотосчитывающего устройства, шкафа управления и блоков питания.

Щит тренажера собран из восьми мозаичных унифицированных секций размером 1000 х 1000 мм, смонтированных на общем основании. На поле щита изображена мнемосхема части электрической сети, включающей в себя схемы десяти различных подстанций напряжением 10-220 кВ. Коммутационные аппараты на схемах имитируются ключами, имеющими световую индикацию: грифы ключей светятся ровным светом при включенном положении аппаратов, не светятся при отключенном и светятся мигающим светом при несоответствии положений аналогов аппаратов с положением ключей на мнемосхеме.

Пульты имитируют щит управления подстанции и релейный щит. На них размещены тумблеры, кнопки и табло, с помощью которых проверяются режимы работы электрических цепей, воспроизводятся действия, выполняемые с отключающими устройствами релейной защиты, автоматики, цепями напряжения и оперативного тока приводов выключателей, имитируются действия персонала при производстве работ в цепях вторичных соединений, считываются показания фиксирующих индикаторов повреждений, высвечиваются результаты осмотров оборудования при авариях и т. п. При контрольных и проверочных действиях реализуются устройства обратной связи в виде световых табло, имеющих соответствующие надписи. На пульте, расположенном справа от щита, размещены электронные табло, отображающие правильную последовательность оперативных действий при выполнении переключений и ликвидации аварий, ошибочные операции и действия, а также табло счета ошибок - оценочное табло.

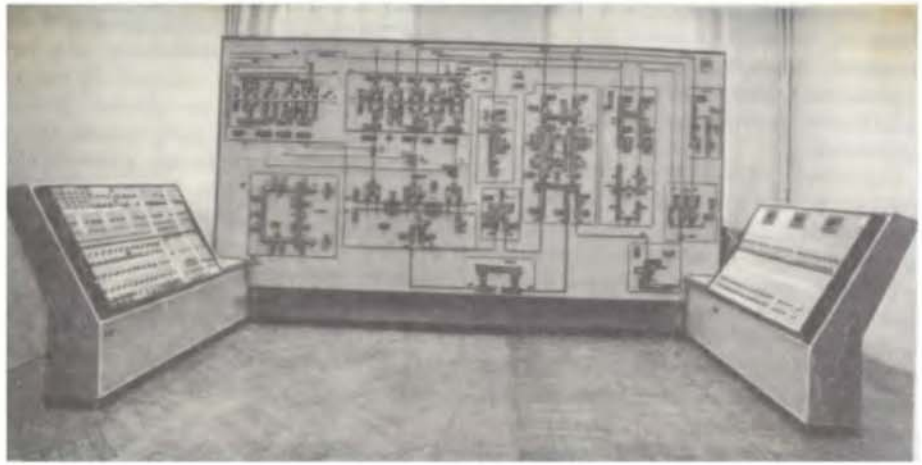


Рис.11.5
Тренажер для обучения оперативного персонала электрических сетей

Телефонная станция тренажера используется как при участии в процессе обучения диспетчера, руководящего тренировкой по телефону, так и при индивидуальном обучении, когда необходимы обращение к диспетчеру или передача информации в другие инстанции.

Программы заданий по выполнению переключений и ликвидации аварий записаны на перфолентах и контролируются в процессе обучения с помощью фотосчитывающего устройства

Сущность обучения на тренажере заключается в усвоении обучаемым заранее записанных на перфолентах программ действий, в которых заложена правильная последовательность операций и действий в решении поставленных задач. Практически каждая аварийная ситуация может иметь несколько вариантов ее ликвидации. Программой каждой задачи предусмотрен единственный вариант решения, но этот вариант является оптимальным, исключающим все другие решения. Лишь в необходимых случаях программы содержат возможные комбинации действий с однотипным оборудованием, например с шинными разъединителями присоеди-нений при переводе их с одной системы сборных шин на другую и т.д.

Программы разработаны с учетом практической организации оперативной работы. В них находят отражение все операции и действия, выполняемые персоналом самостоятельно и по распоряжению диспетчера. Последовательность операций, включенных в программы, согласована с требованиями инструкций по ликвидации аварий. Обучение ликвидации аварий с применением тренажера может быть индивидуальным и групповым под руководством диспетчера (инструктора). В последнем случае группы в составе 8-10 чел. набирают из обучаемых примерно одинаковой подготовки и уровня знаний, что способствует повышению их активности и заинтересованности в приобретении знаний и навыков. Учебный процесс разбит на две части -теоретическую и практическую. В теоретической части изучаются содержание учебных задач и методы их решения. Теоретическая часть обучения является достаточно ответственной, поскольку на ее основе в дальнейшем должны будут формироваться умения, навыки и формы поведения персонала в аварийных ситуациях. Но знания превращаются в умения и навыки не сразу, а по мере применения знаний в конкретных ситуациях. Тренажеры как средства практического обучения представляют для этого широкие возможности. Упражняясь на тренажере, обучающиеся пробуют свои силы, ошибаются, наталкиваются на целесообразные действия. Ошибки отбрасываются, а верные решения закрепляются. Так приобретаются профессиональные навыки, так совершенствуются системы правильных действий при ликвидации аварий.

Проведение противоаварийных тренировок. В практике энергосистем противоаварийные тренировки, проводимые с оперативным персоналом, обслуживающим подстанции, являются основной формой обучения методам и приемам предупреждения, локализации и ликвидации аварий в случае их возникновения. Одной из задач противоаварийных тренировок является проверка способности персонала самостоятельно, быстро и четко ориентироваться в аварийных ситуациях и действовать в соответствии с имеющимися инструкциями и указаниями. Заметим, что использование тренажеров при обучении не заменяет, а дополняет систему подготовки персонала путем проведения противоаварийных тренировок.

Каждая аварийная ситуация предъявляет высокие требования к эмоционально-волевым качествам персонала. Во время тренировок вырабатываются и эти качества, так как при нецелесообразных или ошибочных действиях персонал неизбежно подвергается воздействию неблагоприятных эмоциональных реакций, которые он учится преодолевать.

Таким образом, противоаварийные тренировки при всей их условности в какой-то мере воспитывают и развивают у персонала те качества, которые нужны ему при ликвидации подлинных аварий.

В течение года с каждым оперативным работником проводится не менее четырех тренировок. Для этого на предприятиях электрических сетей заранее составляются календарные и тематические планы. Проводятся также и внеочередные тренировки, когда появляется необходимость в более тщательной подготовке персонала, а также при неудовлетворительной ликвидации произошедших аварий.

Темы тренировок обычно выбирают с учетом аварий и неполадок, имевших место с аналогичным оборудованием на данной подстанции или в схемах других подстанций энергосистемы, при этом принимаются к сведению "узкие места", дефекты оборудования и практически возможные ненормальные режимы в работе подстанции. Иногда темы тренировок связывают с сезонными и стихийными явлениями (грозами, гололедом, пожарами и т. д.), угрожающими нормальной работе оборудования, а также с вводом в работу нового, не освоенного еще. в эксплуатации оборудования и новых схем. Используются как темы тренировок отдельные указания типовых и местных инструкций по ликвидации аварий.

В зависимости от темы и числа участников тренировки могут быть индивидуальными и групповыми. В них, как правило, принимает участие персонал, свободный от дежурства. Руководителями назначают инженерно-технических работников предприятий, хорошо знающих оперативную работу, а также диспетчеров электросетей и энергосистем.

Тренировки проводятся по специально составленным программам, в каждой из которых указываются исходная схема подстанции, режим ее работы, показания измерительных приборов, работа устройств сигнализации, действие автоматических устройств в период аварии, оптимальный порядок ликвидации аварии и варианты решения тренировочной задачи. Опыт показывает, что успех тренировки зависит от того, насколько хорошо продумана ее программа.

Тренировки, как правило, проводятся на рабочих местах. Однако их участники должны понимать, что они ликвидируют не настоящие, а условные, учебные аварии и что никаких действий с оборудованием производить нельзя. Для предотвращения ошибок действия персонала должны контролироваться на протяжении всей тренировки. Информация об аварии также носит условный характер, и поступает она не с действующих приборов, а с тренировочных плакатов, заранее развешанных на щитах управления, панелях релейной защиты и других местах, где развертываются те или иные учебные события.

Перед началом тренировки ее участники подробно инструктируются руководителем. Контролерам указываются места, где они должны находиться, разъясняются их роль и обязанности на отдельных этапах тренировки. Тренирующимся сообщаются схема подстанции, режим ее работы и другие сведения. В этот момент руководитель тренировки (сам и через контролеров) сообщает ее участникам внешние признаки аварии, при этом персонал сразу же обращает внимание на развешенные тренировочные плакаты, получает по ним нужную информацию и далее ориентируется по этим плакатам в ходе ликвидации аварии. Большая роль в процессе тренировки принадлежит ее руководителю: он дополняет картину событий, сообщает участникам тренировки все интересующие их сведения, принимает сообщения персонала, ликвидирующего аварию, передает распоряжения, якобы поступившие от диспетчера, одновременно пристально наблюдает за действиями персонала, фиксирует ошибки и нарушения правил эксплуатации и техники безопасности.

Во время тренировок руководители иногда прибегают к искусственному приему введения помех (частые телефонные звонки и, наоборот, отказы в работе средств связи, настойчивые требования потребителей скорее дать напряжение, отказы в работе блокирующих устройств и т. д.), чтобы тренировки больше напоминали действительные аварийные ситуации. Смысл введения помех состоит в том, чтобы наблюдать поведение тренирующихся в условиях, затрудняющих производственную деятельность, проверять стойкость, сопротивляемость действию помех, что является одним из положительных качеств оперативного персонала.

Тренировки обычно проводятся в достаточно быстром темпе, чтобы воссоздать эффект "дефицита времени" (кажущуюся быстротечность, недостаток времени), что часто испытывается персоналом в реальных условиях.

Заканчиваются тренировки техническими разборами, которые проводят их руководители в присутствии всех участников, при этом подробно рассматриваются все действия персонала: отмечаются правильные оперативные действия и допущенные ошибки, нарушения правил и инструкций, дается персональная оценка действиям каждого работника, намечаются технические мероприятия, выполнение которых считается целесообразным в связи с проведенной тренировкой. При оценке действий персонала принимается во внимание его поведение во время ликвидации учебной аварии (нерешительность, замедленность действий, подверженность действию помех, затрудненность в восприятии информации и т.п.), так как это качество персонала во многом определяет его организованность, целесообразность и безошибочность действий. Можно утверждать, что тот, кто не склонен к растерянности, обнаруживает быстроту ориентировки, обладает необходимыми знаниями и умеет применять их в условиях тренировки, тот не потеряет присутствия духа в сложной аварийной обстановке.

Глава 12

Ведение оперативных журналов на подстанции.

12.1 Оперативный журнал

Оперативный журнал предназначен для записи в хронологическом порядке результатов деятельности оперативного персонала при обслуживании им подстанций.

В нем оформляется приемка и сдача смен, коротко записываются сведения об отклонениях от нормальной схемы подстанции и нормального режима работы оборудования, распоряжения и переговоры о переключениях, а также сообщения о выполнении переключений, замечания о техническом состоянии оборудования, ведется учет наложения и снятия защитных заземлений, а также учет переносных заземлений, находящихся в местах хранения. В нем фиксируются время автоматических отключений оборудования и данные о срабатывании устройств релейной защиты и автоматики. Записываются и другие сведения, которые необходимо знать персоналу, принимающему смену, а также руководству предприятия, осуществляющему контроль за работой подстанции и деятельностью оперативного персонала.

Форма оперативного журнала должна отвечать требованию наиболее рационального ведения записей с учетом звукозаписи переговоров. Включение звукозаписи при. ведении оперативных переговоров по прямым каналам связи с диспетчером должно производиться автоматически – снятием телефонной трубки.

Во время ликвидации аварий оперативные переговоры, как правило, не записываются в оперативном журнале. Они фиксируются звукозаписывающим устройством, поэтому необходимо выработать навык при переговорах, каждый раз называть текущее время, что очень важно для последующего анализа аварийной ситуации. В процессе ликвидации аварии время основных событий следует записывать на отдельном листке бумаги, Все сведения об аварии и ее ликвидации в исчерпывающей форме (с указанием времени, названия оборудования, на котором произошла авария, названия сработавших устройств релейной защиты и автоматики, причины аварии, результатов осмотра оборудования, предпринятых действий и пр.) записываются в оперативном журнале после устранения аварийной ситуации.

Любые оперативные переговоры персонала должны начинаться с взаимного сообщения объекта, должности и фамилии лиц, ведущих переговоры. Переговоры должны быть четкими и ясными. Не допускается во время переговоров употребление сокращенных обозначений оборудования и названий оперативных действий, так как при разговоре по телефону сокращения слов могут быть

Учет переносных соединений							
РУ 220 кВ	~~1~~	~~2~~	3	4	5	6	7
РУ 110 кВ	8	9	10	11	12		
РУ 10 кВ	13	14	15	~~16~~	17	18	

искажены и неправильно поняты. Однако при записях в оперативном журнале, наоборот, желательны сокращения текста за счет принятых в энергосистеме сокращений наименования оборудования и названий оперативных действий.

Приведем лишь некоторые из них:

ДД – дежурный диспетчер энергосистемы;

ДД ПЭС – дежурный диспетчер предприятия электрических сетей;

ДД РЭС – дежурный диспетчер района электросетей;

Д ПС – дежурный подстанции (с указанием номера);

Д ОВБ – дежурный оперативно-выездной бригады;

вкл. – Включить (Включен), Откл.- отключить (отключен), коммутационный аппарат, устройство релейной защиты и автоматики (с указанием аппарата, электрической сети, к которой он принадлежит, устройства релейной защиты и автоматики);

Т, АТ – трансформатор, автотрансформатор (с указанием номера);

АРКТ – автомат регулирования коэффициента трансформации;

В – выключатель (с указанием присоединения);

ШР – шинные разъединители (с указанием присоединения и принадлежности к системе шин);

ЛР – линейные разъединители (с указанием присоединения);

ШСВ – шиносоединительный выключатель;

ОВ – обходной выключатель;

СВ – секционный выключатель (с указанием секций шин);

о.с.ш. – обходная система шин;

с.ш. – система шин (с указанием римскими цифрами номера, например I с.ш.);

секц. – секция шин (с указанием арабскими цифрами номера, например 2-я секц.);

ДФЗ – дифференциально-фазная защита (с указанием защищаемой линии);

ДЗШ – дифференциальная защита шин (обычно с указанием класса напряжения РУ);

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателей (обычно с указанием класса напряжения РУ);

АПВ – устройство автоматического повторного включения (с указанием наименования линии);

В ряде случаев в оперативном журнале у обозначений отдельных элементов оборудования записываются отличительные признаки, такие, как класс напряжения к которому относится данный элемент оборудования, и др.

В записях о наложении (снятии) переносных защитных заземлений и включении (отключении) стационарных заземлителей указывается, какой конкретно участок заземлен, например “наложено переносное заземление №2 на вводе ВЛ “Майская”. Принято записи о заземлении оборудования подчеркивать красным карандашом, о снятии - синим.

Для учета переносных заземлений рекомендуется пользоваться специальным штампом (рис. 12.1), представляемым в оперативном журнале.

12.2

Оперативная схема

Нормальной схемой электрических соединений подстанции называется схема нормального режима работы подстанции на более или менее продолжительный срок. Нормальный режим работы подстанции характеризуется состоянием схемы отвечающем требованию надежности и экономичности работы электрических сетей, загрузкой отдельных ее элементов, не превышающей допустимых значений, уровнями напряжений на шинах в пределах заданных значений максимальной работоспособностью силового оборудования, а также устройств релейной защиты и автоматики.

В отличие от нормальной оперативная схема отражает действительное состояние оборудования подстанции: действительное положение коммутационных аппаратов, заземляющих устройств, устройств релейной защиты и автоматики на каждый текущий момент. В связи с чем изменения в оперативную схему должны вноситься непосредственно после проведения тех или иных операций.

Действительные положения коммутационных аппаратов и различных устройств на оперативной схеме отражаются нанесением условных знаков рядом с символами аппаратов или устройств. На рис. 12.2 приведены примеры нанесения условных знаков. Их наносят карандашом или пастой красного цвета.

Знак З! – устройство релейной защиты отключено – наносится рядом с символом, обозначающим защищаемое оборудование (линия, трансформатор, сборные шины).

Знак А! – устройство автоматики отключено – наносится рядом с символом выключателя, на который воздействует автоматическое устройство.

После снятия с оборудования переносного заземления, включения в работу ранее отключенных устройств релейной защиты или автоматики соответствующие знаки на оперативной схеме перечеркивают карандашом (пастой) синего цвета.

Ошибочно нанесенный на оперативную схему условный знак, не счищают, а обводят кружком синего цвета, а затем наносят правильный знак

Срок действия оперативной схемы не ограничивается, новая схема составляется по мере необходимости. Оперативные схемы должны иметь порядковые номера.

Вместо оперативных схем на ряде подстанций применяют мнемонические макеты схем подстанций, которые, как правило, располагают в местах, удобных для пользования макетом.

Изменение схемы на макете производят с помощью навесных символов. Система фиксации символов на макете должна исключать их падение или случайное перемещение Для определения отсутствующих на местах хранения переносных заземлений применяют сигнализацию в виде световых табло, лампы которых загораются при снятии реальныхъ заземлений с крюков.

При пользовании мнемоническими макетами надобность в ведении оперативных схем отпадает.

12.3

Бланки переключений.

Переключения на подстанциях, требующие соблюдения строгой последовательности оперативных действий, выполняются по бланкам переключений.. Бланк переключений является единственным оперативным докумен-

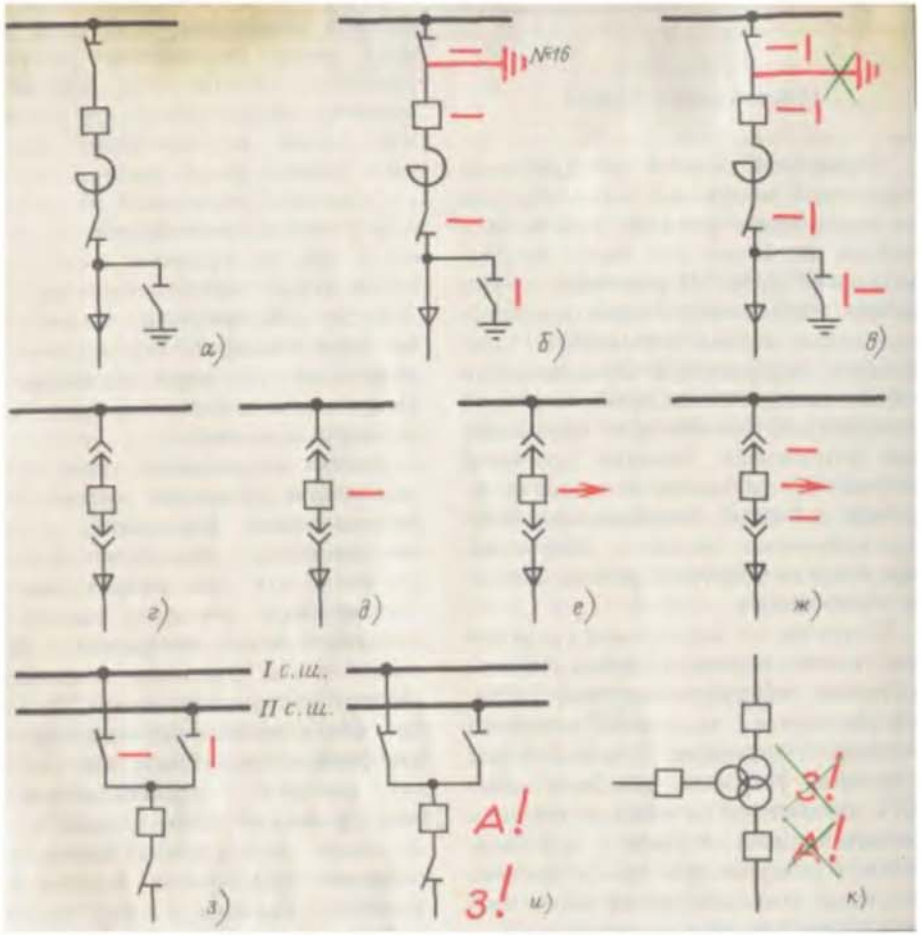


Рис. 12.2.

Примеры нанесения условных знаков на оперативных схемах подстанций:

а - присоединение включено; *б* — присоединение отключено и заземлено; в - заземления сняты, присоединение включено в работу; г - присоединение КРУ включено; *д* - присоединение КРУ отключено выключателем; *е* - тележка выключателя присоединения КРУ перемещена в контрольное положение; *ж* - то же в ремонтное положение; з - присоединение переведено *с I на II* систему шин; *и* - одна из защит и АПВ линии отключены; *к* - гашение знаков после включения устройства релейной защиты и АВР трансформатора

том, которым персонал может пользоваться непосредственно на местах выполнения операций , - в этом его целесообразность.

Наличие блокировочных устройств не может исключить применение бланков переключений, поскольку отсутствуют средства постоянного контроля исправности этих устройств.

В бланках переключений указываются операции с коммутационными аппаратами в главной схеме подстанции и цепями оперативного тока коммутационных аппаратов, операции по включению и отключению стационарных заземлителей а также по наложению и снятию переносных заземлений, операции с отключающими устройствами, испытательными блоками, переключателями, рубильниками и.т.д. в цепях релейной защиты и противоаварийной автоматики, операции по фазировке оборудования, операции с устройствами телемеханики и др.

Кроме того, в бланках переключений должны указываться и наиболее важные проверочные действия проверки на месте положений выключателей, если за операциями с выключателями следуют операции с разъединителями; проверки положений выключателей КРУ перед каждым перемещением тележек в шкафах; проверки отсутствия напряжения на токопроводящих частях перед включением стационарных заземлителей или перед наложением переносных заземлений.

Операции и проверочные действия, вносимые в бланки переключений, должны следовать в порядке очередности их выполнения, иначе применение бланков переключений теряет смысл. Для удобства учета выполнения операций (проверочных действий) каждая из них должна иметь порядковый номер.

На проведение сравнительно простых переключений (четыре-пять операций с коммутационными аппаратами и устройствами релейной защиты и автоматики, проводимых на одном присоединении) бланки, как правило, составляются оперативным персоналом после получения распоряжения о переключении и записи его в оперативном журнале. Допускается также и заблаговременное составление бланков переключений в течение смены персоналом, который будет участвовать в переключении.

Составление бланков переключений обязывает персонал тщательно продумывать содержание оперативных распоряжений и намечать необходимую последовательность их выполнения.

Однако само по себе составление бланков переключений еще не гарантирует безошибочности проведения операций, необходимо правильное составление бланка и правильное пользование им в процессе выполнения операций (см. § 9.2). Имеющиеся сведения об авариях, происшедших по вине оперативного, персонала, говорят о том, что переключения хотя и выполнялись с выпиской бланков переключений, но либо эти бланки были неправильно составлены, либо операции производились не в той последовательности, которая указывалась в бланке, либо бланком вообще не пользовались.

В целях исключения ошибок персонала при составлении бланков переключений и экономии времени, затрачиваемого на их составление, в практике энергосистем нашли применение так называемые типовые бланки (или карты) переключений. Эти бланки заранее разрабатываются персоналом предприятий электрических сетей, как правило, на сложные переключения в главных схемах и вторичных устройствах. Отнесение переключений к числу сложных устанавливается руководством ПЭС. В качестве примера сложных переключений можно назвать переключения, проводимые при выводе в ремонт (вводе в работу после ремонта) выключателей присоединений с заменой их обходным или шиносоединительным выключателем, вывод в ремонт (ввод в работу) выключателей в схемах с полутора и двумя выключателями на цепь, перевод присоединений с одной системы шин на другую, вывод в ремонт (ввод в работу) систем или секций сборных шин, вывод в ремонт автотрансформаторов, трехобмоточных трансформаторов и ряд других переключений с большим числом операций. Все переключения (независимо от их объема), содержащие

операции с аппаратурой вторичных цепей в схемах противоаварийной системной автоматики, должны относиться к числу сложных.

Типовые бланки размножаются с помощью средств печати и выдаются оперативному персоналу в нескольких экземплярах для однократного использования каждого экземпляра бланка. По форме они могут выполняться в виде печатного текста или с помощью систем графических знаков (символов операций и действий), располагаемых в определенной последовательности. В последнем случае их называют картами переключений. Это наиболее удобная и рациональная форма типового бланка, впервые разработанная и успешно применяемая в Латвглавэнерго.

При составлении каждого типового бланка переключений исходят из конкретной (обычно нормальной) схемы подстанции. В нем указывается, для каких присоединений, какого задания и при какой схеме подстанции он может быть применен. Поэтому перед началом переключений необходима прежде всего проверка пригодности типового бланка для ведения переключений в данных условиях. О проверке типового бланка переключений и правильности изложенных в нем операций и проверочных действий записывается в оперативном журнале после записи распоряжения диспетчера о переключении. В случае несоответствия схемы подстанции той схеме, для которой был составлен типовой бланк, переключения с его использованием не должны проводиться. Не допускается также внесение оперативным персоналом подстанции и ОВБ изменений и дополнений в типовые бланки. При необходимости изменения в типовой бланк могут быть внесены заблаговременно уполномоченным на то лицом, санкционирующим выполнение операций по типовому бланку в измененном виде. Когда при пользовании типовым бланком переключений, где записаны все . операции и действия персонала по заданию, на проведение очередной операции требуется получение распоряжения диспетчера (например, распоряжения на заземление отключаемой транзитной линии электропередачи), в типовом бланке перед записью этой очередной операции должна быть сделана отметка о ее выполнении по особому на то распоряжению диспетчера.

Если персонал приступил к выполнению оперативных действий по бланку переключений и у него возникли сомнения в правильности проводимых операций, переключения следует прекратить, вернуться на щит управления и проверить по оперативной схеме последовательность операций и в случае необходимости получить соответствующее разъяснение диспетчера, отдавшего распоряжение о переключении.

Для проведения сложных переключений во время ликвидации аварий или для их предотвращения оперативному персоналу подстанций должно быть дано право пользоваться типовыми бланками переключений согласно общему установленному порядку выполнения переключений в нормальных условиях.

1. **Абрамов В.Д., Хомяков М.В**. Эксплуатация изоляторов высокого напряжения. М.: Энергия, 1976.
2. **Афанасьев В.В., Якунин Э.Н**. Разъединители. Л.: Энергия, 1979.
3. **Афанасьев В.В., Вишневский Ю.И**. Воздушные выключатели. Л.: Энергоиздат, 1981.
4. **Афанасьев В.В., Якунин Э.Н**. Приводы к выключателям и разъединителям высокого напряжения. Л.: Энергоатомиздат, 1982.
5. **Бессонов Л.А**. Теоретические основы электротехники: Учебник для студентов энергетических и электротехнических вузов. - 6-е изд., перераб. и доп. М.: Высшая школа, 1973.
6. **Белецкий О.В., Лезнов С.И., Филатов А.А.** Обслуживание электрических подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1985.
7. **Бредихин А.Н., Хомяков М.В**. Электрические контактные соединения. М.: Энергия, 1980.
8. **Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф. и др**./ Под ред. Васильева А.А.. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов/ М.: Энергия, 1980.
9. **Гамус И.М., Цветов И.М**. Воздухоприготовительные установки для воздушных выключателей. - 2-е изд., перераб. и доп. Л.: Энергоатомиздат, 1985.
10. **Годунов А.М., Сещенко Н.С**. Охлаждающие устройства масляных трансформаторов. - 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергия, 1976
11. **Годунов А.М., Мазур А.Л**. Вспомогателшое оборудование трансформаторов.М.: Энергия, 1978.
12. **Дорошев К.И**. Эксплуатация комплектных распределительных устройств 6-220 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1987.
13. **Кужеков С.Л., Синельников В.Я**. Защита шин электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1983.
14. **Лезнов С.И., Фаерман А.Л., Махлина Л.Н.** Устройство и обслуживание вторичных цепей электроустановок. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат,
15. **Макиенко Г.П., Попов Л.В**. Кабельные маслонаполненные линии 110-500 кВ высокого давления. М.: Энергоатомиздат, 1984.
16. **Пекне В.З**. Синхронные компенсаторы. М.: Энергия, 1980.
17. **Полтев А.И**. Конструкции и расчет элегазовых аппаратов высокого напряжения.Л.: Энергия, 1979.
18. **Правила** устройства электроустановок/ Минэнерго СССР. - 6-е изд., перераб.и доп. М.: Энергоатомиздат, 1986.
19. **Рожкова Л.Д., Козулин В.С**. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. — 3-е изд., перераб. М.: Энергоатомиздат, 1987.
20. **Сборник** директивных материалов (электротехническая часть). М.: СПО "Союзтехэнерго", 1983
21. **Типовая инструкция** по переключениям в электроустановках. ТИ 34-70-040-85.М.: СПО "Союзтехэнерго", 1985.
22. **Типовая инструкция** по ликвидации аварий в электрической части энергосистем. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1972.
23. **Типовая инструкция** по эксплуатации и ремонту комплектных распределительных устройств 6-10 кВ. ТИ 34-70-025-84.М.: СПО "Союзтехэнерго". 1984.
24. **Федосеев А.М.** Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей: Учебное пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1984.
25. **Филатов А.А**. Оперативное обслуживание электрических подстанций. М.: Энергия, 1980.
26. **Филатов А.А**. Ликвидация аварий в главных схемах электрических соединений станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1983.
27. **Филатов А.А**. Фазировка электрического оборудования.- 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1984.
28. **Чернобровое Н.В**. Релейная защита: Учебное пособие для техникумов. - 5-е изд., перераб. и доп. М.: Энергия, 1974
29. **Чунихин А.А., Жаворонков М.А**. Аппараты высокого напряжения: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1985