

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Юго-Западный государственный университет»
(ЮЗГУ)

Кафедра электроснабжения

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебной работе
О.Е. Доктинова
«15» 12 2017 г.



ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

Методические указания к выполнению лабораторных работ
для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и
электротехника

Курск 2017

УДК 621.31(075.32)

Составители: В.И. Бирюлин, Д.В. Куделина

Рецензент

Кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение»

В.Н. Алябьев

Электрические станции и подстанции: методические указания по выполнению лабораторных работ / Юго-Зап. гос. ун-т; сост.: В.И. Бирюлин, Д.В. Куделина. – Курск, 2017. – 158 с.: ил. 64, табл. 10. – Библиогр.: с. 158.

Содержат сведения по выполнению лабораторных работ по дисциплине «Электрические станции и подстанции», приведены указания для изучения конструкции трансформаторов тока и напряжения, разъединителей, выключателей нагрузки, ячеек комплектных распределительных устройств, комплектных трансформаторных подстанций, схем электростанций, особенности использования режимов нейтрали на различные классы напряжения.

Предназначены для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника всех форм обучения.

Текст печатается в авторской редакции

Подписано в печать 15.12.17. Формат 60x84 1/16.
Усл.печ.л.9,2 . Уч.-изд.л.83. Тираж 100 экз. Заказ 28906. Бесплатно.
Юго-Западный государственный университет.
305040, г. Курск, ул. 50 лет Октября, 94.

СОДЕРЖАНИЕ

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1	4
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2	31
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3	41
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4	66
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5	89
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6	109
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7	119
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 8	129
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 9	141
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	158

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

Исследование трансформаторов тока

Цель работы: углубить и закрепить знания студентов по теме «Трансформаторы тока» (ТТ), ознакомиться с наиболее распространенными конструкциями трансформаторов тока, овладеть практическими навыками применения трансформаторов тока.

Краткие методические указания

Измерительные трансформаторы тока предназначены для преобразования больших значений токов к уровням, допускаемым для измерения приборами со стандартным номинальным значением 5А. Кроме того, измерительный трансформатор тока в высоковольтных цепях применяется для защиты измерительных приборов и персонала от высокого напряжения. В этом случае отсутствует электрическая связь высоковольтной и измерительной цепи.

Измерительные трансформаторы тока по режиму работы отличаются от обычных силовых трансформаторов. Первичная обмотка имеет небольшое число витков, иногда даже один виток. Начало и конец её обозначаются буквами *Л1* и *Л2*. Она включается последовательно с приёмником электрической энергии. Зажимы вторичной обмотки обозначаются буквами *И1* и *И2* и замыкаются на малое сопротивление измерительных приборов, обычно 0,2 ... 0,8 Ом, поэтому режим работы трансформатора тока близок к режиму короткого замыкания. Во вторичную обмотку трансформатора включаются амперметры, токовые обмотки ваттметров, счётчиков, фазометров. Число включаемых последовательно приборов ограничивается допустимым сопротивлением вторичной обмотки, которое указано в паспорте трансформатора.

Класс точности трансформатора определяется наибольшими допустимыми токовыми и угловыми погрешностями. По показаниям приборов, включённых во вторичную обмотку, определяют значения измеряемых величин

$$I_1 = K_I \cdot I_2,$$

где K_I – действительный коэффициент трансформации.

Коэффициент трансформации зависит от режима работы трансформатора, который, в свою очередь, зависит от значения измеряемого тока, от значения нагрузки во вторичной цепи, поэтому показания приборов умножаются не на действительный, а на номинальный коэффициент трансформации, который всегда считается постоянным

$$I_1' = K_{IH} \cdot I_2, \quad K_{IH} = \frac{I_{1H}}{I_{2H}},$$

где I_{1H} и I_{2H} – номинальные токи соответственно первичной и вторичной обмоток.

Относительная токовая погрешность для измерительного трансформатора тока определяется

$$f_T = \frac{I_2 n_{Tном} - I_1}{I_1} 100 = \frac{I_2 - I_1 / n_{Tном}}{I_1 / n_{Tном}} 100,$$

где I_1 , I_2 – действующие значения соответственно первичного и вторичного токов.

Угловой погрешностью трансформатора тока называется угол между вектором первичного тока и повернутым на 180° вектором вторичного тока. Она считается положительной, когда повернутый на 180° вектор I_2 опережает I_1 . Угловую погрешность следует учитывать при работе трансформатора с приборами, в показание которых входит угол сдвига фаз между током и напряжением (ваттметры, счётчики, фазометры).

ТТ служит для:

1. Разделения, то есть изоляции измерительных цепей, с которыми соприкасается человек, от цепей высокого напряжения, тем самым обеспечивается безопасность;

2. Уменьшения тока до величины, удобной для измерения, то есть для обеспечения измерений тока;

3. Унификации конструкций электроизмерительных приборов, рассчитанных на номинальный ток 5А или 1А, что упрощает их производство и снижает стоимость;

4. Для подключения измерительных приборов, релейной защиты и автоматики;

5. Используется в качестве источника оперативного тока.

ТТ характеризуются следующими основными техническими данными:

1. Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ;
2. Номинальный первичный ток, А;
3. Номинальный вторичный ток, А;
4. Номинальный коэффициент трансформации;
5. Номинальный класс точности;
6. Номинальная вторичная нагрузка, Ом (В·А);
7. Электродинамическая стойкость (кратность или амплитуда тока), кА;
8. Термическая стойкость (кратность или односекундный ток), кА.

Буквы, используемые в обозначениях типов ТТ, имеют следующие значения:

- Б – быстро насыщающийся;
- В – встроенный в масляный выключатель;
- ВТ – встроенный в силовой трансформатор;
- Г – генераторный;
- Д – для дифференциальной защиты;
- З – для питания схем релейной защиты от однофазных замыканий на землю или обмотка звеньев типа;
- К – катушечный, каскадный;
- Л – с литой изоляцией;
- М – модернизированный или маслонеполненный;
- Н – для наружной установки;
- НП – нулевой последовательности;
- О – одновитковый или опорный;
- П – петлевой, проходной;
- Р – разъемный, для прочих релейных защит, рымовидная обмотка;
- Т – трансформатор тока;
- У – усиленный или U-образная первичная обмотка;
- Ф – с фарфоровой изоляцией;
- Ш – шинный.

Классификация конструкций трансформаторов тока:

1. По назначению:
 - а) измерительные;
 - б) защитные;

- в) комбинированные (измерительные и защитные);
- г) лабораторные;
- д) промежуточные.

2. По роду установки:

- а) для внутренних установок;
- б) для наружных установок;
- в) для особых условий эксплуатации (например, для работы на морских судах).

3. По способу выполнения первичной обмотки:

- а) одновитковые (стержневые);
- б) многовитковые.

4. По роду изоляции между первичной и вторичной обмотками:

- а) с сухой изоляцией (фарфор, бакелит);
- б) с литой изоляцией (эпоксидные смолы, капрон);
- в) с воздушной изоляцией;
- г) с масляной изоляцией.

5. По конструкции обмоток:

- а) катушечные;
- б) шинные;
- в) восьмерочные;
- г) петлевые.

6. По степени автономности:

- а) автономные;
- б) встроенные;
- в) электроизмерительные (токоизмерительные) клещи.

7. По взаимному расположению зажимов первичной обмотки и заземленной опоры:

- а) опорные;
- б) проходные.

Конструкции трансформаторов тока

В настоящее время создано большое разнообразие конструкций ТТ. Рассмотрим только некоторые из тех, которые нашли широкое распространение в РУ электрических станций и подстанций и представлены в лабораториях.

Одновитковые ТТ

В одновитковых ТТ первичная обмотка выполнена в виде стержня или в виде пакета шин. Одновитковые ТТ по сравнению с многовитковыми обладают следующими преимуществами:

1. просты по устройству и, следовательно, дешевые;
2. термически более стойкие, так как первичная обмотка (токоведущий стержень) может быть выполнен достаточно большого поперечного сечения;
3. динамически более стойкие, так как здесь отсутствует взаимодействие между витками первичной обмотки, и динамическая стойкость сводится к взаимодействию токов разных фаз;
4. имеет более высокую стойкость к перенапряжениям, так как индуктивность первичной обмотки одновиткового ТТ ничтожно мала.

Основными недостатками одновитковых ТТ являются:

1. низкий класс точности;
2. малая мощность магнитопроводов при малых номинальных токах из-за малой величины намагничивающей силы первичной обмотки.

Основными параметрами и характеристиками трансформатора тока в соответствии с ГОСТ 7746-78 «Трансформаторы тока. Общие технические требования» являются:

1. Номинальное напряжение – действующее значение линейного напряжения, при котором предназначен работать ТТ, указываемое в паспортной таблице трансформатора тока. Для отечественных ТТ принята следующая шкала номинальных напряжений, кВ:

0,66; 6; 10; 15; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; 1150.

2. номинальный первичный ток $I_{1н}$ – указываемый в паспортной таблице ТТ ток, проходящий по первичной обмотке, при котором предусмотрена продолжительная работа ТТ. Для отечественных ТТ принята следующая шкала номинальных первичных токов, А:

1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75*; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 750*; 800; 1000; 1200*; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10000; 12000; 14000; 16000; 18000; 20000; 25000; 28000; 32000; 35500; 40000.

В трансформаторах тока, предназначенных для комплектования турбо- и гидрогенераторов, значения номинального тока свыше 10000 А являются рекомендуемыми. Значения номинального тока, отмеченные звездочкой в приведенной выше шкале, допускаются

только в ТТ с секционированными обмотками для получения нескольких коэффициентов трансформации.

Трансформаторы тока, рассчитанные на номинальный первичный ток 15; 30; 75; 150; 300; 600; 750; 1200; 1500; 3000 и 6000 А, должны допускать неограниченно длительное время прохождения наибольшего рабочего первичного тока, равного соответственно 16; 32; 80; 160; 320; 630; 800; 1250; 1600; 3200 и 6300 А. В остальных случаях наибольший первичный ток равен номинальному первичному току.

3. Номинальный вторичный ток $I_{2н}$ – указываемый в паспортной таблице ТТ ток, проходящий по вторичной обмотке. Номинальный вторичный ток принимается равным 1 или 5 А, причем ток 1 А допускается только для ТТ с номинальным первичным током до 4000 А. По согласованию с заказчиком допускается изготовление ТТ с номинальным вторичным током 2 или 2,5 А.

4. Вторичная нагрузка ТТ $Z_{2н}$ соответствует полному сопротивлению его внешней вторичной цепи, выраженному в омах, с указанием коэффициента мощности. Вторичная нагрузка может также характеризоваться полной мощностью в вольт-амперах, потребляемой ею при данном коэффициенте мощности и номинальном вторичном токе. Вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos 2 = 0,8$, при которой гарантируется установленной класс точности ТТ или предельная кратность первичного тока относительно его номинального значения, называется *номинальной вторичной нагрузкой* ТТ $Z_{2н.ном}$. Для отечественных трансформаторов тока установлены следующие значения номинальной вторичной нагрузки $S_{2н.ном}$, выраженной в вольт-амперах, при коэффициенте мощности $\cos 2 = 0,8$: 2,5; 5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75; 100.

Соответствующие значения номинальной вторичной нагрузки $Z_{2н.ном}$ (в омах) определяются выражением:

$$Z_{2н.ном} = S_{2н.ном} / I_{2ном}^2$$

5. Коэффициент трансформации ТТ равен отношению первичного тока ко вторичному току. В расчетах трансформаторов тока применяются два термина: действительный коэффициент трансформации n и номинальный коэффициент трансформации n_n . Под действительным коэффициентом трансформации n понимается отношение действительного первичного тока к действительному

вторичному току. Под номинальным коэффициентом трансформации n_n понимается отношение номинального первичного тока к номинальному вторичному току.

6. Стойкость ТТ к механическим и тепловым воздействиям характеризуется током электродинамической стойкости и током термической стойкости.

На рис. 1.1 показан одновитковый ТТ типа ТПОЛ-10 для внутренней установки. Он используется как проходной изолятор, может устанавливаться в ячейках РУ, КРУ на номинальный первичный ток от 400 до 1500 А.

Стержень 1 (первичная обмотка), фланец 2 и магнитопровод 3 устанавливаются в специальной форме, а затем заливаются жидкой массой из эпоксидной смолы, кварцевого песка и отвердителя. После затвердевания и полимеризации изоляционный материал приобретает высокие электрические и механические свойства.

Магнитопровод 3 выполняется в виде тора из стальной ленты, свернутой по спирали. На тороидальный магнитопровод 3 наматывается вторичная обмотка 5. Конструкция ТТ позволяет устанавливать несколько сердечников, каждый из которых может иметь различные параметры.

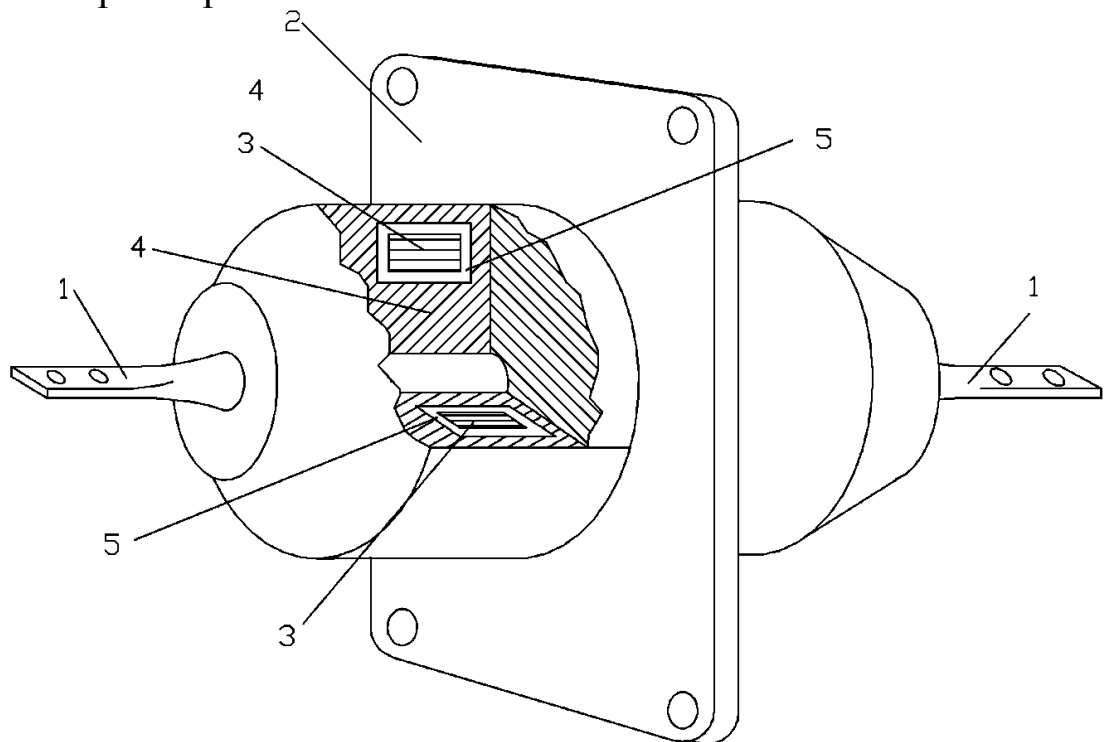


Рис. 1.1. Одновитковый ТТ типа ТПОЛ-10

Шинные ТТ

Особенностью конструкции шинных ТТ является отсутствие первичной обмотки, ее роль выполняет шина, пропускаемая через внутреннее окно магнитопровода шинного ТТ.

Таким образом, шинные ТТ являются одновитковыми, они изготавливаются на номинальный первичный ток от 1000 до 18000 А.

На рис. 1.2 показан проходной шинный ТТ типа ТПШЛ-10. Он состоит из двух расположенных рядом ленточных тороидальных магнитопроводов, на каждом из-за которых намотана вторичная обмотка. В качестве изоляции токоведущих частей служит литой эпоксидный компаунд 1.

Шина 2 пропускается через внутреннее окно 3.

Для крепления ТТ по углам его немагнитный фланец 4 имеет отверстия 5. К клеммам И1 и И2 вторичных измерительных обмоток подключаются вторичные цепи электроизмерительных приборов и релейной защиты. Имеется также заземляющий болт 6.

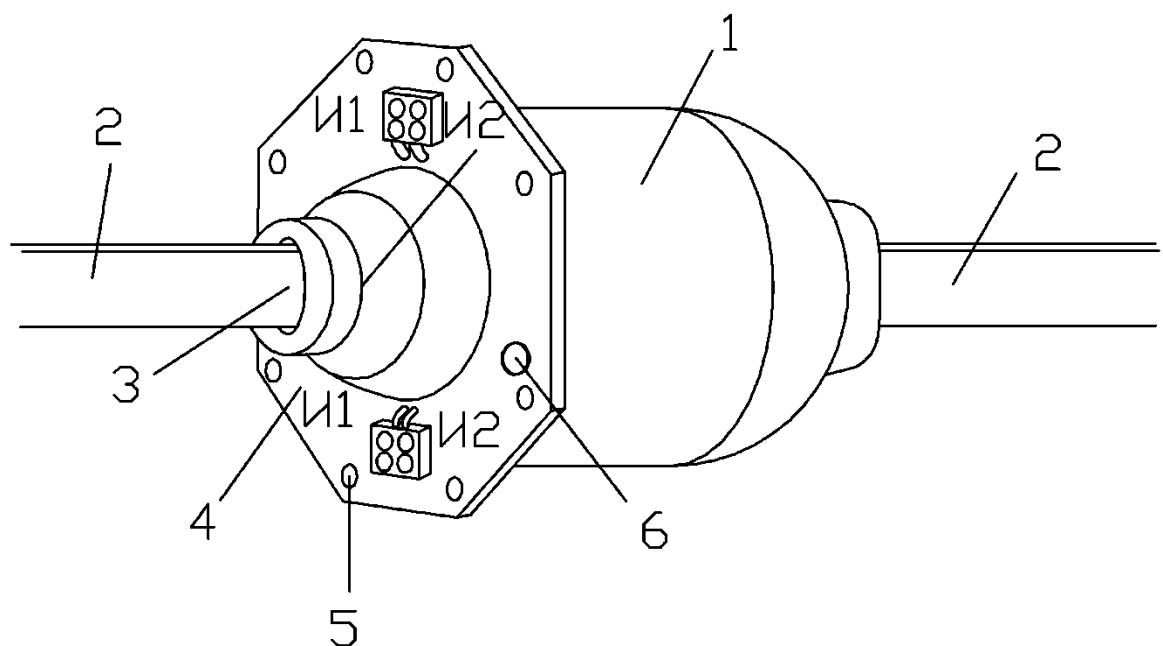


Рис. 1.2. Проходной шинный ТТ типа ТПШЛ-10

Встроенные ТТ

Встроенные трансформаторы тока применяются в установках 35 кВ и более. Особенностью конструкции встроенного в выключатель или в силовой трансформатор ТТ (рис. 1.3) является то, что в качестве первичной обмотки ТТ используется токоведущий стержень 1 (ввод),

помещенный в проходной изолятор 2 аппарата, в который встраивается ТТ.

Тороидальные магнитопроводы 3 и вторичные обмотки 4 изготавливаются отдельно, а затем одеваются на ввод 1 аппарата и закрепляются.

Применение встроенных ТТ дает большой экономический эффект, так как отпадает необходимость в дорогостоящем изоляторе высокого напряжения. Так как внешний диаметр изолятора в месте расположения магнитопровода встроенного ТТ достаточно большой, длина средней магнитной линии также велика, что приводит к большим погрешностям. Поэтому класс точности встроенных ТТ невелик. Также существует сложность проведения ревизии и ремонта ТТ.

Для встраивания в выключатели применяются трансформаторы тока серии ТВ. Для встраивания в силовые трансформаторы или автотрансформаторы применяются ТТ серии ТВТ. На рис. 1.3 изображен ТТ типа ТВ - 110 - ПУ2, встроенный в масляный выключатель типа У - 110 - 2000-50У1.

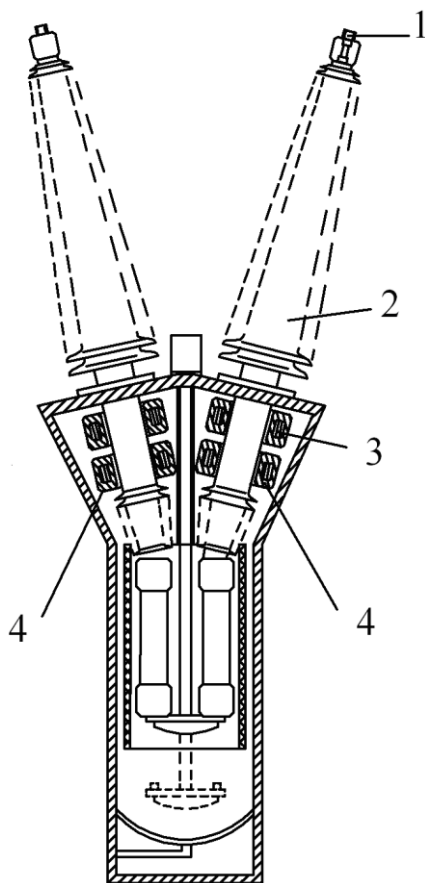


Рис. 1.3. Трансформаторы тока типа ТВ - 110 - ПУ2, встроенные в масляный выключатель типа У - 110 - 2000-50У1

Многовитковые ТТ

В многовитковых ТТ количество витков первичной обмотки больше единицы.

На рис. 1.4 показан многовитковый катушечный ТТ типа ТКЛ-3, изготавливаемый на номинальные первичные токи от 5 до 600 А и номинальное напряжение 3 кВ.

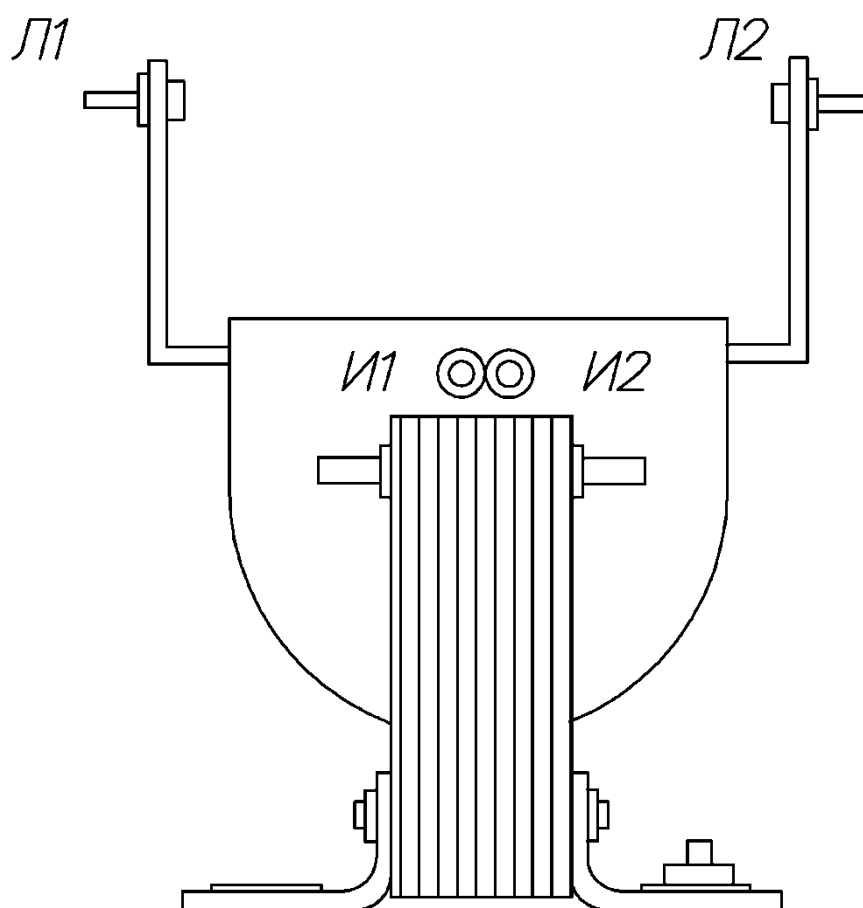


Рис. 1.4. Катушечный трансформатор тока типа ТКЛ-3

На рис. 1.5 представлен многовитковый катушечный ТТ типа ТК-20, изготавливаемый на номинальные первичные токи от 5 до 300 А и номинальное напряжение 0,66 кВ,

Он имеет вторичную обмотку 1, состоящую из двух катушек, расположенных на двух стержнях магнитопровода 2, магнитный шунт 3, служащий для компенсации погрешности, и первичную обмотку 4.

Таблица 1.1. Технические данные ТТ типа ТК-20

Параметры	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки	0,66 кВ
Номинальный первичный ток	30 А
Номинальный вторичный ток	5А
Номинальный коэффициент трансформации	30/5
Номинальный класс точности	0,5
Номинальная вторичная нагрузка	5 В·А

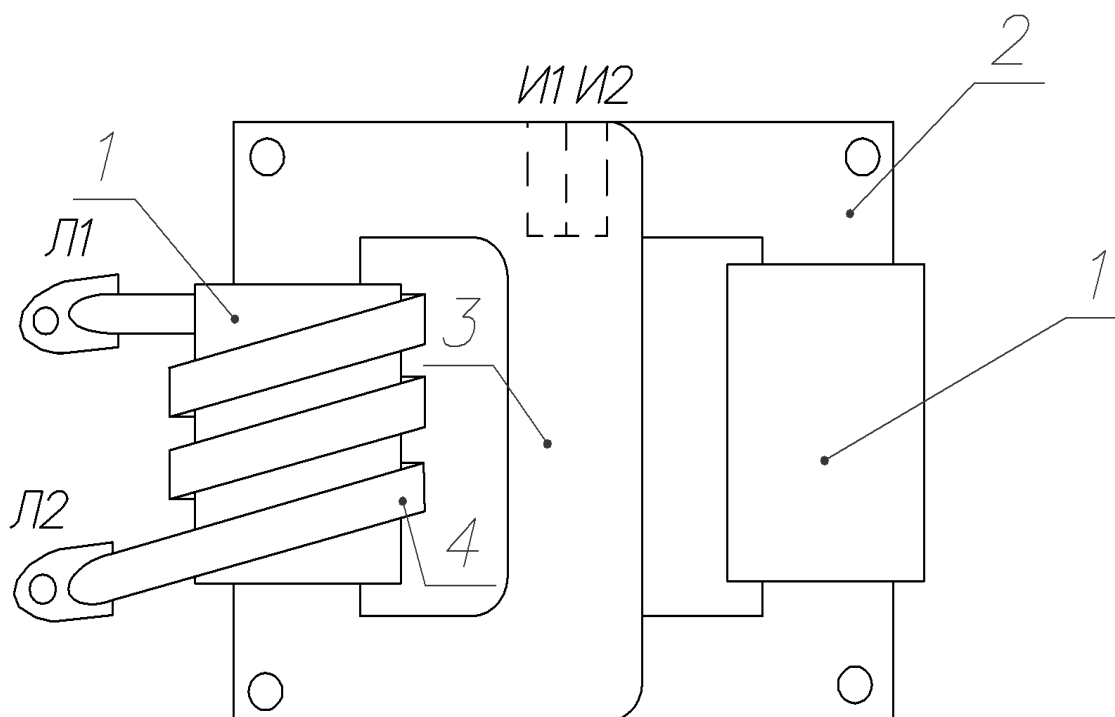


Рис. 1.5. Катушечный трансформатор тока типа ТК–20

На рис. 1.6 показан многовитковый трансформатор тока типа ТПЛ-10, изготавливаемый на номинальные первичные токи от 10 до 1500 А. Магнитопроводы 1 прямоугольные, шихтованные, на них располагаются первичная петлевая 2 и вторичные катушечные обмотки 3. Первичная обмотка 2 выполнена из медной шины и имеет зажимы Л1 и Л2. Выводы вторичных обмоток присоединяются к зажимам И1, И2. Эпоксидное литье 4 связывает все детали ТТ.

Таблица 1.2. Технические данные ТТ типа ТПЛ-10

Параметры	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки	10 кВ
Номинальный первичный ток	300 А
Номинальный вторичный ток	5 А
Номинальный коэффициент трансформации	300/5
Номинальный класс точности	0,5
Номинальная вторичная нагрузка	0,6 Ом
Односекундный ток термической стойкости	90 кА
Номинальный ток электродинамической стойкости (амплитуда)	260 кА

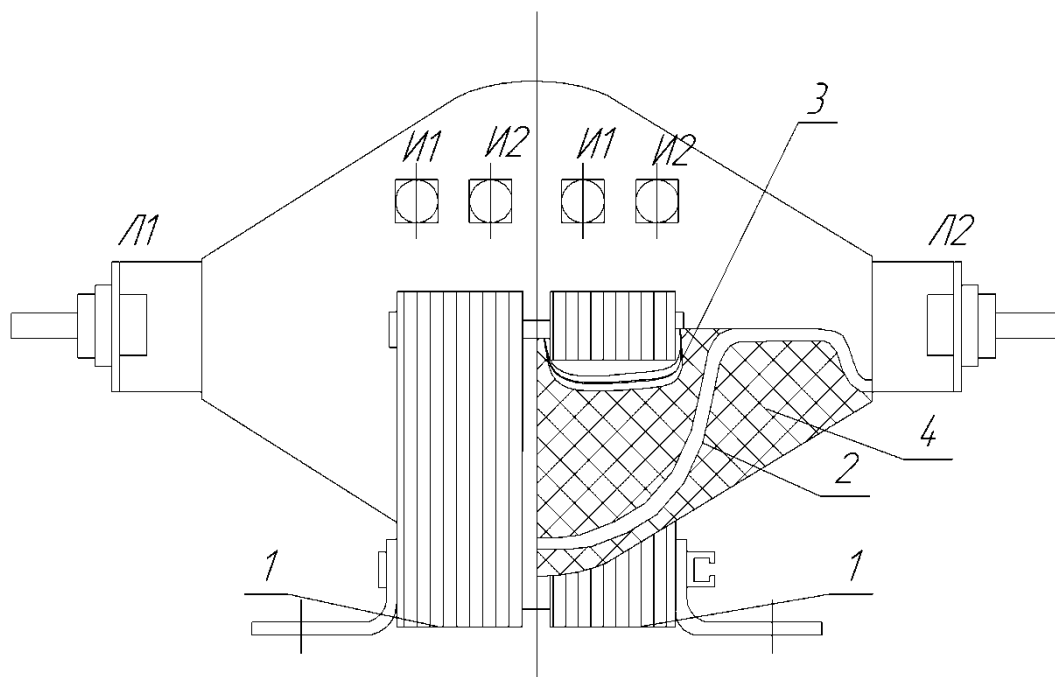


Рис.1.6. Трансформатор тока типа ТПЛ-10

Для наружной установки выпускаются трансформаторы тока опорного типа в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией типа ТФЗМ (рис. 1.7). В полем фарфоровом изоляторе, заполненном маслом, расположены обмотки и магнитопровод трансформатора. Конструктивно первичная и вторичная обмотки напоминают два звена цепи. Первичная обмотка состоит из двух секций, которые с помощью переключателя 2 могут быть соединены последовательно (положение I) или параллельно (положение II), чем достигается изменение но-

минального коэффициента трансформации в отношении 1:2. На фарфоровой крышке установлен металлический маслорасширитель 1, воспринимающий колебания уровня масла.

Силикагелевый влагопоглотитель 5 предназначен для поглощения влаги наружного воздуха, с которым сообщается внутренняя полость маслорасширителя. Обмотки и фарфоровая крышка крепятся к стальному цоколю 13. Коробка выводов вторичных обмоток 12 герметизирована. Снизу к ней крепится кабельная муфта, в которой разделан кабель вторичных цепей. На рис. 6.8 также показаны: 3—ввод Л2; 4—крышка; 6—ввод Л1; 7—маслоуказатель; 8—первичная обмотка; 9—фарфоровая крышка; 10—магнитопровод с вторичной обмоткой; 11—масло.

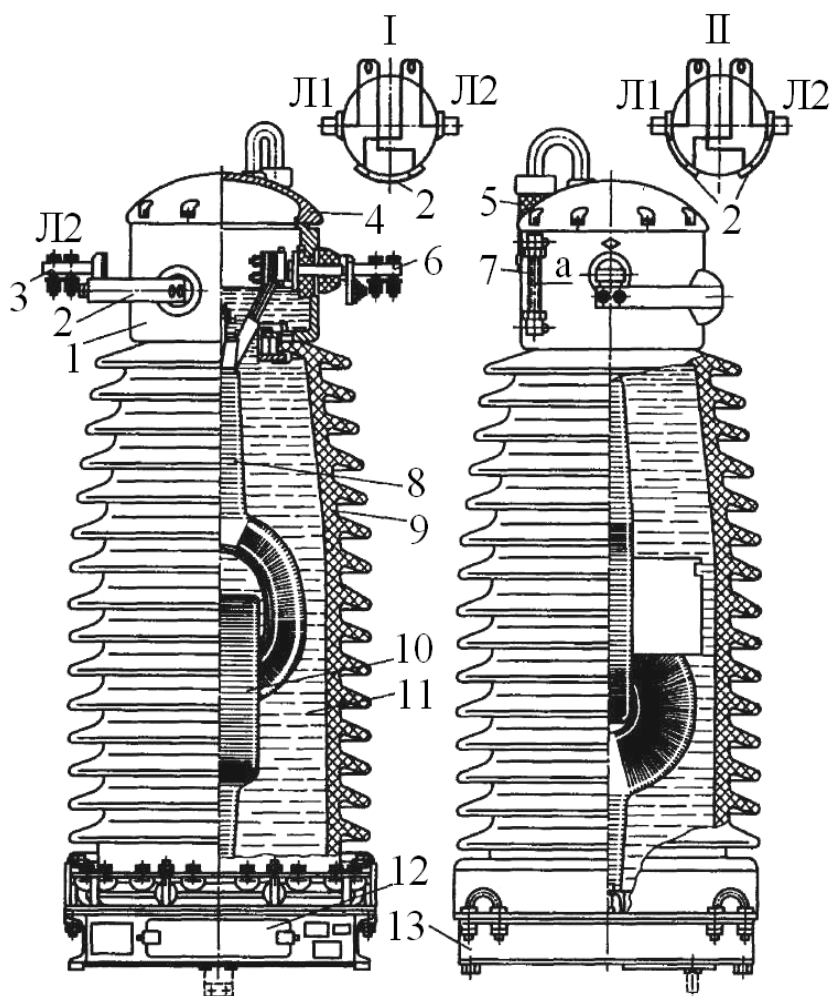


Рис. 1.7. Трансформатор тока ТФЗМ

Трансформаторы ТФЗМ имеют один магнитопровод с обмоткой класса 0,5 и два-три магнитопровода с обмотками для релейной защиты. Чем выше напряжение, тем труднее осуществить изоляцию

первичной обмотки, поэтому на напряжение 330 кВ и более изготавливаются трансформаторы тока каскадного типа. Наличие двух каскадов трансформации (двух магнитопроводов с обмотками) позволяет выполнить изоляцию обмоток каждой ступени не на полное напряжение, а на его половину.

В комплектных распределительных устройствах применяются опорно-проходные трансформаторы тока ТЛМ - 10 (рис. 1.8), конструктивно совмещенные с одним из штепсельных разъемов первичной цепи ячейки КРУ. Первичная обмотка состоит из нескольких витков, количество которых определяется необходимостью МДС. Первичная обмотка выполнена из медной шины и имеет зажимы 1 – Л1 и 2 – Л2. Выводы вторичных обмоток присоединяются к зажимам 3–И1, И2, магнитопроводы и обмотки находятся в корпусе 4.

Трансформатор тока рассчитан для эксплуатации в районах с умеренным и тропическим климатом (климатическое исполнение У и Т), для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией (категория размещения 3).

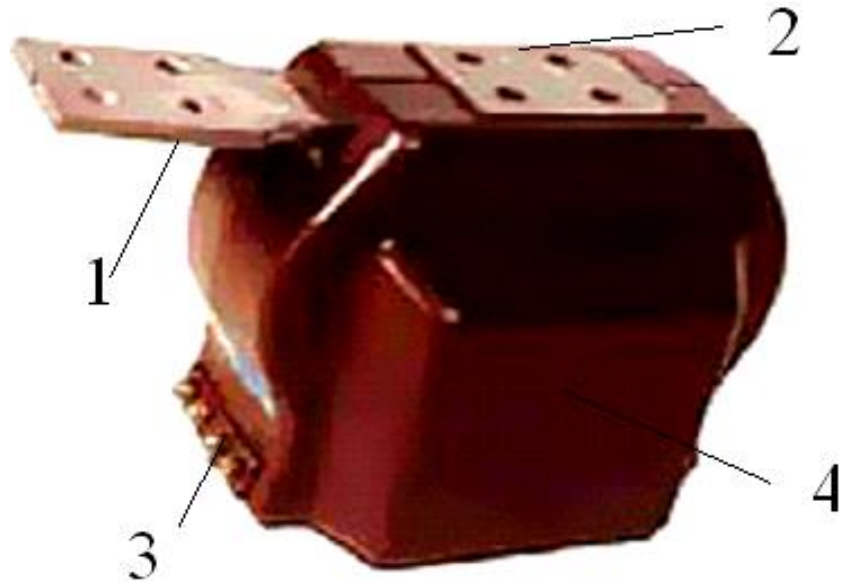


Рис. 1.8. Трансформатор тока ТЛМ-10

Таблица 1.3. Технические данные ТТ типа ТЛМ-10

Параметры	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки	10 кВ
Номинальный первичный ток	50; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500 А
Номинальный вторичный ток	5 А
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos\varphi=0,8$: обмотки для измерений	10 В·А
обмотки для защиты	15 В·А
Ток трехсекундной термической стойкости	2,8 – 26 кА
Ток электродинамической стойкости	17,6 – 100 кА
Класс точности: обмотки для измерения	0,5
обмотки для защиты	10

Трансформатор тока типа ТБМО - 110УХЛ1 (рис. 1.9) является масштабным преобразователем тока и служит для питания электрических измерительных приборов и релейной защиты в электрических сетях переменного тока частоты 50 Гц с глухозаземленной нейтралью.

Трансформатор предназначен для работы на открытом воздухе в районах с умеренным и холодным климатом.

Трансформатор имеет одноступенчатую некаскадную конструкцию. Он состоит из активной части, помещенной в металлический корпус 1 с трансформаторным маслом. На верху корпуса расположена изоляционная крышка из фарфора 2 с металлическим маслорасширителем 3 и масляным затвором, защищающим внутреннюю изоляцию от увлажнения.

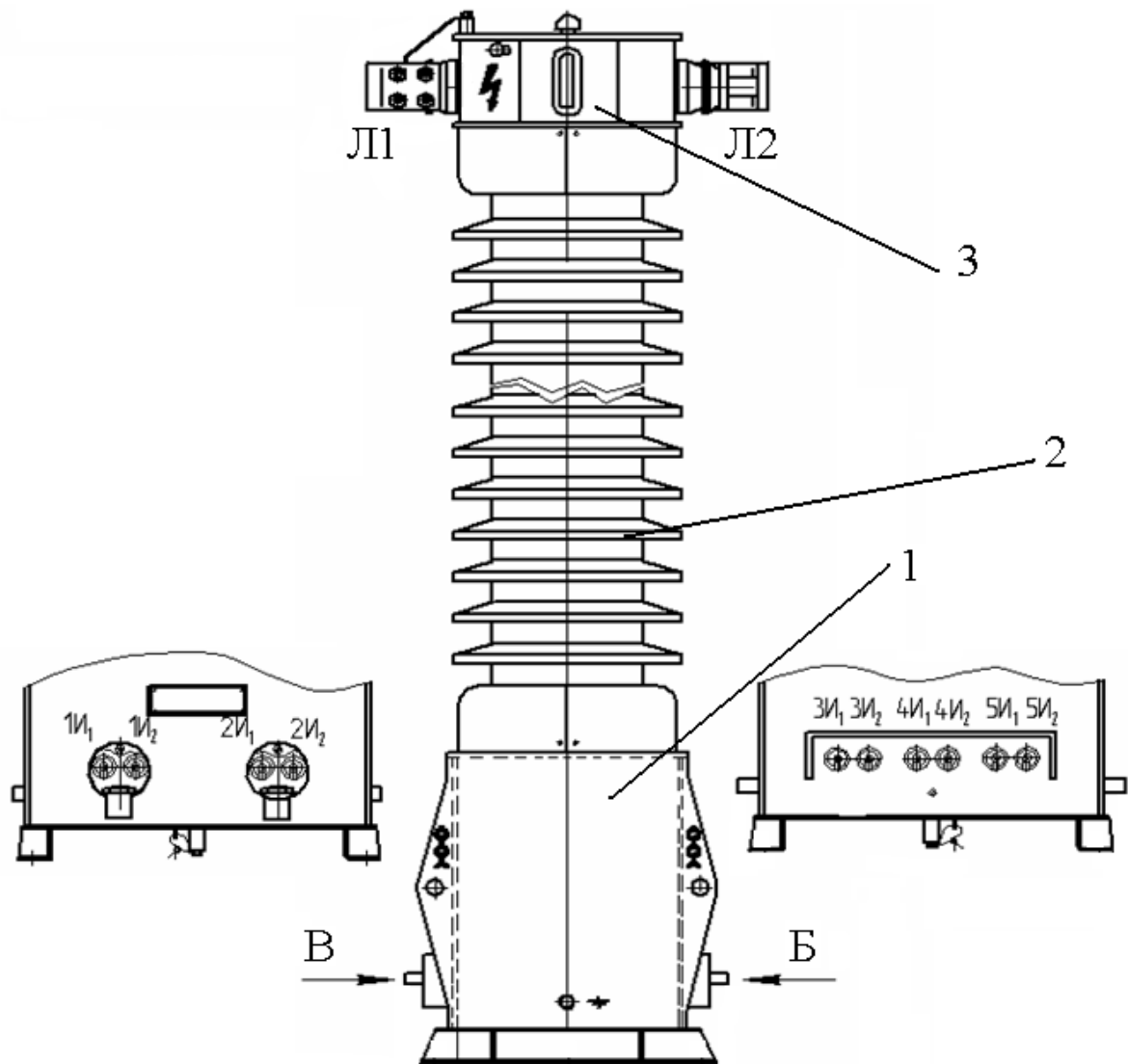


Рис. 1.9. Трансформатор тока ТБМО - 110УХЛ1

Таблица 1.4. Технические данные ТТ типа ТБМО-110

Параметры	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки	110кВ
Номинальный первичный ток	160 – 1250А
Номинальный вторичный ток	1; 5А
Количество вторичных обмоток	5
Назначение вторичной обмотки №1:	для (АСКУЭ)
Назначение вторичной обмотки №2:	для измерений
Назначение вторичных обмоток №3, №4, №5	для защиты
Обмотка №1 - класс точности/ при нагрузке $s \cdot \cos\varphi=1$	0,2S/0,5 – 2В·А

Продолжение табл. 1.4.

Обмотка №2 - класс точности / при нагрузке с $\cos\varphi=0,8$	0,5S/5 – 20В·А
Обмотка №3, №4, №5 - класс точности / при нагрузке с $\cos\varphi=0,8$	5P/7,5 – 30В·А
Односекундный ток термической стойкости	10 – 63кА
Ток электродинамической стойкости	25 – 160кА
Номинальный коэффициент трансформации вторичной обмотки №1	50 – 600/1
Номинальный коэффициент трансформации вторичной обмотки №2, №3, №4, №5	150 – 1200/5
Габариты трансформатора, высота / диаметр	1,9/0,6м
Тип внешней изоляции	фарфор

Опорный трансформатор тока ТОЛ - 35П (рис. 1.10) предназначен для наружной установки в открытых распределительных устройствах (ОРУ). Он состоит из активной части, помещенной в корпус 1, изоляционной крышки 2 и коробки выводов вторичных обмоток 3. Трансформатор изготавливается с литой изоляцией в климатических исполнениях "УХЛ" и "Т" категории размещения 1.

Таблица 1.5. Технические данные ТТ типа ТОЛ-35П

Параметры	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки	35кВ
Номинальный первичный ток	15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1500, 2000 А
Номинальный вторичный ток	1; 5А
Количество вторичных обмоток	3
Назначение вторичной обмотки №1	для измерений
Назначение вторичной обмотки №2, №3	для защиты

Класс точности: вторичной обмотки для измерений обмоток для защиты	0,2 S; 0,5 S 10 P/10 P(5P/5P)
Номинальная нагрузка вторичной обмотки с $\cos\varphi = 0,8$ для измерений и защиты	30В·А
Трехсекундный ток термической стойкости	0,7 – 55кА
Ток электродинамической стойкости	3 – 141кА

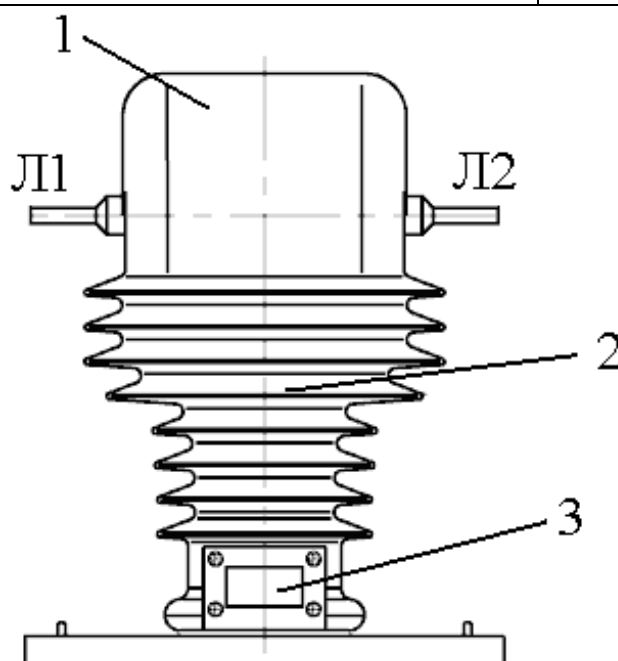


Рис. 1.10. Трансформатор тока ТОЛ-35II

Лабораторные ТТ

Лабораторные ТТ применяются при точных измерениях и исследованиях, наладочных работах и приемных испытаниях оборудования, для подключения приборов автоматического регулирования, градуировки эксплуатационных приборов.

На рис. 1.11 показан лабораторный ТТ типа УТТ-5, используемый при измерении тока до 600 А.

ТТ типа УТТ-5 имеет тороидальный магнитопровод 1 с первичной и вторичной обмотками, закрытый пластмассовым кожухом 2, к первичной обмотке подключен один зажим Л1 и два зажима Л2 (15А и 50А). При измерении тока более 50 А следует выполнить дополнительную открытую первичную обмотку 3 из толстого провода,

намотав его на пластмассовый кожух 2. Площадь поперечного сечения провода и количество витков должны соответствовать величине измеряемого первичного тока.

ТТ типа УТТ-5 применяется в электротехнических лабораториях электростанций и подстанций.

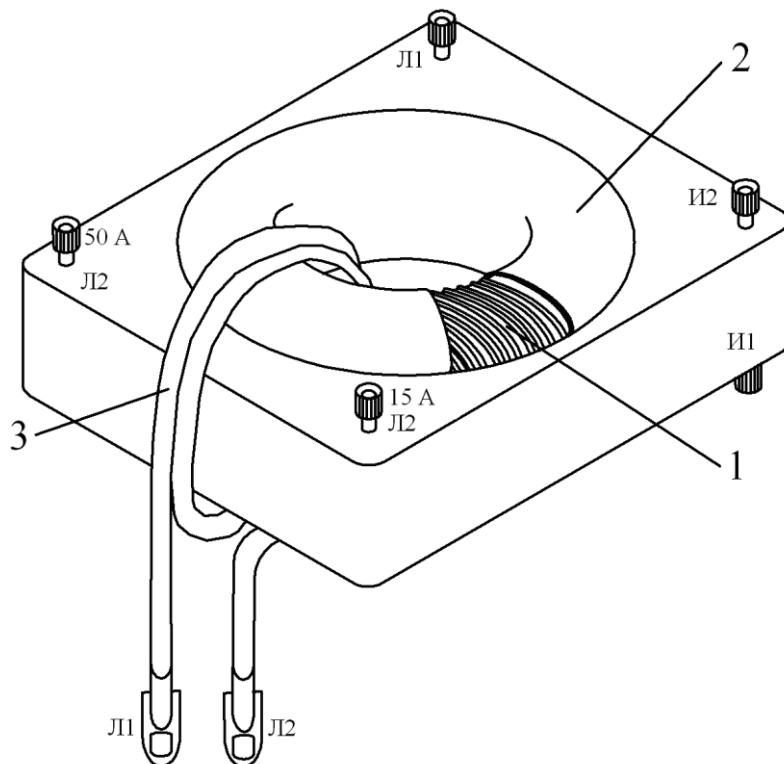


Рис.1.11. Лабораторный трансформатор тока типа УТТ – 5
Таблица 1.6. Технические данные ТТ типа УТТ-5

Параметры	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки	0,66кВ
Номинальный первичный ток	15, 50А
Номинальный вторичный ток	5А
То же, но 100 А намотать – витков	6
150 А	4
200 А	3
300 А	2
600 А	1
Номинальная вторичная нагрузка	0,2 Ом
Номинальный коэффициент мощности	0,84 – 1,0
Номинальный класс точности	0,2
Номинальная частота тока	50 Гц

Электроизмерительные клещи

Клещи электроизмерительные предназначены для измерений силы тока без разрыва первичной токовой цепи, а также напряжения и сопротивления в низковольтных цепях (до 500 В) переменного тока частотой 50 Гц при синусоидальной форме кривой.

Клещи высоковольтные (рис. 1.12) применяются в электроустановках до 10 кВ, низковольтные (рис. 6.13) - до 1000 В.

Клещи представляют собой сочетание ТТ, имеющего разъемный магнитопровод в форме клещей с электроизмерительным прибором выпрямительной системы.

Разъемный шихтованный магнитопровод состоит из двух половинок 1 и 2, укрепленных в двух силуминовых держателях 3,4, имеющих возможность качения на небольшой угол. Оба держателя сочленены шарниром 5, на них укреплены две съемные ручки 6 и 7 из диэлектрического материала, которые делаются ограничительными резиновыми кольцами 8 и 9 на изолирующие части 10, 11 и захваты 12,13.

Размыкание магнитопровода высоковольтных клещей (рис. 1.12) производится сближением ручек 6 и 7, низковольтных (рис. 1.13) – нажатием на рычаг 14, механически связанный с подвижной половинкой 2 магнитопровода. Смыкание - под действием пружины 15, укрепленной своими концами на обоих держателях 3 и 4.

Для исключения попадания под напряжение и замыканий в измеряемой цепи обе половинки магнитопровода 1 и 2 заключены в пластмассовые кожухи 16 и 17 из диэлектрического материала.

На неподвижной половинке магнитопровода 1 размещен каркас с намотанной на нем вторичной измерительной обмоткой 18, на нее одет чехол 19 из пластмассы, предохраняющий ее от механического повреждения.

Вторичная измерительная обмотка 18 замыкается на шунтирующие резисторы, падение напряжения на которых измеряется милливольтметром 20 выпрямительной системы с магнитоэлектрическим измерительным механизмом.

Выпрямление производится по двухполупериодной схеме германиевыми выпрямителями.

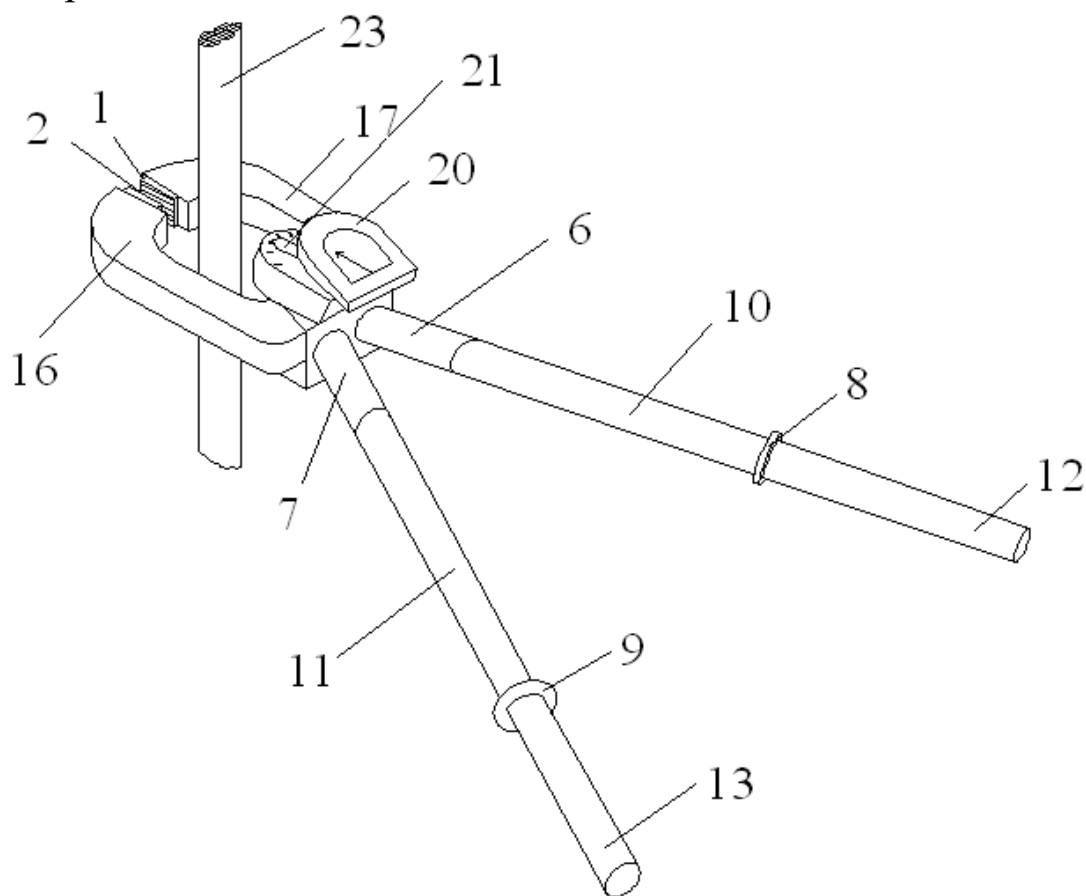
Количество шунтирующих сопротивлений равно числу пределов измерения по току.

Для измерения напряжения последовательно с милливольтметром 20 включаются добавочные резисторы.

Корпус низковольтных клещей (рис. 1.13) пластмассовый, состоит из основания и крышки. Внутри корпуса перегородка делит его на две части: одна, имеющая уплотнение, служит для монтажа милливольтметра 20, в другой крепятся магнитопровод 1 и 2, переключатель пределов измерения 21 и элементы электрической схемы.

На лицевой стороне корпуса находятся также штепсельные гнезда 22 для подключения вольтметра. Измеряемое напряжение подключается с помощью электрических шнуров, имеющих на одном конце однополюсную вилку, в корпусе которой находится сменный предохранитель, а на другом конце – пружинный зажим типа "крокодил", заключённый в пластмассовый кожух.

Шкала прибора 20 имеет две дуги: верхнюю, оцифрованную от 0 до 300, служащую для отсчета измеряемых напряжений, и нижнюю, двухрядную, оцифрованную от 0 до 10 и от 0 до 500, служащую для отсчета измеряемых токов.



a)

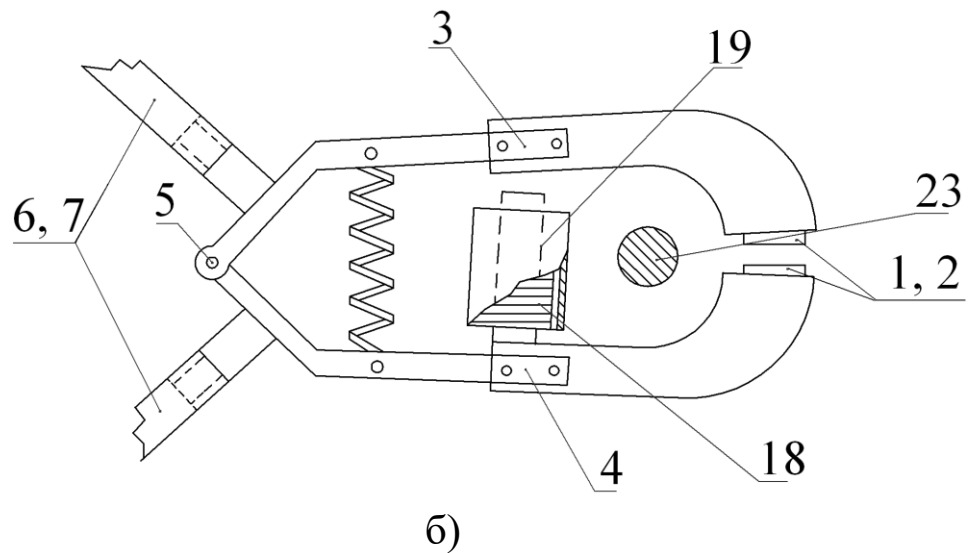


Рис. 1.12. Клещи электроизмерительные высоковольтные типа Ц 90

а) общий вид; б) вид снизу.

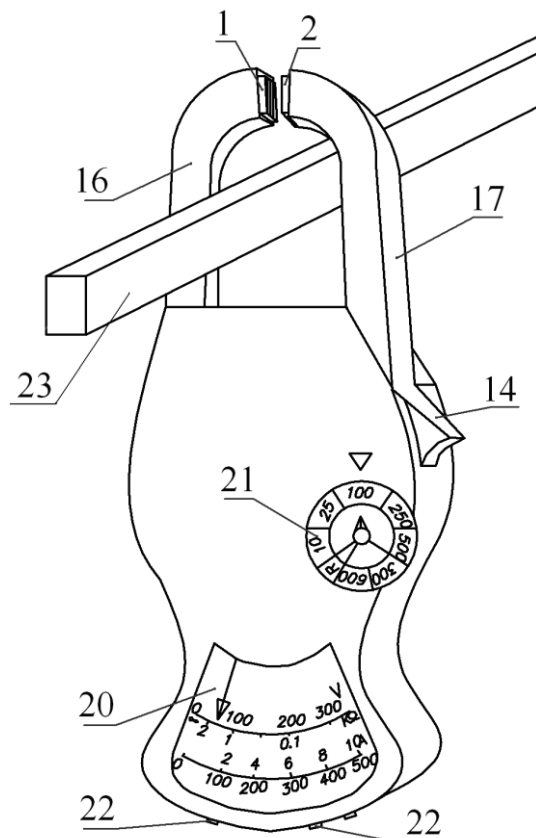


Рис. 1.13. Клещи электроизмерительные низковольтные типа Ц 4505

Для измерения тока в токопроводе 23 (рис. 1.13) следует нажать на рычаг 14, что позволит разомкнуть магнитопровод 1,2, охватить токопровод 23 и, отпустив рычаг 14, сомкнуть обе половинки

магнитопровода 1,2. Токопровод 23 с измеряемым током одновременно является первичной обмоткой ТТ. Измеряемый ток, проходя по токопроводу 23, охваченному разъемным магнитопроводом 1,2, создает в последнем переменный магнитный поток, который индуцирует ЭДС во вторичной обмотке 18, расположенной на магнитопроводе 1 (рис. 1.12).

Падение напряжения на шунтирующем резисторе, пропорциональное измеряемому току в токопроводе 23, измеряется милливольтметром 20 при соответствующем пределе измерения, выбираемом с помощью переключателя пределов измерения 21.

Таблица 1.7. Технические данные клещей типа Ц4505

Параметры	Значение
Пределы измерений по току	0; 10; 28; 100; 250 ; 500 А
По напряжению	0...300 В, 600 В
По сопротивлению	2 кОм
Класс точности	4
Время успокоения подвижной части прибора	4 с
Испытательное напряжение, выдерживаемое изоляцией между всеми токоведущими частями и корпусом	2 кВ
Минимальное сопротивление изоляции электрической цепи клещей относительно корпуса при нормальных условиях температуры и влажности	40 МОм
Минимальная наработка на отказ	22000 циклов
Температура окружающего воздуха	-30...+50 °С
Характеристика устойчивости к механическим воздействиям	тряскопрочные
Частота ударов, при которой клещи выдерживают тряску с максимальным ускорением до 5	80 – 120 в минуту
Исполнение	обычное и тропическое

ТТ своей первичной обмоткой включается в электрическую цепь последовательно с нагрузкой и другими элементами цепи (рис. 1.14). Если в одну цепь включены два или несколько ТТ (ТА1, ТА2), то их первичные обмотки также должны быть соединены последовательно.

Соединение электроизмерительных приборов, подключенных ко вторичным измерительным обмоткам ТТ, выполняется аналогично, то есть последовательно.

На рис. 1.15 показаны схемы соединений с упрощенными обозначениями ТТ.

Одна клемма вторичной измерительной обмотки ТТ должна быть заземлена с целью обеспечения безопасности человека в случае пробоя изоляции между первичной и вторичной измерительной обмотками ТТ.

Порядок выполнения работы

1. Собрать схему, представленную на рисунке 1.14.

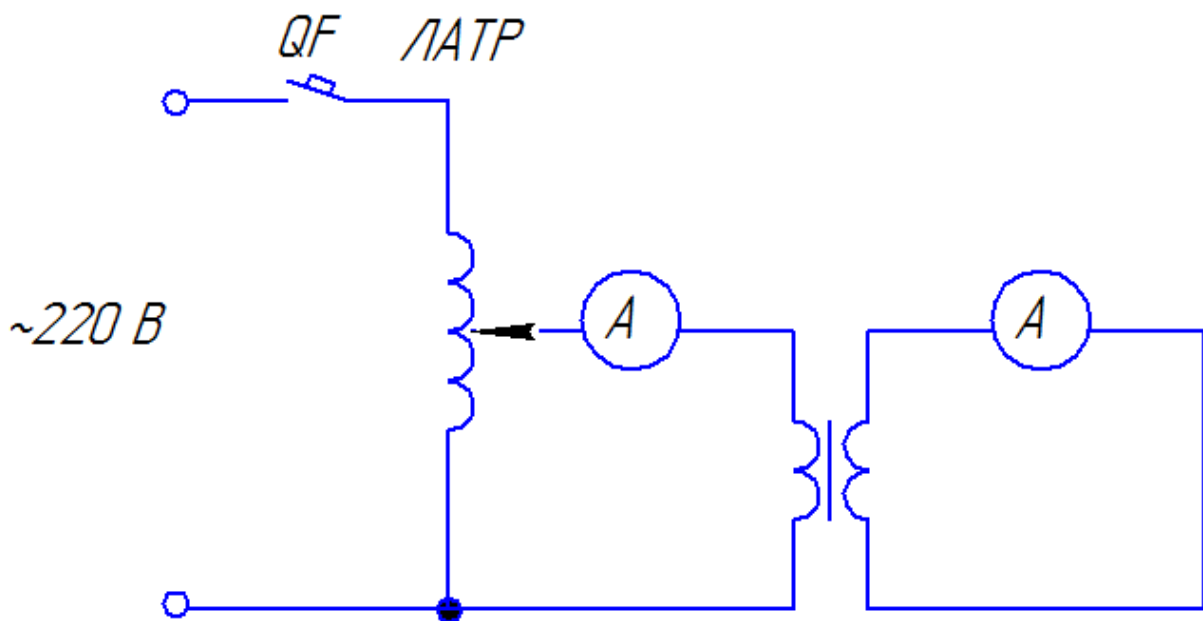


Рис. 1.14. Электрическая схема лабораторной установки

2. Повернуть против часовой стрелки в отключенном положении ручку ЛАТР до упора.
3. Проверить положение переключателей 100 В...450 В (положение 450 В).

4. Проверить положение переключателей =220 В...~380 В (положение ~380 В).

5. Проверить положение переключателей
=220 В ~5В
~380 В

Выбираем положение =220 В
~380 В

5. Включить автомат «сеть».

6. Плавно вращая рукоятку ЛАТР по вольтметру 0...450 В установить значение 200 В.

7. Проверить работу схемы.

8. Результаты измерений поместить в таблицу 6.8.

Таблица 1.8. Результаты измерений тока

Первичный ток, А	
Вторичный ток, А	
Коэффициент трансформации	

Расчет токовой и угловой погрешностей трансформаторов тока

На основании исходных данных, заданных преподавателем:

1. Расшифровать обозначение заданного трансформатора тока, описать его назначение и основные параметры;

2. Рассчитать токовую погрешность заданного трансформатора тока при изменении первичного тока от 0 до 20% от номинальной величины,

3. Рассчитать угловую погрешность заданного трансформатора тока при изменении первичного тока от 0 до 20% от номинальной величины;

4. Построить зависимости токовой и угловой погрешностей трансформатора от первичного тока;

5. Сравнить полученные значения погрешностей со значениями, определяемыми ГОСТ, сделать вывод о возможности эксплуатации данного трансформатора в системах учета электроэнергии;

6. Определить величину витковой коррекции, необходимой для соблюдения требований ГОСТ по величине погрешности трансформатора тока.

При расчете токовой и угловой погрешностей ТТ некоторые его параметры являются заданными и не могут быть изменены в процессе расчета погрешностей, а другие выбираются по техническим соображениям. Заданными параметрами являются:

1. номинальный первичный ток $I_{1н}$ (А);
2. номинальный вторичный ток $I_{2н}$ (А);
3. номинальная вторичная нагрузка $z_{2н.ном}$ (Ом);
4. число витков первичной обмотки;
5. поперечное сечение и материал первичной обмотки;
6. размеры и материал изоляции между витками первичной обмотки;
7. поперечное сечение, форма и материал вторичной обмотки;
8. активное и индуктивное сопротивление вторичной обмотки;
9. размеры и форма магнитопровода;
10. марка и характеристика материала магнитопровода.

Содержание отчета

1. Назначение ТТ.
2. Типы и краткая характеристика с основными техническими данными ТТ, изученные в лаборатории, их преимущества и недостатки.
3. Электрическая схема лабораторной установки.
4. Результаты измерений тока.
5. Расчет погрешностей трансформатора тока согласно варианту.
6. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Назначение измерительных трансформаторов тока. Область применения.
2. Чем опасен режим холостого хода измерительного трансформатора тока?
3. По каким параметрам выбирается измерительный трансформатор тока?

4. Какие типы трансформаторов тока существуют?
5. Классификация трансформаторов тока.
6. Токовая погрешность трансформатора тока, способы определения токовой погрешности.
7. Угловая погрешность трансформатора тока, способы определения токовой погрешности.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

Исследование трансформаторов напряжения и схем их соединения

Цель работы: Закрепить знания студентов по разделу «Трансформаторы напряжения», ознакомиться с конструкцией трансформаторов напряжения (ТН), со схемами их соединения и схемой контроля изоляции, овладеть практическими навыками применения трансформаторов напряжения.

Краткие методические указания

В связи с тем, что непосредственное измерение высоких напряжений технически трудно осуществимо и нецелесообразно, а также опасно для жизни людей, применяют измерительные ТН.

ТН предназначен для:

–отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения;

–понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 В или $100/\sqrt{3}$ В;

– обеспечения безопасности людей, соприкасающихся с измерительными приборами, с этой же целью один из выводов вторичной обмотки ТН заземляется;

– унификации конструкции измерительных приборов на номинальное напряжение 100 В, что упрощает их производство и снижает стоимость;

– обеспечения питания средств учета электроэнергии, автоматического контроля изоляции оборудования, оперативных цепей, цепей сигнализации, автоматики и релейной защиты.

По схеме включения ТН напоминает силовой трансформатор, его первичная обмотка включена на напряжение сети U_1 , а ко вторичной обмотке с напряжением U_2 присоединяются измерительные приборы и катушки реле.

ТН работает на нагрузку с большим внутренним сопротивлением, то есть, в режиме, близком к холостому ходу.

Номинальным коэффициентом трансформации ТН называется отношение номинальных первичных и вторичных напряжений

$$K_H = \frac{U_{1H}}{U_{2H}} \quad (1)$$

Обмоточным коэффициентом трансформации ТН называется отношение числа витков первичной обмотки ко вторичной:

$$K_0 = \frac{W_1}{W_2} \quad (2)$$

ТН выполнены так, что напряжение на вторичных зажимах трансформаторов с требуемой точностью соответствует первичному напряжению, уменьшенному в K_H раз как по величине, так и по фазе. Разность этих напряжений, отнесенная к первичному напряжению, представляет погрешность ТН по напряжению:

$$\alpha_H = \frac{U_2 \cdot K_H - U_1}{U_1} \cdot 100\% \quad (3)$$

Небольшой угол δ между векторами первичного и приведенного вторичного напряжений представляет собой угловую погрешность.

Под нагрузкой ТН следует понимать полную вторичную мощность в $ВА$, найденную в предположении, что напряжение на зажимах вторичной обмотки ТН равно номинальному.

Номинальная нагрузка ТН – это наибольшая нагрузка, при которой погрешности его не выходят за пределы, установленные для ТН рассматриваемого класса точности. Нагрузкой ТН являются параллельно соединенные обмотки приборов и реле.

В трехфазной системе приходится измерять:

1. фазные напряжения;
2. междуфазные напряжения;
3. напряжения проводов относительно земли;
4. напряжение нулевой последовательности, появляющиеся при замыкании на землю.

Напряжения проводов по отношению к земле и напряжения нулевой последовательности используют для релейной защиты, а также

для указания однофазных замыканий в сетях с изолированной нейтралью.

В зависимости от назначения могут применяться ТН с различными схемами соединения обмоток. Для измерения трех междуфазных напряжений можно использовать два однофазных двухобмоточных ТН типа НОМ, НОС, НОЛ, соединенных по схеме открытого треугольника (рис. 2.1), а также трехфазный двухобмоточный ТН типа НТМК (рис. 2.5). Для измерения всех четырех видов напряжения могут применяться три однофазных трехобмоточных ТН типа ЗНОМ, ЗНОЛ, НКФ и трехфазный трехобмоточный ТН типа НТМИ (рис. 2.2) или ТН типа НАМИ, состоящий из двух трехобмоточных трансформаторов, один из которых двухфазный, а другой однофазный (рис.2.3).

По конструкции различают ТН трехфазные от 6 до 35 кВ и однофазные – на любые напряжения. По типу изоляции ТН могут быть сухими (до 1 кВ), масляными (от 6 до 1150 кВ) и с литой изоляцией (от 6 до 24 кВ).

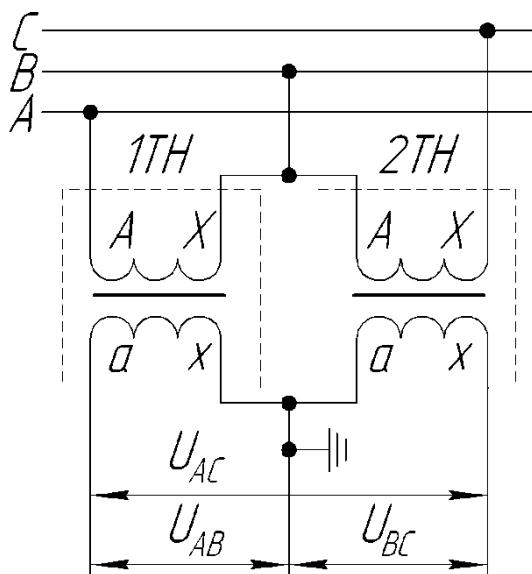


Рисунок 2.1 – Соединение обмоток ТН по схеме открытого треугольника

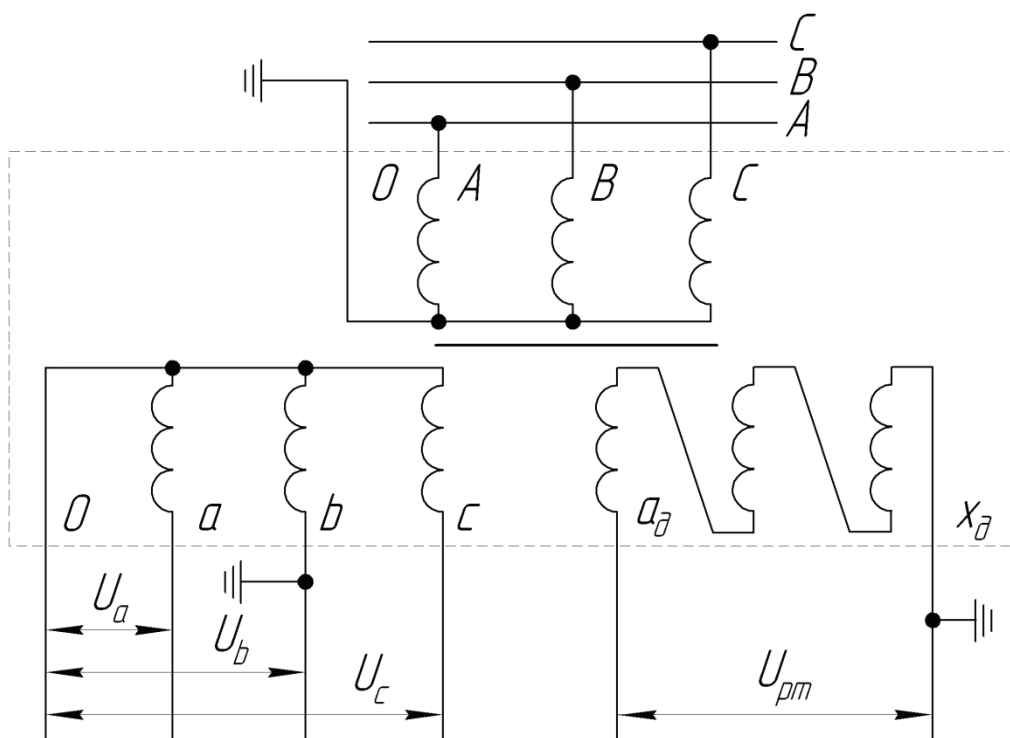


Рисунок 2.2 – Схема соединения ТН типа
ЗНОМ, ЗНОЛ, НКФ и НТМИ
6 или 10 кВ

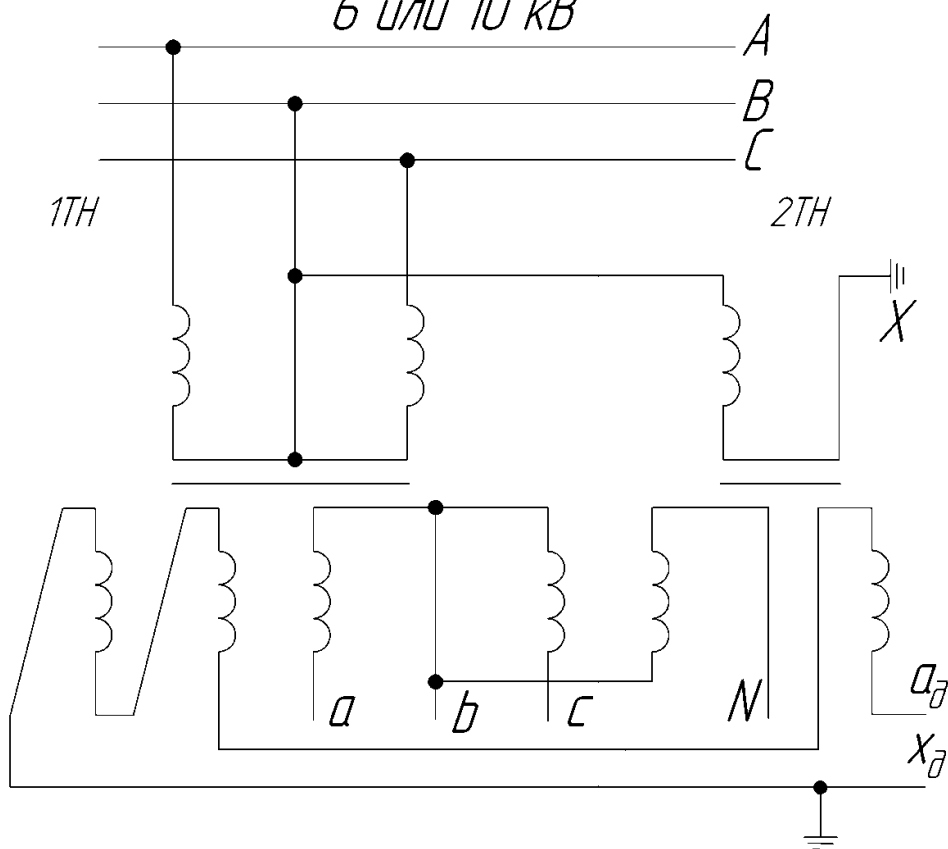


Рисунок 2.3 – Схема соединения обмоток ТН типа НАМИ

Обмотки ТН с сухой изоляцией (с естественным воздушным охлаждением) выполняются проводом, а изоляцией между обмотками служит электрокартон. Такие трансформаторы применяются в установках до 1кВи выпускаются однофазными (НОС-0,5 – Н – трансформатор напряжения, О – однофазный, С – сухой, на 0,5 кВ). Они предназначены для установки только в закрытых помещениях.

Масляные ТН применяются в закрытых и открытых распределительных устройствах.

Масляные ТН в стальных кожухах изготавливаются однофазными типа НОМ и ЗНОМ от 6 до 35 кВ(З – заземляемый, М – масляный) и трехфазными типа НТМК, НТМИ от 6 до 10 кВ и НАМИ от 6 до 35 кВ (К – компенсированный, Т – трехфазный, А – антирезонансный).

ТН типа НОМ имеют два ввода ВН и два ввода НН. У трансформатора типа ЗНОМ один конец обмотки ВН заземлен, единственный ввод ВН расположен на крышке, а вводы НН – на боковой стенке бака.

Трехфазный трехстержневой ТН типа НТМК имеет соединение обмоток по схеме "зигзаг-звезда" (рис. 2.5) с выведенной нулевой точкой со стороны низшего напряжения. Для снижения угловой погрешности и погрешности по напряжению последовательно с основными первичными обмотками высокого напряжения подключаются компенсационные обмотки, располагаемые на стержнях других фаз. При сложении векторов напряжений основной и компенсационной обмоток суммарный вектор напряжения первичной обмотки смещается на угол компенсации до совпадения с вектором напряжения вторичной обмотки. ТН типа НТМК позволяет измерять как фазное, так и междуфазное напряжение. Нулевая точка первичной обмотки на крышку не выводится во избежание ошибочного заземления. Заземление может привести к повреждению трансформатора при появлении ОЗЗ в первичной цепи.

У трехфазных пятистержневых ТН типа НТМИ первичная обмотка соединена в звезду и нулевая точка ТН заземляется, что позволяет измерять фазное напряжение и напряжения фаз по отношению к земле (рис. 2.2).

При замыкании на землю одной из фаз (*A*, *B* или *C*) и незаземленной нейтрали ТН (выключатель *Q2* (*IB*) отключен) во вторичные обмотки трансформатора будут трансформироваться те же

фазные напряжения, что и в нормальном режиме сети, то есть, схема контроля изоляции фаз относительно земли не будет реагировать на замыкание фазы на землю.

Основная вторичная обмотка также соединена в звезду с выведенной нулевой точкой. К ней присоединяются измерительные приборы, в том числе вольтметры контроля изоляции фаз по отношению к земле.

Дополнительная обмотка соединена в разомкнутый треугольник, к ее выводам присоединяются реле сигнализации возникновения замыкания на землю. В нормальном режиме напряжение на выводах равно нулю.

При замыкании фазы на землю на зажимах дополнительной обмотки появляется напряжение нулевой последовательности $\vec{U}_{pt} = \vec{U}_a + \vec{U}_b + \vec{U}_c \neq 0$.

Число витков дополнительной обмотки подбирается таким образом, чтобы при замыкании фазы на землю напряжение на выводах составляло около 100 В.

Трансформатор типа НАМИ представляет соединение конструктивно в единое целое двух трехобмоточных трансформаторов, первичные обмотки одного из которых предназначены для включения на междуфазное напряжения U_{AB} и U_{BC} , а первичная обмотка другого трансформатора (заземляемого) включена на фазное напряжение U_B (рис. 2.3).

Магнитопроводы двух ТН с насаженными на них обмотками, соединенные в единую конструкцию, представляют активную часть ТН, которая помещается в бак, заполненный трансформаторным маслом. ТН типа НАМИ, благодаря антирезонансным свойствам, имеет повышенную надежность и устойчивость к перемежающимся дуговым замыканиям сети на землю.

В фарфоровой крышке каскадные ТН типа НКФ (К – каскадный, Ф – в фарфоровой крышке) применяются для уменьшения размеров и веса, для рациональной изоляции при напряжениях от 110 кВ до 500 кВ. Однофазные каскадные ТН предназначены для включения между проводом и землей. Они состоят из нескольких ступеней, изолированных друг от друга. Число ступеней определяется номинальным первичным напряжением (около 30 кВ на ступень), схема соединения обмоток аналогична ТН типа НТМИ.

Масляные ТН применяются в закрытых и открытых распределительных устройствах.

Все шире применяются ТН с литой изоляцией. ТН типа НОЛ имеют два исполнения по номинальному напряжению: 6 и 10 кВ, а типа ЗНОЛ имеют пять исполнений: 6, 10, 15, 20, 24 кВ. Такие ТН имеют небольшую массу, могут устанавливаться в любом положении, пожаробезопасны. Применяются как в закрытых помещениях с естественной вентиляцией, так и в помещениях со свободным доступом наружного воздуха.

Порядок выполнения работы

2. Собрать схему, представленную на рисунке 2.4.

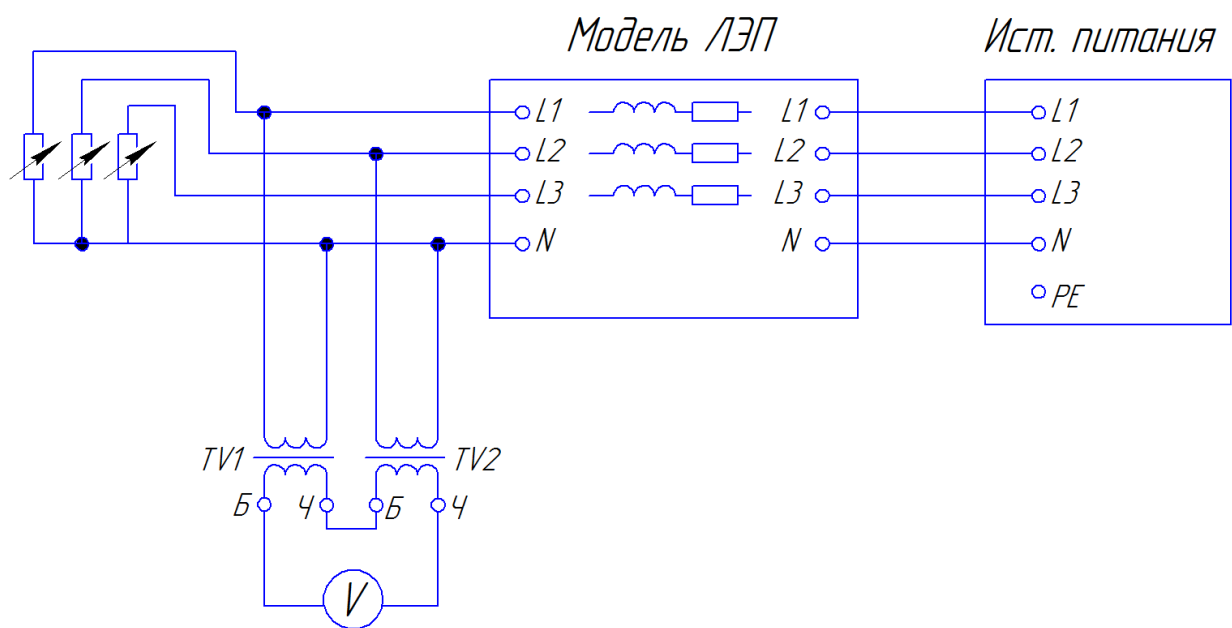


Рисунок 2.4 –Электрическая схема лабораторной установки для проведения опыта сумма U_{ϕ} в неполном треугольнике

2. Установить переключателями на модели ЛЭП максимальные значения $R_{\text{л}}$ и L/R , емкости – 0.
3. Установить симметричную активную нагрузку 10%.
4. Подать напряжение, снять показания напряжения с вольтметра, сделать вывод.
5. Собрать схему, представленную на рисунке 2.5.

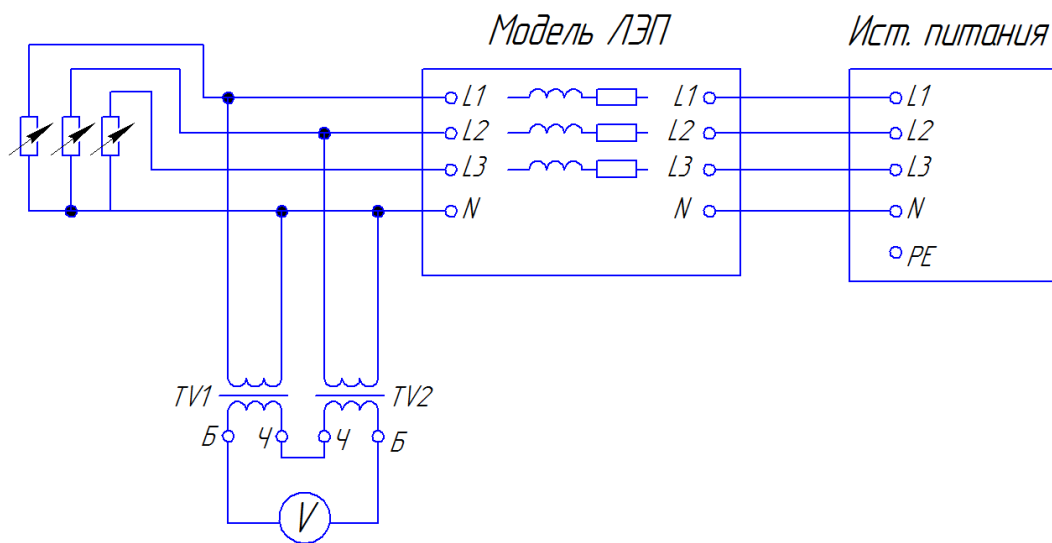


Рисунок 2.5 –Электрическая схема лабораторной установки для проведения опыта разность U_{ϕ} в неполном треугольнике

6. Выполнить пункты 2–3.
7. Снять показания напряжения с вольтметра, сделать вывод.
8. Собрать схему, представленную на рисунке 2.6.

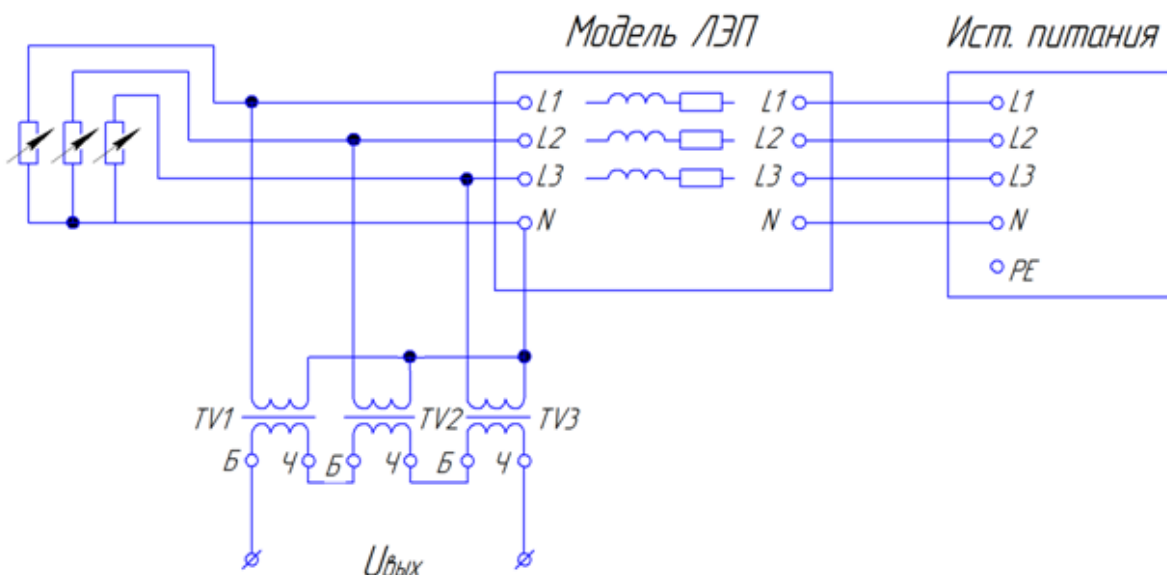


Рисунок 2.6 –Электрическая схема лабораторной установки для исследования схемы включения трансформаторов напряжения по схеме разомкнутого треугольника

9. Выполнить пункты 2–3.

10. Снять показания напряжения $U_{\text{ВЫХ}}$ в симметричном режиме, сделать вывод.
11. Снять показания напряжения $U_{\text{ВЫХ}}$ в режиме разрыва фазы (отключение $L1$), сделать вывод.
12. Собрать схему, представленную на рисунке 2.6.
13. Построить векторные диаграммы для каждого опыта.

Расчет токовой и угловой погрешностей ТН

На основании исходных данных, заданных преподавателем:

1. Расшифровать обозначение заданного трансформатора напряжения, описать его назначение и основные параметры;
2. Рассчитать погрешность по напряжению заданного трансформатора напряжения при изменении коэффициента загрузки трансформатора напряжения от 0 до 3 с интервалом 0,25;
3. Рассчитать угловую погрешность заданного трансформатора напряжения при изменении коэффициента загрузки трансформатора напряжения от 0 до 3 с интервалом 0,25;
4. Построить зависимость погрешности трансформатора напряжения от нагрузки и зависимость угловой погрешности ТН от нагрузки;
5. Сравнить полученные значения погрешностей со значениями, определяемыми ГОСТ, сделать вывод о возможности эксплуатации данного трансформатора в системах учета электроэнергии;
6. Определить величину витковой коррекции, необходимой для соблюдения

Содержание отчета

1. Назначение ТН.
2. Типы и краткая характеристика с основными техническими данными ТН, преимущества и недостатки.
3. Электрическая схема лабораторной установки.
4. Результаты измерений напряжения.
5. Векторные диаграммы напряжения.
6. Расчет погрешностей ТН согласно варианту.
7. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. В каком режиме работает ТН?
2. Что является нагрузкой ТН?
3. Назначение и типы трансформаторов напряжения. Область применения.
4. Классификация трансформаторов напряжения.
5. Основные параметры и характеристики трансформаторов напряжения.
6. Обозначение типа трансформатора напряжения.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

Изучение схем электростанций и подстанций

Цель работы: углубить и закрепить знания студентов по теме «Электростанции и подстанции», ознакомиться с наиболее распространенными схемами электростанций и подстанций, овладеть практическими навыками работы со схемами.

Краткие методические указания

Электрическая часть каждой электростанции и подстанции характеризуется, прежде всего, схемой электрических соединений, на которой условными обозначениями нанесены все агрегаты и аппараты электрической части станции или подстанции и соединения между ними.

Схемы электрических соединений разделяются на две основные группы: главные схемы или схемы первичных цепей и схемы вторичных цепей.

Первичными являются цепи, по которым электроэнергия передается от генераторов к электроприемникам, то есть по которым проходят рабочие токи нагрузки. В этих цепях показывают коммутационные аппараты, аппараты для ограничения токов короткого замыкания, измерительные трансформаторы тока и напряжения, аппараты для защиты установок от перенапряжения и т. п.

Вторичными являются цепи, предназначенные для контроля, защиты и управления основного оборудования и первичных цепей. Ко вторичному оборудованию относятся измерительные приборы, релейная защита, автоматика, приборы и аппараты управления, сигнализации, блокировки и др.

Схемы электрических соединений можно изображать в *однолинейном* и *трехлинейном* исполнении.

В однолинейных схемах условно показывают соединения только для одной фазы, что упрощает схему. Эти схемы дают общее представление об электроустановке и позволяют ориентировочно определить количество установленного основного оборудования, так как все три фазы обычно имеют одинаковые соединения, и в них включаются одни и те же аппараты.

Трехлинейные схемы составляют для всех трех фаз.

Главная схема электрических соединений электростанции (подстанции) – это совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.

Главные схемы станций выполняют, как правило, в однолинейном изображении, а трехлинейные схемы разрабатываются для отдельных элементов станции, например, для цепи генератора, трансформатора, отходящей линии и т. д. В трехлинейных схемах изображают также и вторичные цепи со вспомогательной аппаратурой. В главных схемах все коммутационные аппараты показываются в отключенном положении.

Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.

Однолинейные схемы электрических соединений получили наибольшее распространение. Они используются при исследовании нормальных и аварийных режимов в процессе проектирования и эксплуатации станций, при разработке противоаварийных мероприятий, конструкций распределительных устройств и т. д.

В однолинейном изображении составляют и *оперативные* схемы электрических соединений, которыми пользуются в условиях эксплуатации станции, в которых указывается только основное оборудование.

На оперативных схемах состояние элементов должно строго соответствовать режиму работы станции (подстанции) на данный момент времени, при этом дежурный персонал каждой смены заполняет оперативную схему и вносит в нее необходимые изменения в части положения выключателей и разъединителей, происходящие во время дежурства.

При проектировании электроустановки до разработки главной схемы составляется структурная схема выдачи электроэнергии (мощности), на которой показываются основные функциональные части электроустановки (распределительные устройства, трансформаторы, генераторы) и связи между ними. Структурные схемы служат для дальнейшей разработки более подробных и полных принципиальных схем, а также для общего ознакомления с работой

электроустановки. На чертеже этих схем функциональные части изображаются в виде прямоугольников или условных графических изображений. Никакой аппаратуры (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и т. д.) на схеме не показывают.

Разновидностью трехлинейных схем являются *монтажные* схемы, разрабатываемые на основании трехлинейных схем для отдельных элементов станции (цепь генератора, трансформатора и т. д.). На них изображают расположение аппаратов, приборов и других устройств с их присоединениями, а также указываются сечения проводов и кабелей, их марки, место расположения контактных устройств, условная маркировка узлов и элементов схемы и т. д. Монтажные схемы являются основным документом при монтаже электроустановки и используются также во время эксплуатации при ремонтах электрооборудования, его испытании и т. д.

При изображении схем электрических соединений пользуются условными графическими обозначениями, которые установлены ЕСКД и действующими государственными стандартами (ГОСТ).

При выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы:

1. *Значение и роль электростанции или подстанции для энергосистемы.* Электростанции, работающие параллельно в энергосистеме, существенно различаются по своему назначению. Одни из них, *базисные*, несут основную нагрузку, другие, *пиковые*, работают неполные сутки во время максимальных нагрузок, третьи несут электрическую нагрузку, определяемую их тепловыми потребителями (ТЭЦ). Разное назначение электростанций определяет целесообразность применения разных схем электрических соединений даже в том случае, когда количество присоединений одно и то же.

Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или крупного района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем. Роль подстанций определяет ее схему.

2. *Положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей.* Шины высшего напряжения электростанций и подстанций могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких электростанций. В этом случае через шины происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую – транзит

мощности. При выборе схем таких электроустановок в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности.

Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными; схемы таких подстанций будут различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности.

Схемы распределительных устройств 6 – 10 кВ зависят от схем электроснабжения потребителей: питание по одиночным или параллельным линиям, наличие резервных вводов у потребителей и т. п.

3. *Категория потребителей по степени надежности электроснабжения.* Все электроприемники с точки зрения надежности электроснабжения разделяют на три категории: электроприемники I, II и III категории надежности.

4. *Перспектива расширения и промежуточные этапы развития электростанции, подстанции и прилегающего участка сети.* Схема и компоновка распределительного устройства должны выбираться с учетом возможного увеличения количества присоединений при развитии энергосистемы.

Поэтапное развитие схемы распределительного устройства электростанции или подстанции не должно сопровождаться коренными изменениями. Это возможно лишь в том случае, когда при выборе схемы учитываются перспективы ее развития.

При выборе схем электроустановок учитывается допустимый уровень токов КЗ. При необходимости решаются вопросы секционирования сетей – деления электроустановки на независимо работающие части, установки специальных токоограничивающих устройств.

Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить основные *требования к схемам:*

- надежность электроснабжения потребителей;
- приспособленность к проведению ремонтных работ;
- оперативная гибкость электрической схемы;
- экономическая целесообразность.

Надежность – свойство электроустановки, участка электрической сети или энергосистемы в целом обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией нормированного

качества. Повреждение оборудования в любой части схемы по возможности не должно нарушать электроснабжение, выдачу электроэнергии в энергосистему, транзит мощности через шины. Надежность схемы должна соответствовать характеру (категории) потребителей, получающих питание от данной электроустановки.

Надежность можно оценить частотой и продолжительностью нарушения электроснабжения потребителей и относительным аварийным резервом, который необходим для обеспечения заданного уровня безаварийной работы энергосистемы и ее отдельных узлов.

Приспособленность электроустановки к проведению ремонтов определяется возможностью проведения ремонтов без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей. Есть схемы, в которых для ремонта выключателя надо отключать данное присоединение на все время ремонта; в других схемах требуется лишь временное отключение отдельных присоединений для создания специальной ремонтной схемы; в третьих – ремонт выключателя производится без нарушения электроснабжения даже на короткий срок. Таким образом, приспособленность для проведения ремонтов рассматриваемой схемы можно оценить количественно частотой и средней продолжительностью отключений потребителей от источников питания для ремонтов оборудования.

Оперативная гибкость электрической схемы определяется ее приспособленностью для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений.

Наибольшая оперативная гибкость схемы обеспечивается, если оперативные переключения в ней производятся выключателями или другими коммутационными аппаратами с дистанционным приводом. Если все операции осуществляются дистанционно, а еще лучше средствами автоматики, то ликвидация аварийного состояния значительно ускоряется.

Оперативная гибкость оценивается количеством, сложностью и продолжительностью оперативных переключений.

Экономическая целесообразность схемы оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки – капиталовложения, ее эксплуатацию и возможный ущерб от нарушения электроснабжения. Подробно методика подсчета приведенных затрат изложена ниже.

Совокупность взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенных для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии, называется *электроустановкой*.

Электроустановка, на которой вырабатывается электрическая, а нередко и тепловая энергия, называется *электростанцией*.

Особые требования к схемам АЭС

Особенности технологического процесса АЭС, большая мощность реакторных энергоблоков, достигающая на современных электростанциях 1500 МВт, выдача всей мощности в энергосистему по линиям 330 – 1150 кВ предъявляют ряд особых требований к АЭС:

- главная схема АЭС выбирается на основании схемы сетей энергосистемы и того участка, к которому присоединяется данная электростанция;

- схема присоединения АЭС к энергосистеме должна обеспечивать в нормальных исходных режимах на всех стадиях сооружения АЭС выдачу полной введенной мощности АЭС и сохранение устойчивости ее работы в энергосистеме без воздействия противоаварийной автоматики при отключении любой отходящей линии или трансформатора связи;

- в ремонтных режимах, а также при отказе выключателей или устройств релейной защиты устойчивость АЭС должна обеспечиваться действием противоаварийной автоматики на разгрузку АЭС. Учитывая эти требования, на АЭС, начиная с первого введенного энергоблока, связь с энергосистемой осуществляется не менее чем тремя линиями.

При выборе главной схемы АЭС учитываются:

- единичная мощность агрегатов и их число;
- напряжения, на которых выдается мощность в энергосистему;
- величина перетоков между РУ различных напряжений;
- токи КЗ для каждого РУ и необходимость их ограничения;
- значение наибольшей мощности, которая может быть потеряна при повреждении любого выключателя;
- возможность присоединения одного или нескольких энергоблоков непосредственно к РУ ближайшей районной подстанции;

– применение, как правило, не более двух РУ повышенных напряжений и возможность отказа от автотрансформаторов связи между ними.

Распределительные устройства 330 – 1150 кВ АЭС должны быть выполнены исключительно надежно:

– повреждение или отказ любого выключателя, кроме секционного или шиносоединительного, не должны, как правило, приводить к отключению более одного реакторного блока и такого числа линий, которое допустимо по условию устойчивости работы энергосистемы;

– при повреждении или отказе секционного или шиносоединительного выключателя, а также при совпадении повреждения или отказа одного выключателя с ремонтом другого допускается отключение двух реакторных блоков и такого числа линий, которое допустимо по условию устойчивости энергосистемы;

– отключение линий, как правило, должно осуществляться не более чем двумя выключателями;

– отключение повышающих трансформаторов, трансформаторов С.Н. и связи – не более чем тремя выключателями.

Таким требованиям отвечают схемы 4/3, 3/2 выключателя на присоединение, блочные схемы «генератор – трансформатор – линия», схемы с одним или двумя многоугольниками.

Распределительное устройство 110 – 220 кВ АЭС выполняется с одной или двумя рабочими и обходной системами шин. Рабочая система шин секционируется при числе присоединений более 12.

Схемы блоков АЭС и места присоединений рабочих трансформаторов собственных нужд

В схемах блоков «генератор – трансформатор» устанавливается выключатель между генератором и трансформатором. Рабочий трансформатор С.Н. присоединяется отпайкой между генераторным выключателем и блочным трансформатором. Никакой коммутационной аппаратуры в отпайке не предусматривается. На АЭС в схемах блоков с двухобмоточными трансформаторами устанавливается генераторный выключатель (см. рис. 1, а), он необходим по следующим соображениям:

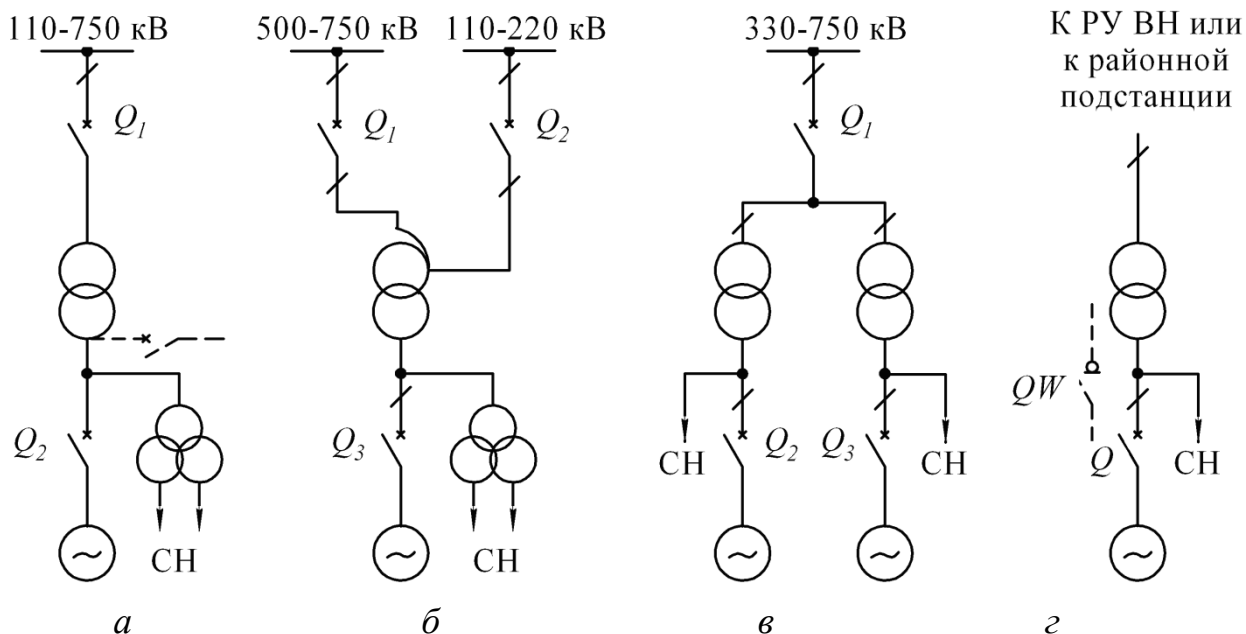


Рисунок 3.1 – Схемы энергоблоков «генератор – трансформатор»:
а, г – блоки с двухобмоточными трансформаторами;
б – блок с автотрансформатором; *в* – объединенный блок

– при отключении генератора сохраняется питание С.Н. от рабочего трансформатора С.Н.;

– уменьшается количество операций выключателями ВН, так как останов и включение генератора могут производиться генераторным выключателем Q_2 ;

– уменьшается количество операций выключателями рабочего и резервного питания на секциях 6 кВ, так как рабочий трансформатор С.Н. используется для пуска и останова энергоблока;

– возможно применение схем блоков «генератор – трансформатор – линия» без выключателей на стороне ВН.

На некоторых действующих АЭС генераторный выключатель в схемах энергоблоков не установлен, так как во время их ввода в эксплуатацию отсутствовали надежные выключатели на большие номинальные токи. В настоящее время в качестве генераторного выключателя широко применяется специальный коммутационный аппарат КАГ-24, который используется для включений генератора при синхронизации и для коммутаций в нормальных режимах. При КЗ в генераторе или трансформаторе отключается выключатель Q_1 . Если на АЭС устанавливаются два турбоагрегата на реактор, то целесообразно

применить объединенный энергоблок (см. рис. 1, в). В таком энергоблоке число выключателей ВН уменьшается, чем достигается значительная экономия при сооружении РУ 330 – 750 кВ. По тем же соображениям применяется объединенный энергоблок (рис. 2), когда два генератора присоединяются к одному повышающему трансформатору с расщепленной обмоткой НН.

В таком энергоблоке на генераторном напряжении могут устанавливаться по два выключателя Q_2, Q_3 и Q_4, Q_5 . Трансформатор С.Н. присоединяется между этими выключателями. При повреждении в блочном трансформаторе отключаются выключатели Q_1, Q_2, Q_4 , при этом трансформаторы С.Н. останутся присоединенными к турбогенераторам, следовательно, можно использовать энергию выбега агрегата для электроснабжения ответственных механизмов С.Н. Такие энергоблоки применяются на АЭС с канальными водографитовыми реакторами.

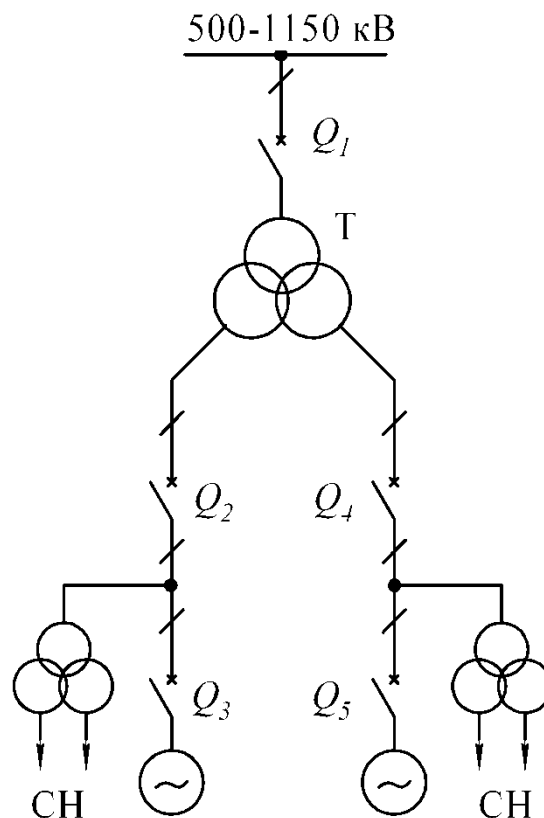


Рисунок 3.2 – Схема объединенного энергоблока «генератор – трансформатор» на АЭС

Кроме рассмотренных энергоблоков, на АЭС применяются энергоблоки «генератор – автотрансформатор» (см. рис. 1, б). На каждые шесть однотипных блочных трансформаторов предусматривается один резервный, готовый к перекалке.

Присоединение резервных трансформаторов собственных нужд на АЭС

Выбор места присоединения резервного трансформатора С.Н. непосредственно влияет на надежность электроснабжения механизмов С.Н. Необходимо так присоединить резервные трансформаторы С.Н., чтобы при любой аварии в электрической части по возможности сохранилось резервное питание секций С.Н.

Резервные трансформаторы С.Н. должны присоединяться к разным источникам питания: РУ разных напряжений, разные секции одного РУ, третичные обмотки автотрансформаторов связи, при этом должна исключаться одновременная потеря энергоблока и соответствующего ему резервного трансформатора С.Н. При питании от одного РУ двух резервных трансформаторов должна быть исключена возможность потери обоих трансформаторов при повреждении или отказе выключателя, в том числе секционного и шиносоединительного. В случае ремонта или при аварийном повреждении одной системы шин повышенного напряжения резервные трансформаторы должны оставаться в работе.

Резервный трансформатор С.Н. может присоединяться к обмотке НН автотрансформатора связи, если обеспечиваются необходимые уровни напряжения на шинах С.Н. и условия самозапуска.

Допускается присоединять резервный трансформатор С.Н. к обмотке среднего напряжения автотрансформатора связи таким образом, чтобы при повреждении или ремонте автотрансформатора он оперативно мог пересоединяться на одно из повышенных напряжений.

На многих существующих АЭС резервные трансформаторы присоединяются к посторонним источникам питания, расположенным вблизи АЭС (районная подстанция, ГЭС, ТЭЦ).

Типовые схемы АЭС

Учитывая высокие требования к схемам АЭС, проектные организации разрабатывают главные схемы электрических соединений для каждой конкретной АЭС. Рассмотрим наиболее характерную схему АЭС с канальными кипящими реакторами мощностью 1500 МВт (РБМК-1500) и турбогенераторами 800 МВт (рис. 3). Выдача мощности АЭС осуществляется на напряжении 750 и 330 кВ. РУ 330 кВ сооружается по схеме 4/3 выключателя на присоединение. РУ 750 кВ выполнено по схеме двух связанных четырехугольников с выключателями в перемычках. Генераторы $G3$, $G4$ и $G5$, $G6$ образуют укрупненные энергоблоки, что позволяет применить экономичную схему четырехугольника после введения в строй третьего реакторного энергоблока. Четвертый реакторный энергоблок с генераторами $G7$, $G8$ присоединяется ко второму четырехугольнику 750 кВ.

При дальнейшем расширении АЭС и установке пятого реакторного энергоблока генераторы $G7$, $G8$ и вновь установленные $G9$, $G10$ будут объединены в укрупненные энергоблоки. Линии 750 кВ имеют пропускную способность около 2000 МВт, поэтому три линии вполне обеспечат выдачу всей мощности присоединенных энергоблоков с учетом возможного расширения.

Шунтирующие реакторы $LR1$ – $LR3$ присоединены к линиям через отдельные выключатели. Связь между РУ 330 и 750 кВ осуществляется группой из трех однофазных автотрансформаторов (предусматривается установка резервной фазы). Резервные трансформаторы С.Н. присоединены следующим образом: $PT1$ – к районной подстанции 110 кВ; $PT2$ – к РУ 330 кВ; $PT3$ – к среднему напряжению автотрансформатора связи с возможностью переключения на РУ 330 кВ; $PT4$ – к обмотке НН автотрансформатора.

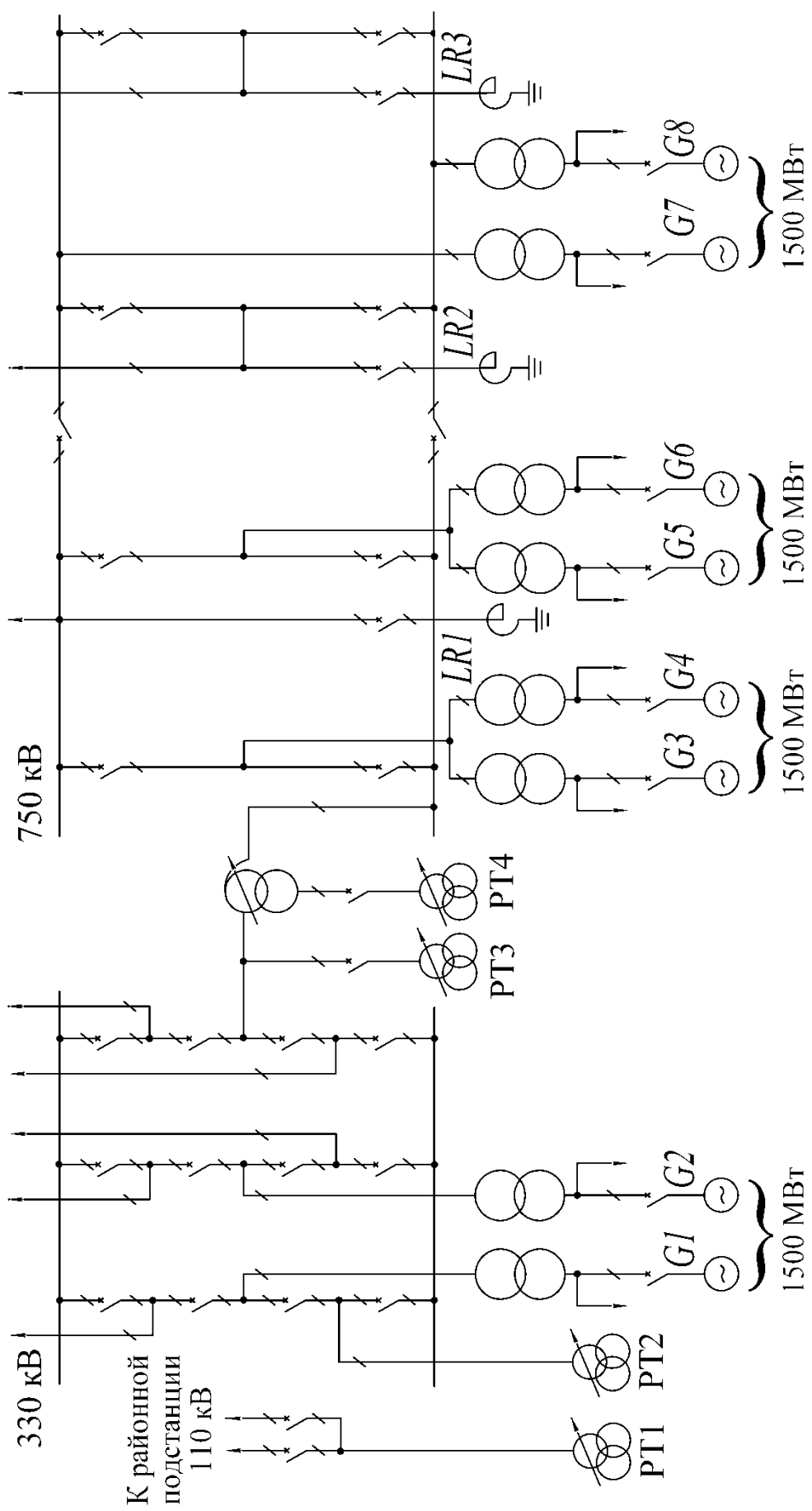


Рисунок 3.3 – Схема АЭС с реакторными энергоблоками 1500 МВт

Схемы электрических соединений подстанций

Электрические схемы современных электроустановок тесно увязываются с их назначением и способом присоединения к энергосистеме. Число одновременно срабатывающих выключателей должно быть не более:

- двух – при повреждении линии;
- четырех – при повреждении трансформаторов напряжением до 500 кВ, трех – 750 кВ.

Все схемы электрических соединений подстанций можно разделить на следующие виды:

- схемы без сборных шин (блочные и упрощенные схемы);
- схемы многоугольников;
- схемы с одной системой сборных шин (без обходной или с обходной системой шин);
- схемы с двумя системами сборных шин (без обходной или с обходной системой шин);
- схемы с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи («полуплоторная»).

Схема электрических соединений подстанции должна быть обоснованно упрощена с учетом применения современного высоконадежного оборудования. Для распределительных устройств напряжением до 220 кВ включительно в основном рекомендуется применять блочные и упрощенные схемы, а также схемы с одной секционированной системой шин. Две системы шин и обходные системы шин рекомендуется применять только при наличии жесткого обоснования технико-экономическими расчетами.

В соответствии с указанными требованиями для распределительных устройств 35 – 750 кВ подстанций разработаны типовые схемы электрических соединений, приведенные на рисунке 4, которые должны применяться при проектировании подстанций. Распределительные устройства низкого напряжения (РУ НН) показаны условно.

Нетиповая главная схема должна быть обоснована технико-экономическими расчетами.

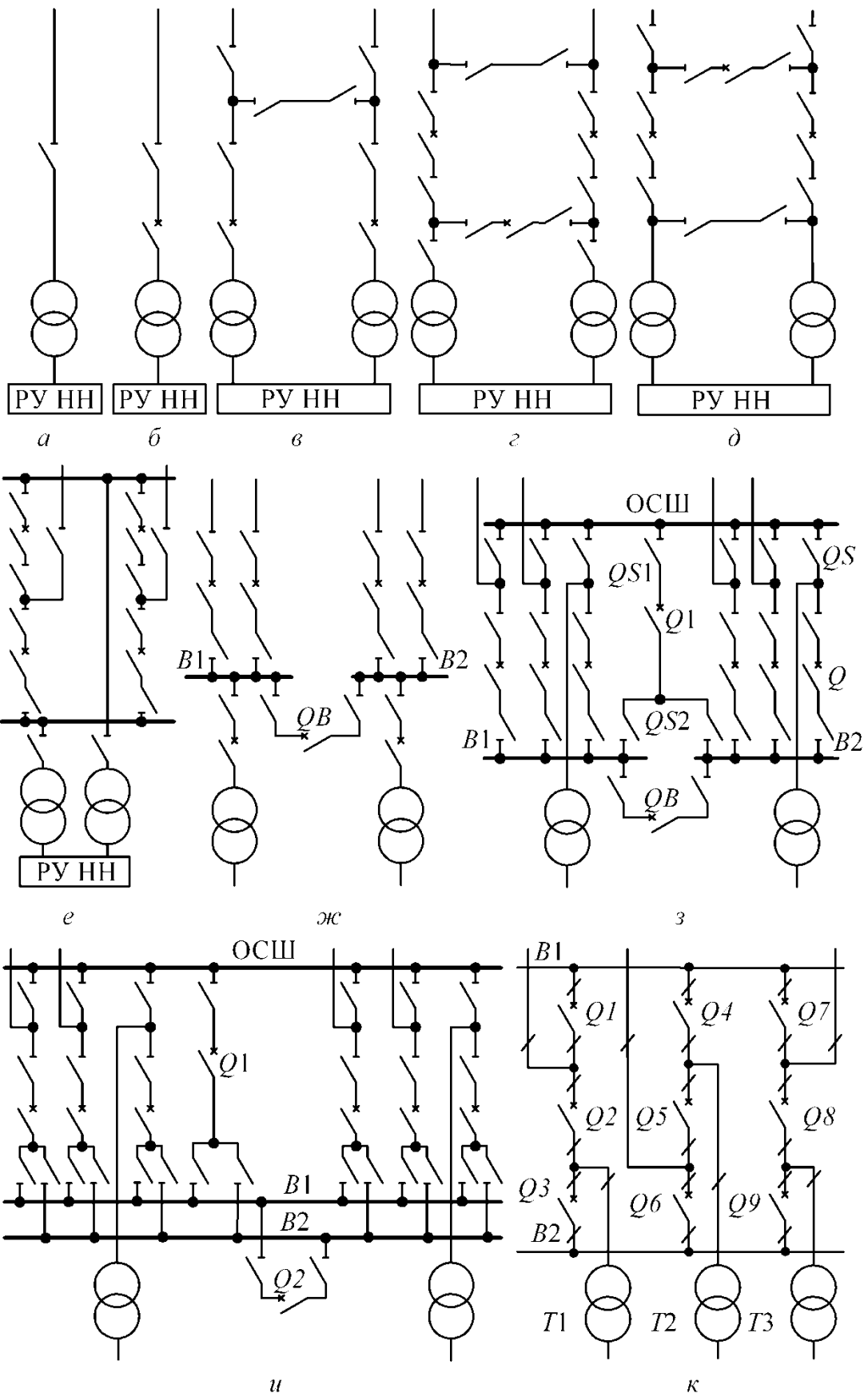


Рисунок 3.4 – Типовые схемы распределительных устройств 35 – 750 кВ подстанций

Блочные схемы, выполненные блоком «линия – трансформатор» с разъединителем или выключателем (см. рис. 4, *а – в*), применяются, главным образом, для тупиковых и ответвительных подстанций. В схеме рисунка 4, *а* при повреждении в трансформаторе предусматривается передача отключающего импульса на головной выключатель.

Схема на рисунке 4, *а* применяется на напряжение до 220 кВ, на рисунке 4, *б* – до 500 кВ, при необходимости автоматического отключения поврежденного трансформатора от линии, питающей несколько ПС.

В случае двухтрансформаторных подстанций используются два блока, не связанные между собой по стороне высшего напряжения, или два блока, связанные между собой неавтоматической (ремонтной) перемычкой из двух разъединителей (см. рис. 3.4, *в*). Данная схема применяется до 220 кВ. Эта перемычка позволяет осуществлять питание потребителей через два трансформатора при ремонте или повреждении одной из линий.

В упрощенных схемах используются перемычки (*мостики*) с выключателями и ремонтные перемычки с разъединителями (см. рис. 4, *г, д*). Такие схемы применяются на тупиковых, ответвительных и проходных подстанциях до 220 кВ при четырех присоединениях (две ВЛ и два трансформатора) и необходимости осуществления секционирования сети.

На проходных подстанциях перемычка с выключателем (*рабочая перемычка*) нормально замкнута, поскольку через нее осуществляется транзит мощности. Ремонтная перемычка на проходных подстанциях включается для транзита мощности через подстанцию при ремонте выключателя рабочей перемычки. На тупиковых и ответвительных подстанциях перемычка с выключателем нормально разомкнута, а ремонтная перемычка может отсутствовать.

В схеме рисунка 3.4, *г*, применяемой на тупиковых и ответвительных ПС, при повреждении одной из линий автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии и включается выключатель в перемычке, оба трансформатора остаются в работе, а потребители получают питание по одной линии. При повреждении одного из трансформаторов автоматически отключается выключатель со стороны поврежденного трансформатора. Потребители будут получать питание по одной линии через один трансформатор.

В схеме рисунка 4, *д*, применяемой на тупиковых и ответвительных ПС, при повреждении одной из линий автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии. Потребители будут получать питание по одной линии через один трансформатор. Включение в работу второго трансформатора может быть осуществлено оперативными переключениями через ремонтную перемычку. При повреждении одного из трансформаторов автоматически отключается выключатель со стороны поврежденного трансформатора. Потребители будут получать питание по одной линии через один трансформатор.

Выбор между схемами рисунка 3.4, *г* и *д* для тупиковых и ответвительных ПС определяется важностью автоматического сохранения в работе двух трансформаторов при повреждении одной из линий. С этой позиции предпочтение следует отдать схеме рисунка 4, *г*.

В схеме рисунка 4, *г*, применяемой на проходных (транзитных) ПС, при повреждении одной из линий автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии. Потребители будут получать питание по другой линии, но через два трансформатора, поскольку выключатель в рабочей перемычке остается включенным. Транзит мощности через ПС прерывается. При повреждении одного из трансформаторов автоматически отключается выключатель со стороны поврежденного трансформатора и выключатель в рабочей перемычке. Потребители будут получать питание по одной линии через один трансформатор. Транзит мощности через ПС автоматически прерывается, но может быть восстановлен оперативными переключениями через ремонтную перемычку.

В схеме рисунка 3.4, *д*, применяемой на проходных (транзитных) ПС, при повреждении одной из линий автоматически отключается выключатель в рабочей перемычке. Потребители будут получать питание по одной линии через один трансформатор. Транзит мощности через ПС прерывается. При повреждении одного из трансформаторов автоматически отключается выключатель со стороны поврежденного трансформатора. Потребители будут получать питание через один трансформатор. Транзит мощности через ПС сохраняется, поскольку выключатель в рабочей перемычке остается включенным.

Выбор между схемами рисунка 4, *г* и *д* для проходных (транзитных) ПС определяется важностью автоматического сохранения транзита мощности через ПС при повреждении одного из

трансформаторов. С этой позиции предпочтение следует отдать схеме рисунка 3.4, д.

В кольцевых схемах (схемах многоугольников) выключатели соединяются между собой, образуя кольцо. Каждый элемент – линия, трансформатор – присоединяется между двумя соседними выключателями. Самой простой кольцевой схемой является схема «треугольник», которая применяется для подстанций с одной ВЛ и двумя трансформаторами 330 – 750 кВ, как этап развития на длительную перспективу.

Схема «четыреугольник» (см. рис. 4, е) применяется от 110 кВ до 750 кВ, при четырех присоединениях (две линии и два трансформатора) и необходимости секционирования (деления) транзитной линии является наиболее распространенной из схем многоугольников. В этой схеме каждая линия может подключаться к любому трансформатору. Для этого на присоединении каждой линии установлены два выключателя.

Схема четырехугольника обладает более высокой надежностью, чем схемы рисунка 3.4, г, д, так как авария в линии или трансформаторе приводит к отключению только поврежденного элемента. При аварийном или плановом отключении одной из линий трансформаторы будут получать питание по второй линии. При аварийном или плановом отключении одного из трансформаторов транзит мощности через ПС сохраняется.

Достоинством всех кольцевых схем является использование разъединителей только для ремонта.

К недостаткам кольцевых схем следует отнести более сложный выбор ТТ, выключателей и разъединителей, установленных в кольце, так как в зависимости от режима работы схемы ток, протекающий по аппаратам, меняется.

При числе присоединений шесть применяется схема «шестиугольник». Схема рекомендуется для двухтрансформаторных ПС 110 – 330 кВ с четырьмя ВЛ. Для РУ 110 – 330 кВ с пятью присоединениями может быть применена схема «пятиугольник».

Схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин (см. рис. 3.4, ж) используется, как правило, для напряжения 35 кВ (высшего, среднего и низшего) при пяти и более присоединениях (два трансформатора и три и более линии). Допускается применять эту схему для РУ 110 – 220 кВ при использовании высоконадежного

оборудования (например, герметизированных ячеек с элегазовой изоляцией).

В нормальном режиме работы секционный выключатель QV выключен. Если все присоединенные линии являются отходящими, выключатель QV включается при повреждении одного из трансформаторов. Если схема используется в транзитной ПС, выключатель QV включается при повреждении одной из питающих линий.

Схема имеет ряд существенных недостатков:

- ремонт одной секции сборных шин (или любого шинного разъединителя) связан с отключением всех линий, подключенных к этой секции;
- повреждение на секции сборных шин приводит к отключению всех линий, отходящих от этой секции;
- ремонт любого выключателя (кроме секционного) связан с отключением соответствующего присоединения линии или трансформатора.

Данную схему применяют, если есть резерв по сети, чтобы обеспечить питание потребителей в случае отключения линии или источников питания на все время ремонта выключателя в их цепи.

Схемы, приведенные на рисунках, 4, з, и, применяются в РУ 110 – 220 кВ, когда имеются присоединения, отключение которых при выводе выключателя из работы (отключении его оперативным персоналом) недопустимо даже кратковременно, а подключение этих присоединений через два выключателя экономически нецелесообразно или технически невозможно, а также когда обходная система шин необходима для организации схемы устройства плавки гололеда, для районов с загрязненной атмосферой и необходимостью периодической очистки изоляции.

Схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин и обходной системой шин (см. рис. 4, з) с обходным $Q1$ и секционным QV выключателями применяется для РУ 110 – 220 кВ при пяти и более присоединениях (два трансформатора и три и более линии).

В нормальном режиме секционный выключатель QV и обходной выключатель $Q1$ отключены. Все разъединители QS линий и трансформаторов со стороны обходной системы шин (ОШ) отключены. В нормальном режиме ОШ находится без напряжения.

Схема с ОСШ является более надежной, чем предыдущая, поскольку позволяет проводить ремонт любого выключателя Q (линии или трансформатора) без отключения соответствующего присоединения. Для ремонта, например, трансформаторного выключателя Q включаются разъединитель QS и разъединители $QS1$ и $QS2$ обходного выключателя, включается обходной выключатель $Q1$, отключается выключатель Q и его разъединители. Трансформатор, питающий секцию $B2$, и линии, питающиеся от секции $B2$, остаются в работе. Для ремонта, например, линейного выключателя Q включаются разъединитель QS и разъединители $QS1$ и $QS2$ обходного выключателя, включается обходной выключатель $Q1$, отключается выключатель Q и его разъединители.

При ремонте одной секции шин (или любого шинного разъединителя) все линии, отходящие от этой секции, и трансформатор ремонтируемой секции отключаются. Это *недостаток* схемы. Поэтому такая схема применяется при парных линиях или линиях, резервируемых от других подстанций, а также радиальных, но не более одной на секцию, то есть при отсутствии требования сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию или ремонт рабочей секции шин.

Схема с двумя рабочими системами сборных шин и обходной системой шин (см. рис. 4, *и*) с обходным $Q1$ и шиносоединительным $Q2$ выключателями применяется для РУ 110 – 220 кВ при числе присоединений от пяти (два трансформатора, три линии) до пятнадцати, при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой секции сборных шин.

В нормальном режиме обе системы шин VI и VII находятся под напряжением, все присоединения (линии и трансформаторы) равномерно распределены между системами шин.

В случае ремонта одной системы шин (или любого шинного разъединителя) все присоединения этой системы шин (линии и трансформатор) переводятся на вторую систему шин. Оба трансформатора остаются в работе. Это достоинство рассматриваемой схемы по сравнению с предыдущей схемой.

Как и в предыдущей схеме, ОСШ позволяет проводить ремонт любого выключателя (линии или трансформатора) без отключения соответствующего присоединения.

Недостатки схемы:

– отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех источников питания и линий, присоединенных к данной системе шин, а если в работе находится одна система шин – отключаются все присоединения. Ликвидация аварии затягивается, так как все операции по переходу с одной системы шин на другую производятся разъединителями;

– повреждение шиносоединительного выключателя равноценно КЗ на обеих системах шин, то есть приводит к отключению всех присоединений;

– большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей усложняет эксплуатацию РУ;

– необходимость установки шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества разъединителей увеличивает затраты на сооружение РУ.

Некоторого увеличения гибкости и надежности схемы можно достичь секционированием одной или обеих систем шин.

Число присоединений на секцию РУ 35 – 220 кВ должно определяться экономической целесообразностью установки секционных выключателей с учетом стоимости на недоотпущенную электроэнергию при полном погашении РУ.

Обходную систему шин для КРУЭ не рекомендуется применять вследствие его значительного удорожания. Надежность оборудования КРУЭ достаточно высокая, и дополнительное повышение за счет применения обходной системы шин нецелесообразно.

Схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи («полуторная») (см. рис. 3.4, к) применяется на узловых подстанциях при числе присоединений шесть и более от 220 до 750 кВ, так как сохранение в работе ВЛ указанных напряжений во много раз превышает экономию на стоимости ячеек РУ.

Как видно из рисунка 3.4, к, на шесть присоединений необходимо девять выключателей, то есть на каждое присоединение «полтора» выключателя (отсюда происходит второе название схемы: «полуторная», или «схема с 3/2 выключателя на цепь»). Каждое присоединение включено через два выключателя.

В нормальном режиме все выключатели включены, обе системы шин находятся под напряжением. Для ревизии любого выключателя отключают его и разъединители, установленные по обе стороны выключателя. Количество операций для вывода в ревизию минимальное, разъединители служат только для отделения выключателя при ремонте, никаких оперативных переключений ими не производят. *Достоинством схемы является то, что при ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе. Другое достоинство – высокая надежность, так как все цепи остаются в работе даже при повреждении на сборных шинах.*

Схема позволяет в рабочем режиме без операций разъединителями производить опробование выключателей.

Количество необходимых операций разъединителями в течение года для вывода в ревизию поочередно всех выключателей, разъединителей и сборных шин значительно меньше, чем в схеме с двумя рабочими и обходной системами шин.

Для увеличения надежности схемы одноименные элементы присоединяются к разным системам шин: трансформаторы $T1$, $T3$ и линия $W2$ – ко второй системе шин, линии $W1$, $W3$ – к трансформатору, $T2$ – к первой системе шин.

В схеме, приведенной на рисунке 3.4, к к сборным шинам присоединены три цепочки. Если таких цепочек будет более пяти, то шины рекомендуется секционировать выключателем.

Недостатками рассмотренной схемы являются:

– отключение $KЗ$ на линии двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей;

– удорожание конструкции РУ при нечетном числе присоединений, так как одна цепь должна присоединяться через два выключателя;

– снижение надежности схемы, если количество линий не соответствует числу трансформаторов. В данном случае к одной цепочке из трех выключателей присоединяются два одноименных элемента, поэтому возможно аварийное отключение одновременно двух линий;

– усложнение цепей релейной защиты.

Типовые схемы РУ НН 6 – 10 кВ, выполненные на базе комплектных шкафов КРУ, приведены на рисунке 3.5.

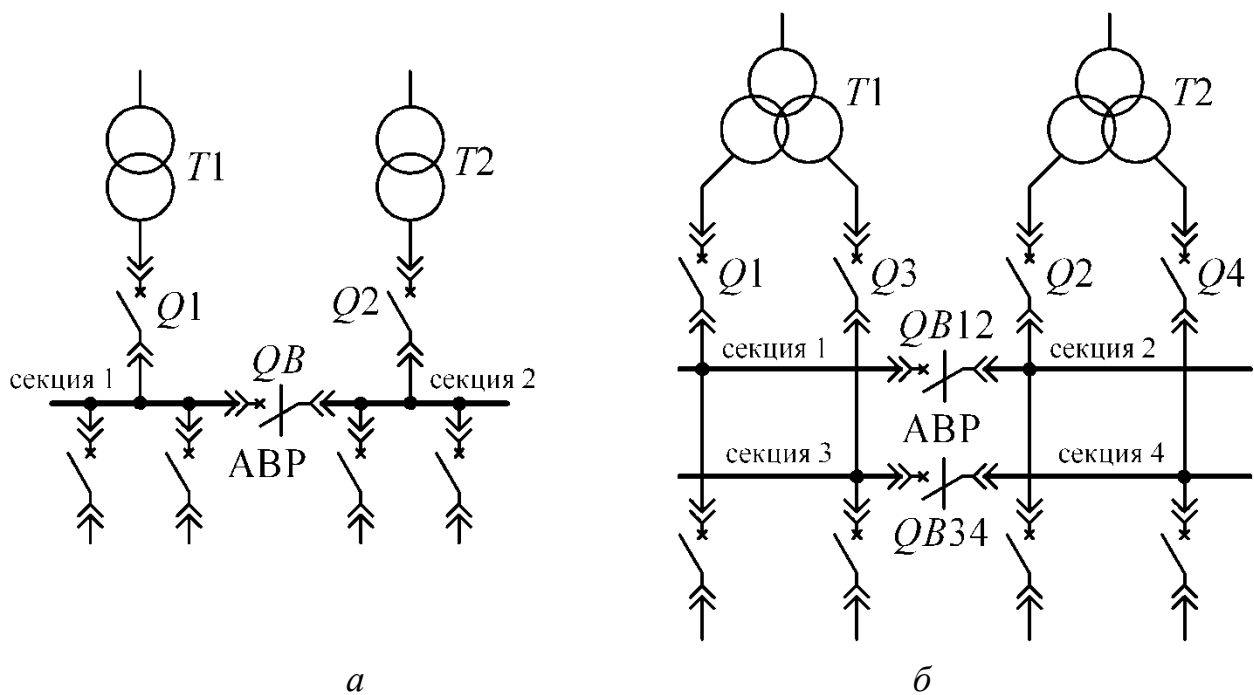


Рисунок 3.5 – Типовые схемы 10 (6) кВ подстанций

Схема с одной секционированной системой шин (см. рис. 3.5, а) применяется на подстанциях с трансформаторами без расщепления обмотки низшего напряжения. Схема с двумя секционированными системами шин (см. рис. 3.5, б) применяется при расщепленных обмотках трансформаторов. При необходимости ограничения токов КЗ в цепи выключателей ввода Q устанавливаются токоограничивающие реакторы. При применении сдвоенных реакторов количество систем шин увеличится до четырех, а количество секций шин – до восьми.

При электроснабжении ответственных потребителей на секционных выключателях QB предусматривается устройство автоматического ввода резервного питания (ABP). В нормальном режиме работы секционные выключатели отключены, трансформаторы работают раздельно. При исчезновении по какой-либо причине напряжения, например, на секции 1 автоматически отключается выключатель ввода $Q1$ и включается секционный выключатель QB . Потребители секций 1 и 2 получают питание через трансформатор $T2$.

Для КРУЭ, как правило, применяются те же схемы, что и для ОРУ.

В настоящее время широко применяются комплектные трансформаторные подстанции блочного типа КТПБ с высшим напряжением до 220 кВ включительно. Применение КТПБ, укрупненные блоки которых полностью изготовлены в заводских

условиях, позволяет уменьшить объем строительно-монтажных работ, увеличить надежность электроснабжения, повысить безопасность обслуживания, уменьшить габариты подстанций.

Порядок выполнения работы

1. Найти на схеме (рисунок 3.6) источники электроэнергии – турбогенераторы.

2. Для каждой ступени напряжения определить ВЛ, по которой передается электроэнергия потребителям.

3. Указать, с какой секции шин осуществляется передача электроэнергии.

4. Для заданного турбогенератора определить положение соответствующих коммутационных аппаратов.

5. Составить описание электрооборудования (назначение, расшифровка маркировки оборудования), заданного преподавателем.

6. По заданному преподавателем состоянию схемы определить положение соответствующих коммутационных аппаратов.

Содержание отчета

1. Фрагмент схемы атомной электростанции.

2. Описание электрооборудования (назначение, расшифровка маркировки оборудования), заданного преподавателем.

3. Обозначение источников электроэнергии – турбогенераторов.

4. Определение положения соответствующих коммутационных аппаратов.

5. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Основные требования к схемам АЭС?
2. Каким образом осуществляется присоединение резервных трансформаторов собственных нужд на АЭС?
3. Какие типовые схемы применяются на АЭС?
4. Приведите типовые схемы РУ напряжением 35 кВ и выше.
5. Приведите типовые схемы РУ напряжением 6 – 10 кВ.
6. Назовите основные преимущества комплектных трансформаторных подстанций блочного типа.
7. Назовите основные требования, предъявляемые к схемам подстанции.
8. Каково назначение секционного, обходного, шиносоединительного выключателей?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

Изучение ячеек комплектных распределительных устройств

Цель работы: углубить и закрепить знания студентов по теме «Изучение ячеек комплектных распределительных устройств», ознакомиться с конструкцией наиболее распространенных типов ячеек, овладеть практическими навыками работы.

Краткие методические указания

КРУ – комплектное распределительное устройство, которое широко применяют в электроустановках класса напряжения 6-10 кВ. Различают комплектные установки наружной (КРУН) и внутренней установки, выпускаемые предприятиями, как России, так и зарубежья. КРУ представляет собой шкаф, который укомплектован электрооборудованием, устройствами релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления. Комплектные РУ, оборудование которых располагается в шкафу неподвижно, именуют стационарными. Также различают КРУ выдвигного исполнения, где электрическое оборудование установлено на специальной выдвигной тележке.

Преимущества ячеек КРУ:

Комплектное распределительное устройство в значительной степени превосходит распределительное устройство обычного исполнения (например, КСО-9). КРУ компактны, удобны в управлении, а самое главное надежны и безотказны в процессе эксплуатации. Безусловно, перечисленные преимущества имеют место только при соблюдении всех требований и правил по монтажу, наладке и дальнейшей эксплуатации.

Существует еще одно неоспоримое преимущество комплектных РУ: разделение ячейки перегородками на несколько отсеков. Перегородки разделяют друг от друга отсеки сборных шин высокого напряжения, электрических аппаратов, цепей вторичной коммутации, устройств управления и защиты (релейный отсек ячейки). На лицевой панели релейного отсека (верхняя часть шкафа) расположены элементы управления и сигнализации: накладки, ключи управления, переключатели, указательные реле и сигнальные лампы.

Наличие тех или иных элементов сигнализации и управления зависит от того, какое оборудование установлено в шкафу и какие защиты для него необходимы. Разделение шкафа на несколько независимых отсеков позволяет локализовать внезапно возникшую аварию, не допустить ее распространение, а также обеспечивает удобство и безопасность обслуживания ячейки комплектного РУ.

КРУ СЭЩ-63 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц напряжением 6 кВ и 10 кВ.

КРУ СЭЩ-63 применяется для комплектования распределительных устройств 6–10 кВ подстанций различного назначения, в том числе подстанций сетевых, подстанций для объектов промышленности, подстанций нефтепромыслов, подстанций для питания сельскохозяйственных потребителей, а также подстанций железнодорожного транспорта.

Шкафы КРУ СЭЩ-63 предназначены для работы внутри помещения (климатическое исполнение УЗ и ТЗ по ГОСТ15150-69) при следующих условиях:

- высота над уровнем моря до 1000м,
- верхнее рабочее (эффективное) значение температуры окружающего воздуха для исполнения УЗ – не выше 40°C, для исполнения ТЗ – 45°C;
- нижнее значение температуры окружающего воздуха для исполнения УЗ не менее – минус 25 0С, для исполнения ТЗ – не менее минус 10 0С;
- тип атмосферы – II по ГОСТ 15150-69 (примерно соответствует атмосфере промышленных районов) для исполнения УЗ и тип атмосферы III – для исполнения ТЗ.

Допускается применение КРУ для работы на высоте над уровнем моря более 1000м, при этом следует руководствоваться указаниями ГОСТ8024-90, ГОСТ1516.3-96, ГОСТ14693-90.

КРУ не предназначено для работы:

- в среде, подвергающейся действию газов, испарений и химических отложений, вредных для изоляции и в среде, подвергающейся усиленному загрязнению,

- в устройствах и установках специального назначения, например, электропечных установках, экскаваторных, корабельных и судовых распределительных устройствах и т.п.,

- в среде, опасной в отношении пожара и взрыва.

Структура условного обозначения шкафов КРУ СЭЩ-63:

СЭЩ – 63 – X – XXX X X X X – XXX /XX X XX

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

1 – Шкаф КРУ СЭЩ-63.

2 – Исполнение по защите от коррозии: 1 – обычное; 2 – улучшенное; 3 – экспортное.

3 – Номер схемы по сетке соединений главных цепей.

4 – Тип встраиваемого выключателя: «В» - вакуумный; «Г» - элегазовый.

5 – Вариант ввода в/в кабеля (для шкафов кабельного ввода): снизу внутри шкафа – буква «С»; сверху – буква «Б»; снизу вне шкафа – буква «Ш».

6 – Наличие ограничителей перенапряжения – буква А.

7 – Расположение фаз ошиновки по виду на фасад шкафа слева направо:

АВС – не указывается; СВА – буква «Ф».

8 – Номинальный ток, А (для шкафов ТН, ТСН – номинальное напряжение, кВ).

9 – Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА (для шкафов ТСН – номинальная мощность трансформатора, кВА);

10 – Тип привода выключателя: пружинный не указывается, электромагнитный – буква «Э».

11 – Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150.

Примеры условных обозначений:

Шкаф КРУ СЭЩ-63 с вакуумным выключателем по схеме соединений главных цепей 01, номинальным током 630 А, током термической стойкости 20 кА, климатического исполнения УЗ:

СЭЩ®-63-2-01В-630/20УЗ

Шкаф КРУ СЭЩ-63 с вакуумным выключателем по схеме соединений главных цепей 08, ввод кабеля снизу с подключением внутри шкафа, с ограничителем перенапряжения, номинальным током 1600 А,

током термической стойкости 20кА, климатического исполнения УЗ:
СЭЩ®-63-2-08ВСА-1600/20УЗ

Шкаф КРУ СЭЩ-63 с трансформатором напряжения по схеме соединений главных цепей 24, напряжением 10 кВ, током термической стойкости 20 кА, климатического исполнения УЗ:

СЭЩ®-63-2-24-10/20УЗ

КРУ СЭЩ-63 (рис. 1) состоит из отдельных шкафов со встроенными в них аппаратами, приборами измерения, релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления, соединенными между собой в соответствии с электрической схемой главных цепей распреустройства.

Встраиваемая в шкафы аппаратура и присоединения определяют их вид конструктивного исполнения.

Присоединения (ввод или вывод) могут быть как кабельными, так и шинными.

Конструкцией КРУ предусмотрены три варианта ввода высоковольтного кабеля в высоковольтный отсек шкафа в зависимости от конкретного заказа:

- через кабельные каналы снизу шкафа с подсоединением в шкафу,
- сверху через кабельный блок с подсоединением в шкафу,
- через кабельные каналы кабельным блоком с подсоединением вне шкафа КРУ.

Конструкция шкафа позволяет подключать не более четырех высоковольтных кабелей сечением $3 \times 240 \text{ мм}^2$.

КРУ СЭЩ-63 рассчитаны на двустороннее обслуживание.

Заземление шкафов осуществляется подсоединением шинок заземления к раме основания шкафа с помощью болтовых соединений. Металлические корпуса встроенного оборудования и металлические части КРУ имеют электрический контакт с каркасами распреустройства посредством шинок заземления, или зубчатых шайб, или скользящих контактов.

Компоновка шкафов предусматривает удобство осмотров, ремонта и демонтажа основного оборудования во время эксплуатации КРУ без снятия напряжения со сборных шин и соседних присоединений.

Ошиновка КРУ выполнена неизолированными шинами со следующим расположением фаз (по виду на фасад шкафов) и окраской:
левая шина - фаза А, желтая;

средняя шина - фаза В, зеленая;
правая шина - фаза С, красная.

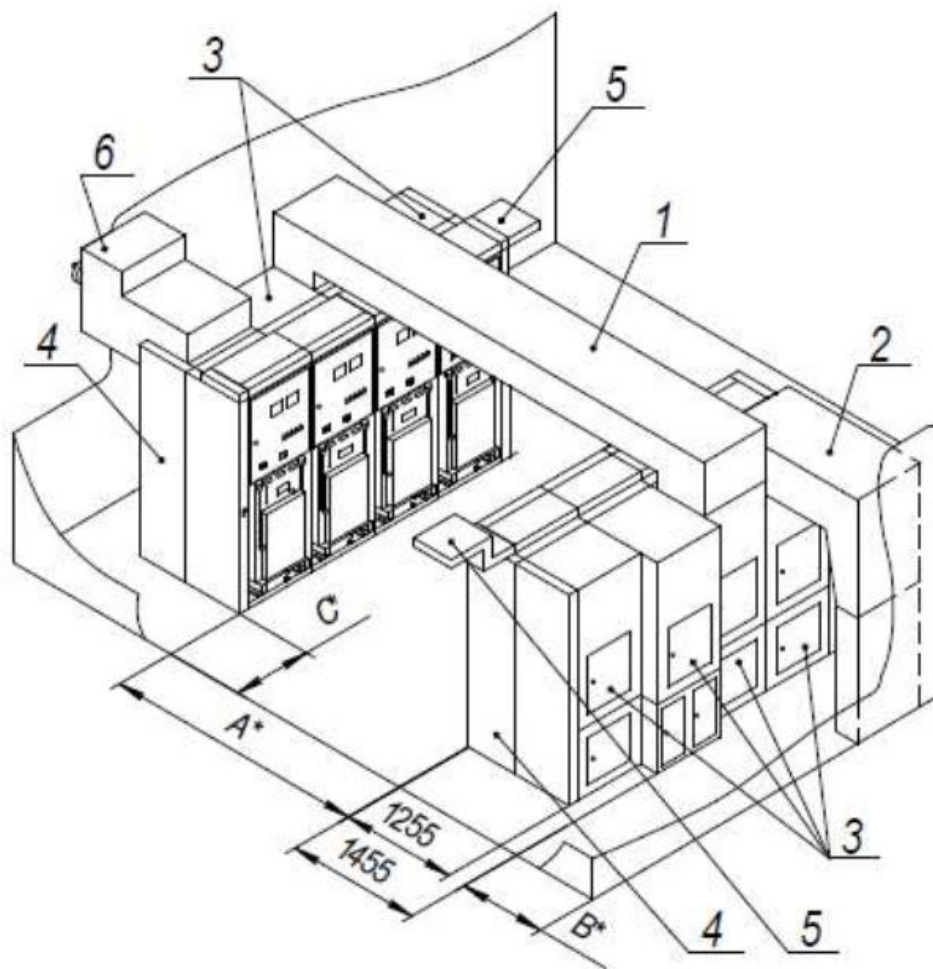


Рисунок 4.1 – Общий вид КРУ: 1 – шинный мост; 2 – кабельный блок; 3 – шкафы КРУ; 4 – торцевая панель; 5 – лоток; 6 – шинный ввод (вывод)

В целях предотвращения неправильных операций при проведении ремонтно-профилактических и других работ в КРУ имеются блокировки, не допускающие:

- перемещения выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при включенных ножах заземляющего разъединителя;
- включения высоковольтного выключателя при нахождении выкатного элемента между рабочим и контрольным положениями;
- перемещения выкатного элемента из рабочего положения в контрольное и обратно при включенном высоковольтном выключателе;
- вкатывание и выкатывание выкатного элемента с разъединителем под нагрузкой;

- включение заземляющего разъединителя в шкафу секционного выключателя при рабочем положении выкатных элементов секционного разъединителя и секционного выключателя;
- включение заземляющего разъединителя сборных шин секции при рабочем положении выкатных элементов шкафов ввода и (или) секционирования;
- включения и отключения разъединителя трансформатора собственных нужд под нагрузкой;
- включение заземляющего разъединителя при нахождении выкатного элемента в рабочем или промежуточном между рабочим и контрольным положениями;
- вкатывание выкатного элемента шкафа ввода далее контрольного положения при включенных ножах заземления на сторонах ВН и СН подстанции.

Конструкция камер КРУ СЭЩ-63

Шкафы КРУ унифицированы и независимо от схем электрических соединений главной цепи имеют аналогичную конструкцию основных узлов и одинаковые габаритные размеры. Исключение составляют шкафы кабельного ввода (вывода) с вводом кабеля в высоковольтный отсек снизу шкафа, глубина этих шкафов на 200мм больше по сравнению с другими шкафами.

По исполнению шкафы подразделяются на шкафы с выкатными элементами (с выключателями, с трансформаторами напряжения, с трансформаторами собственных нужд, с разъединителем и др.), а также шкафы без выкатных элементов (глухого ввода, кабельных разделок и др.).

Шкафы могут иметь следующие исполнения:

- шкаф кабельного ввода (вывода);
- шкаф шинного ввода (вывода);
- шкаф секционного выключателя;
- шкаф секционного разъединителя;
- шкаф трансформатора напряжения;
- шкаф трансформатора собственных нужд.

Шкафы устанавливаются на закладных основаниях, которые укладываются в строительные конструкции распределительного устройства.

Шкаф (рис. 4.2) представляет собой жесткую конструкцию, собранную из различных панелей, и состоит из корпуса шкафа с релейным шкафом (стационарная часть) и выкатного элемента 4.

Высоковольтная часть шкафа с помощью стенок и панелей разделена на три отсека: отсек выкатного элемента 5; отсек ввода (вывода) 9; отсек сборных шин 7.

В отсеке ввода (вывода) шкафа находятся трансформаторы тока, верхние неподвижные контакты, шины, заземляющий разъединитель.

Основанием шкафа служит рама с направляющими для выкатного элемента и неподвижным контактом для его заземления.

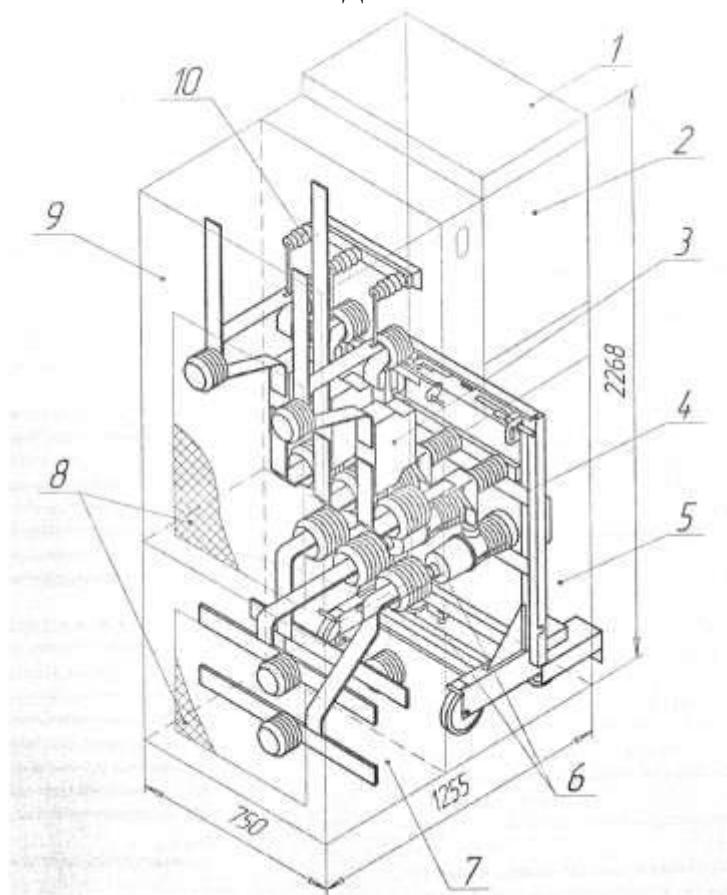


Рисунок 4.2 – Шкаф шинного ввода: 1 – лоток, 2 – релейный шкаф, 3 – трансформатор тока, 4 – выкатной элемент с вакуумным выключателем; 5 – отсек выкатного элемента, 6 – неподвижные разъемные контакты главных цепей, 7 – отсек сборных шин, 8 – предохранительные перегородки, 9 – отсек ввода (вывода), 10 – ограничитель перенапряжения типа ОПН

С помощью болтового соединения на раме закреплен узел фиксации положения выкатного элемента.

С задней стороны отсеки ввода и сборных шин закрыты съемными стенками. В стенках для удобства проведения регламентных работ предусмотрены двери, в проем которых установлены предохранительные перегородки 8, обеспечивающие безопасный осмотр оборудования без снятия напряжения.

В шкафах на ток отключения 31,5кА задние стенки имеют повышенную жесткость за счет дополнительных элементов, смонтированных внутри шкафа.

Провода вспомогательных цепей в высоковольтных отсеках шкафа проложены в защитных металлорукавах и защитных кожухах.

Конструкция КРУ СЭЩ-63 с дверью

Особенность данной модификации заключается в установке выключателя, разъединителя, ТН на каретку специального выкатного элемента, который имеет возможность выкатываться в ремонтное положение непосредственно на пол, как в СЭЩ-63. Каретка может перемещаться из контрольного положения в рабочее и обратно с помощью ручного винтового привода, при этом сам выкатной элемент зафиксирован в шкафу и неподвижен.

Для повышения безопасности оперативного персонала выкатной элемент имеет фасадный лист, который плотно закрывает доступ в шкаф (как у СЭЩ-63 в рабочем положении) при любом положении каретки. Кроме того, отсек выкатного элемента имеет фасадную дверь, запирающуюся рукояткой и блокирующуюся при перемещении каретки выкатного элемента в рабочее положение. Управление кареткой выкатного элемента и выключателем ведется при закрытой двери. Для контроля положения каретки выключателя на левой стенке отсека выкатного элемента имеется узел установки путевых выключателей.

Шторочный механизм

Безопасная работа в отсеке выкатного элемента обеспечивается защитными шторками (рис. 4.3), которые при выкатывании выкатного элемента из контрольного положения в ремонтное автоматически закрываются, перекрывая доступ к неподвижным контактам, находящимся под напряжением. Роль привода механизма выполняют установленные с обеих сторон на выкатном элементе кронштейны 14.

Для фиксации шторок в открытом и закрытом положениях служит пружина 7.

Конструкция шторочного механизма исключает самопроизвольное открывание шторок при нахождении выкатного элемента в ремонтном положении.

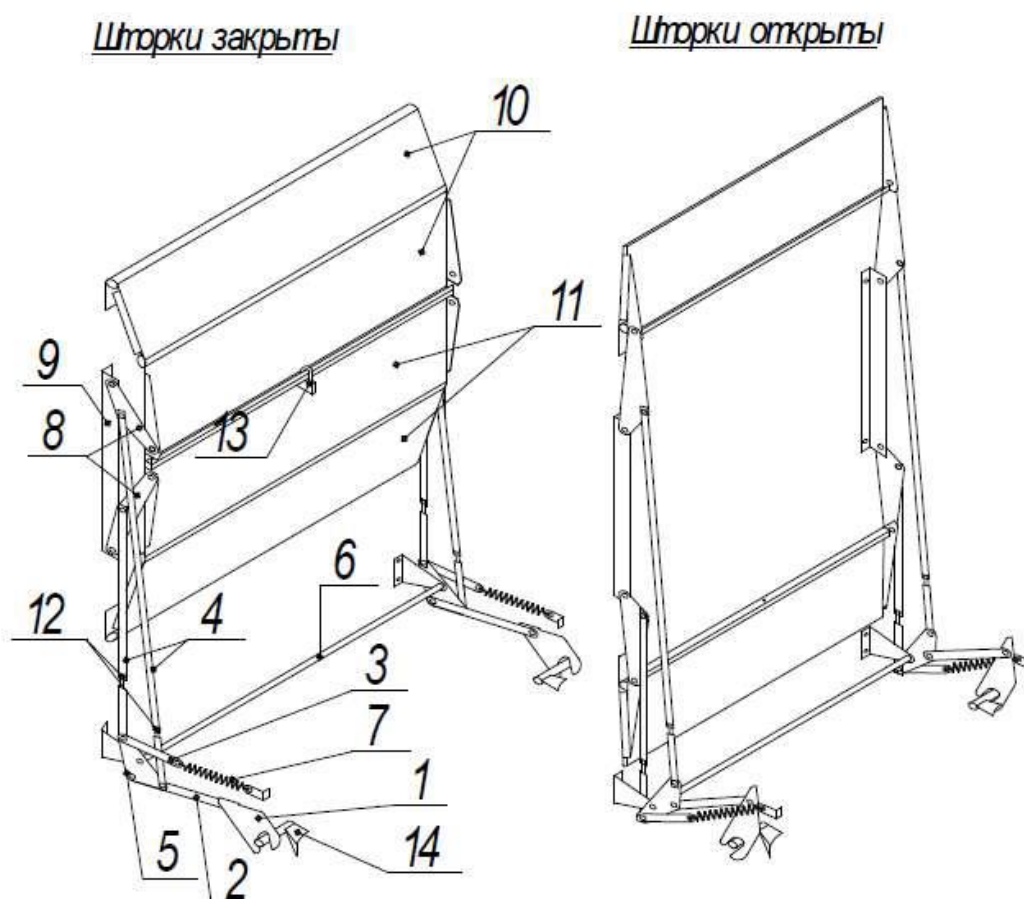


Рисунок 4.3 – Шторочный механизм: 1 – рычаг привода, 2, 3 – тяги, 4 – тяги регулируемые, 5 – кулиса, 6 – вал привода, 7 – пружина, 8 – рычаг, 9 – кронштейн, 10 – шторки верхние, 11 – шторки нижние, 12 – контргайка, 13 – замок навесной, 14 – кронштейн выкатного элемента.

При ремонте для обеспечения безопасной работы предусмотрена возможность запираания шторок в закрытом положении на навесной замок 13.

Заземляющий разъединитель

Узел заземляющего разъединителя шкафов КРУ (рис. 4.4) состоит из следующих составных частей: заземляющего разъединителя 4, привода 2 и системы рычагов и тяг 3.

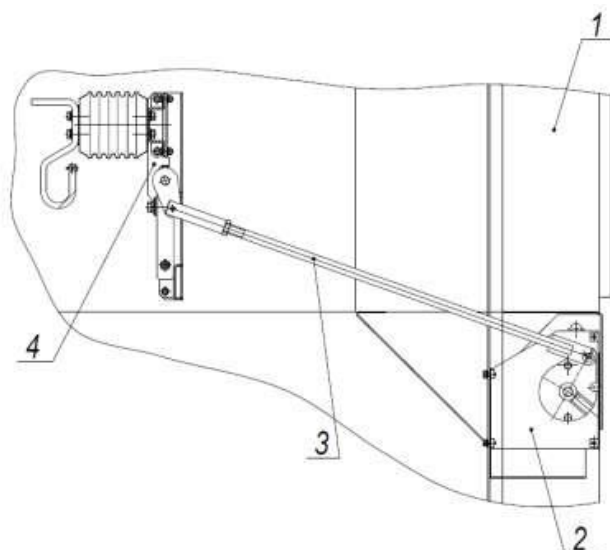


Рисунок 4.4 – Узел заземления: 1 – релейный шкаф, 2 – привод заземлителя, 3 – тяга привода, 4 – заземлитель

Заземляющий разъединитель (рис. 4.5) представляет собой отдельный узел, смонтированный на раме 1, и устанавливается в шкафу на передней панели отсека ввода (вывода).

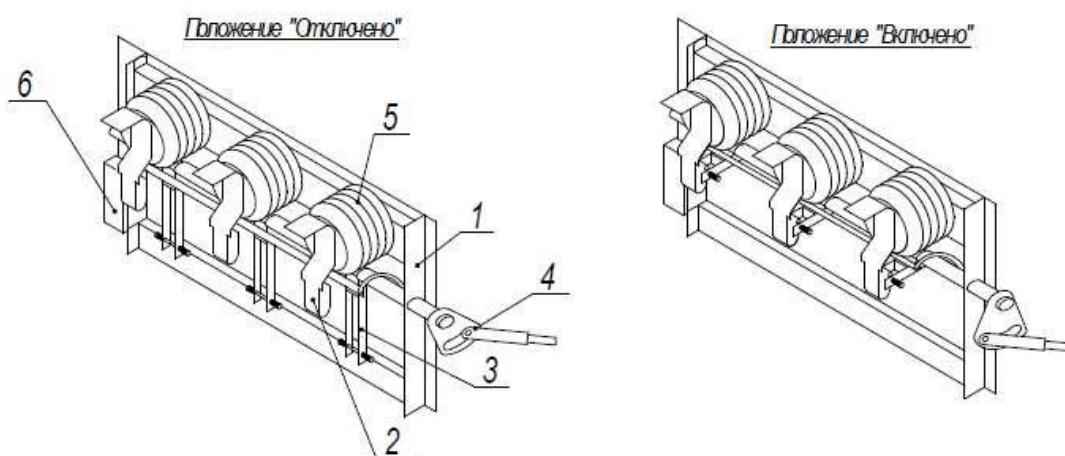


Рисунок 4.5 – Заземлитель: 1 – рама, 2 – неподвижный контакт, 3 – подвижный контакт, 4 – тяга привода, 5 – изолятор типа ИСР, 6 – выключатель типа ВПК

Неподвижные контакты 2 заземляющего разъединителя смонтированы на опорных изоляторах и выполнены из меди.

Подвижные контакты 3 заземляющего разъединителя на ток термической стойкости 20 кА выполнены из стали, на ток 31,5кА – из

меди. Конструкцией КРУ СЭЩ-63 предусмотрены два типа заземляющих разъединителей: с механизмом замыкания, скорость срабатывания которого зависит от оператора (рис. 4.5); с быстродействующим механизмом замыкания, скорость срабатывания которого не зависит от оператора.

Заземляющий разъединитель с быстродействующим механизмом замыкания позволяет произвести включение при наличии напряжения на неподвижных контактах разъединителя.

Выбор типа заземляющего разъединителя определяется заказчиком. Отключенное положение заземляющего разъединителя контролируется путевым выключателем типа ВП-19. Включение заземляющего разъединителя может производиться только в контрольном или ремонтном положении выкатного элемента. Привод заземляющего разъединителя (рис. 4.6) размещен на левой боковой стенке 7 отсека выкатного элемента и имеет указатель положения.

Оперирование приводом производится перемещением съемной рукоятки вверх или вниз. Съемная рукоятка 6 закреплена в отверстиях-держателях на фасадах торцевых панелей распреустройства. Привод (рис. 4.6) имеет два фиксированных положения: включенное и отключенное. Привод снабжен поворотным диском 2, в котором имеются отверстия для фиксации привода в отключенном и включенном положении с помощью фиксатора 1 и для фиксации блокировочного кожуха 6 с помощью фиксатора 4.

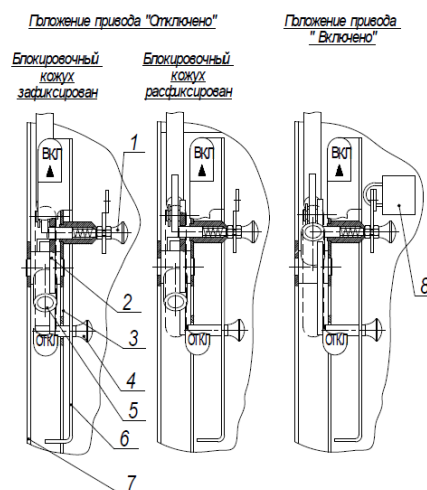


Рисунок 4.6 – Привод заземлителя: 1 – фиксатор привода, 2 – поворотный диск, 3 – панель привода, 4 – фиксатор кожуха, 5 – гнездо привода, 6 – кожух блокировочный, 7 – станка шкафа боковая, 8 – замок навесной

Вхождение фиксатора 4 блокировочного кожуха 6 в поворотный диск 2 возможно только при нахождении привода в зафиксированном отключенном положении. Во всех остальных положениях привода фиксатор 4 выполняет роль упора и не позволяет, не произведя операцию отключения привода, перемещать блокировочный кожух.

Для включения заземляющего разъединителя необходимо:

1. переместить выкатной элемент в контрольное или ремонт-ное положение,
2. передвинуть блокировочный кожух 6, потянув за фиксатор 4 и выведя его из зацепления с поворотным диском 2,
3. вставить в гнездо привода 5 съемную рукоятку,
4. затем потянув за фиксатор 1 вывести его из зацепления с поворотным диском 2 привода,
5. переместить рукоятку вверх.

Отключение заземляющего разъединителя производится перемещением рукоятки вниз.

Во включенном положении привода предусмотрена возможность запираения его на навесной замок 8.

В соответствии со схемами блокировок ручные приводы и выкатные элементы снабжены блокировочными устройствами, препятствующими выполнению ошибочных операций.

Блокировка выполняется с помощью механических или электромагнитных блокировочных замков.

Блокировочные замки устанавливаются на дне релейного шкафа и запирают планку, которая механически связана с блокировочным кожухом привода, перемещение планки, а соответственно и блокировочного кожуха привода, возможно только при разрешающем положении блокировочных замков.

Выкатные элементы

Выкатные элементы (рис. 4.7) представляют собой сборно-сварную конструкцию, на которой устанавливается высоковольтное оборудование, определяемое схемой электрических соединений главных цепей шкафа, и разъединяющие контакты.

Выкатные элементы могут иметь следующие исполнения:

- выкатной элемент вакуумного выключателя ВВ/ТЕЛ (рис. 4.7);
- выкатной элемент элегазового выключателя LF;
- выкатной элемент секционного разъединителя;

выкатной элемент трансформатора напряжения НАМИТ, НАМИ;
выкатной элемент трансформатора собственных нужд ТСКС.

На выкатных элементах установлены разъемные контакты главной цепи. Выкатной элемент может занимать относительно корпуса шкафа положения: зафиксированное рабочее, зафиксированное контрольное, разобщенное и ремонтное.

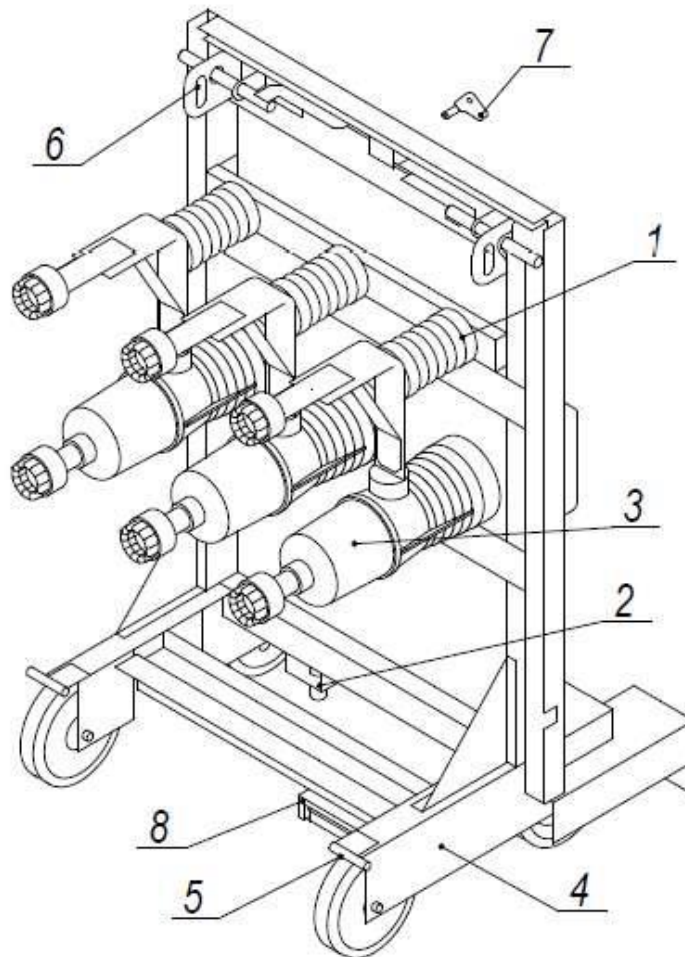


Рисунок 4.7 – Выкатной элемент выключателя: 1 – изолятор, 2 – фиксатор, 3 – выключатель типа ВВ/TEL, 4 – каркас выкатного элемента, 5 – кронштейн управления шторочным механизмом, 6 – запирающее устройство, 7 – ключ, 8 – узел заземления

В *рабочем положении* разъемные контакты главной и вспомогательной цепей замкнуты и выкатной элемент полностью подключен для выполнения своих функций.

Контрольное положение – это разобщенное положение выкатного элемента, при котором вспомогательные цепи замкнуты и

обеспечивают возможность проведения испытаний выкатного элемента и проверки вспомогательных цепей.

В *разобранном положении* разъемные контакты главной цепи разомкнуты, изоляционный промежуток – в пределах норм установленных конструкторской документацией, в то время как выкатной элемент остается механически связанным с корпусом шкафа. Состояние вспомогательных цепей не устанавливается.

В *ремонтном положении* выкатной элемент полностью извлечен из корпуса шкафа, разъединяющие контакты главной и вспомогательной цепей разомкнуты, выкатной элемент может быть подвергнут осмотру и ремонту.

На раме выкатного элемента (рис. 4.7) установлены с обеих сторон кронштейны 5, которые при вкатывании и выкатывании элемента управляют работой шторочного механизма.

Для снижения усилий при перемещении выкатного элемента и увеличения механического ресурса шторочного механизма кронштейны управления шторочным механизмом снабжены роликами.

На раме также установлен фиксатор 2, фиксирующий элемент в рабочем и контрольном положениях.

Для обеспечения постоянного электрического контакта корпуса выкатного элемента с основанием шкафа на раме выкатного элемента закреплен узел заземления 8, само-устанавливающиеся элементы которого осуществляют непрерывный контакт в контрольном, рабочем и промежуточном положениях выкатного элемента.

Конструкцией КРУ СЭЩ-63 предусмотрено закрепление выкатного элемента в рабочем положении с помощью запирающего устройства 6 для предотвращения опрокидывания выкатных элементов при воздействии усилий, возникающих коротких замыканиях.

Запирающее устройство расположено в верхней части фасадной панели выкатного элемента. Устройство запирается и отпирается с помощью ключа 7 с секретом. Запирающее устройство имеет указатель положения.

Из ремонтного положения в контрольное выкатной элемент перемещается вручную.

Для перемещения выкатного элемента из контрольного положения в рабочее следует:

нажав ногой на педаль, расфиксировать элемент и переместить вручную вглубь шкафа на 70-100 мм;

вести рычаг доводки в зацепление с упорами на раме элемента и на полу шкафа;

нажимая на рычаг по направлению движения выкатного элемента и преодолевая усилие вхождения контактов, вкатить элемент в фиксированное (до щелчка фиксатора б) рабочее положение;

с помощью ключа 7 (рис. 4.7) запереть выкатной элемент запирающим устройством в рабочем положении (указатель должен находиться в положении «зафиксир»).

Электрическая связь выкатных элементов и релейных шкафов осуществляется двумя либо одним штепсельными разъемами, подвижные части которых закреплены на концах металлорукавов, а неподвижные – на дне релейного шкафа.

Надежность контактного соединения в штепсельном разъеме обеспечивается за счет пружинящей конструкции контактного гнезда розетки и плавающей конструкции контактной пары «гнездо-штырь».

После вкатывания выкатного элемента из ремонтного положения в контрольное необходимо соединить или разъединить перед выкатыванием его из контрольного положения в ремонтное штепсельные разъемы вспомогательных цепей.

Соединение и разъединение штепсельных разъемов вспомогательных цепей выкатных элементов выключателей с электромагнитным приводом производить только при отключенном автомате цепей электромагнита включения привода.

Блокировки

соответствии со схемами блокировок приводы заземляющего разъединителя и выкатные элементы шкафов КРУ снабжены блокировочными устройствами, препятствующими выполнению ошибочных операций.

В шкафах могут выполняться следующие виды блокировок: механическая; электромагнитная; смешанная.

Блокировка выкатного элемента с заземляющим разъединителем, расположенными в одном шкафу, выполнена механической.

Блокировка не допускает включение заземляющего разъединителя при нахождении выкатного элемента в рабочем положении или в промежуточном между рабочим и контрольным положениями и

перемещение выкатного элемента из контрольного положения в рабочее и промежуточное между ними положение, если заземляющий разъединитель включен.

Блокировочный кожух при нахождении выкатного элемента в рабочем положении или промежуточном между рабочим и контрольным положениями исключает доступ съемной рукоятки к приводу заземляющего разъединителя.

При включенном заземляющем разъединителе блокировочный кожух занимает положение, не допускающее перемещение выкатного элемента из контрольного положения.

Предусмотрена возможность запираания привода заземляющего разъединителя во включенном положении с помощью навесного замка.

Блокировка выкатного элемента с выключателем (разъединителем) выполняется как механической, так и электромагнитной в двух вариантах:

установкой блокировочных замков механических либо электромагнитных на педали выкатного элемента, которые блокируют педаль фиксатора выкатного элемента в зафиксированном рабочем и контрольном положениях выкатного элемента;

установкой блокировочных замков механических либо электромагнитных на дне релейного шкафа, которые блокируют выкатной элемент в контрольном положении.

Механическая блокировка выкатного элемента по второму варианту осуществляется блок-замком во взаимодействии с блокировочным кожухом.

При нахождении выкатного элемента в рабочем положении блокировочный замок открыт, ключ в замке.

После перемещения выкатного элемента в контрольное положение блокировочный кожух вручную передвигается влево, замок запирается ключом, при этом стержень блокировочного замка входит в отверстие планки.

Электромагнитная блокировка выкатного элемента по второму варианту осуществляется электромагнитным блок-замком во взаимодействии с блокировочным кожухом и механизмом контроля положения выкатного элемента.

Контроль рабочего и контрольного положений выкатного элемента осуществляется с помощью двух путевых выключателей, установленных снизу на панели шкафа КРУ.

Механизм контроля положения выкатного элемента смонтирован на раме основания шкафа КРУ. На фиксаторе рамы основания для каждого фиксированного положения (контрольного и рабочего) установлен вал с двумя пластинами.

При фиксации выкатного элемента в контрольном или рабочем положении фиксатор выкатного элемента воздействует на одну из двух пластин вала, пластина поворачивается на валу одновременно с другой пластиной, которая в свою очередь воздействует на толкатель путевого выключателя.

Толкатель одного путевого выключателя поджимается (контакты переключаются) только в контрольном положении выкатного элемента, а толкатель второго путевого выключателя поджимается только в рабочем положении выкатного элемента.

Контакты путевого выключателя, толкатель которого поджимается в контрольном положении, используются в цепях электромагнитной блокировки.

Контакты обоих путевых выключателей могут использоваться для контроля положения выкатного элемента по цепям телемеханики.

Клапаны разгрузки избыточного давления газов корот-кого замыкания

С целью уменьшения разрушающего воздействия избыточного давления газов при коротких замыканиях конструкцией КРУ предусмотрена установка клапанов разгрузки, представляющих собой конструкции, легко открываемые потоком газов. Каждый высоковольтный отсек шкафа имеет свой клапан разгрузки.

Клапаны отсеков ввода (вывода) и выкатного элемента смонтированы на крыше шкафа.

У шкафов шинного ввода (вывода) клапаны разгрузки смонтированы в верхней части шинопровода.

Кабельные блоки ввода силовых кабелей имеют клапаны разгрузки в верхней части кабельного блока.

Клапаны разгрузки отсека сборных шин смонтированы в верхней части торцевых панелей крайних шкафов распределительного устройства.

Положение клапанов разгрузки (открытое либо закрытое) контролируется с помощью путевых выключателей.

После дугового короткого замыкания внутри КРУ клапаны в исходное положение возвращаются вручную.

Дуговая защита от коротких замыканий

В КРУ СЭЩ-63 имеется быстродействующая дуговая защита, выполненная с использованием разгрузочных клапанов избыточного вольтных отсеках шкафов: отсеке ввода (вывода), выкатного элемента, сборных шин.

Схемы от дуговых замыканий выполнены: с блокировкой по току, с блокировкой по напряжению, с блокировкой по току и по напряжению, что исключает ложную работу защиты.

Для каждой секции сборных шин выполнен отдельный комплект защиты, который располагается в релейном шкафу шкафа трансформатора напряжения или на отдельной релейной панели.

Светодатчики срабатывают от вспышки света дуги короткого замыкания мгновенно (время срабатывания фототиристора составляет 0,01с) и подают сигнал на отключение питающего выключателя участка цепи, на котором возникло короткое замыкание.

Срабатывание дуговой защиты происходит при токах короткого замыкания, равном 0,5кА (нижний уровень тока срабатывания).

Верхний уровень тока короткого замыкания, при котором гарантируется надежное срабатывание светодатчиков, соответствует номинальному значению тока термической стойкости шкафов КРУ.

Время ограничения действия дуги короткого замыкания не превышает 0,2 с и включает время отключения выключателя, время срабатывания релейной защиты и время срабатывания светодатчика.

Релейный шкаф

Релейный шкаф (рис. 4.8), представляющий сборную конструкцию, с дверью и поворотной панелью 1 установлен над отсеком выкатного элемента. На двери релейного шкафа установлены приборы сигнализации, измерения и ручного управления.

Остальная низковольтная аппаратура вспомогательных цепей смонтирована внутри релейного шкафа на поворотной панели, вольтных отсеках шкафов: отсеке ввода (вывода), выкатного элемента, сборных шин.

Электрическая связь между релейными шкафами выполнена по шинкам оперативных цепей через специальные окна 17 в боковых стенках релейного шкафа.

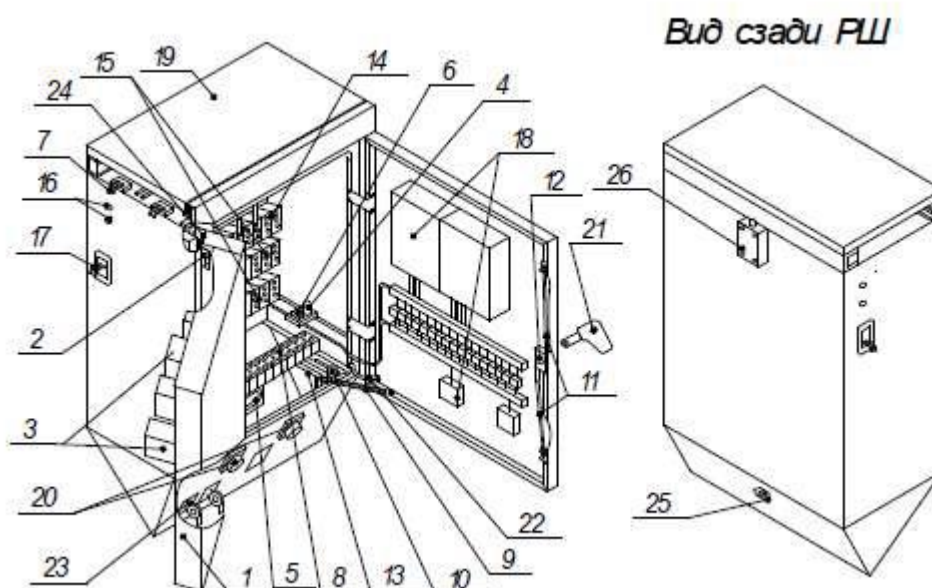


Рисунок 4.8 – Релейный шкаф: 1 – панель поворотная, 2 – кронштейн запираения двери, 3 – приборы защиты и автоматики, 4 – лампочка освещения, 5 – нагревательный элемент, 6 – кронштейн фиксации поворотной панели в рабочем положении, 7 – ввод контрольных кабелей сверху, 8 – ряд испытательных зажимов, 9 – планка, 10 – фиксатор двери, 11 – механизм запираения двери, 12 – замок, 13 – ввод контрольных кабелей снизу, 14 – ряды зажимов оперативных шин, 15 – ряды зажимов (50 клемм), 16 – оперативные шины, 17 – отверстия прохода оперативных шин, 18 – приборы управления и сигнализации, 19 – лоток контрольных кабелей, 20 – штепсельные разъемы, 21 – ключ, 22 – шина заземления двери, 23 – замки блокировочные, 24 – фиксатор поворотной панели в ремонтном положении, 25 – фототиристор типа ТФ, 26 – выключатель типа ВПК

Состав и соединения аппаратуры вспомогательных цепей определяются соответствующими схемами.

Для наблюдения за встроенной аппаратурой в шкафу имеется лампочка освещения 4.

Внутри шкафа установлен нагревательный элемент 5, автоматически включающийся при температуре ниже 5°C.

Дверь релейного шкафа снабжена механизмом запираения 11, который отпирается и запирается с помощью ключа 21 с секретом. Дверные замки всех релейных шкафов КРУ открываются одним ключом. Фиксация двери в открытом положении обеспечивается с помощью фиксатора 10.

Поворотная панель фиксируется в рабочем положении пружинной пластиной, входящей в отверстие кронштейна 6, а в ремонтном положении – фиксатором 24.

Подвод контрольных кабелей к шкафам КРУ может осуществляться:

сверху через два отверстия сечением 12,8 см² в крыше релейного шкафа с проходом контрольных кабелей по лоткам 19, смонтированным на крышах релейных шкафов, и выходом через подвесные кабельные лотки к релейным панелям, установленным в помещении распреустройства. Набором типовых участков лотков заводского изготовления можно выполнить необходимую заказчику трассу.

снизу через отверстие сечением 81 см² в дне релейного шкафа с проходом по правой боковине в кабельные каналы и подходом к релейным панелям.

На дне шкафа с фасадной стороны установлены штепсельные разъемы вспомогательных цепей 20 и блокировочные замки 23 выкатного элемента.

Фототиристор дуговой защиты 25 отсека выкатного элемента установлен с задней стороны на дне релейного шкафа.

Вверху на задней стенке релейного шкафа установлен конечный выключатель 26, контролирующий положение клапана разгрузки избыточного давления отсека выкатного элемента.

Стыковка шкафов КРУ

Стыковка шкафов КРУ СЭЩ-63 между собой предусмотрена с помощью болтовых соединений. Кроме того, предусмотрена стыковка по сборным шинам и стыковка по секционному выключателю.

При этом сборные шины на токи 1000, 1600, 2000А выполнены из алюминиевых сплавов и поставляются максимально на шесть шкафов, а

сборные шины на токи 3150 А выполнены из меди и поставляются максимально на четыре шкафа.

Стыковка КРУ СЭЩ-63 производится с КРУ СЭЩ-59 и КРУ других заводов-изготовителей.

Правила оперирования выкатными элементами

1. Вкатите выкатной элемент вручную в контрольное положение, в котором элемент автоматически фиксируется с помощью фиксатора.

2. Соедините штепсельные разъемы вспомогательных цепей. Если на выкатном элементе установлен выключатель с электромагнитным приводом, соединения или разъединение штепсельных разъемов вспомогательных цепей производите только при выключенном автомате цепей электромагнита включения привода.

3. Нажмите ногой на педаль фиксатора, перемещая элемент сначала вручную, затем с помощью рычага доводки, вкатите его в рабочее положение, вскоре после начала движения элемента из контрольного положения в рабочее отпустите педаль фиксатора. В рабочем положении элемент снова автоматически фиксируется.

4. Выкатывание элемента из рабочего положения в контрольное и ремонтное положения производится в обратной последовательности. При выкатывании из рабочего положения в контрольное убедитесь в том, что выключатель отключен.

5. Не вкатывайте элемент резким толчком или с разгона. Затруднения при вкатывании элемента свидетельствуют о наличии в шкафу неустранимого дефекта.

6. Соблюдайте правила оперирования заземляющими разъединителями. Оперирование разъединителем допускается только в ремонтном и контрольном положении выкатного элемента и не допускается при рабочем положении элемента. Перед включением заземляющего разъединителя убедитесь в отсутствии напряжения на заземляемом участке цепи. Конструкцией КРУ предусмотрена возможность доступа в высоковольтный отсеки через двери в задних стенках шкафа.

7. Во избежание перегрева и выхода из строя аппаратуры в релейных шкафах не допускайте длительной работы нагревательных элементов в неавтоматическом режиме.

Порядок выполнения работы

1. Изучить конструкцию камеры, назначение всех элементов.
2. Найти оборудование камеры: сборные шины, выключатель, заземляющий разъединитель, трансформаторы тока, кабельные подключения.
3. Изучить конструкцию размещения выключателя на выкатной тележке.
4. Изучить виды возможных блокировок и принцип их действия.
5. Определить максимальное значение тока, который может протекать без возникновения КЗ (учесть сечение шин, номинальный ток выключателя и трансформатора тока).

Содержание отчета

1. Краткие сведения о КРУ-63 и камере СЭЩ-63.
2. Эскизы основных элементов рассматриваемой ячейки, схема ячейки.
3. Максимальное значение тока, который может протекать без возникновения КЗ.
4. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Назначение и область применения КРУ СЭЩ - 63.
2. Условия работы шкафов КРУ СЭЩ – 63.
3. Структура условного обозначения шкафов КРУ СЭЩ-63.
4. Как выполняются присоединения (ввод, вывод)?
5. Каким образом осуществляется заземление шкафов?
6. Как выполнена ошиновка КРУ?
7. Какие блокировки от неправильных операций предусматриваются в КРУ?
8. Какие исполнения могут иметь шкафы К-63?
9. Основные отсеки и оборудование камеры?
10. Особенности конструкции КРУ СЭЩ-63 с дверью?
11. Назначение и принцип работы шторочного механизма.
12. Назначение и конструкция заземляющих разъединителей.

13. Какие действия необходимы для включения заземляющего разъединителя?
14. Достоинства КРУ.
15. Какие исполнения могут иметь выкатные элементы?
16. Описать какие положения может занимать выкатной элемент?
17. Какие действия необходимы для перемещения выкатного элемента из контрольного положения в рабочее?
18. Виды блокировок?
19. Как осуществляется блокировка выкатного элемента с заземляющим разъединителем?
20. Описать возможные блокировки выкатного элемента с выключателем.
21. Что предусматривается в камере для уменьшения разрушающего воздействия избыточного давления газов при коротких замыканиях?
22. Действие дуговой защиты от коротких замыканий.
23. Конструкция релейного шкафа.
24. Как осуществляется электрическая связь выкатных элементов и релейных шкафов?
25. Как производится стыковка шкафов КРУ?
26. Правила оперирования выкатными элементами.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5

ИЗУЧЕНИЕ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ И ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАГРУЗКИ

Цель работы: углубить и закрепить знания по теме "Разъединители и выключатели нагрузки", ознакомиться с их конструкцией, принципом действия и техническими характеристиками.

Назначение автогазовых выключателей

Автогазовые выключатели представляют собой коммутационные аппараты переменного тока напряжением выше 1000 В, предназначенные для включения и отключения относительно небольших рабочих токов, токов перегрузки и не способные отключать токи КЗ.

Поэтому обычно их применяют в сочетании с последовательно включенными высоковольтными плавкими предохранителями, которые защищают электрооборудование от токов КЗ и токов перегрузки. Эта задача может быть возложена на выключатели, принадлежащие предшествующим звеньям сети, например, на линейные выключатели, расположенные ближе к источнику энергии (рис. 5.1, а).

Таким образом, автогазовые выключатели являются выключателями нагрузки и предназначены для внутренней установки.

Устройство выключателя нагрузки типа ВНРп

Выключатель типа ВНРп состоит из автогазового выключателя типа ВН и комплекта предохранителей типа ПК. Выключатели нагрузки могут дополняться заземляющими ножами и приводами разного типа: ручным (Р), ручным с дистанционным отключением (ПРА), пружинным (ПП) или электромагнитным (ПЭ).

Выключатель нагрузки типа ВН по своему внешнему виду похож на трёхполюсный разъединитель вертикально – рубящего вида (рис. 5.1) и расположен на шести опорных изоляторах 1 и 2, установленных на раме 3. На его верхних изоляторах 1 укреплены дугогасительные

камеры 4 и неподвижные медные главные контакты 5. Подвижные контакты состоят из двухполосных медных ножей /главных контактов/ 6, охватывающих во включенном положении выключателя неподвижные главные контакты 5. На концах каждого двухполосного ножа 6 закреплены две дугообразные стальные полосы 7, между которыми зажат один конец дугогасительного медного ножевого контакта 8.

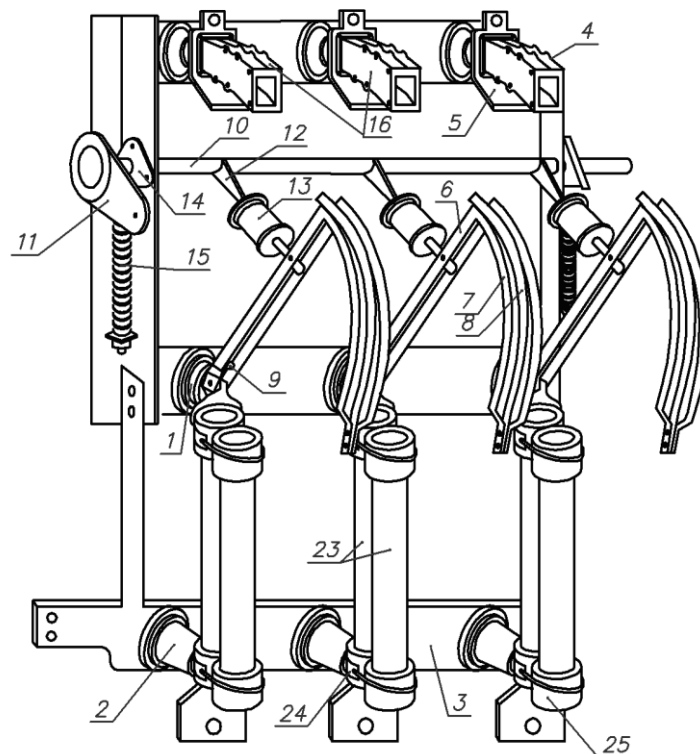


Рис. 5.1. Выключатель типа ВНРп

Внутри корпуса камеры 4 заложены два газогенерирующего вкладыша 17 из органического стекла, образующих узкую щель 18.

Неподвижные медные дугогасительные контакты 19 закреплены на стальных пружинах 20 и соединены гибкими медными перемычками 21 с неподвижными главными контактами 5.

Предохранитель представляет собой простейший коммутационный электрический аппарат, служащий для защиты электрических установок от токов перегрузки и короткого замыкания.

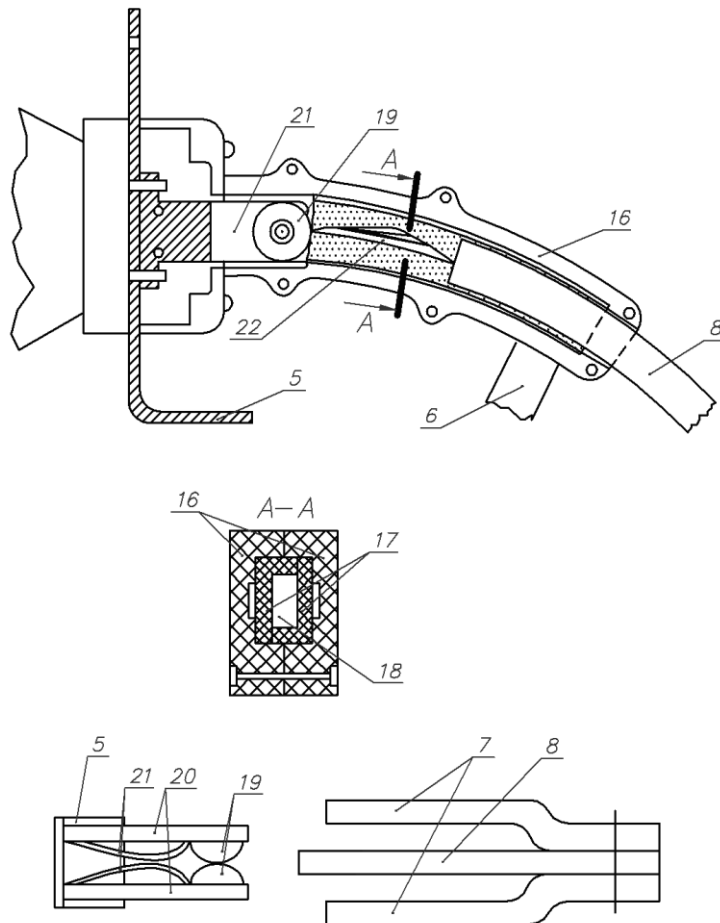


Рис. 5.2. Дугогасительная камера выключателя типа ВНР

Он состоит из патрона 23, (рис. 5.2), помещенного в контактные губки 24, установленные на опорных изоляторах 2 .

Патрон предохранителя ПК 23 представляет собой фарфоровую трубку, армированную по концам латунными колпачками 25 на цементном растворе, внутрь которой помещены плавкие вставки, засыпка кварцевым песком и указатель срабатывания, закрепленный на нижней крышке патрона.

Принцип действия автогазового выключателя

При включении выключателя дугогасительный ножевой контакт 8 входит в щель 18 дугогасительной камеры 4 и врубается между двумя неподвижными дугогасительными контактами 19. Пары главных контактов 5 и 6 замыкаются позже дугогасительных 8 и 19.

При отключении выключателя сначала размыкаются пары главных контактов 5 и 6, а затем – дугогасительных 8 и 19, между

которыми образуется электрическая дуга 22. Она затягивается внутрь щели 18 между газогенерирующими вкладышами 17. Под действием высокой температуры электрической дуги 22 органическое стекло выделяет большое количество газов, вследствие чего давление в камере 4 повышается. Пока ножевой контакт 8 находится в камере 4, газы могут выходить из нее только через зазоры между ножевым контактом 8 и газогенерирующим вкладышем 17.

Повышение давления увеличивает теплопроводность газов, вследствие чего дуга 22 интенсивно охлаждается и гаснет в пределах камеры 4 до выхода из нее ножевого контакта 8.

Необходимая скорость движения контактов 8 обеспечивается двумя отключающими пружинами 15.

Возникшая в патроне 23 электрическая дуга горит в узком канале, соприкасаясь с кварцевым песком, при этом она интенсивно охлаждается, ее гашение происходит очень быстро.

При перегорании плавких вставок любого из трех предохранителей указатель срабатывания воздействует на специальный рычажок, связанный с удерживающей защелкой привода выключателя, и освобождает ее, в результате чего происходит отключение выключателя под действием отключающей пружины 15.

В маломощных электроустановках напряжением 6 – 10 кВ применение выключателей нагрузки очень эффективно, так как они заменяют дорогостоящие высоковольтные выключатели. Их устанавливают в камерах типа КСО распределительных устройств в комплекте с трехполюсными предохранителями и разъединителями, служащими для обеспечения безопасной замены патронов предохранителей, вкладышей дугогасительных камер и другого ремонта выключателя нагрузки путем создания видимого разрыва.

Выключатели нагрузки типа ВНР находят применение в цеховых распределительных пунктах, на вводах комплектных цеховых подстанций напряжением 10(6)/0,4 кВ, при электроснабжении сельскохозяйственных потребителей и городов.

Разъединители

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, используемый для включения и отключения электрических цепей в

таких условиях, при которых на его контактах не возникает длинной открытой электрической дуги. В отключенном положении разъединителя на его контактах создается **видимый разрыв**.

Кроме того, разъединители наружной установки рассчитываются на возможность разрыва посредством их ножей зарядных токов воздушных и кабельных линий, а также токов холостого хода силовых трансформаторов и токов небольших нагрузок. Поэтому их контакты часто снабжаются дугогасительными рогами.

Отличительной чертой разъединителей, а также отделителей и короткозамыкателей в сравнении с выключателями является отсутствие дугогасительных устройств.

Основное назначение разъединителя заключается в изоляции отключенных частей электрической цепи с целью безопасного ремонта оборудования.

Разъединители строятся для внутренней и для наружной установки на всю шкалу токов и напряжений. Они могут выполняться как трехполюсными на общей раме (обычно при напряжениях до 35 кВ), так и однополюсными при более высоких напряжениях. Последнее обусловлено тем, что при напряжениях свыше 35 кВ требуемые расстояния между фазами достаточно велики и общая рама получается чрезвычайно громоздкой и тяжелой.

Основным элементом разъединителя являются его контакты. Они должны надежно работать при номинальном режиме, а также при перегрузках и сквозных токах короткого замыкания. В разъединителях применяют высокие контактные нажатия. При больших токах контакты выполняют из нескольких (до восьми) параллельных пластин. Применяют пластины прямоугольного, швеллерного и круглого сечения.

Разъединители могут иметь приводы: ручной - оперативную штангу, рычажной или штурвальный и двигательный - электрический, пневматический. Во избежание ошибочных действий, т.е. размыкания под током, что может привести к крупным авариям и несчастным случаям, разъединитель всегда блокируется с выключателем. Блокировка допускает оперирование разъединителем только при отключенном выключателе. По исполнению блокировка может быть механической, механической замковой, электромагнитной замковой.

Конструктивное различие между отдельными типами разъединителей состоит прежде всего в характере движения

подвижного контакта (ножа). По этому признаку различают разъединители:

- вертикально-поворотного (врубного) и горизонтально-поворотного типов с вращением ножа в плоскости, параллельной или перпендикулярной осям поддерживающих изоляторов данного полюса;
- с прямолинейным движением вдоль размыкаемого промежутка либо только ножа, либо ножа совместно с изолятором (катящегося типа);
- со складывающимся ножом, со сложным движением (поворот и складывание) ножа и др.

Основные требования, предъявляемые к разъединителям:

1. Контактная система должна надежно пропускать номинальный ток сколь угодно длительное время и иметь необходимую динамическую и термическую стойкость.

2. Разъединитель и механизм его привода должны надежно удерживаться во включенном положении при протекании тока КЗ. В отключенном положении подвижный контакт должен быть надежно фиксирован.

3. Промежуток между разомкнутыми контактами должен иметь повышенную электрическую прочность.

4. Привод разъединителя целесообразно блокировать с выключателем.

Разъединители для внутренней установки

Для внутренней установки заводы выпускают однополюсные и трехполюсные разъединители вертикального рубящего типа (нож перемещается в плоскости, перпендикулярной основанию) на напряжения, как правило, не выше 20 кВ. Обычно их устанавливают в вертикальном положении.

В большинстве из них применены линейные контакты, которые при относительно небольшой силе нажатия имеют меньшее сопротивление, чем плоские контакты. Токоведущие части выполняются из двух или более параллельных пластин. При токе КЗ электродинамическая сила стремится сблизить их друг с другом и этим еще сильнее прижимает подвижные контакты к стойкам неподвижного

контакта, что исключает самопроизвольное размыкание контактов, опасное возможностью пожара в электроустановке.

Управление разъединителями осуществляется вручную с помощью ручных, электродвигательных или пневматических приводов.

Разъединитель серии РВО (Р - разъединитель, В - для внутренней установки, О - однополюсный) выпускается на токи до 600 А. Числа в наименовании означают напряжение (кВ) и ток (А).

Нож поворачивается на угол до 100° и в отключенном положении удерживается только собственным весом, рис. 5.3.

Угол поворота ножа фиксируется ограничителем. Для разъединителей этой же серии на 1000 А для уменьшения усилий выдергивания ножа введен промежуточный вал.

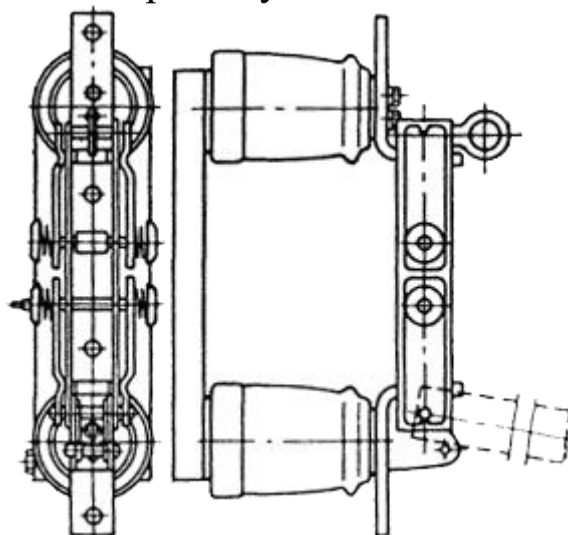


Рис. 5.3. Разъединитель однополюсный РВО-10/600

Трехполюсные разъединители серии РВ выпускаются на напряжение от 6 до 35 кВ и номинальный ток до 600 А. На рис. 5.4 показана в увеличенном масштабе его контактная система.

Подвижный контакт 1 выполнен в виде двух параллельных шин. При КЗ электродинамическая сила прижимает шины 1 к стойкам неподвижного контакта 2. При номинальном токе контактное нажатие создается пружинами 3, которые воздействуют на подвижный контакт через стальные пластины 4.

Магнитный поток, создаваемый проходящим по шинам током, замыкается вокруг них и через стальные пластины 4. В системе возникают электродинамические силы такого направления, чтобы возросла энергия магнитного поля. Пластины приближаются к шинам 1

и попадают в зону более сильного магнитного поля. Электромагнитная энергия при этом возрастает. Таким образом создается сила P , притягивающая стальные пластины к шинам и увеличивающая контактное нажатие.

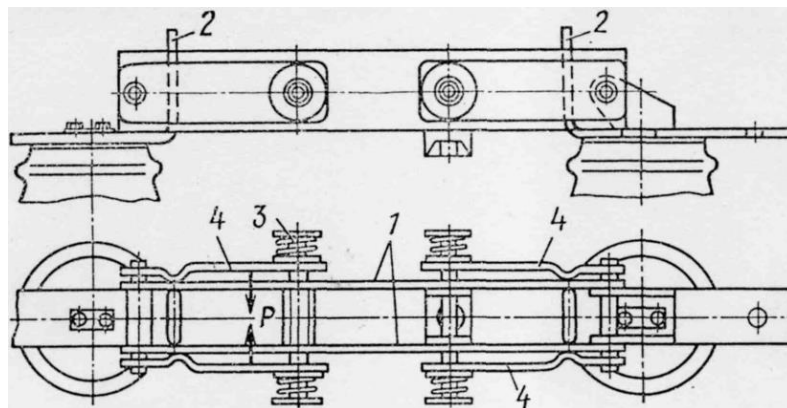


Рис. 5.4. Контактная система разъединителя типа РВ

Для управления разъединителями типа РВ применяются рычажные системы с ручным или моторным приводом.

Для дистанционного управления применяются электрические и пневматические приводы. В электрических приводах ось двигателя связывается с выходным рычагом привода через систему червячной передачи. В пневматическом приводе отсутствуют громоздкие рычажные передачи и обеспечивается плавный ход контактов.

Разъединители для наружной установки

Разъединители для наружной установки должны иметь изоляцию, рассчитанную для работы в неблагоприятных атмосферных условиях (загрязнение, влага, снег), а также обладать повышенной механической прочностью, позволяющей производить операции с разъединителями при наличии гололеда на контактах.

Разъединители на 10 кВ с вертикальным движением ножа выполняются без льдоломающих устройств.

Разъединители выше 10 кВ снабжены такими устройствами: у разъединителя серии РЛНЗ (Р - разъединитель, Л - линейный, Н - наружной установки, З - с заземляющими ножами) при отключении нож сначала поворачивается на 90° , а затем поднимается на требуемое расстояние; у разъединителя серии РОНЗ (О - однополюсный)

льдоломающее устройство расположено в неподвижном контакте и выполнено в виде лопатки, которая может поворачиваться на 90° вокруг своей вертикальной оси.

Разъединители горизонтально-поворотного типа серии РЛНД (Д - двухколонковый) устанавливаются на напряжения от 10 до 750 кВ, серии РНД - на напряжение 330-500 кВ. Включение и отключение полюса производится либо вращением одного изолятора, на которых установлен нож разъединителя, либо одновременно вращением обоих изоляторов, связанных между собой тягами.

Двухколонковые поворотные разъединители типа SGF с заземлителем выпускаются на напряжения 110, 150 и 220 кВ (г. Екатеринбург). На рис. 5.5. приведены наиболее важные части разъединителя. Основание разъединителя 2 состоит из сварной рамы из профильной стали (221), поворотных оснований (70), поперечной тяги (68). Поворотные основания - это закрытая конструкция, не требующая ухода при эксплуатации. Крепится на шпильках для регулировки. На изоляторах (201) установлены поворотные головки (284). Это тоже закрытая конструкция, не требующая ухода, вращается на 360°. Токопроводы (5 и 6) - сварная алюминиевая конструкция. Контактные пальцы (66) выполняются из псевдосплава медь-хром-цирконий с покрытием серебром. Непосредственно контакт (67) выполняется из меди с покрытием серебром.

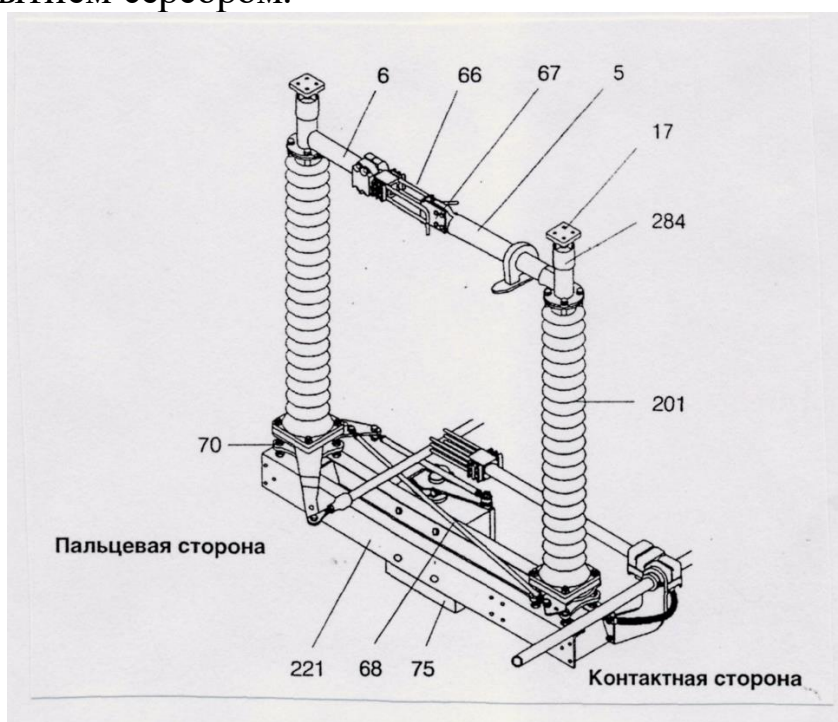


Рис. 5.5. Основная конструкция разъединителя

Высоковольтные выводы (17) имеют плоскую присоединительную поверхность по ГОСТ 21242-75 с:

- 4 отверстиями для номинальных токов до 1600 А;
- 8 отверстиями для номинальных токов выше 1600 А.

Приводной механизм (75) - моторный или ручной привод.

На рис. 5.6 представлены основные части заземлителя. Заземление (79) выполнено гибкой связью из меди, вал заземлителя (337) - из оцинкованной трубы, труба (23) - из алюминия.

Контактный палец (20) - также металлокерамика медь-хром-цирконий с покрытием серебром, а заземляемый контакт (18) - медь с покрытием серебром.

Приводной механизм (77) - моторный или ручной привод.

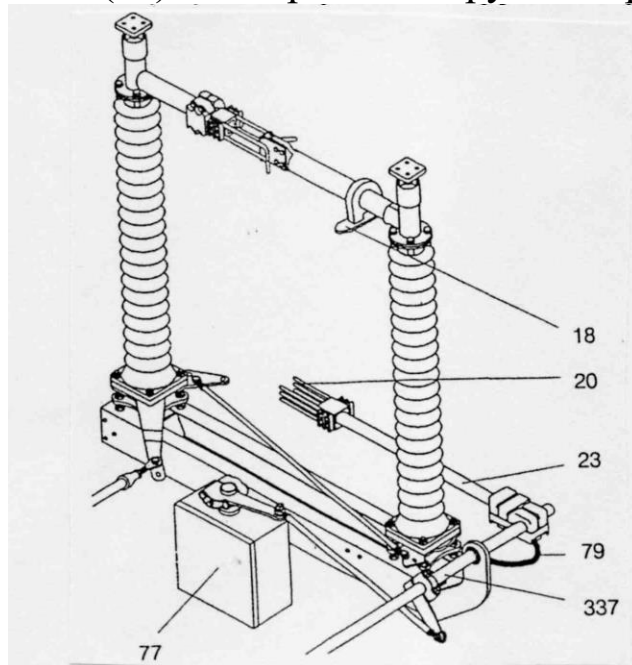


Рис. 5.6. Основная конструкция заземлителя

Разъединители имеют независимые приводные механизмы для разъединителя и заземлителя.

При отключении или включении привод проходит через мертвую точку перед моментом достижения конечного положения. Это предотвращает самопроизвольное отключение или включение разъединителя или заземлителя:

- при коротких замыканиях;
- при внешних воздействиях (штормовой ветер или землетрясение).

Рис. 5.7. поясняет работу разъединителя. Приводной механизм (75) передает движение через тягу (37) на вращающиеся основания (70).

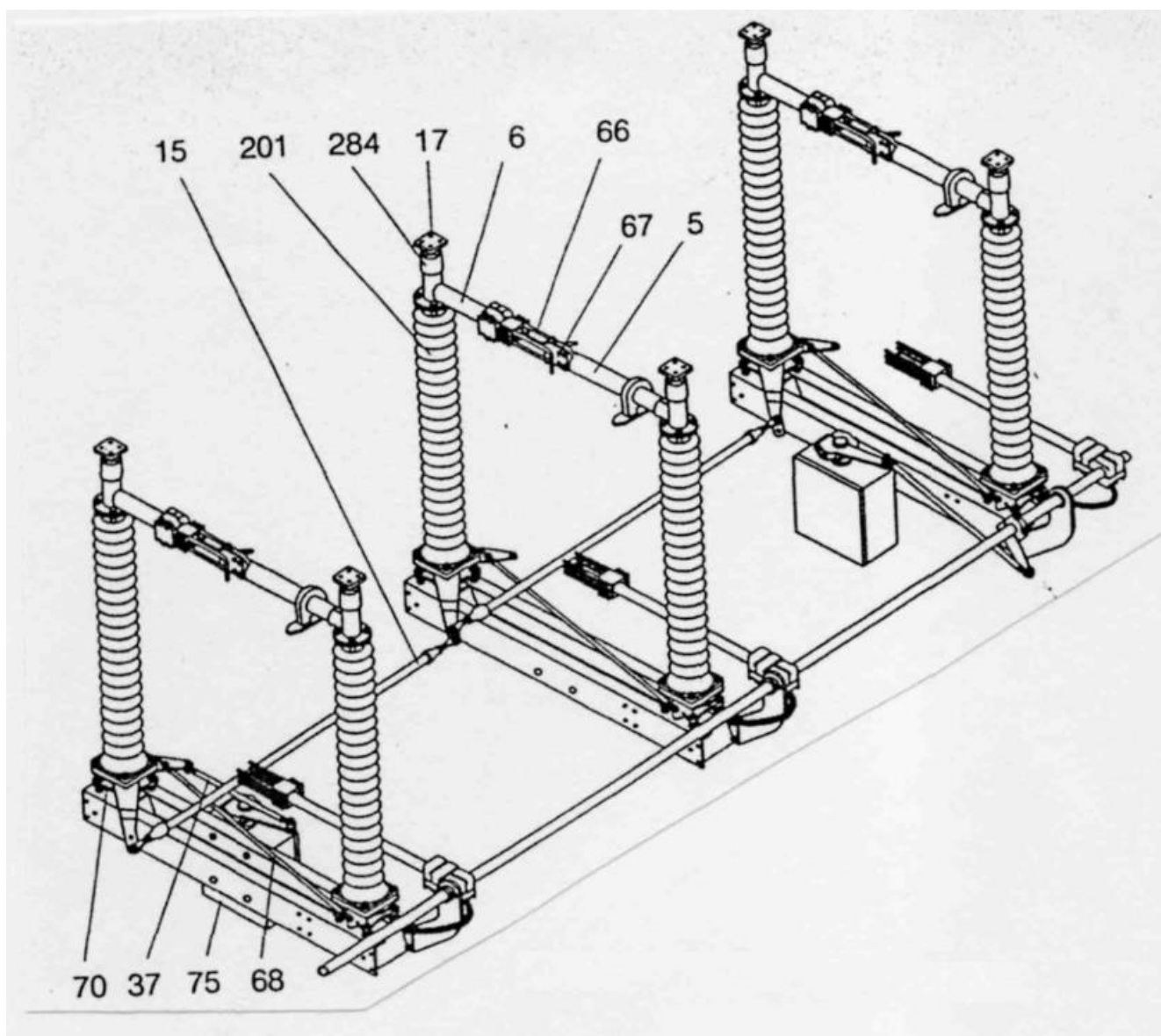


Рис. 5.7. Работа разъединителя

Поперечная тяга (68) соединяет два поворотных основания каждого полюса. Следовательно, токопроводы обоих полюсов двигаются одновременно.

Изоляторы (201) передают вращающий момент токопроводам 5 (контактная сторона) и 6 (пальцевая сторона). При переключении они поворачиваются на угол 90° .

При включении контакт (67) надежно обжимается между контактными пальцами (66). Это создает электрическую связь между токопроводами. Ток передается через розеточные контакты поворотных головок (284) к высоковольтным выводам (17).

Посредством связующих тяг (15) движение ведущего полюса передается одновременно другим полюсам группы.

Рис. 5.8 поясняет работу заземлителя. Приводной механизм (77) передает движение через приводную тягу (71) на вал заземлителя (337). Нож заземлителя (23) поворачивается вверх (включение) или вниз (выключение). При включении контактные пальцы (20) скользят по заземленному контакту (18). В конечном положении «включено» они прижаты к упору.

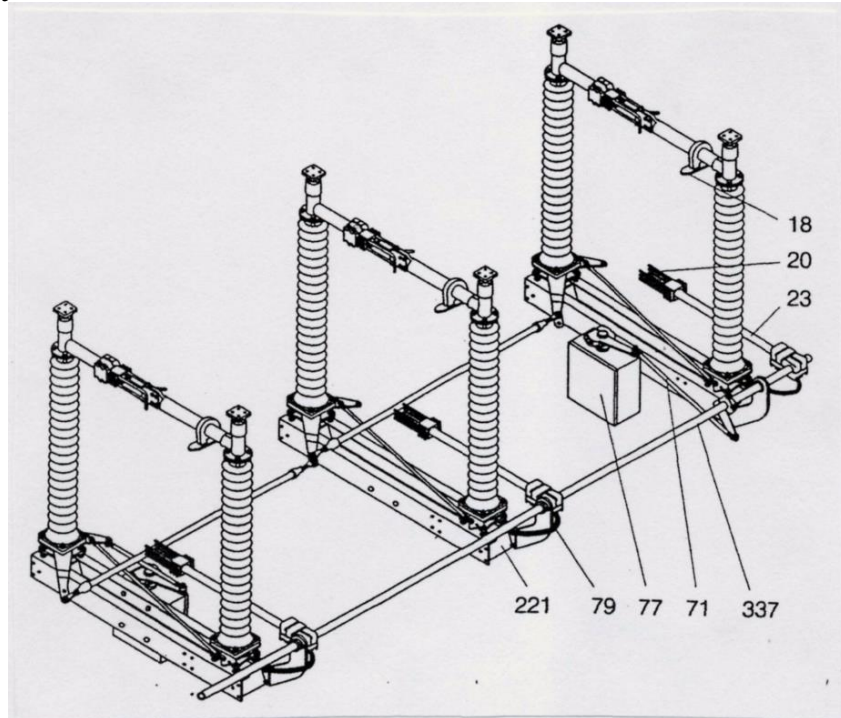


Рис. 5.8. Заземлитель

Гибкие заземляющие связи (79) соединяют нож (23) со стальной заземленной рамой разъединителя.

Разъединитель и заземлитель блокируются по следующему принципу:

- разъединитель может быть включен, только когда заземлитель отключен;
- заземлитель может быть включен, только когда разъединитель отключен.

Механические блокировки между разъединителем и заземлителем устанавливаются на заводе. Модернизация запрещается.

Блокировка разъединителей и выключателей

Отключение разъединителя при прохождении через него номинального тока ведет к тяжелой аварии, возможно поражение людей. Образующаяся дуга очень подвижна, быстро удлиняется, что

ведет к перемыканию полюсов и возникновению КЗ. Во избежание таких последствий разъединители блокируются с выключателями с помощью механических, механических замковых и электромагнитных замковых блокировок.

В первом случае рычаг привода разъединителя оказывается свободным только при отключенном положении механизма выключателя. При такой блокировке очень трудно связать механизм выключателя со многими приводами разъединителей. В каждом отдельном случае приходится конструировать свой блокирующий механизм применительно к конструкции распределительного устройства. В силу этого подобная блокировка применяется редко.

При механической замковой блокировке на выключателе и связанном с ним разъединителе установлены специальные замки, которые могут быть открыты специальным ключом. Ключ находится в замке, установленном на выключателе. Его можно вынуть из замка только при отключенном состоянии выключателя. Разъединитель может включаться и выключаться только в том случае, когда ключ находится в его замке. Операции с другими разъединителями при этом невозможны, так как отсутствует связь приводов выключателя и разъединителей.

Более совершенна **электромагнитная замковая блокировка**. Для операции с разъединителем ключ в виде электромагнита должен быть вставлен в замок. Концы катушки электромагнита выведены на штыревые контакты. Если выключатель, связанный с данным разъединителем, отключен, то через его размыкающие блок-контакты и подается напряжение на катушку. При нажатии на кольцо якоря опускается и под действием электромагнитной силы сцепляется с запирающим плунжером 6. В результате деталь 8 привода разъединителя будет освобождена, а штифты войдут в паз ключа, не допуская его снятия с замка. Для блокировки всех разъединителей достаточно одного ключа на все распределительное устройство.

Разъединитель серии РЛК

Разъединители серии РЛК на напряжение 10 кВ предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи, находящихся под напряжением, заземления отключенных

участков при помощи заземлителей (при их наличии), составляющих единое целое с разъединителями, а также отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий до 1 А.

Таблица 5.1. – Технические параметры

Наименование параметра	Норма для разъединителя типа
	РЛК
Номинальное напряжение (соответствующее наибольшее рабочее напряжение), кВ	10 (12)
Номинальный ток, А	400
Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости), кА	10
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	25
Допустимый ток нагрузки для значений температуры окружающего воздуха, А: плюс 20°С 0°С минус 20°С	530 620 700
Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока, с: для главных ножей для заземлителей	3 1
Допустимая механическая нагрузка на выводы с учётом влияния ветра и образования льда, Н, не более	200
Номинальная частота, Гц	
Электрическое сопротивление главного контура, не более, Ом	150×10^{-6}

Управление разъединителем осуществляется ручным приводом типа ПР-7УХЛ1.

В условном обозначении принято:

Р Л К В. XX – 10. IV / 400 УХЛ1

Р – разъединитель;
Л – линейный;
К – качающегося типа;
В – для вертикальной установки (в случае горизонтальной установки буква опускается);
ХХ – исполнение разъединителя по количеству заземлителей:
1а – заземлитель со стороны неподвижной колонки;
1б – заземлитель со стороны подвижной колонки;
2 – заземлители с двух сторон;
(при отсутствии заземлителей индекс опускается).
10 – номинальное напряжение, кВ;
IV – степень загрязнения по ГОСТ 9920-89 с удельной проводимостью слоя загрязнения не менее 30 мкСм;
400 – номинальный ток, А;
УХЛ1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

Разъединитель выполнен в виде трёхполюсного аппарата качающегося типа, каждый полюс которого имеет две неподвижные колонки, установленные на раме разъединителя, и одну подвижную колонку, установленную на поворотном кронштейне 8 (рисунок 5.9), которая имеет возможность качаться в направлении продольной оси разъединителя.

Разъединитель состоит из рамы, изоляции, токоведущей системы, заземляющего контура и металлоконструкции для установки на опоре.

Рама 1 (рисунок 5.9) разъединителя представляет собой сварную конструкцию из трёх параллельных гнутых швеллеров, на которые устанавливаются неподвижные изоляторы и к которым крепятся при помощи осей кронштейны подвижных изоляторов и заземляющие ножи, и двух перпендикулярных им швеллеров, соединяющих их в трёхполюсную конструкцию.

Изоляция каждого полюса разъединителя состоит из трёх полимерных изоляторов 5,6,7 (рисунок 5.9) типа ИОСК 4/10-II-1УХЛ1.

Токоведущая система состоит из главного ножа 2, основного контакта 3 и гибкой шины 4 (рисунок 5.9).

Главный нож 2 установлен на неподвижном изоляторе 5 и представляет собой медную изогнутую пластину, один из концов которой является контактным выводом разъединителя.

На подвижном изоляторе 7 установлена одна пара медных губок 25 (рисунок 5.10), образующая основной контакт 3 (рисунок 5.9). Контактное нажатие в основном контакте обеспечивается пластинчатыми пружинами 26 и регулируется затяжкой болта 27.

Один конец гибкой шины 4 закреплен между губками 25, на подвижном изоляторе 7, а другой конец закреплен на неподвижном изоляторе 6 и является контактным выводом (рисунок 5.9).

Главный нож 2 и основной контакт 3 защищены от обледенения кожухами 19 и 20 (рисунок 5.9).

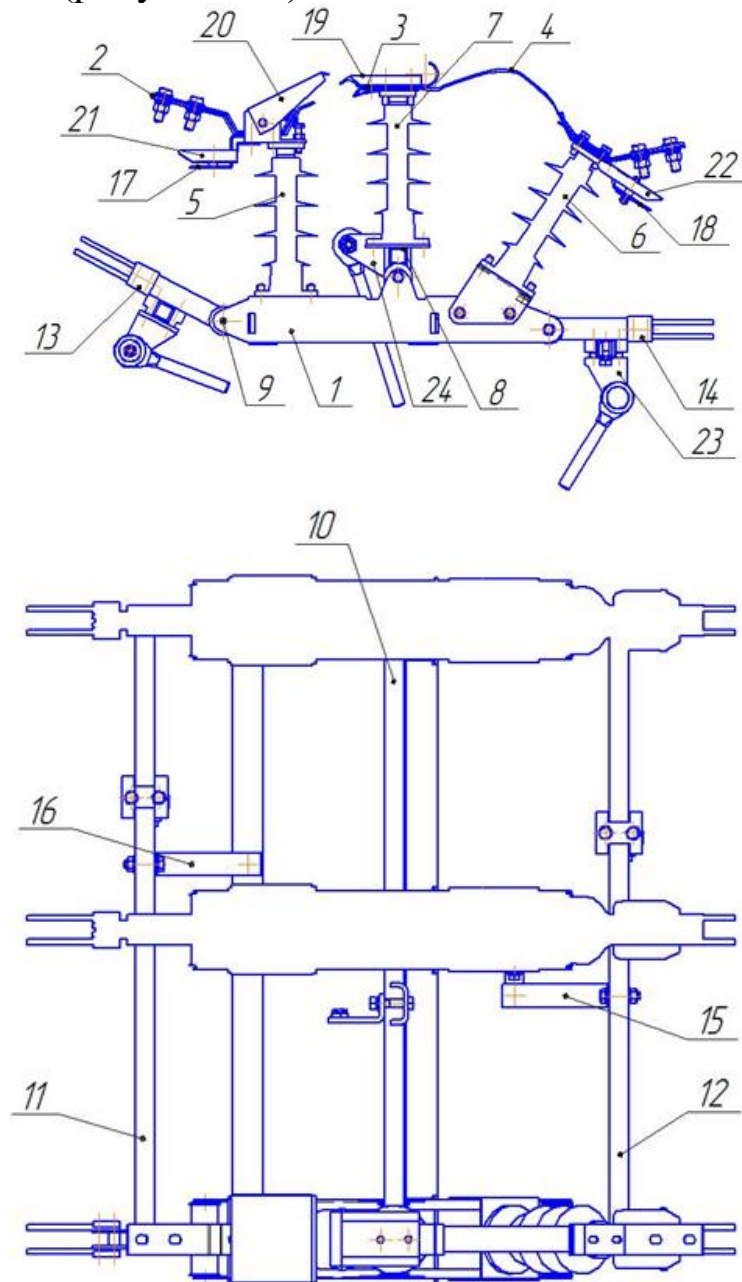
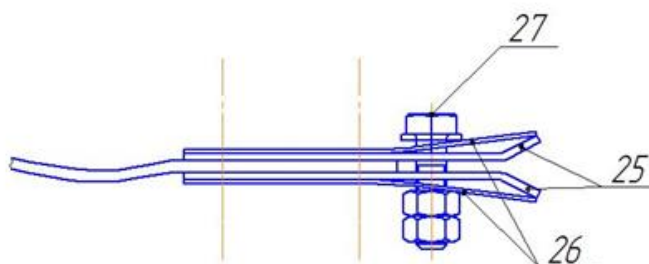


Рисунок 5.9. Разъединитель типа РЛК-10 IV/400УХЛ1 с приводом типа ПР-7УХЛ1

Заземляющий контур разъединителя состоит из валов заземления 11, 12, заземляющих ножей 13, 14, заземляющих контактов 17, 18 и гибких шин 15, 16 (рисунок 5.9.)

Валы заземления изготовлены из стальной квадратной трубы. На валы заземления установлены рычаги 23, при повороте которых через регулируемые тяги осуществляется поворот валов.

Заземляющие ножи (рисунок 5.10) представляет собой втулку 31 с приваренной к ней стальной пластиной 29, к которой при помощи зажимов 30 крепятся две пары контактных пальцев 28.



25-медные губки; 26- пружины; 27-регулирующий болт
Рисунок А.2 - Основной контакт

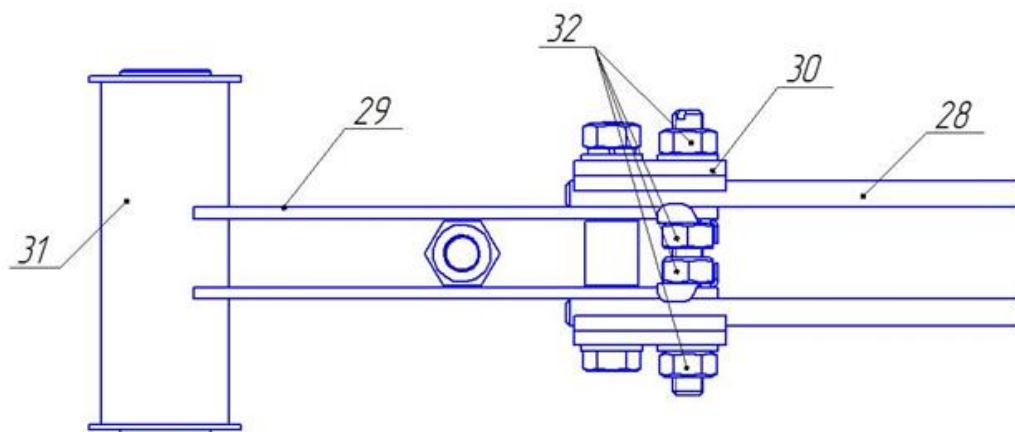


Рисунок 5.10. Основной контакт и заземляющий нож

Контактные пальцы 28 изготовлены из латуни, которая обеспечивает необходимое контактное давление в течении всего срока службы.

Заземляющие контакты 17 и 18 (рисунок 5.9) расположены на неподвижных изоляторах 5, 6 и защищены от гололёда кожухами 21 и

22. Электрическая связь заземляющих ножей с валами заземления обеспечивается непосредственно через крепления, имеющие покрытия, а валов заземления 11, 12 с рамой 1 через гибкие шины 15 и 16.

Металлоконструкция для установки разъединителей типа РЛК-10/400 УХЛ1 на опоре, которая выполнена в виде кронштейна, которые крепятся на опоре при помощи хомутов.

Металлоконструкция для установки привода на опоре выполнена в виде скобы, которая крепится на опоре при помощи хомутов.

Привод (рисунок 5.11) состоит из корпуса 33, в котором установлены втулки из стали 34, вала управления главными ножами 35, валов управления заземляющими ножами 36 и механизма фиксации и блокировки.

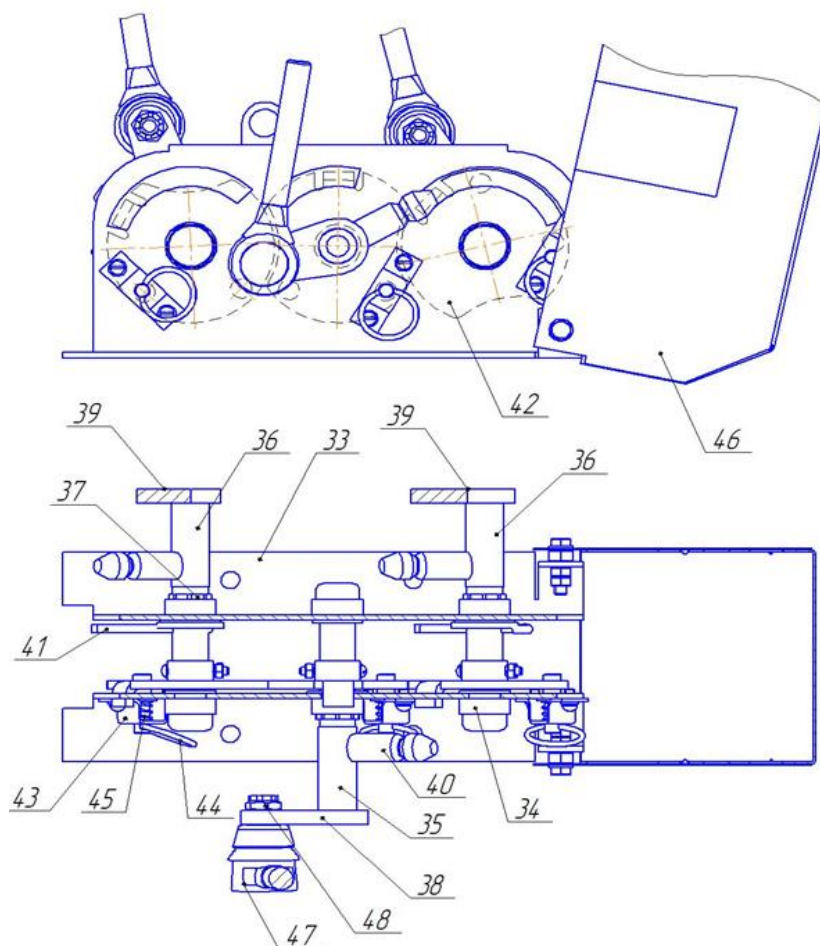


Рис.5.11. Конструкция привода разъединителя

На валах имеются антифрикционные втулки 37, рычаги управления главными ножами 38 и заземляющими ножами 39 разъединителя, к которым при помощи установленного на них крепежа крепятся соединительные тяги, и штыри 40 для установки съёмной рукоятки управления приводом.

Валы 35 и 36 зафиксированы от продольного смещения шплинтами 41. Блокировка осуществляется при помощи установленных на валах 35, 36 блокировочных дисков 42, форма и расположение которых не допускает включение главных ножей разъединителя при включенных заземлителях и при включенных главных ножах включение заземлителей. Механизм фиксации валов 35 и 36 во включенном и отключенном положении состоит из фиксатора 43, который имеет кольца 44 и пружины 45.

Для предотвращения несанкционированного оперирования на приводе имеется защитный кожух 46, запирающийся замком (в комплект поставки не входит).

Для оперирования приводом необходимо:

- снять замок и откинуть защитный кожух 46;
- надеть на штырь 40 рукоятку управления приводом ;
- вывести фиксатор 43 из отверстия в блокировочном диске 42, потянув за кольцо 44, сжимая пружину 45;
- произвести поворот штыря 40 с валом 35, 36 в указанном на корпусе 33 направлении, прикладывая усилие к рукоятке и удерживая фиксатор 43 в отжатом положении на начальном ходе оперирования;
- отпустить кольцо 44 и повернуть вал 35, 36 до фиксации фиксатором 43 конечного положения привода;
- закрыть защитный кожух 46 и замок.

При включении главных ножей рычаг 24 (рисунок 5.9) поворачивает вал основных контактов 10 на угол 54° . Кронштейны 8 совместно с закреплёнными на них изоляторами 7 с основными контактами 3 под действием указанного вала поворачиваются на угол 54° , при этом губки 25 (рисунок 5.10) основного контакта 3 (рисунок 5.11) охватывают главный нож 2, и электрическая цепь замыкается.

При включении заземляющих ножей рычаг 23 поворачивает валы заземляющих ножей 11 и 12, на угол 70° , при этом контактные пальцы заземлителей охватывают контакты заземляющего контура 18 и 19, и электрическая цепь замыкается.

Порядок выполнения работы

1. Изучить состав, устройство и принцип действия выключателя типа ВНРп.

2. Изучить состав, устройство и принцип действия разъединителя.
3. Проанализировать, в каких случаях применяется выключатель нагрузки, а в каких – разъединитель.

Содержание отчета

1. Назначение, краткое устройство и принцип действия выключателя нагрузки типа ВНРп.
2. Назначение, краткое устройство и принцип действия разъединителя.
3. Основные электрические схемы с выключателями нагрузки и разъединителями.

Контрольные вопросы

1. Каково назначение автогазового выключателя?
2. Что используется для гашения дуги в автогазовых выключателях?
3. Почему автогазовый выключатель применяется в комплекте с предохранителями?
4. Какую роль выполняют предохранители, применяемые в комплекте с выключателем нагрузки?
5. Почему выключатели нагрузки не могут отключать токи КЗ?
6. С какой целью при отключении автогазового выключателя нагрузки раньше размыкаются пары главных контактов, а затем – дугогасительных?
7. Как соединены пары главных и дугогасительных контактов автогазового выключателя?
8. Какое основное назначение разъединителей.
9. Какая последовательность операций с разъединителями и выключателями должна быть соблюдена при отключении и включении цепи.
10. Какие требования предъявляются к разъединителям во включенном -отключенном состояниях.
11. Какие токи могут отключать разъединители.
12. С каким аппаратом обязательно блокируется разъединитель.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6

ИЗУЧЕНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ПЛАВКИХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Цель работы: углубить и закрепить знания студентов по теме "Плавкие предохранители напряжением выше 1000 В", ознакомиться с конструкцией, принципом действия и техническими характеристиками предохранителей серии ПК, ПКТ, ПКН, ПВТ.

Назначение плавких предохранителей

Предохранитель представляет собой простейший электрический аппарат, который служит для защиты электрических установок от токов перегрузки и КЗ.

Устройство плавких высоковольтных предохранителей

Плавкие предохранители являются аппаратами однократного действия с пофазным отключением защищаемой цепи. Они срабатывают автономно в зависимости от кратности тока по отношению к номинальному току, длительности его протекания и не требуют каких-либо внешних измерительных и управляющих цепей.

Основной частью предохранителя является металлическая плавкая вставка, включаемая в рассечку защищаемой цепи последовательно с нагрузкой.

Срабатывание предохранителя заключается в расплавлении его плавкой вставки, после чего необходима перезарядка предохранителя, то есть замена плавкой вставки, если это возможно.

Патрон предохранителя ПК представляет собой фарфоровую трубку 2, армированную по концам латунными колпачками 3 на цементном растворе 4 (рис. 6.1).

Колпачки 3 являются одновременно контактами, к которым припаяны плавкие вставки 5.

Рабочие плавкие вставки состоят из нескольких параллельно включенных медных или серебряных проволок 5. В предохранителях на токи до 7,5 А проволоки намотаны на ребристый керамический

сердечник 6 (рис. 6.1, а), при больших токах они выполняются в виде спиралей (рис. 6.1, б).

Для уменьшения температуры плавления рабочих плавких вставок использован металлургический эффект за счет оловянных шариков 7.

При токах больших 10 А, применяют две или более параллельные проволоки разных диаметров также с напайкой в средней части оловянных шариков 7 диаметром 1-3 мм.

Патрон 2 с плавкими вставками засыпан кварцевым песком 8, закрыт с торцов крышками 1 и герметически запаян.

Предохранители ПК имеют указатель срабатывания на нижней крышке патрона состоящий из закрепленной сигнальной втулки 11 с пружиной 9, которая натягивает одну центральную стальную проволоку 10 сигнальной плавкой вставки (рис. 6.1. а, б, в).

Патрон предохранителя 1 вставляется в медные контактные стойки – держатели 2, укрепленные на опорных изоляторах 3 (рис. 6.2).

В зависимости от номинального тока в предохранителе может быть один (рис. 6.2), два (рис. 6.2, а) или четыре патрона.

Разновидностями предохранителей серии ПК являются ПКУ (усиленный), ПКТ (для защиты силовых трансформаторов и линий), ПКН (для защиты трансформаторов напряжения), ПКЭ (для силовых цепей экскаваторных установок). Устройство предохранителя серии ПКТ аналогично устройству предохранителя типа ПК.

Предохранители серии ПКТ в отличие от ПК имеют плавкую вставку из константановой проволоки, намотанной на керамический каркас и имеющий три различных сечения по длине. Это снижает перенапряжения при расплавлении плавкой вставки, ограничивая их 2,5-кратным значением номинального рабочего напряжения. Активное сопротивление плавкой вставки значительно – 45 - 144 Ом в зависимости от номинального напряжения.

Предохранители не имеют указателей срабатывания, и в них нет необходимости, так как предохранитель включается в цепи силового трансформатора или трансформатора напряжения и перегорание плавкой вставки предохранителя немедленно будет отмечено приборами.

Разделение рабочей плавкой вставки на несколько параллельных проволок, свободно размещенных в патроне, ведет к лучшему распределению теплоотдачи. Поэтому в нормальном режиме

протекании через плавкую вставку предохранителя номинального тока не вызывает ее расплавления.

Протекание одночасового плавящего тока $I_{пл}$ приводит к расплавлению плавкой вставки за время, равное одному часу.

В нормальном режиме ток, протекающий через плавкую вставку, меньший одночасового плавящего тока, распределяется по рабочим медным плавким вставкам 5, имеющим меньшее сопротивление, чем сопротивление стальной сигнальной вставки 9 (рис.6.1).

Поэтому протекание тока через плавкие вставки, большего номинального тока её, приводит к расплавлению рабочих плавких вставок 5. Стальная плавкая вставка 10 перегорает в последнюю очередь, после расплавления рабочих плавких вставок 5, когда по ней проходит ток. После этого втулка 11 указателя срабатывания выбрасывается пружиной 9 из крышки 1 патрона 2, сигнализируя о срабатывании предохранителя.

При расплавлении плавкой вставки образуется электрическая дуга. Её гашение происходит особенно интенсивно благодаря тому, что дуга горит в узком извилистом канале, соприкасаясь с сыпучим песком, при этом она быстро охлаждается, а образующиеся при расплавлении пары металла конденсируются в значительном объеме песка.

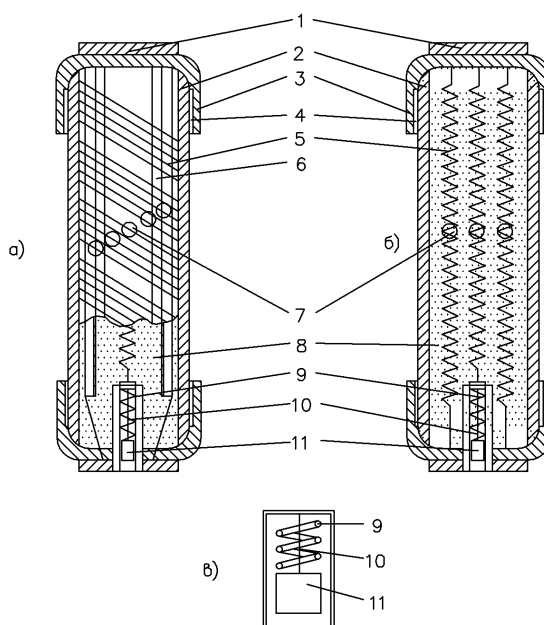


Рис. 6.1. Предохранитель типа ПК (в разрезе):
а) на ток до 7,5 А; б) на ток от 10 до 400 А;
в) указатель срабатывания.

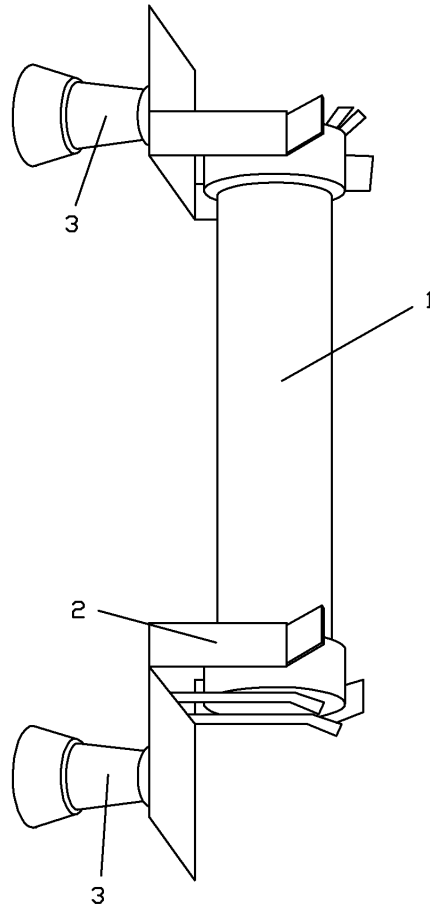


Рис. 6.2. Патрон и контактная система кварцевого предохранителя до 10 кВ, 20А

Оловянные шарики 7 при нагреве плавкой вставки 5 расплавляются, что способствует снижению температуры плавления плавкой вставки до 232-280°C.

Для нормальной работы предохранителя важное значение приобретает герметизация его патрона. Нарушение герметичности патрона приводит к увлажнению кварцевого песка, что может привести к потере способности гашения дуги. Поэтому места пайки плавких вставок к колпачкам и цементирующей замазки, крепящей колпачки, должны быть хорошо окрашены специальной эмалью.

Предохранители ПК являются токоограничивающими, так как они отключают электрическую цепь раньше, чем ток КЗ достигнет своего ударного (амплитудного значения) (рис. 6.4).

Полное время отключения предохранителем тока КЗ составляет $t=0,005-0,007$ с. При столь быстром отключении цепи могут возникать значительные перенапряжения. Для снижения перенапряжений

искусственно затягивают гашение дуги, применяя плавкие вставки разного сечения по длине или плавкие вставки с искровыми промежутками, включенные параллельно основным рабочим вставкам.

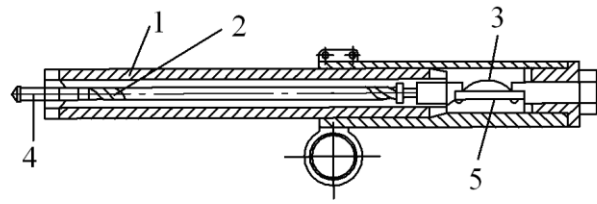
Благодаря малому сечению и большому активному сопротивлению плавкой вставки предохранители ПКТ создают значительный токоограничивающий эффект. Их мощность отключения достигает 1000 МВ·А.

Для ограничения перенапряжений в предохранителях до 7.5 А устанавливаются вспомогательные плавкие вставки, снабженные фарфоровыми искровыми промежутками. По обе стороны искрового промежутка проволочные плавкие вставки имеют различное сечение. После сгорания рабочих плавких вставок искровой промежуток пробивается и, тем самым, включается вспомогательная плавкая вставка ступенчатого сечения. Сначала плавится вставка меньшего сечения и образуется дуга сокращенной длины с пониженной величиной напряжения зажигания. После этого происходит расплавление плавкой вставки большего сечения. Такое ступенчатое гашение дуги ограничивает перенапряжения до 2,5 кратной величины номинального напряжения.

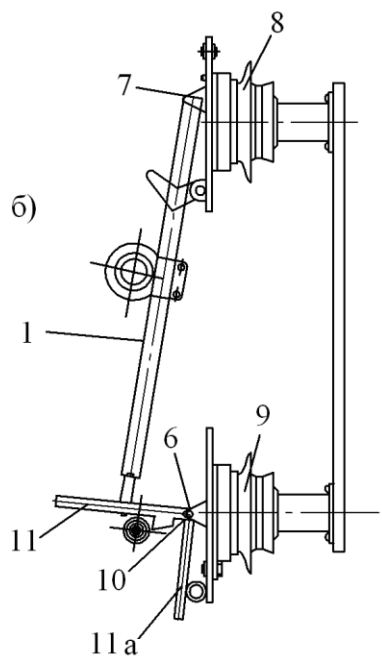
Предохранители с автогазовым гашением дуги выполнялись на напряжение 10, 35, и 110 кВ. Предохранители на стороне 35, 110 кВ силовых трансформаторов не применяются.

Основной частью предохранителя ПВТ (ранее назывались ПСН) является патрон (газогенерирующая трубка) (рис. 6.3, а), внутри которой помещен гибкий проводник 2, соединенный с плавкой вставкой 3 и контактными наконечником 4. Параллельно медной вставке 3 подключена стальная плавкая вставка 5, воспринимающая усилие спиральной пружины 6 (рис. 6.3, б), стремящейся выдернуть гибкий проводник 2 (рис. 6.3, а).

Головка патрона 1 предохранителя (рис. 6.3, б) зажата специальным держателем 7 на верхнем опорном изоляторе 8. На нижней опорном изоляторе 9 на оси 10 укреплен контактный нож 11 со спиральной пружиной 6, которая стремится повернуть нож 11 против часовой стрелки в положение 11а. Нож 11 охватывает шейку контактного наконечника 4 (рис. 6.3, а).



a)



б)

Рис. 6.3. Предохранитель типа ПВТ
а) патрон; б) общий вид

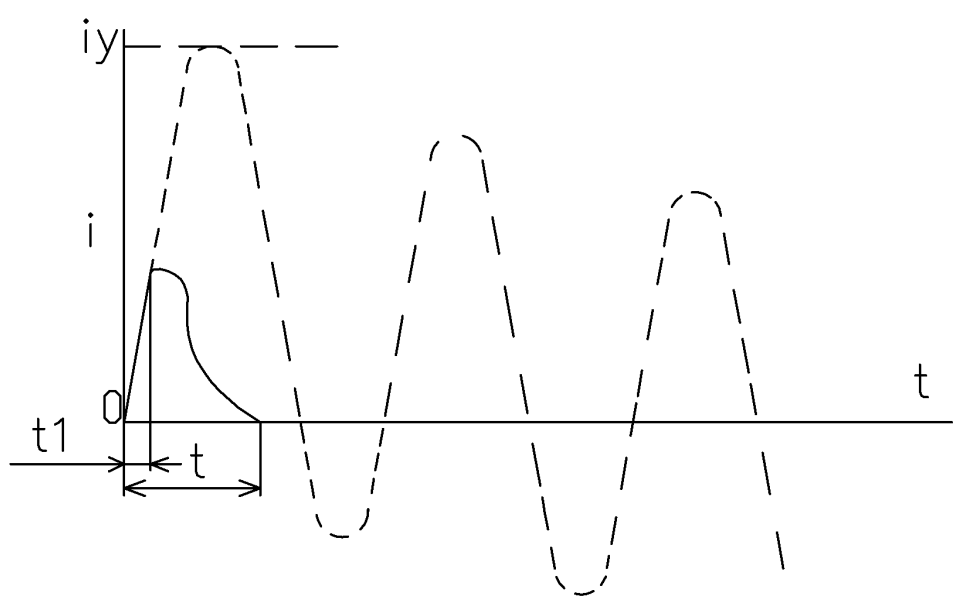


Рис. 6.4. Токоограничивающий эффект предохранителя ПК при коротком замыкании

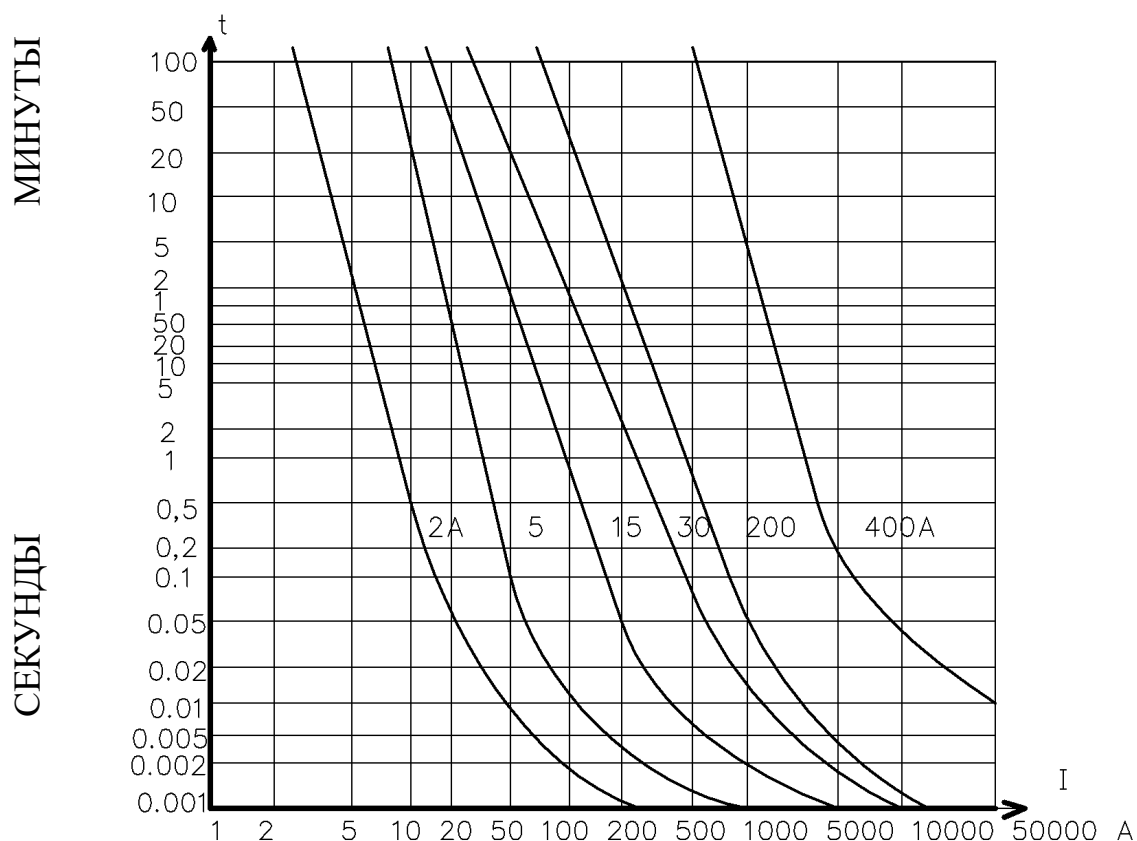


Рис. 6.5. Защитная характеристика предохранителя ПК

В нормальном режиме плавкая вставка нагревается до высокой температуры. Чтобы при этом не происходило газообразования, вставка размещена не в трубке 1, а в металлическом колпаке 12, закрывающём один конец трубки (рис. 6.3).

При КЗ сначала расплавляется медная 3, затем стальная вставка 5. Под действием пружины 6 нож 11 поворачивается против часовой стрелки, и выбрасывает гибкий проводник 2. Дуга, образовавшаяся после расплавления вставок, затягивается в трубку 1, где интенсивно выделяется газ. Давление газа в трубке 1 достигает 10-20 МПа, создается интенсивное продольное автодутье, гасящее дугу.

Гашение дуги сопровождается выбросом раскаленных газов и мощным звуковым эффектом (выстрелом).

В связи с этим предохранители ПВТ устанавливают в открытых РУ таким образом, чтобы в зоне выхлопа не было электрических аппаратов.

В процессе отключения длина дуги, а следовательно, и ее сопротивление увеличивается по мере выброса гибкого проводника; поэтому перенапряжений не возникает.

Основные технические характеристики предохранителей

Предохранители характеризуются номинальным током плавкой вставки, т.е. током, на который рассчитана плавкая вставка для длительной работы. В один и тот же корпус предохранителя могут быть вставлены плавкие элементы на различные номинальные токи, поэтому сам предохранитель характеризуется номинальным током предохранителя (основания), который равен наибольшему из номинальных токов плавких вставок, предназначенных для данной конструкции предохранителя.

Номинальным током плавкой вставки $I_{нпв}$ (или патрона предохранителя $I_{нп}$) называется протекающий через нее ток, указанный заводом изготовителем, который выдерживает плавкая вставка, не расплавляясь, в течение неограниченного времени при максимальном превышении температуры у зажимов патронов на $65\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Отключающая способность плавких предохранителей характеризуется номинальным током отключения $I_{отк}$, под которым следует понимать начальное действующее значение периодической составляющей за первый полупериод наибольшего ожидаемого тока КЗ, который плавкий предохранитель способен отключить при указанном напряжении. Под ожидаемым током КЗ понимают ток, который имел бы место в цепи при замкнутых накоротко предохранителях. Понятие ожидаемого тока КЗ введено в связи с тем, что многие типы предохранителей видоизменяют форму кривой тока КЗ и ограничивают его амплитуду (рис. 6.4).

Зависимость времени плавления (срабатывания) плавкой вставки от тока перегрузки или КЗ называется защитной характеристикой плавкого предохранителя (рис. 6.5).

Защитная характеристика, считается удовлетворительной, если выполняется условие $1,3 < I_{нл} / I_{нпв} < 1,5$

С увеличением тока перегрузки или КЗ, время плавления вставки резко уменьшается.

Применение высоковольтных предохранителей

Плавкие предохранители напряжением выше 1000 В находят применение в распределительных устройствах станций и подстанций при электроснабжении городских, промышленных и сельскохозяйственных хозяйственных потребителей (рис. 6.6).

Очень часто плавкие предохранители применяются в комплекте с выключателями нагрузки (например, типа ПК). Предохранители ПКТ применяют для защиты силовых трансформаторов и линий. Предохранители типов ПКН применяются для защиты трансформаторов напряжения. Для открытых распределительных устройств применяют выхлопные предохранители типа ПВТ на 10 кВ (например, применяются на комплектных трансформаторных подстанциях (КТП) для защиты силовых трансформаторов от токов КЗ, но они не защищают их от других видов повреждений).

Порядок выполнения работы

1. Изучить устройство и принцип действия предохранителей.
2. Ознакомиться с основными техническими данными предохранителей, заполнить таблицу 11.1.

Таблица 6.1. Технические характеристики предохранителей

Характеристика	Тип предохранителей		
	ПК	ПКТ	ПВТ
Номинальное напряжение, кВ			
Номинальный ток патрона $I_{нп}$, А			
Номинальный ток плавкой вставки $I_{нпв}$, А			
Номинальный ток отключения, $I_{отк}$, кА			
Предельный сквозной ток, кА: - амплитудное значение, $i_{прск}$ - действующее значение периодической составляющей, $I_{прск}$			

Содержание отчета

1. Назначение, краткое устройство, принцип действия предохранителей.
2. Технические характеристики предохранителей (таблица 6.1).
3. Эскизы предохранителей.
4. Основные электрические схемы с высоковольтными предохранителями.

Контрольные вопросы

1. Каково назначение плавкого предохранителя?
2. С какой целью в высоковольтных предохранителях используется металлургический эффект?
3. С какой целью плавкая вставка предохранителей типа ПКТ выполняется из константана, имеет три различных сечения по длине?
4. Почему константановая плавкая вставка не применяется в предохранителях типа ПК?
5. Как соединены рабочие и вспомогательные плавки вставки?
6. Почему сигнальная плавкая вставка расплавляется после расплавления всех рабочих вставок?
7. Почему в нормальном режиме ток распределяется только по рабочим плавким вставкам, минуя сигнальную, хотя они все соединены параллельно?
8. С какой целью рабочая плавкая вставка разделена на несколько параллельно включенных медных проволок?
9. Что такое одночасовой плавающий ток плавкой вставки?
10. Для чего служит песок, засыпанный в патрон предохранителя?
11. Для чего применяется вспомогательная плавкая вставка ступенчатого сечения?
12. Что такое защитная характеристика предохранителя?
13. Каково назначение предохранителя типа ПВТ?
14. По каким техническим характеристикам выбираются плавкие предохранители?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7

ИЗУЧЕНИЕ КОМПЛЕКТНОЙ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Цель работы: углубить и закрепить знания по теме "Комплектные трансформаторные подстанции", познакомиться с их конструкцией и техническими характеристиками.

Общие сведения о трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ

Для питания сельскохозяйственных потребителей проектируют и монтируют потребительские подстанции. На них устанавливают один или два трехфазных трансформатора 10/0,4 кВ и реже однофазные трансформаторами с напряжением 10/2×0,22 кВ.

Однофазные трансформаторы предназначены для питания однофазных потребителей мощностью до 10 кВА. Вторичная обмотка однофазного трансформатора разделена на две секции по 0,22 кВ со средней точкой.

На ТП 10/0,4 кВ устанавливают трансформаторы со схемой соединения «звезда - звезда с нулем» -12 группа. При необходимости симметрирования напряжений в ТП до 160 кВА могут применяться трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда – зигзаг с нулем»- 11 группа. К сетям 6 кВ подключают КТП с трансформаторами 6/0,4 кВ – 11 группа соединений обмоток. Потребительские подстанции выполняются мачтовыми, комплектными или закрытыми и называются трансформаторными пунктами (ТП).

На мачтовых ТП электрооборудование 10 кВ размещается в верхней части на опоре, на втором уровне монтируется силовой трансформатор, а щит низкого напряжения размещен на первом уровне для удобства обслуживания. Подстанции 10/0,4 кВ имеют распределительные устройства (РУ) 10 кВ и 0,4 кВ и один или два силовых трансформатора.

Наиболее сложными являются ТП проходного типа с трансформаторами мощностью 250...630 кВА. К этим ТП заходят транзитом чаще всего две линии 10 кВ через выключатели нагрузки. В качестве секционирующих аппаратов на 10 кВ используют также два

выключателя нагрузки (рис. 7.1). Использование двух секционирующих выключателей позволяет производить их поочередный ремонт без перерыва питания потребителей от двухтрансформаторной подстанции. Выключатели нагрузки позволяют оперировать линиями и трансформаторами под нагрузкой. Наибольшее распространение получили тупиковые комплектные ТП.

КТП называется такая подстанция, которая состоит из трансформатора и блоков, поставляемых в собранном или подготовленном для монтажа виде. КТП мощностью 25...250 кВА для наружной установки поставляются в виде трех блоков:

- силового трансформатора типа ТМ25/10...ТМ160/10;
- шкафа высокого напряжения (ВН);
- шкафа низкого напряжения (НН).

В дополнение к этим блокам необходимо установить и подключить разъединитель и заземляющее устройство. Шкафы ВН и НН жестко соединены между собой. Для питания такой КТП используют одну линию ВЛ-10 кВ.

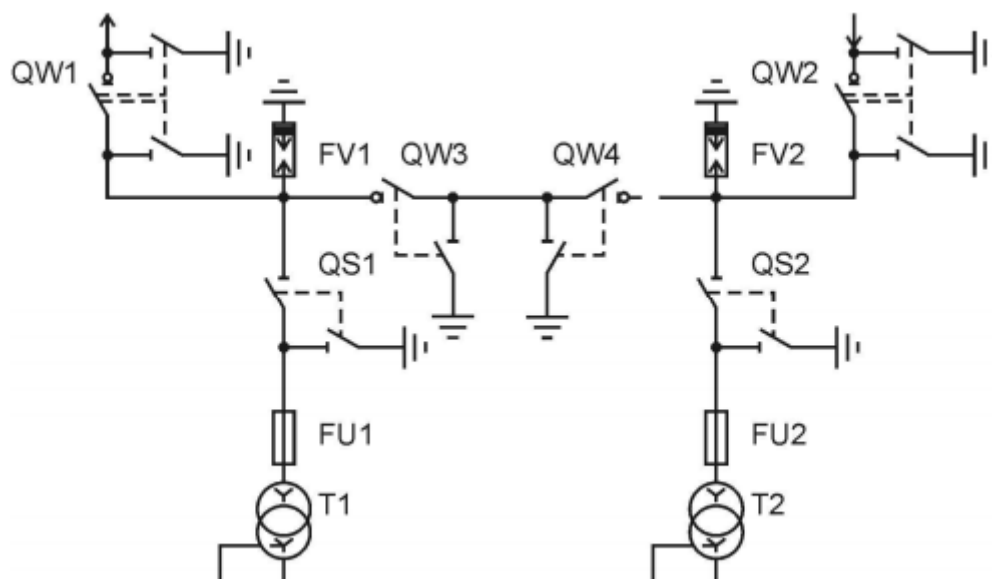


Рисунок 7.1 - Схема распределительного устройства 10 кВ на ТП проходного типа

КТП мощностью до 250 кВА монтируется на двух железобетонных фундаментах - стойках, устанавливаемых в сверленные котлованы (рис. 7.2).

Конструктивное исполнение элементов КТП

Силовой трансформатор

Трансформатор имеют шихтованный магнитопровод с расположением стержней в одной плоскости. В некоторых конструкциях магнитопровод выполняется витым, тогда при виде сверху стержни магнитопровода располагаются по треугольнику. Соответственно крышка бака выполняется в виде овального треугольника. На крышке бака располагаются три проходных изолятора высокого напряжения и четыре - низкого.

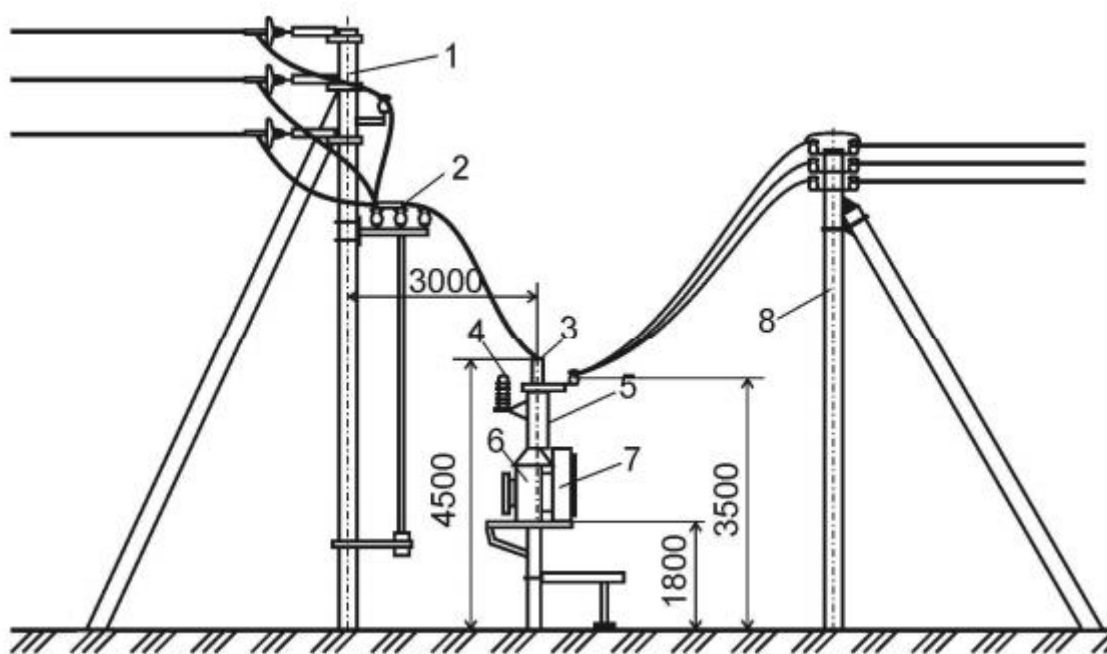
Все трансформаторы 10/0,4 кВ имеют устройство регулирования напряжения без возбуждения (ПВВ), которое управляется переключателем анцапф, рукоятка переключателя выведена на верхнюю крышку трансформатора. Регулирование напряжения осуществляется изменением числа витков обмотки высокого напряжения, при этом изменяется коэффициент трансформации. Такую операцию можно выполнять на отключенном трансформаторе только после выполнения всех организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасное выполнение работ. Наблюдение за уровнем масла в расширителе осуществляется по масломерному стеклу без отключения трансформатора. Периодический отбор масла из трансформатора осуществляется из крана специальной конструкции, установленном в нижней части бака. В этой части бака собирается самое увлажненное масло, так как влага тяжелее масла.

Для контроля за температурой верхних слоев масла предусмотрена установка термометров в специальное гнездо. В некоторых КТП устанавливаются трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда - зигзаг» с 11 группой соединений. Это соединение обмоток симметрирует напряжения при несимметричной нагрузке, но такой трансформатор стоит дороже обычного со схемой соединения обмоток «звезда - звезда с нулем».

Разъединитель

На подстанции тупикового типа для включения и отключения трансформатора на холостом ходу на концевой опоре линии электропередачи 10 кВ устанавливаются разъединитель для наружной установки типа РЛНДА1-10 с приводом ПРНЗ-10. Привод расположен на уровне, доступном для ручного управления. Этот разъединитель

создает видимый разрыв в цепи высокого напряжения, когда необходимо выполнять ремонтные работы. Он позволяет управлять токами холостого хода трансформаторов мощностью до 400 кВА. Чтобы исключить оперирование разъединителем под нагрузкой, устанавливается блокировка между рубильником в шкафу 0,4 кВ и разъединителем 10 кВ. Только в отключенном положении рубильника можно снять ключ блокировочного замка, которым открывается привод разъединителя. А рубильник отключается после отключения автоматов в цепях линий 0,4 кВ. На ТП с трансформаторами мощностью 630 кВА и выше для управления со стороны 10 кВ используют выключатели нагрузки, а не разъединители.



- 1- концевая опора 10 кВ; 2 - разъединитель 10 кВ; 3 - проходной изолятор; 4 - вентильный разрядник 10 кВ;
 5 - вводное (распределительное) устройство 10 кВ;
 6 - силовой трансформатор;
 7 - распределительное устройство 0,4 кВ; 8 - концевая опора 0,38 кВ

Рисунок 7.2 - Установка КТП 10/0,4 кВ мощностью 25...250 кВА

Шкаф высокого напряжения

В шкафу ВН располагаются предохранители с заполнением кварцевым песком. Предохранители FU1...FU3 (рис. 7.3) защищают обмотку трансформатора от токов перегрузки, превышающих двухкратное

значение, а также срабатывают при коротких замыканиях внутри корпуса трансформатора. В верхней части шкафа ВН закреплены траверсы для подключения проводов воздушных линий 0,4 кВ. Количество отходящих от ТП линий определяется мощностью трансформатора. В КТП мощностью до 160 кВА предусмотрено до трех отходящих линий 0,4 кВ. На шкафу ВН закреплены также разрядники, защищающие ТП от набегающих волн перенапряжений со стороны линии 10 кВ. Дверца шкафа ВН заблокирована с заземляющими ножами разъединителя. После отключения разъединителя секторная блокировка приводов позволяет оперировать приводом заземляющих ножей. При включении заземляющих ножей можно повернуть ключ второго блокировочного замка, снять этот ключ и открыть шкаф ВН. Таким образом, плавкие вставки предохранителей можно заменить только после включения заземляющих ножей.

Шкаф низкого напряжения

В шкафу НН расположены: - приборы учета переданной электроэнергии; - устройство контроля исправности линии 10 кВ; - управление отходящими линиями 0,4 кВ; - управление уличным освещением.

С наружной верхней части шкафа НН размещены разрядники низкого напряжения.

1) Приборы учета переданной энергии Учет всей переданной потребителям со вторичной обмотки трансформатора электроэнергии осуществляется по трехфазному счетчику активной энергии РІ, который подключается к силовым цепям через трансформаторы тока ТА1...ТА3.

Следует обратить внимание, что первичная и вторичная обмотки трансформаторов тока объединены, что исключает пробой изоляции между обмотками, так как обмотки оказываются под одним потенциалом. Такое объединение также уменьшает количество проводов между счетчиком и силовыми цепями. Учет количества электроэнергии осуществляется по разности показаний счетчика с учетом коэффициента трансформации трансформаторов тока.

По счетчику активной энергии можно определить активную мощность, передаваемую через силовой трансформатор потребителям. Для этого следует зафиксировать количество оборотов диска за

определенное время. Во время эксплуатации необходимо следить за целостью вторичных цепей трансформаторов тока. Нарушение их целостности приводит к нагреванию железа магнитопровода и обугливанию изоляции обмоток трансформаторов тока. В холодное время года, при температуре окружающего воздуха 00 и ниже выключателем SA1 необходимо вручную включать подогрев счетчика с помощью резисторов R1 и R2, расположенных вблизи поверхности счетчика

2) Устройство контроля исправности линии 10 кВ В процессе эксплуатации, особенно при возникновении неполнофазных режимов потребителей, на ТП проверяют наличие трех фазных напряжений. Для этого в щите НН установлен переключатель SA3 на три положения. На выходе этого переключателя установлена лампа EL1 через предохранитель FU7 и розетка XS1. Лампа EL1 используется для освещения шкафа НН в темное время суток, но одновременно по ее накалу судят о симметрии поступающих фазных напряжений. При необходимости для контроля симметрии напряжений можно использовать вольтметр, подключаемый к розетке XS1.

3) Управление отходящими линиями 0,4 кВ Шины 0,4 кВ запитываются от силового трансформатора через разъединитель QS3 и трансформаторы тока. От шин 0,4 кВ отходят три линии 380/220 В 1ВЛ-0,38, 2ВЛ-0,38, 3ВЛ-0,38 к потребителям. Для оперативного управления на каждой ВЛ установлены автоматические выключатели QF1, QF2, QF3. Номинальные токи автоматов выбираются в зависимости от мощности ТП.

Автоматы с электромагнитными расцепителями без выдержки времени отключают близкие к ТП короткие замыкания. Удаленные КЗ и токи перегрузки линий отключаются полупроводниковой защитой ЗТИ-0,4. Эта защита воздействует на отключающую катушку автомата через выдержку времени после появления повреждения. Токи срабатывания ЗТИ-0,4 можно изменять ступенчато. При междуфазных КЗ токи срабатывания могут быть установлены 100, 160 и 250 А, а при однофазных КЗ 40, 80 и 120 А. Предельное время отключения автомата при междуфазных и однофазных КЗ не превышает 15 с. В случае падения фазного провода ВЛ на влажную почву, когда через место повреждения будет протекать ток 3...8 А отключение произойдет через 0,1...0,2 с. В связи с введением новых ГОСТов по электробезопасности линии 0,38 кВ выполняют из 6-ти проводов: три фазных провода, один

нулевой рабочий, один нулевой защитный и провод наружного освещения. В такой сети однофазные приемники подключаются между фазными и нулевым рабочим проводом, а все корпуса электрооборудования соединяются с нулевым защитным проводом.

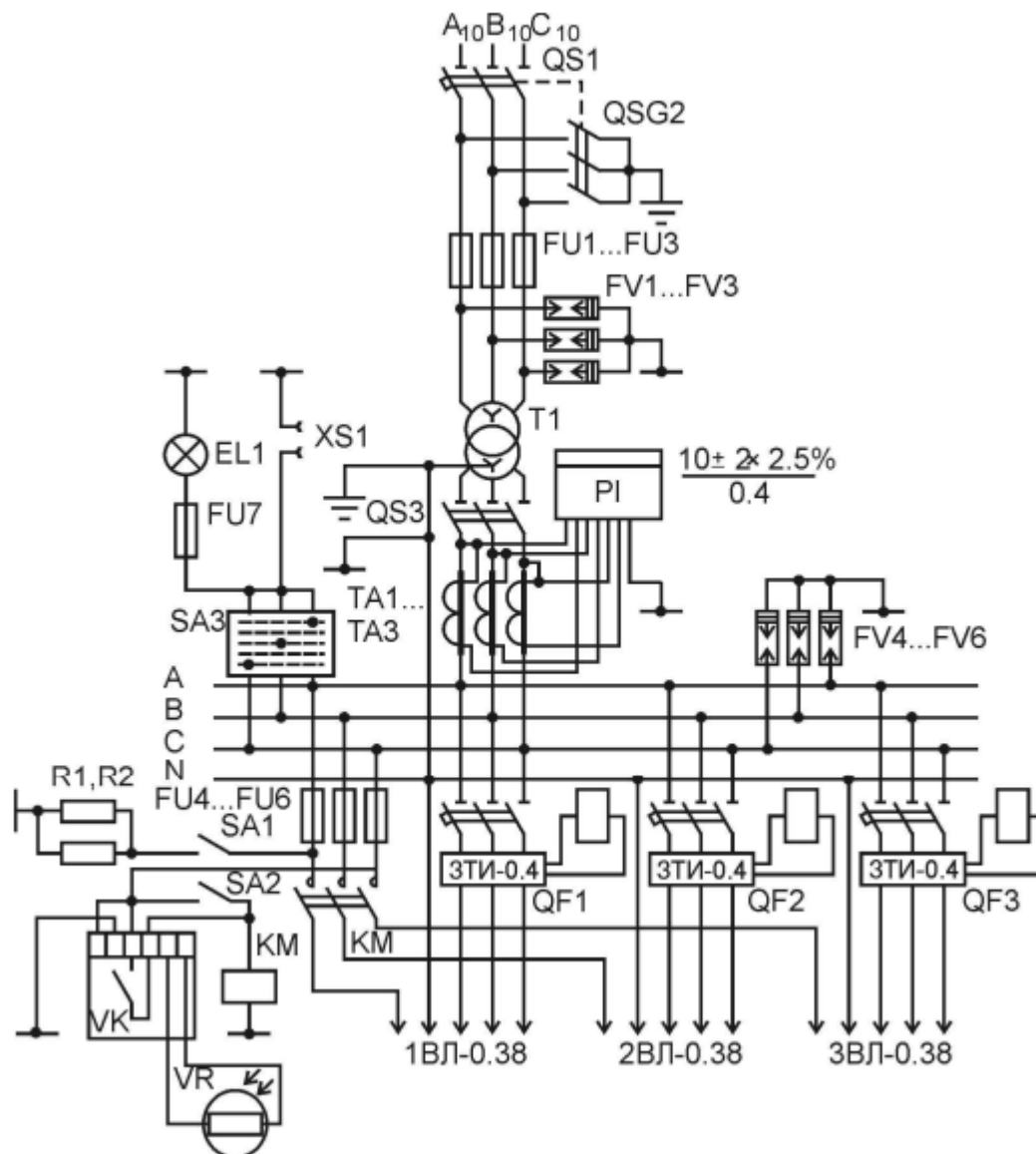


Рисунок 7.3 - Принципиальная схема КТП до 160 кВА

4) Управление уличным освещением В щите НН смонтирована схема автоматического управления уличным освещением. Схема включает:

- пробочные предохранители FU4...FU6;
- магнитный пускатель KM;
- фотосопротивление VR, установленное в боковой стенке шкафа НН;

- полупроводниковый усилитель VK;
- выключатель ручного и автоматического управления SA2.

От силовых контактов магнитного пускателя КМ отходят три провода, по одному на каждую линию. Эти провода являются пятыми в пятипроводной уличной сети. К пятому проводу и к нулевому проводу линии подключаются лампы уличного освещения. Питание на усилитель VK и КМ подается через предохранитель FU6. Во включенном положении SA2 питание непосредственно подается на катушку магнитного пускателя, от которого загораются лампы уличного освещения. Это используют при замене перегоревших ламп в дневное время суток.

В отключенном положении выключателя SA2 катушка КМ управляется от фотореле. Между клеммами 1-2 подводится фазное напряжение, одна полувольтна которого обрезаается однополупериодным выпрямителем - диодом VD2 и сглаживается конденсатором С. Выпрямленное напряжение подается на усилитель с эмиттерной обратной связью (рис. 7.4).

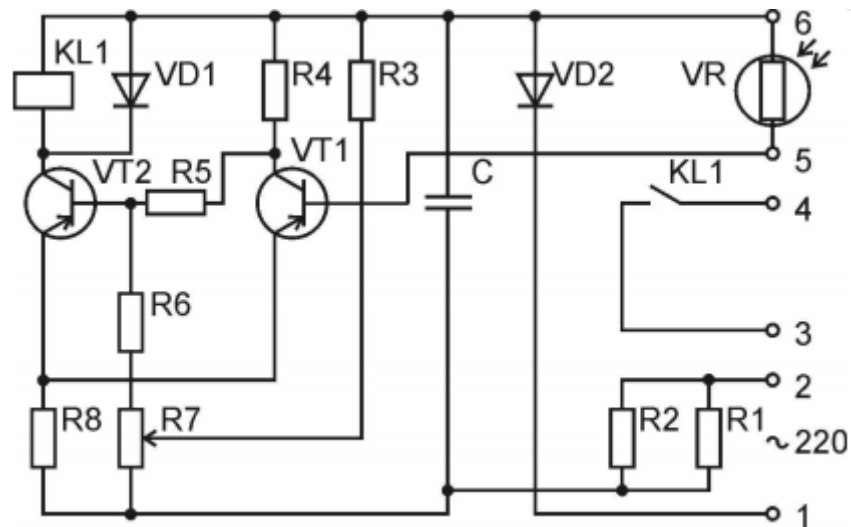


Рисунок 7.4 - Принципиальная схема фотореле

Изменение освещенности фотодатчика VR, при котором усилитель срабатывает, осуществляется резистором R7. Эти резистором устанавливается исходный потенциал базы VT1.

Заземляющее устройство

Любая подстанция имеет заземляющее устройство, представляющее собой заземлитель и заземляющие проводники.

Заземлитель погружается в землю и представляет собой обычно четыре вертикальных электрода, выполненных из уголковой или круглой стали, длиной 3...5 м и горизонтальных электродов, соединяющих вертикальные электроды. Горизонтальные электроды располагают на глубине 0,7 м. Такое исполнение заземлителя обеспечивает выравнивание потенциала на поверхности грунта под ТП. Заземляющими проводниками соединяется заземлитель с баком трансформатора и с корпусом шкафов НН и ВН и с нулевой точкой обмотки низкого напряжения трансформатора. Заземление нулевой точки трансформатора необходимо для снижения напряжения прикосновения к корпусам электрооборудования в случае обрыва и падения фазного провода на землю, а также для обеспечения сигнализации в случае повреждения изоляции между обмотками высокого и низкого напряжения трансформатора. Кроме заземляющего устройства ТП на каждой отходящей линии устанавливают повторные заземления нулевого провода для снижения напряжения прикосновения.

Порядок выполнения работы

1. Изучить принципиальную схему комплектной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ (КТП).
2. Найти все элементы принципиальной схемы на макете.
3. Разобраться с работой устройства регулирования напряжения.
4. По схемам и на макете разобрать работу элементов схемы в различных режимах работы.

Содержание отчета

1. Назначение и краткое устройство КТП.
2. Однолинейная схема КТП с необходимыми пояснениями.
3. Схема изменения числа витков обмотки высокого напряжения силового трансформатора.

Контрольные вопросы

1. Для чего используется разъединитель на ТП со стороны 10 кВ?
2. Какие блокировки предусмотрены на КТП?

3. Какое соотношение напряжений и токов на выводах обмоток низкого и высокого напряжения?
4. Каким образом регулируется напряжение у потребителей?
5. Когда устанавливаются выключатели нагрузки со стороны 10 кВ?
6. Как вычислить количество электроэнергии, переданной потребителям?
7. Как вычислить мощность, потребляемую от трансформатора?
8. Как работает усилитель в схеме уличного освещения?
9. Как осуществляется управление уличным освещением?
10. Как формируется пятипроводная воздушная линия 380 В?
11. Как формируется шестипроводная воздушная линия 380 В?
12. Для чего используется переключатель SA3?
13. Как защищается ТП от перенапряжений?
14. Какие условия необходимо выполнить для включения трансформаторов на параллельную работу?
15. Как выполняется заземляющее устройство ТП и для чего оно предназначено?
16. Что сработает на ТП при КЗ на отходящей линии 0,38 кВ?
17. Что сработает на ТП при замыкании в лампе уличного освещения?
18. Каким образом можно определить загрузку ТП?
19. Как осуществляется блокировка между низковольтным щитом и разъединителем?
20. Как изменить коэффициент трансформации силового трансформатора на ТП?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 8

ИЗУЧЕНИЕ ПРИВОДОВ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ

Цель работы: ознакомление с принципом действия, конструкцией и характеристиками различных приводов высоковольтных аппаратов, изучение схем управления ими.

Общие сведения о приводах

Приводы высоковольтных аппаратов предназначены для включения, удержания во включенном положении и отключения высоковольтного аппарата. В зависимости от источника энергии, используемого при включении, приводы бывают на ручные, грузовые, пружинные, электромагнитные (соленоиды), пневматические, инерционные, гидравлические, электродвигательные.

Приводы прямого действия потребляют энергию во время включения непосредственно от источника электрической энергии.

К приводам косвенного действия относятся приводы с предварительным запасанием энергии включения, например, путем взведения пружины.

При включении аппарата (выключателя) привод преодолевает инерцию покоя подвижных деталей выключателя, взводит отключающие пружины, сообщает подвижным контактам необходимую скорость, преодолевает сопротивление пружин неподвижных контактов и демпферных устройств, гидравлическое сопротивление масла, электродинамические усилия от токов короткого замыкания (при включении на КЗ), препятствующие включению выключателя.

Для удержания выключателя во включенном положении приводы имеют удерживающий механизм, выполненный в виде защелки и системы рычагов. На этот механизм при автоматическом и дистанционном отключении воздействуют отключающий электромагнит привода.

Отключение должно происходить не только из положения «включено», но и в том случае, когда процесс включения еще не

кончился, а на отключающий электромагнит уже поступила команда отключения (при включении на короткое замыкание). Беспрепятственное отключение в этом случае обеспечивается с помощью механизма свободного расцепления. Этот механизм в процессе нормального включения обеспечивает жесткую связь вала выключателя и подвижных частей привода. При срабатывании отключающего электромагнита жесткая связь исчезает, т. е. выключатель и привод как бы отделяются один от другого (расцепляются), после чего отключающие пружины выключателя отключают его. Приводы могут быть выполнены в виде отдельных устройств, соединяемых с приводным валом выключателя. Исключение составляют воздушные, некоторые вакуумные и элегазовые выключатели, у которых привод и выключатель конструктивно связаны в одно целое.

Ручные приводы

В ручных приводах для включения выключателей или разъединителей используется мускульная сила человека, поэтому их можно применять для выключателей с небольшим усилием включения – до 25 кг на рукоятке или штурвале привода. Эти приводы наиболее просты и дешевы, но их существенным недостатком является невозможность автоматического включения, поэтому они встречаются только в установках небольшой мощности.

Ручной рычажный привод главных ножей разъединителя состоит из рукоятки, системы рычагов, тяги, защелки.

Для включения главных ножей разъединителя необходимо рукоятку привода повернуть вверх (возможны и другие варианты), предварительно освободив ее от защелки. Поворотом рукоятки вниз производится отключение главных ножей разъединителя также при нажатой защелке.

Система рычагов обеспечивает в положении «включено» захват ведущего рычага за мертвое положение, вследствие чего самопроизвольное отключение разъединителя под действием электродинамических сил становится невозможным.

Для управления заземлителями разъединителя применяется ручной рычажный привод, имеющий взаимную механическую блокировку с приводом главных ножей разъединителя, исключающую возможность включения заземлителей при включенных главных ножах

и включения главных ножей при включенных заземлителях. Разъединители на большие номинальные токи (свыше 3000 А) снабжаются ручными приводами с червячной передачей, чтобы уменьшить момент на рукоятке. Также для коммутации разъединителей используются электродвигательные приводы.

Рассмотрим электромагнитный привод типа ПЭ-11. Он применяется для управления небольшими маломасляными выключателями типов ВМП-10, ВК-М-10 и др.

Привод ПЭ-11 относится к группе приводов прямого действия и состоит из включающего, отключающего механизмов и механизма свободного расцепления. Для включения масляного выключателя напряжение подается на катушку электромагнита включения 2 (рис.8.1). Сердечник 21, втягиваясь в катушку электромагнита, поднимается вверх, а его шток 1, упираясь в ролик 5 рычажного механизма, поднимает его также вверх вместе с двумя рычагами 7 и 11, соединенными шарниром. При этом рычаг 11 поворачивается вокруг оси 12, а ролик 13 упирается в рычажок свободного расцепления 15. Движение от ролика 5 передается рычагу 8, который вращает вал 9, связанный механически с приводным валом масляного выключателя. При подъеме вверх ролик 5 скользит по правой боковой поверхности защелки 3 и при этом отодвигает ее немного влево.

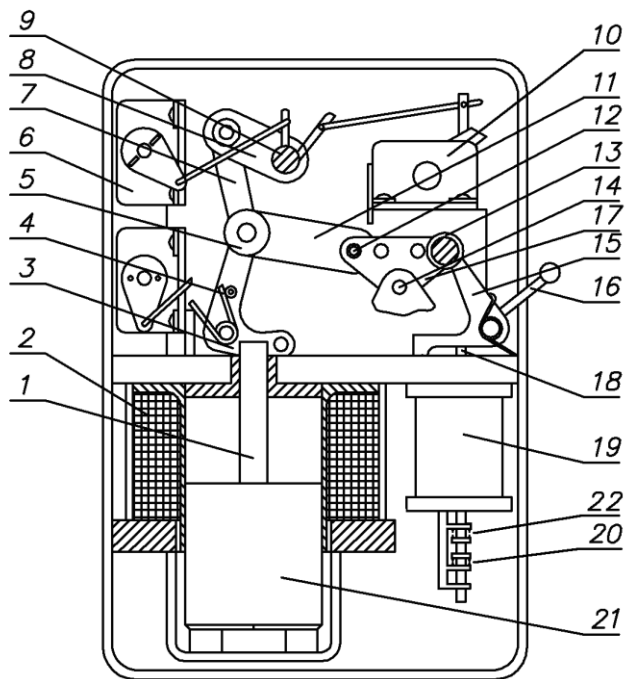


Рис. 8.1. Электромагнитный привод типа ПЭ-11 во включенном состоянии

В конце хода сердечника по окончании процесса включения верхний срез защелки 3 под действием пружины 4 заскакивает под ролик 5 и удерживает привод во включенном положении, так как ось 12 находится ниже линии, соединяющей оси роликов 5 и 13, на некотором расстоянии за «мертвым положением».

При этом вспомогательные контакты 10 разрывают цепь включения, и сердечник 21 падает в свое начальное положение.

Дистанционное или автоматическое отключение масляного выключателя производится при помощи отключающего электромагнита 19, боек 18 которого ударяет в рычажок свободного расцепления 15. При этом ролик 13 соскакивает с рычажка свободного расцепления 15, под действием отключающей пружины масляного выключателя вал 9 поворачивается против часовой стрелки, серьга 17 поворачивается вокруг оси 14 по часовой стрелки вместе с осью 12, что позволяет ролику 5 переместиться вправо по защелке 3 вместе с рычагом 11, а затем соскользнуть вниз в отключенное положение (рис.8.2).

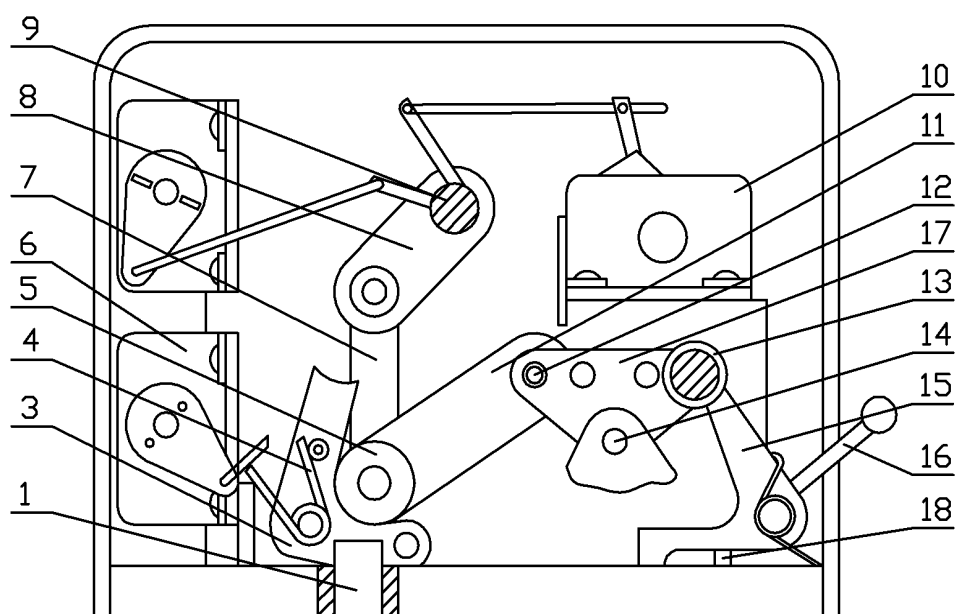


Рис. 8.2. Привод типа ПЭ-11 в отключенном положении

Ручное отключение производится при помощи рычага 16, который действует так же, как боек 18 отключающего электромагнита 19. С помощью вспомогательных сигнальных контактов 6 осуществляется сигнализация положения привода и масляного выключателя. Для подключения привода используется клеммная колодка.

Отключающий электромагнит 19 имеет собственные вспомогательные контакты 20 – размыкающий контакт УАТ2 и 22 – замыкающий контакт УАТ1, с помощью которых осуществляется блокировка «от прыганья».

Поэтапная работа привода показана на четырех эскизах рис. 8.3:

- а) отключенное положение привода;
- б) процесс включения;
- в) включенное положение привода;
- г) процесс дистанционного отключения.

Включающий и отключающий электромагниты рассчитаны для питания постоянным током.

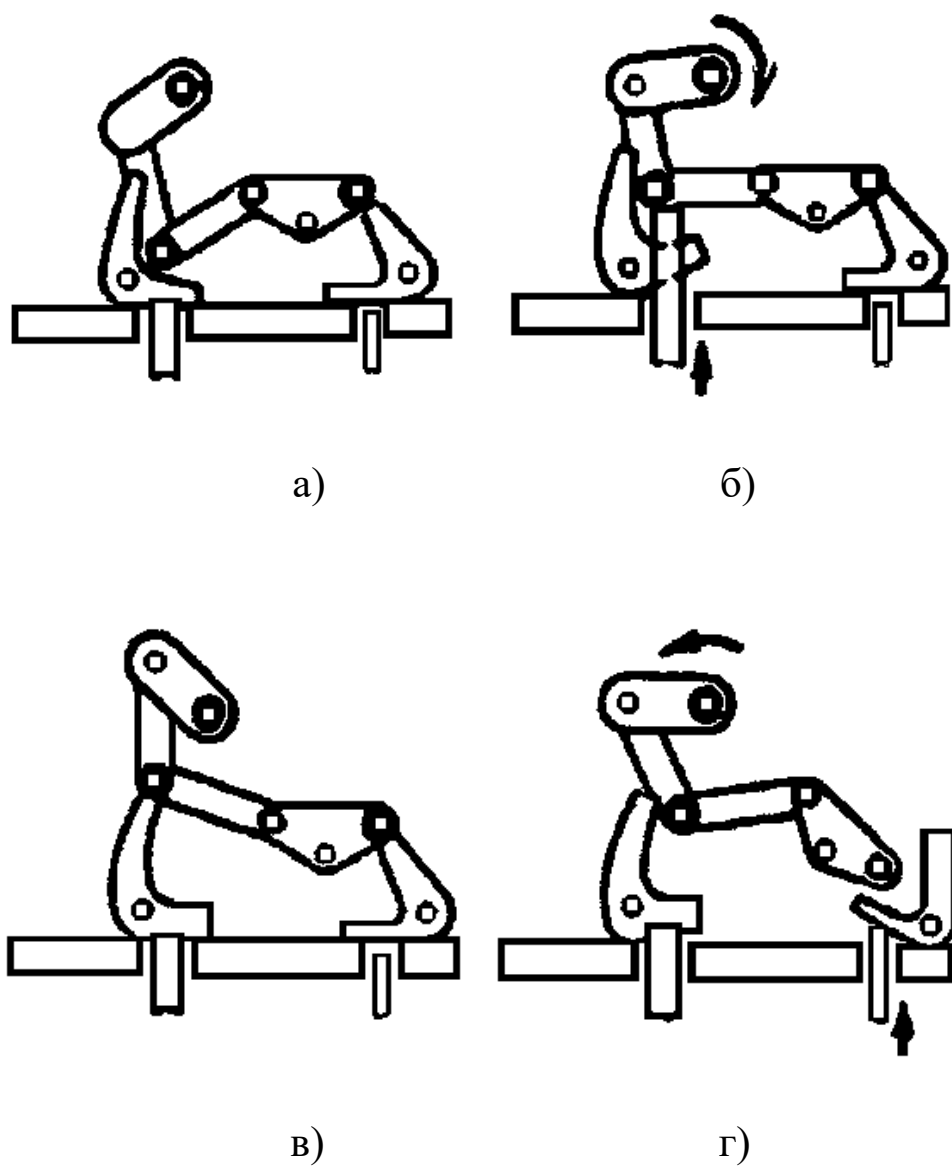


Рис. 8.3. Поэтапная работа привода типа ПЭ-11

Технические характеристики привода ПЭ-11

Номинальное напряжение включающего электромагнита - 220 В

Номинальное напряжение отключающего электромагнита-220 В

Установившийся ток обмоток электромагнитов

включающего -58 А

отключающего -1,25 А

Установившийся ток включающей обмотки контактора -1 А

Электрическая схема управления приводом и сигнализации его положения изображена на рис. 2.4.

Электромагниты включения YAC (ЭВ) и отключения YAT (ЭО) рассчитаны на кратковременную работу, поэтому цепи включения и отключения проходят через вспомогательные контакты SQ1 (В-1), SQ6 (В-6), (10 на рис. 2.1). Этим достигается автоматическое прекращение питания включающего и отключающего электромагнитов после совершения ими соответствующих операций и подготовка к последующим операциям.

Цепь маломощного электромагнита отключения замыкается непосредственно контактами ключа управления SA, а в цепь электромагнита включения, потребляющего большую мощность, введен контактор КМ, который способен размыкать и замыкать цепь с большим током.

Все вспомогательные контакты привода, в том числе контакты SQ1 (В-1), SQ6 (В-6), являются одновременно вспомогательными контактами выключателя, так как привод и выключатель механически связаны.

Световая сигнализация положения привода, а следовательно и выключателя, осуществляется сигнальными лампами включенного положения HLR красного цвета и отключенного положения HLG зеленого цвета через вспомогательные (сигнальные) контакты SQ2 (В-2), SQ5 (В-5) соответственно.

Сигнальные лампы горят спокойным светом, если операция включения или отключения проходит успешно. При этом положение

ключа управления SA соответствует положению выключателя. Если же положение SA не соответствует положению выключателя, например, при отключении выключателя защитой, то сигнальные лампы загораются мигающим светом. Это достигается подключением каждой сигнальной лампы к постоянному плюсу контактом KL1 промежуточного реле и вспомогательными контактами SQ3 (В-3), SQ4 (В-4) маломасляного выключателя. Контакт KL1 с определенной выдержкой времени замыкается и размыкается.

Для обеспечения контроля цепей управления сигнальная лампа включенного положения HLR включена через катушку электромагнита отключения YAT, а сигнальная лампа отключенного положения HLG включена через катушку контактора включения КМ.

Таким образом, если горит зеленая лампа, это означает, что выключатель отключен, а цепь его включения исправна; если горит красная лампа – выключатель включен, и исправна цепь отключения. Нарушение контролируемой цепи приводит к погасанию обеих ламп.

Добавочное сопротивление R предотвращает ошибочные операции (включение или отключение маломасляного выключателя) при замыкании в патронах сигнальных ламп.

Дистанционное управление (включение и отключение) электромагнитным приводом производится ключом управления типа УП-5114 (с возвратным механизмом и фиксатором), имеющим 4 положения:

- отключить, на схеме это крайнее левое положение;
- отключено, на схеме это левое положение, отмеченное стрелкой;
- включить, на схеме это крайнее правое положение;
- включено, на схеме это правое положение, отмеченное стрелкой.

Положение «отключить» осуществляется поворотом рукоятки ключа управления против часовой стрелки до упора, а положение «включить» - по часовой стрелке до упора.

По окончании операций «отключить» или «включить» при отпуске рукоятки ключа управления последний возвращается в положение «отключено» или «включено» соответственно.

На центральных диспетчерских пунктах сигнализация положения выключателей осуществляется с помощью ключей квитирования.

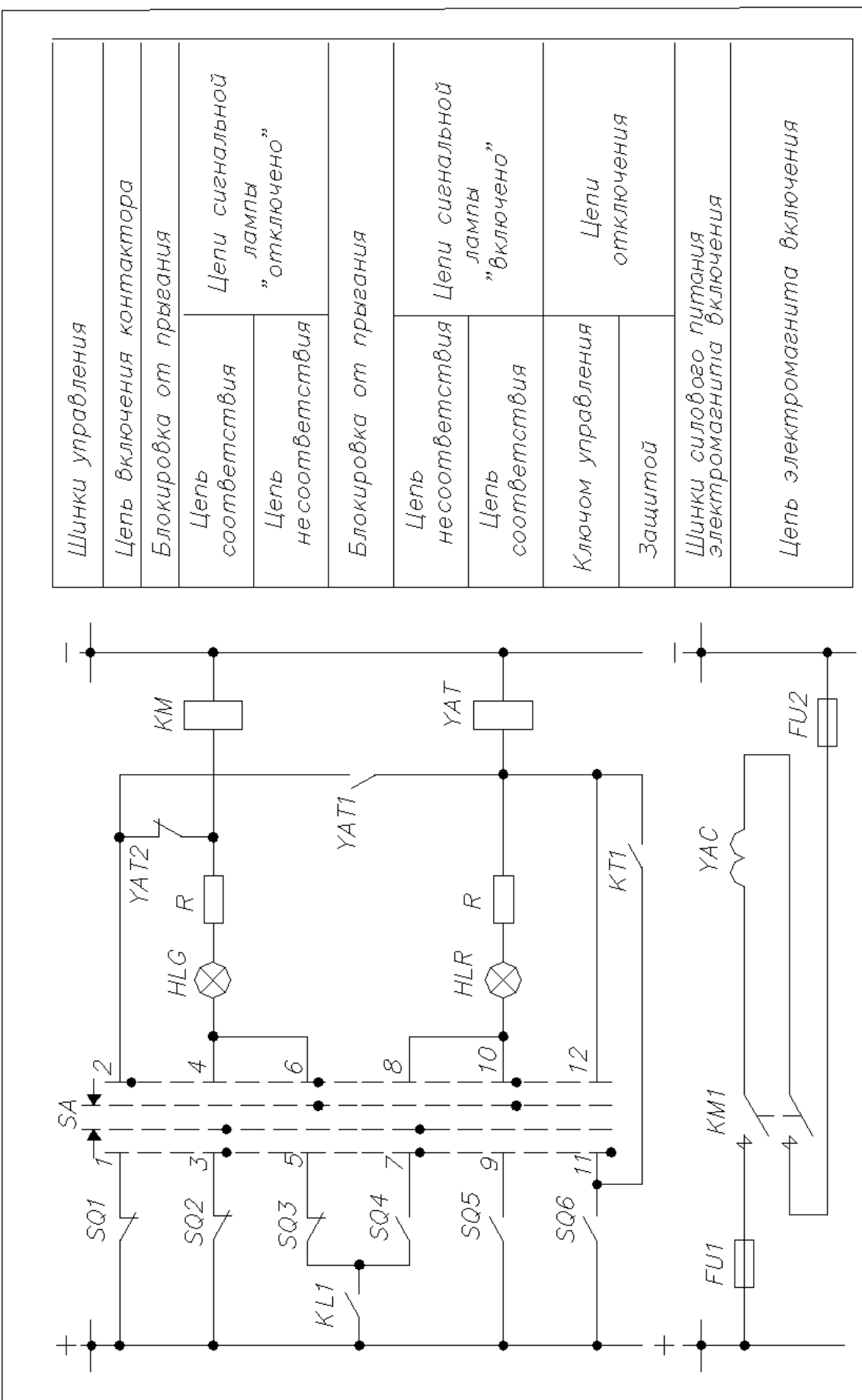


Рис. 2.4. Электрическая схема управления приводом и сигнализацией положения

Ключ квитирования SA (К) имеет два положения (рис.8.5).

I – «отключено» когда «язычок» ключа SA (К) отключен, т.е. находится внизу.

II – «включено», когда «язычок» ключа включен, т.е. находится вверху.

При появлении несоответствия между положением ключа SA (К) и положением выключателя, например, при автоматическом отключении выключателя защитой загорается сигнальная лампа несоответствия HLW (ЛН), встроенная в ключ SA (К), т.к. контакт выключателя Q8 (B-8) замыкается.

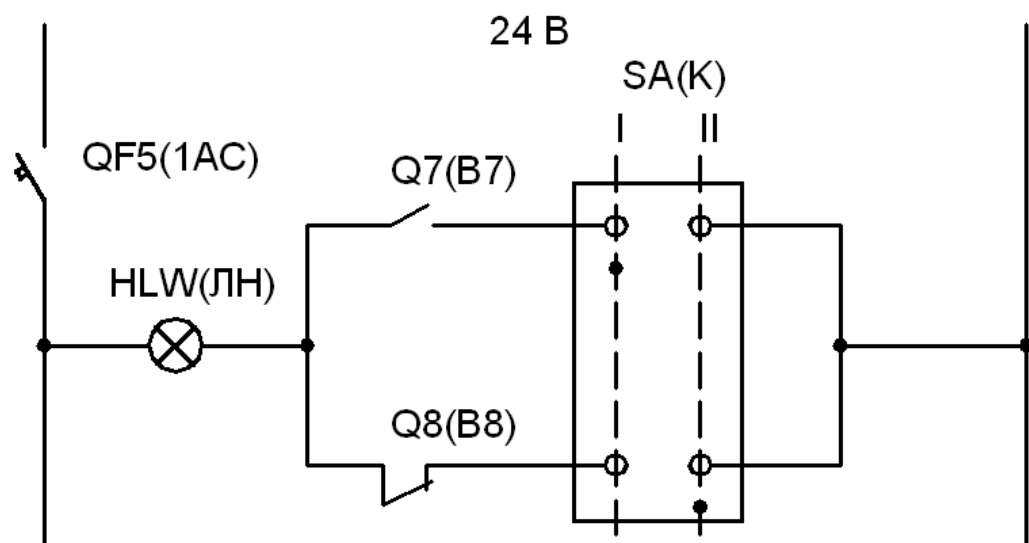


Рис. 8.5. Схема диспетчерской сигнализации

Для приведения ключа SA (К) в положение «соответствия», т.е. для «квитирования» ключа необходимо повернуть его крышку так, чтобы сигнальная лампа HLW(ЛН) погасла.

При включении выключателя на короткое замыкание (КЗ) в высоковольтной сети защита выключателя подает напряжение на YAT и отключает выключатель.

Однако оператор не знает об этом и может на длительное время оставить SA (К) в положении «включить». Это приведет к повторному включению выключателя на КЗ и к последующему его отключению защитой. То есть привод будет «прыгать», что может привести к его повреждению. Для исключения такого состояния привода существует блокировка от «прыгания».

Если производится включение привода ключом управления, и последний длительное время остается в положении «включить», то при срабатывании защиты включается электромагнит отключения, замыкает свои контакты YAT1 и остается включенным, так как на его катушку по цепи включения привода через SQ1 (B-1) и YAT1 подается «плюс» ключом SA (K).

Электромагнит включения не может включиться, так как контакт электромагнита отключения YAT2 после включения YAT находится в разомкнутом состоянии и разрывает цепь включения контактора КМ.

Таким образом, электромагнит включения не будет «прыгать», т.е. включаться вновь после отключения масляного выключателя защитой, например, при включении его на короткое замыкание в сети высокого напряжения, несмотря на то, что оператор может длительное время держать ключ управления в положении «включить».

Действие защиты в лабораторной установке имитируется кнопкой КИЗ, неисправность цепи блокировки от «прыгания» - выключателем ВБ, обрыв цепи сигнализации отключенного состояния маломасляного выключателя – тумблером ВС, и обрыв цепи отключения – тумблером ВО, короткое замыкание в патронах сигнальных ламп при наличии добавочных сопротивлений – тумблерами 1ВО и 1ВВ, а при отсутствии добавочных сопротивлений – кнопками 2КО, 2КВ.

Порядок выполнения работы

1. Изучить ручной привод разъединителей установленных в ячейке.
2. Изучить конструкцию привода типа ПЭ-11, схему управления, сигнализации и блокировки от «прыгания».
3. Собрать схему согласно рисунку 8.6.
4. Произвести переключения ключа управления в различные положения, пронаблюдать работу сигнальных ламп.

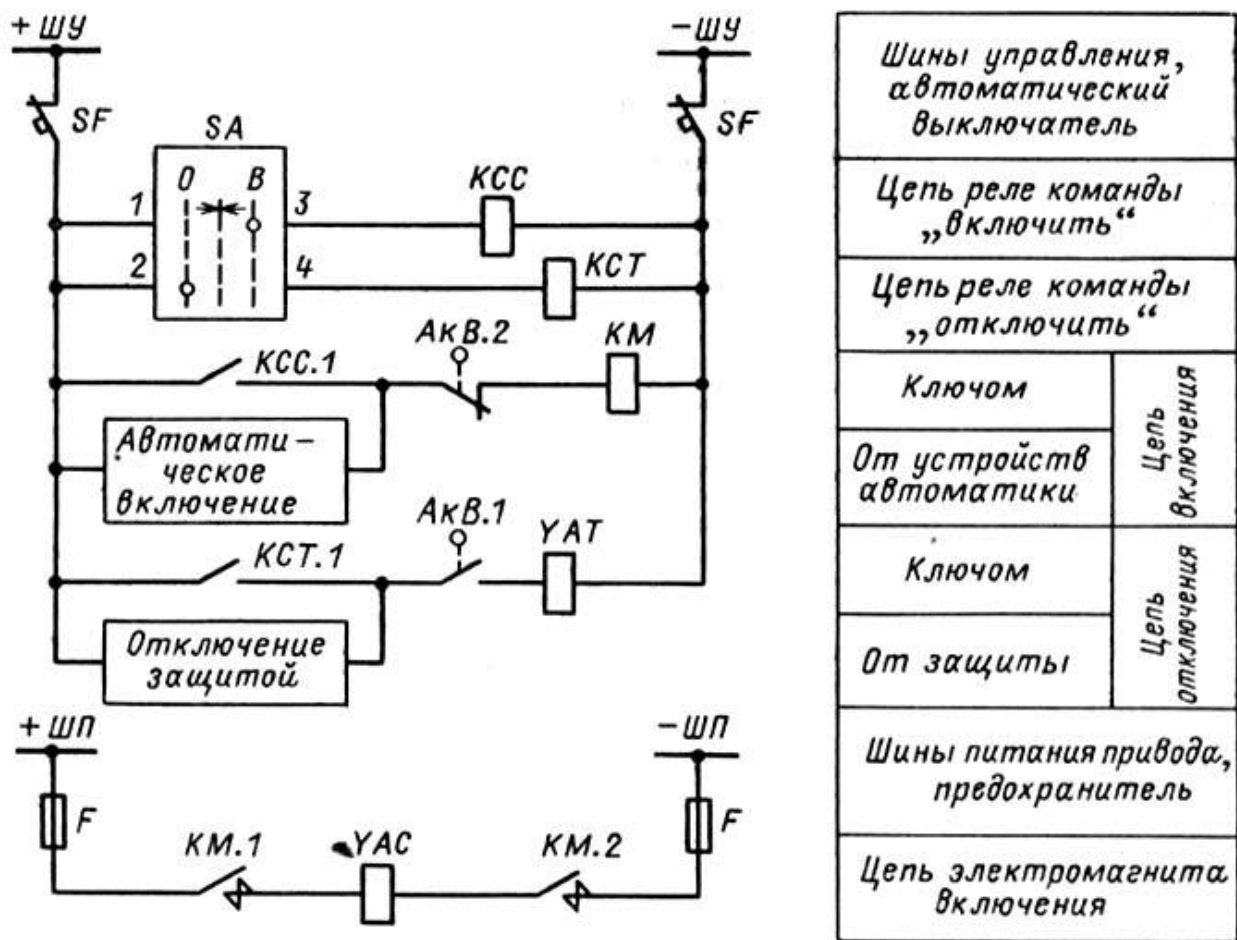


Рисунок 8.6 – Схема лабораторной установки

Содержание отчета

1. Назначение приводов высоковольтных выключателей и разъединителей.
2. Краткое описание конструкции привода ПЭ-11.
3. Эскиз привода ПЭ-11 во включенном и отключенном положениях.
4. Схемы управления, сигнализации и блокировок привода ПЭ-11, их краткое описание.
5. Результаты проведенной работы в порядке ее выполнения.
6. Выводы по каждому этапу выполнения работы.

Контрольные вопросы

1. Где находятся вспомогательные контакты выключателя, включаемого приводом ПЭ-11?
2. В каком состоянии будет световая сигнализация, если ключ управления находится в положении “включено”, выключатель отключен, а в катушке электромагнита отключения имеется обрыв?
3. В каком состоянии будет световая сигнализация, если ключ управления находится в положении “включено”, выключатель включен, выключатель включен, а в катушке электромагнита отключения имеется обрыв?
4. В каком состоянии будет световая сигнализация, если ключ управления находится в положении “отключить”, выключатель отключен, а в катушке электромагнита отключения имеется обрыв?
5. Под действием каких усилий отключается выключатель при коротком замыкании?
6. Почему электромагнит включения привода ПЭ-11 потребляет большой ток, а электромагнит отключения - маленький?
7. Почему в цепь электромагнита включения привода ПЭ-11 введён контактор, а в цепь электромагнита отключения замыкается непосредственно контактами ключа управления?
8. Чем осуществляется кратковременность электромагнитов включения и отключения в приводе ПЭ-11?
9. Как осуществляется электрическая блокировка от прыгания в приводе ПЭ-11?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 9

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ НЕЙТРАЛИ

Цель работы: исследование различных способов заземления нейтрали и их влияние на токи и напряжения в нормальном режиме и при однофазных замыканиях на землю.

Значение режимов нейтрали

Нейтралями электроустановок называют общие точки трехфазных обмоток генераторов или трансформаторов, соединенных в «звезду».

Правильно выбранный режим нейтрали имеет важное значение для бесперебойной работы электрической станции и подстанции.

Режим нейтрали влияет на величину внутренних перенапряжений в электрической сети при однофазных замыканиях на землю и способы их ограничения, на величину однофазного тока замыкания на землю, на уровень, а следовательно, на стоимость изоляции электрооборудования, на выбор коммутационной аппаратуры, на работу релейной защиты.

Различают следующие режимы нейтрали:

- 1) незаземленная (изолированная) нейтраль;
- 2) резонансно-заземленная (компенсированная) нейтраль;
- 3) эффективно-заземленная нейтраль;
- 4) глухозаземленная нейтраль.

Изолированная нейтраль

Изолированная нейтраль – нейтраль трансформатора или генератора, неприсоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через большое сопротивление приборов сигнализации, измерения, защиты и других аналогичных им устройств.

Режим изолированной нейтрали применяется в России в электроустановках до 1 кВ и выше 1 кВ, т.е. 3; 6; 10; 20; 35 кВ, если величины емкостных токов однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), определяемые емкостью фазных проводов относительно земли, небольшие: не превосходят 10 А в сетях 3 – 20 кВ с железобетонными и металлическими опорами ВЛ и во всех сетях 35 кВ, а также не

превосходят 30 А в сети 6 кВ, 20 А – в сети 10 кВ, 15 А – в сетях 15 – 20 кВ, не имеющих железобетонных или металлических опор ВЛ, 5А – в цепи генератора блочной схемы "генератор - трансформатор".

Если в этих случаях ОЗЗ происходит через дугу, то последняя самопроизвольно гаснет, повторно не зажигается.

До 1 кВ принята следующее обозначение режима изолированной нейтрали – система *IT* (рис. 8.1).

Первая буква в обозначении *I* означает состояние нейтрали источника питания относительно земли, то есть нейтраль источника питания изолирована от земли или заземлена через приборы или устройства, имеющие большое сопротивление.

Вторая буква *T* – состояние открытых проводящих частей относительно земли, то есть открытые проводящие части заземлены, независимо от отношения к земле нейтрали источника питания.

Проводящая часть – часть, которая может проводить электрический ток.

Открытая проводящая часть – доступная прикосновению проводящая часть электроустановки, нормально не находящаяся под напряжением, но которая может оказаться под напряжением при повреждении основной изоляции.

PE – защитный (заземляющий проводник).

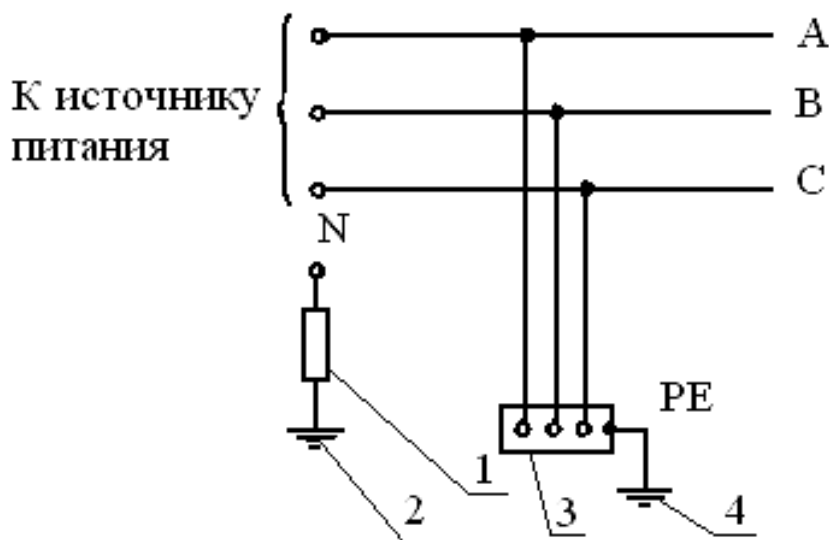


Рис. 9.1. Система *IT*:

1 – сопротивление заземления нейтрали источника питания (если имеется); 2 – заземлитель; 3 – открытые проводящие части электроустановки; 4 – заземляющее устройство электроустановки.

Данная система применяется при недопустимом перерыве питания при первом замыкании на землю, т.е. для потребителей, требующих высокой степени бесперебойности питания.

Трехфазная сеть с незаземленной нейтралью выше 1 кВ показана на рис. 9.2. В нормальном режиме работы напряжения фаз относительно земли симметричны и равны фазному напряжению, а емкостные токи фаз относительно земли \vec{I}_{Ae} , \vec{I}_{Be} , \vec{I}_{Ce} также симметричны и равны между собой (рис. 9.2, а). Емкостной ток фазы

$$I_e = U_\phi \omega C, \quad (9.1)$$

где C – емкость фазы относительно земли.

Например, при ОЗЗ фазы A (рис. 9.2, б) напряжение неповрежденных фаз B и C по отношению к земле увеличивается в $\sqrt{3}$ раз по сравнению с нормальным режимом, то есть становится равным междуфазному напряжению, а напряжение нейтрали по отношению к земле увеличивается до фазного напряжения U_ϕ . Поэтому изоляция всех металлических частей электрооборудования, подключенных к фазным проводам электрической сети, по отношению к земле выполняется на междуфазное напряжений, а изоляция нейтрали – на фазное напряжение с учетом возможных перенапряжений.

Но так как сопротивления между фазными проводами не меняется, треугольник напряжений не искажается, поэтому потребители, включенные на междуфазные напряжения, продолжают работать нормально.

Емкостные токи неповрежденных фаз B и C также увеличиваются в соответствии с увеличением напряжения в $\sqrt{3}$ раз по отношению к земле. Ток на землю фазы A , обусловленный ее собственной емкостью, будет равен нулю, так как емкость оказывается зашунтированной.

Для тока в месте повреждения можно записать

$$\vec{I}_{OЗЗ} = -(\vec{I}'_{Be} + \vec{I}'_{Ce}), \quad (9.2)$$

т.е. геометрическая сумма векторов емкостных токов неповрежденных фаз определяет вектор тока через место повреждения. Ток $\vec{I}_{OЗЗ}$ оказывается в 3 раза больше, чем емкостной ток фазы в нормальном режиме:

$$I_{O33} = 3I_e = 3U_{\phi}\omega C. \quad (9.3)$$

Величины емкостных токов замыкания на землю небольшие, их кратковременное протекание не представляет опасности для электрооборудования.

Продолжительное воздействие даже небольшого емкостного тока, проходящего через изоляцию, постепенно разрушает ее и, как следствие, может вызвать двойное замыкание на землю, сопровождающееся большими токами.

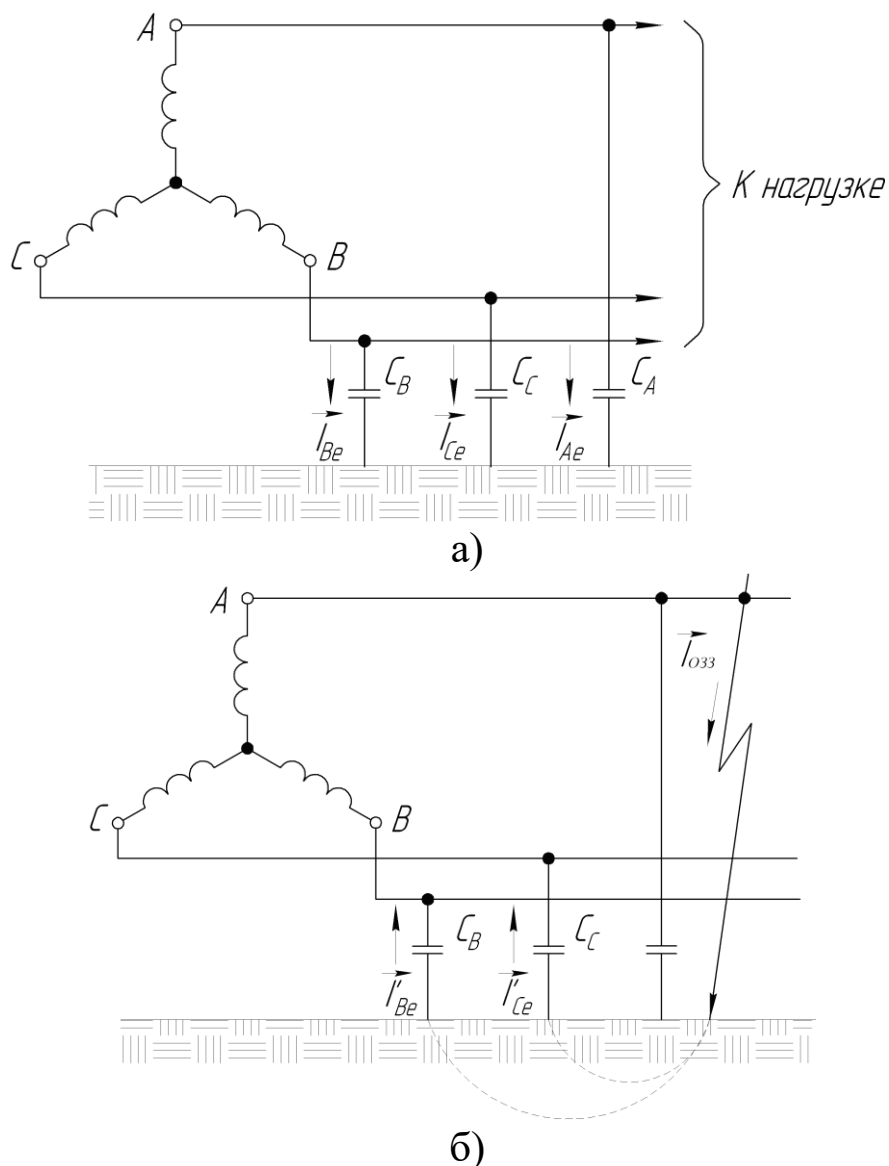


Рис. 8.2. Трехфазная сеть с незаземленной нейтралью:
а – нормальный режим; б – режим замыкания фазы А на землю

Разрешается в сетях с незаземленной нейтралью и малыми токами замыкания на землю не прекращать электроснабжение потребителей при ОЗЗ два часа, в течение которых можно обнаружить место или участок повреждения и отделить поврежденный участок от всей сети.

При больших емкостных токах ОЗЗ в месте повреждения возможно появление устойчивой перемежающейся дуги, сопровождающееся её повторными погасаниями и зажиганиями. Если дуга возникает внутри трансформаторов, то за два часа работы в режиме ОЗЗ она может привести к таким серьезным повреждениям электрических машин или трансформаторов, что их ремонт оказывается невозможным или нецелесообразным.

ОЗЗ через перемежающуюся дугу сопровождается переходным процессом с возникновением на поврежденном и неповрежденных проводах сети перенапряжений соответственно до $(2,5 - 6)U_{\phi}$. Для ограничения перенапряжений применяют резистивное заземление нейтрали.

Резонансно-заземленная нейтраль

При продолжительном горении перемежающейся дуги возникающие перенапряжения длительно воздействуют на изоляцию всей электрически связанной сети, что может вызвать пробой изоляции частей электроустановок с ослабленной изоляцией и образование междуфазного короткого замыкания.

Поэтому в электрических установках с повышенными емкостными токами однофазного замыкания на землю (более 10 А в сетях 3 – 20 кВ с железобетонными и металлическими опорами ВЛ и во всех сетях 35 кВ, а также более 30 А в сети 6 кВ, 20 А – в сети 10 кВ, 15 А – в сетях 15 – 20 кВ, не имеющих железобетонных или металлических опор ВЛ, 5А – в цепи генератора блочной схемы "генератор – трансформатор") применяется компенсация этих токов при помощи дугогасящих реакторов (ДГР) (компенсирующих катушек (КК)) L , соединяющих нейтрали с землей (рис. 9.3).

Режимы настройки ДГР характеризуются степенью расстройки компенсации:

$$V = \frac{I_{O33} - I_L}{I_{O33}} 100\% \quad (9.4)$$

Различают следующие характерные режимы настройки ДГР:

а) резонанс, при котором индуктивный ток I_L , равен емкостному току I_{O33}

$$I_L = I_{O33}, \quad V = 0, \quad (9.5)$$

б) недокомпенсация, при которой

$$I_L < I_{O33}, \quad V > 0, \quad (9.6)$$

в) перекомпенсация, при которой

$$I_L < I_{O33}, \quad V < 0. \quad (9.7)$$

В результате изменения емкости сети (отключение или подключение линий) изменяется степень расстройки компенсации.

В нормальном режиме резонансной настройки ($V = 0$) потенциал и напряжение на изоляции могут достигать опасных величин за счет емкостной асимметрии фазных проводов и тем больших, чем большая емкостная асимметрия.

Обрыв фазного провода (без падения его на землю) может заметно увеличить емкостную асимметрию сети, создавая тем самым предпосылку для резонансных перенапряжений. Поэтому резонансная настройка допускается в воздушных транспонированных сетях, в которых суммарные длины участков воздушных линий с различным чередованием фаз примерно равны. И тем самым обеспечивается минимальная асимметрия, а также в кабельных сетях, имеющих почти нулевую асимметрию.

Режим недокомпенсация ($V > 0$) недопустим, так как в этом случае обрыв фазы может привести к резонансу и возникновению перенапряжений на изоляции.

Более предпочтительным является режим перекомпенсации ($V < 0$), так как в этом случае обрыв провода в нормальном режиме не

может привести к резонансному состоянию и к недопустимым перенапряжениям.

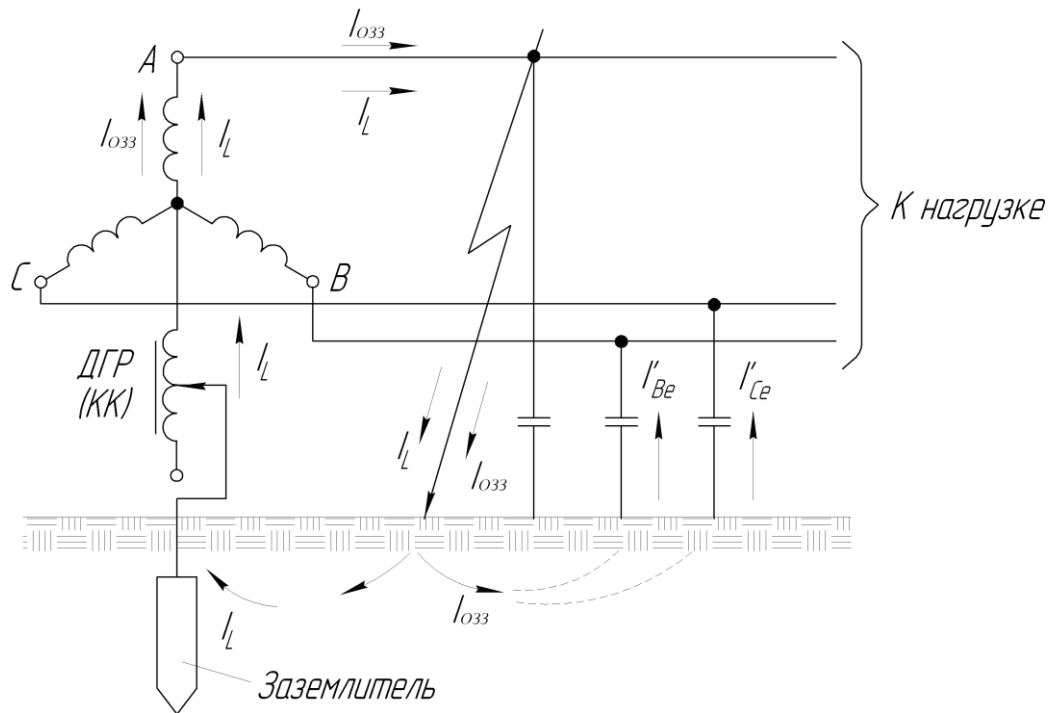


Рис. 9.3. Замыкание на землю в трехфазной сети с резонансно-заземленной нейтралью

В сетях 6 – 10 кВ допускается перекомпенсация не более 5% (остаточный ток замыкания I_3 не более 5 А), а в сетях 35 кВ – не более 10% (остаточный ток замыкания I_3 не более 10 А).

Эффективно-заземленная нейтраль

Нейтрали электроустановок напряжением 110 кВ в России присоединяется к заземлению металлически или через малое сопротивление. Однако на подстанциях заземляется лишь часть нейтралей трансформаторов с целью ограничения токов однофазного короткого замыкания (КЗ), поэтому нейтрали обмоток всех силовых трансформаторов напряжением 110 кВ соединяются с заземлением через однополюсные разъединители типа ЗОН (рис. 9.4).

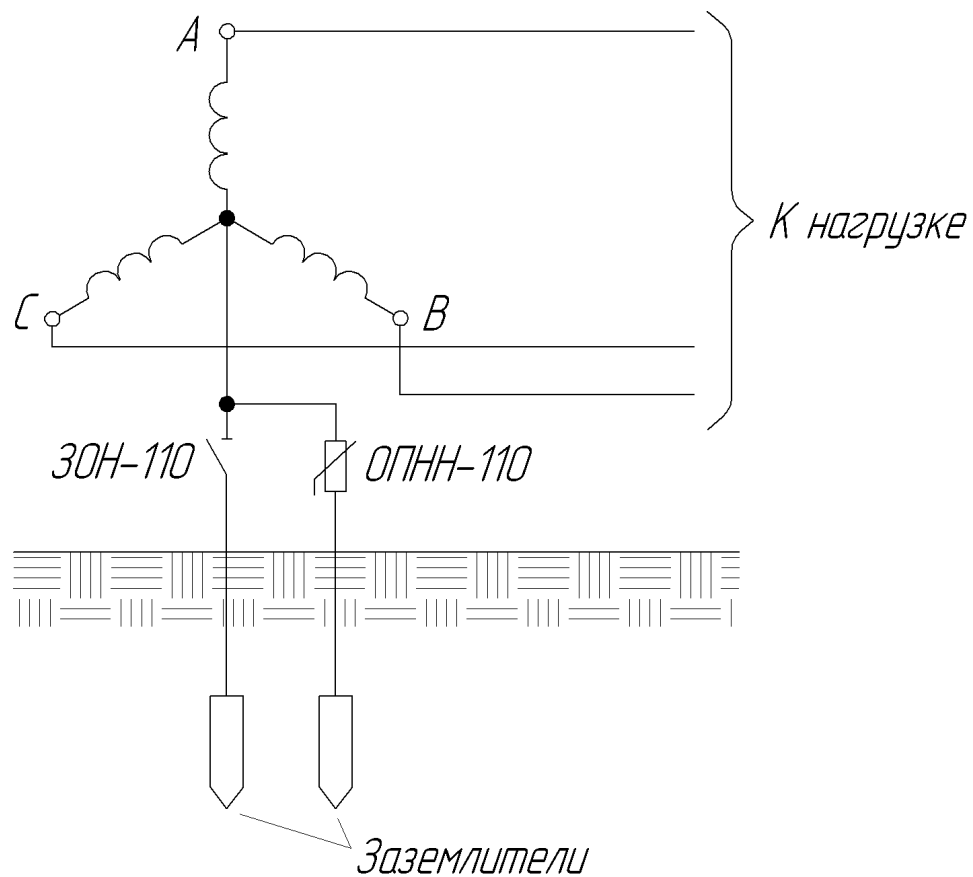


Рис. 9.4. Трехфазная сеть с эффективно-заземленной нейтралью

Нейтраль автотрансформатора должна быть всегда заземлена, поэтому она подключается к заземлению без разъединителя.

Так как изоляция выводов нейтрали силовых трансформаторов обычно не рассчитывается на полное напряжение, к ней должен быть подключен ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) типа ОПН – 110 (или разрядник), который снижает возможные перенапряжения в режиме разземленной нейтрали (ЗОН отключен).

Во время однофазных КЗ на землю напряжение на не поврежденных фазах относительно земли не превышает 0,8 междуфазного напряжения. Это позволяет выполнить изоляцию сетей с эффективно-заземленной нейтралью облегченной, а следовательно, более дешевой, это является достоинством режима нейтрали.

Однофазное КЗ на землю сопровождается большими токами КЗ, и оно быстро отключается релейной защитой во избежание повреждения электрооборудования.

Значительная часть однофазных повреждений в электрических сетях напряжением 110 кВ относятся к самоустраняющимся, то есть исчезающим после снятия напряжения, поэтому применение автоматического повторного включения в этих случаях оказывается эффективным.

Недостатками режима с эффективно-заземленной нейтралью являются:

- быстрое отключение релейной защитой однофазного КЗ, тем самым нарушается электроснабжение потребителей,

- значительное удорожание выполняемого в распределительных устройствах контура заземления, который должен отвести на землю большие токи КЗ и поэтому представляет собой в данном случае достаточно сложное сооружение,

- необходимость ограничения токов однофазного КЗ на землю частичным разземлением нейтралей, связанная с установкой дополнительных однополюсных разъединителей, ОПН (или разрядников) и других аппаратов и приборов, усложнение оперативной работы.

Глухозаземленная нейтраль

Глухозаземленная нейтраль – нейтраль трансформатора присоединенная непосредственно к заземляющему устройству.

Глухое заземление нейтралей применяется в электрических установках напряжением – 0,22; 0,4 кВ и 220; 330; 500; 750; 1150 кВ.

При глухом заземлении нейтралей их частичное разземление не допускается. Нейтраль подключается к заземлению без разъединителя в электрических установках напряжением – 220, 380 В.

Для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью приняты следующие обозначения:

- первая буква *T* – состояние нейтрали источника питания относительно земли, т.е. заземленная нейтраль;

- вторая буква – состояние открытых проводящих частей относительно земли:

- N* – открытые проводящие части присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания.

Последующие (после N) буквы – совмещение в одном проводнике или разделение функций нулевого рабочего и нулевого защитного проводников:

S – нулевой рабочий (N) и нулевой защитный (PE) проводники разделены;

C – функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике (PEN – проводник);

N – нулевой рабочий (нейтральный) проводник;

PE – нулевой защитный проводник (защитный проводник);

PEN – совмещенный нулевой защитный и нулевой рабочий проводники.

Система *TN* – система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника посредством нулевых защитных проводников. Данная система преимущественно применяется в настоящее время для электроснабжения жилых, общественных, промышленных и наружных установок;

система *TN-C* – система *TN*, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении (рис. 9.5);

система *TN-S* – система *TN*, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены на всем ее протяжении (рис. 9.6);

система *TN-C-S* – система *TN*, в которой функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике в какой-то ее части, начиная от источника питания (рис. 9.7).

Система *TT* – система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки заземлены при помощи заземляющего устройства, электрически независимого от глухозаземленной нейтрали источника. Применение данной системы допускается в тех случаях, когда условия электробезопасности в системе *TN* не могут быть обеспечены.

Ограничение токов однофазного КЗ в электрических установках напряжением 220, 330, 500, 750, 1150 кВ производится включением в нейтраль токоограничивающего реактора через разъединитель, который служит для ремонта реактора. Также в нейтраль должен быть

подключен ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) (или разрядник), который снижает возможные перенапряжения в режиме разземленной нейтрали при ремонте токоограничивающих реакторов.

Лабораторная установка содержит трехфазный силовой трансформатор T напряжением 380/90 В, служащий для получения электрической сети с изолированной нейтралью, переключатель $SA1$, предназначенный для осуществления однофазных замыканий на землю, амперметр A и миллиамперметр mA , с помощью которых производится измерение токов однофазных замыканий на землю, вольтметр V , с помощью которого измеряется напряжение на нейтрали, а также фазные, линейные напряжения и напряжение проводов линии по отношению к земле, конденсаторы C, C_A, C_B, C_C , которые имитируют емкость проводов линии по отношению к земле, тумблерные выключатели $SA, SB, SC, S1, S2, S3$, подключающие к сети конденсаторы C_A, C_B, C_C , резистор R , служащий для ограничения тока КЗ, дугогасящий заземляющий реактор L , предназначенный для получения режима с компенсированной нейтралью, стендовый автомат $5QF$, необходимый для включения схемы лабораторной установки (рис. 9.5).

Порядок выполнения работы

1. Изучить схему и оборудование лабораторной установки.
2. Провести экспериментальные исследования режимов:
 - а) незаземленной нейтрали;
 - б) резонансно-заземленной нейтрали;
 - в) глухозаземленной нейтрали.

При выполнении экспериментальных исследований результаты измерений и состояние аппаратов схемы лабораторной установки отметить в таблице 8.1.

Во избежание повреждения миллиамперметра mA зашунтировать его включением выключателя $S1$ при экспериментальном исследовании режима глухозаземленной нейтрали.

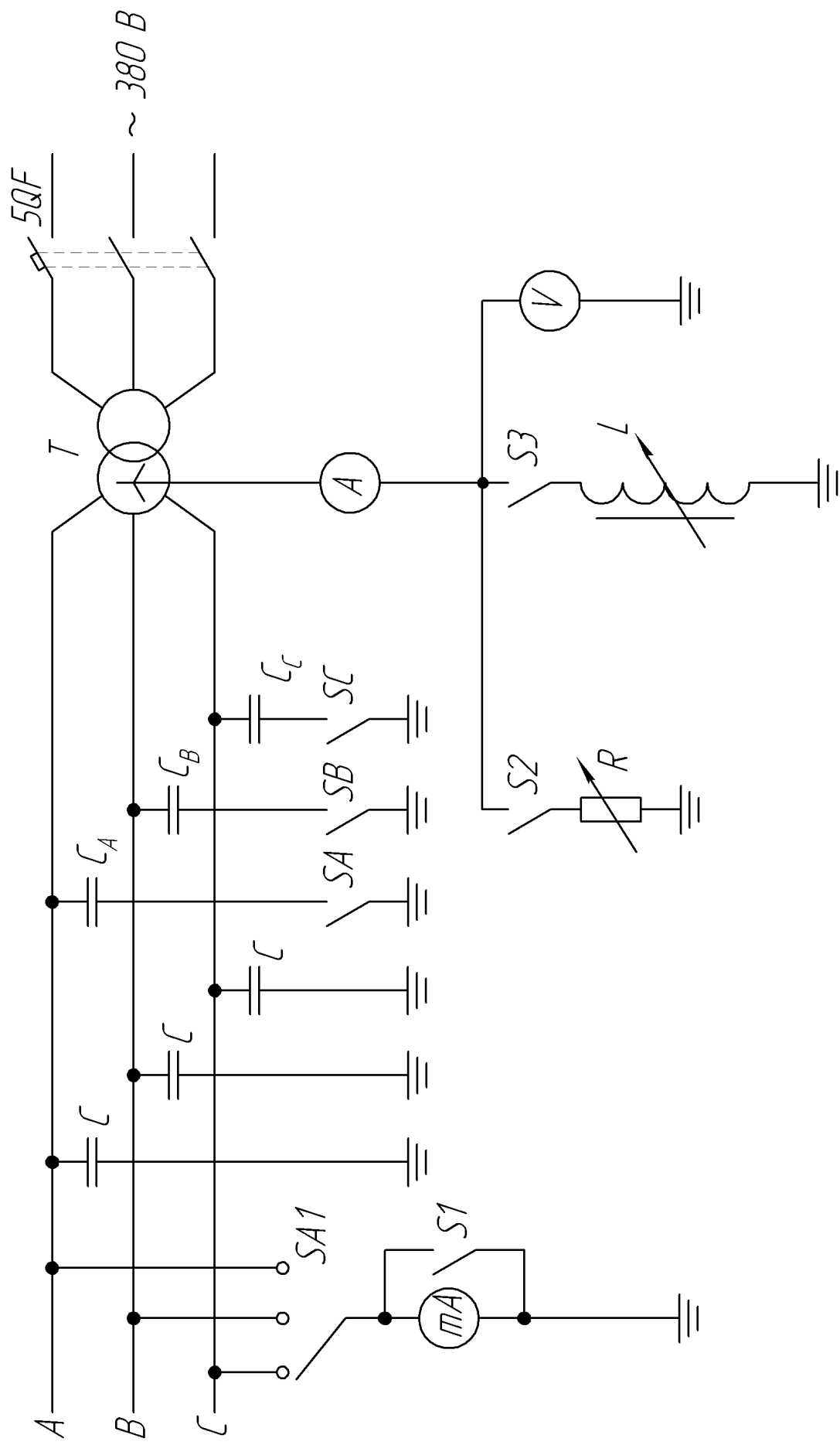


Рис. 9.5. Схема лабораторной установки

Порядок выполнения экспериментальных исследований режима незаземленной нейтрали

1. Создать нормальный режим незаземленной нейтрали при подключенных конденсаторах C_A , C_B , C_C . Измерить напряжения.

2. Создать режим однофазного замыкания на землю фазы, указанной преподавателем. Измерить ток замыкания на землю и напряжения.

Порядок выполнения экспериментальных исследований режима резонансно-заземленной нейтрали

1. Создать нормальный симметричный режим при включенном реакторе и подключенных конденсаторах C_A , C_B , C_C . Измерить ток

через реактор и напряжения.

2. Создать емкостную асимметрию отключением конденсаторов одной или двух фаз (C_A , C_B , C_C) по указанию преподавателя при различных настройках реактора:

а) недокомпенсации;

б) перекомпенсации;

в) резонансной настройки.

Режим резонанса определить по минимуму тока через реактор. Измерить ток через реактор и напряжения.

3. Создать режим однофазного замыкания на землю фазы, указанной преподавателем, при емкостной симметрии и подключенных конденсаторах C_A , C_B , C_C при различных настройках реактора:

а) недокомпенсации;

б) перекомпенсации;

в) резонансной настройки.

Измерить ток через реактор и напряжения.

4. Создать режим однофазного замыкания на землю фазы, указанной преподавателем, при емкостной асимметрии, полученной отключением конденсаторов одной или двух фаз (C_A , C_B , C_C) по указанию преподавателя и при различных настройках реактора:

- а) недокомпенсации;
- б) перекомпенсации;
- в) резонансной настройки.

Измерить ток через реактор и напряжения.

Порядок выполнения экспериментальных исследований режима глухозаземленной нейтрали

1. Установить движок резистора R , в положение, соответствующее максимальному сопротивлению.
2. Создать режим с глухозаземленной нейтралью.
3. Создать однофазное КЗ на землю фазы, указанной преподавателем.
4. Уменьшить сопротивление резистора R так, чтобы ток замыкания на землю не превышал 2 А.
5. Измерить ток КЗ и напряжения.
6. Отключить стендовый автомат 5QF.
7. Уменьшить сопротивление резистора R до значения, указанного преподавателем.
8. Подключить вольтметр к земле и неповрежденной фазе.
9. Включая стендовый автомат 5QF, постараться отметить показания амперметра и вольтметра.

Порядок построения векторных диаграмм.

1. Выбрать масштаб напряжений и токов таким образом, чтобы векторные диаграммы представляли собой достаточно крупный наглядный рисунок, например, масштаб напряжений:

в 1 см – 10 В

масштаб токов:

в 1 см – 40 мА.

2. Построить звезду фазных напряжений.
3. Построить векторы напряжений неповрежденных фаз относительно земли.
4. Провести векторы емкостных токов неповрежденных фаз.

5. Произвести геометрическое сложение проведенных двух векторов емкостных токов, получив тем самым ток однофазного замыкания на землю.

Содержание отчета

1. Значение режимов нейтрали.
2. Перечень режимов нейтрали с номиналами, применяемыми в России напряжений.
3. Схема замещения сети с резонансно-заземленной нейтралью при обрыве провода.
4. Результаты экспериментальных исследований, помещенные в таблицу 9.1.
5. Векторные диаграммы токов и напряжений следующих режимов:
 - а) симметричный нормальный режим с незаземленной нейтралью;
 - б) асимметричный режим при обрыве провода и с резонансно-заземленной нейтралью в состоянии резонансной настройки;
 - в) однофазного замыкания на земли в симметричной сети с незаземленной нейтралью.
6. Сопоставление расчетных параметров с результатами экспериментальных исследований.
7. Рекомендации по настройке ДГР.
8. Достоинства и недостатки всех режимов нейтрали.

Контрольные вопросы

1. Перечислить достоинства и недостатки всех режимов нейтрали.
2. По какой формуле вычисляется величина емкостного тока ОЗЗ в сети с незаземленной нейтралью?
3. Во сколько раз повышается напряжение на неповрежденных фазах относительно земли при однофазном замыкании на землю по сравнению с нормальным режимом в сети с незаземленной нейтралью?

4. Под каким напряжением относительно земли находится провод фазы А линии 35 кВ, если произошло замыкание на землю?
5. Под каким напряжением относительно земли находится провод фазы В линии 10 кВ, если произошло замыкание на землю?
6. Почему ОЗЗ в сетях с незаземленной и резонансно-заземленной нейтралью не вызывает нарушения работы электроприемников?
7. Какой режим настройки дугогасящего реактора рекомендуется в сети с резонансно-заземленной нейтралью?
8. Почему в сетях напряжением 110 кВ и выше нецелесообразно применять режим незаземленной или резонансно-заземленной нейтрали?
9. В каких случаях рекомендуется применять режим резонансно-заземленной нейтрали?
10. С какой целью нейтрали трансформаторов в сети с эффективно-заземленной нейтралью соединяются с землей через заземляющий разъединитель (ЗОН)?
11. Как производится ограничение однофазного тока КЗ в сети с эффективно-заземленной нейтралью?
12. Как производится ограничение однофазного тока КЗ в сети с глухозаземленной нейтралью?
13. Указать режимы нейтрали, соответствующие в России номинальным напряжениям от 0,4 кВ до 1150 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В.. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей /Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ. ЭНАС, 2005. – 320 с. ил.
3. Почаевец В.С. Электрические подстанции. Учеб. для техникумов и колледжей ж.-д. транс. – М.: Желдориздат, 2001. – 512 с.
4. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. – М.: ЗАО “Энергосервис”, 2002. – 280 с.
5. Электрическая часть станций и подстанций /Под ред. А.А.Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 562 с.
6. Электрическая часть электростанций / Под ред. С.В.Усова Л.; Энергоиздат, 1987. – 616 с.
7. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций, - М.: Энергоатомиздат , 1986. – 640 с.
8. Техническая информация ТИ – 071 КРУ-СЭЩ-63 Версия 2.11 ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара»

