

2. Краткий конспект лекций

Лекция1. Введение. Электрические станции: назначение, виды особенности.

Процесс производства и преобразования электроэнергии на электрических станциях полностью механизирован. Экономичная работа современных мощных котлов и паротурбинных агрегатов тепловых электростанций (ТЭС) возможна только при участии множества вспомогательных рабочих машин (мельниц, дробилок, кранов, транспортеров, насосов, вентиляторов и др.), необходимых для приготовления и транспорта топлива, подачи воздуха в камеры горения топлива и удаления из них продуктов сгорания и золы, подачи воды в котлоагрегаты, поддержания вакуума в конденсаторах турбины, водоснабжения станции и многого другого.

Еще более ответственны функции вспомогательных рабочих машин на атомных электрических станциях (АЭС), являющихся одним из видов ТЭС. Главные циркуляционные насосы, обеспечивающие циркуляцию теплоносителя через активную зону реактора, системы технологического контроля реактора, его управления и защиты обеспечивают безопасность эксплуатации АЭС, поскольку существует потенциальная возможность выделения в окружающую среду радиоактивных веществ.

Производственный процесс на гидростанциях значительно проще и требует меньшего количества вспомогательных рабочих машин. Однако и здесь необходимы насосы для технического водоснабжения, масляные насосы системы регулирования и смазки гидроагрегатов, компрессоры маслонапорных установок и др.

Режимы работы нейтралей в электроустановках.

Нейтралами электроустановок называют общие точки трехфазных обмоток генераторов или трансформаторов, соединенных в звезду.

В зависимости от режима нейтрали электрические сети разделяют на четыре группы: 1) сети с незаземленными (изолированными) нейтралами; 2) сети с резонансно-заземленными (компенсированными) нейтралами; 3) сети с эффективно-заземленными нейтралами; 4) сети с глухозаземленными нейтралами.

Согласно требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ, гл. 1.2:

1. Сети с номинальным напряжением до 1 кВ, питающиеся от понижающих трансформаторов, присоединенных к сетям с $U_{НОМ} > 1$ кВ, выполняются с **глухим заземлением нейтрали.**
2. Сети с $U_{НОМ}$ до 1 кВ, питающиеся от автономного источника или разделительного трансформатора (по условию обеспечения максимальной электробезопасности при замыканиях на землю), выполняются с **незаземленной нейтралью.**

3. Сети с $U_{НОМ} = 110$ кВ и выше выполняются с **эффективным заземлением нейтрали** (нейтраль заземляется непосредственно или через небольшое сопротивление).
4. Сети 3 — 35 кВ, выполненные кабелями, при любых токах замыкания на землю выполняются с **заземлением нейтрали через резистор**.
5. Сети 3—35 кВ, имеющие воздушные линии, при токе замыкания не более 30 А выполняются с **заземлением нейтрали через резистор**.
6. **Компенсация емкостного тока** на землю необходима при значениях этого тока в нормальных условиях:

в сетях 3 — 20 кВ с железобетонными и металлическими опорами ВЛ и во всех сетях 35 кВ — более 10 А;

в сетях, не имеющих железобетонных или металлических опор ВЛ: при напряжении 3 — 6 кВ — более 30 А; при 10 кВ — более 20 А; при 15 — 20 кВ — более 15 А;

в схемах 6 — 20 кВ блоков генератор — трансформатор — более 5А [1.2, 1.7].

При токах замыкания на землю более 50 А рекомендуется установка не менее двух заземляющих дугогасящих реакторов.

1.5.1. Сети с незаземленной нейтралью

В нормальном режиме в каждой фазе протекает небольшой емкостный ток, обусловленный равномерно распределенной емкостью фаз С

$$I_{CO} = \omega CU \quad (1.12)$$

Сумма токов I_{CO} трех фаз равна нулю, т.е. никакого тока в земле не протекает.

В случае замыкания на землю одной фазы, например С, емкость этой фазы шунтируется, при этом напряжение в поврежденной фазе уменьшается до нуля, а в неповрежденных возрастает до линейного, т.е. увеличивается в $\sqrt{3}$ раз (рис. 1.6). Определим геометрическую сумму векторов U_0 и U_A ; U_B и U_C :

$$U'_B = U_B + U_0; U'_A = U_A + U_0, \text{ т.е. } U'_B = \sqrt{3}U_B, U'_A = \sqrt{3}U_A,$$

где U_0 — напряжение нулевой последовательности.

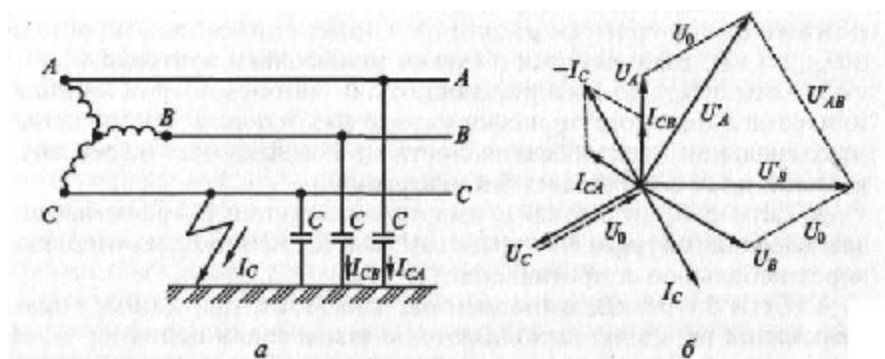


Рис. 1.6. Замыкание на землю в трехфазной сети с изолированной нейтралью:

а — замыкание на землю фазы С; б — векторная диаграмма

Емкостный ток в неповрежденных фазах

$$I_{CA} = \sqrt{3}I_{CO}; I_{CB} = \sqrt{3}I_{CO}$$

Ток однофазного замыкания на землю

$$I_C = -(I_{CA} + I_{CB}).$$

Токи I_{CA} и I_{CB} сдвинуты друг относительно друга на 60° , поэтому

$$I_C = \sqrt{3} I_{CA} = \sqrt{3} I_{CB} = \sqrt{3}\sqrt{3} I_{CO} \quad (1)$$

Из формулы 1.13 видно, что емкостный ток в режиме замыкания на землю в 3 раза больше емкостного тока в нормальном режиме.

Удельная емкость C_0 зависит от конструктивного выполнения сети (воздушные и кабельные линии). Если принять усредненные значения C_0 , то I_C будет зависеть от напряжения и длины линии:

для воздушных линий

$$I_C = UI/350$$

для кабельных линий

$$I_C = UI/10$$

где I_C — ток, А; U — междуфазное напряжение, кВ; l — длина электрически связанной сети, км.

Как видно из векторной диаграммы (см. рис. 1.6), в режиме замыкания фазы на землю линейные напряжения $U_{CA} = U_A$, $U_{AB} = U_{BC} = U_B$ не изменились, следовательно, потребитель в этом режиме может работать. Однако напряжение фаз A и B относительно земли увеличилось в $\sqrt{3}$ раз, это может привести к пробое изоляции на другой линии, и тогда возникнет двухфазное КЗ через землю, что приведет к аварийному отключению этих двух линий. Согласно ПТЭ разрешается работать с замыканием на землю в сети с изолированной нейтралью не более 2 ч. В течение этого времени персонал должен обнаружить место замыкания и устранить повреждение. Для предупреждения персонала о возникновении замыкания на землю применяют контроль изоляции с помощью измерения трехфазных напряжений. На поврежденной фазе $U_\phi = 0$, а на двух других приближается к линейному $\sqrt{3}U_\phi$. Кроме того, устанавливается релейное устройство звуковой сигнализации.

В сетях, работающих с изолированной нейтралью, возможно замыкание на землю через возникшую дугу, которая попеременно зажигается и гаснет, что вызывает резонансные явления и повышение напряжения до $(2,5 — 3) U_\phi$. При ослабленной изоляции

это может привести к пробое изоляции и междуфазному КЗ. Вероятность возникновения перемежающейся дуги тем больше, чем больше емкостный ток в рассматриваемой сети. Возникает необходимость уменьшить, компенсировать емкостный ток путем установки индуктивного сопротивления — дугогасящего реактора в нейтраль.

Сети с компенсированными (резонансно-заземленными) нейтралью

Для компенсации емкостного тока на землю I_C в нейтраль генераторов или

трансформаторов включают дугогасящие реакторы (ДГР), индуктивное сопротивление которых соответствует емкостному сопротивлению сети: $\omega L = 1/3\omega C$. При замыкании фазы на землю в месте повреждения протекают токи I_L и I_C , сдвинутые на 180° друг относительно друга (рис. 1.7), следовательно, результирующий ток ($I_L - I_C$) будет недостаточен для поддержания дуги, и она не возникнет. Изоляция не будет подвергаться опасным перенапряжениям, приводящим к КЗ и отключению линий.

Настроить ДГР можно в резонанс (когда $I_L = I_C$), в режим недокомпенсации (когда $I_L < I_C$) и в режим перекомпенсации (когда $I_L > I_C$). Желательна настройка в резонанс.

В процессе эксплуатации сети часть линий может быть отключена, тогда емкость сети уменьшается, и первоначальная настройка ДГР нарушается. Чтобы сохранить настройку, необходимо регулировать индуктивное сопротивление ДГР.

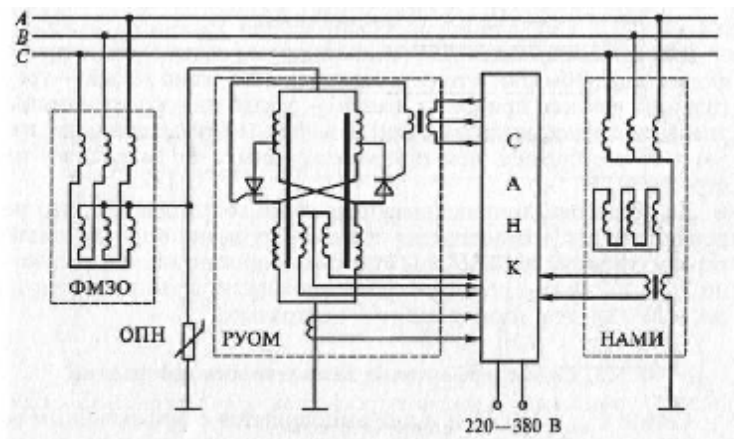
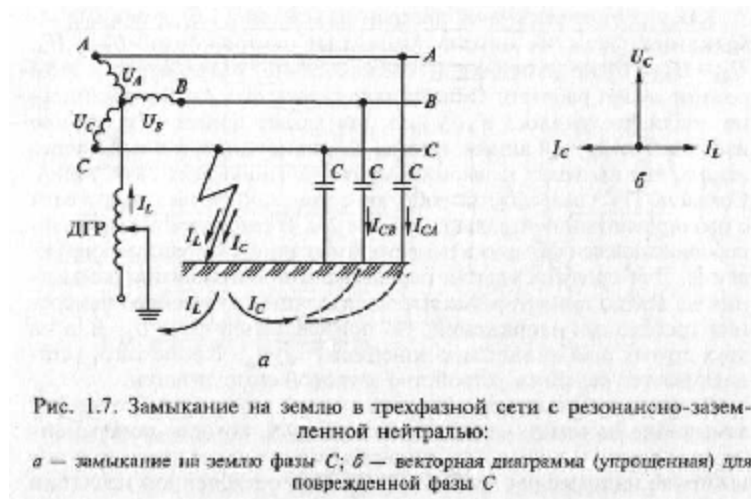
Конструктивно ДГР напоминает трансформатор: в бак, заполненный маслом, помещается магнитная система с обмоткой. Регулирование индуктивного сопротивления осуществляется:

изменением числа витков обмотки, тип РЗДСОМ — реактор заземляющий, дугогасящий, со ступенчатым регулированием, однофазный, масляный (после отключения от сети);

изменением магнитного сопротивления путем изменения величины воздушных зазоров в магнитопроводе (реактор плунжерного типа);

применением подмагничивания магнитопровода постоянным током, тип РЗДПОМ — реактор заземляющий, дугогасящий, с плавным регулированием, однофазный, масляный.

Опыты, проведенные с реактором РЗДПОМ [1.2], показали, что при замыканиях на землю в сети возникают резонансные явления, которые создают скачки напряжения, опасные для изоляции. Более совершенная конструкция и схема регулирования у реактора РУОМ, разработанного ОАО «Раменский электромеханический завод «Энергия»». Управление реактором осуществляется системой автоматической настройки САНК (рис. 1.8), которая определяет ожидаемую величину емкостного тока замыкания на землю и вырабатывает командный сигнал, поступающий в полупроводниковый преобразователь РУОМ. Процесс настройки полностью автоматический, и при возникновении замыканий на землю реактор переключается в режим компенсации без участия эксплуатирующего персонала.



В нормальных режимах сети реактор РУОМ ненасыщен, что исключает возможность резонансных перенапряжений в нейтрали.

Реактор подключается к сети через фильтр присоединения ФМЗО, к нейтрали которого присоединен ограничитель перенапряжений ОПН.

Реакторы РУОМ выпускаются мощностью 190, 300, 480, 840 кВ • А на номинальное напряжение $11 \sqrt{3}$; $6,6/\sqrt{3}$, ток в режиме двухчасовой компенсации от 30 до 220 А.

Выбор дугогасящих реакторов производится в следующем порядке:

1) определяют суммарную мощность реакторов из условия полной компенсации:

$$Q = n I_C U_\phi$$

где n — коэффициент, учитывающий развитие сети; можно принять $n = 1,25$; I_C — полный ток замыкания на землю, А; U_ϕ — фазное напряжение сети, кВ;

2) определяют число реакторов. Если $I_C > 50$ А, то для надежности применяют не менее двух реакторов;

3) выбирают место подключения реакторов. Рекомендуется устанавливать реакторы на узловых подстанциях. В сетях генераторного напряжения ДГР устанавливают, как правило, на станциях;

4) выбирают мощности трансформаторов для подсоединения ДГР.

Номинальная мощность трансформатора должна быть не менее расчетной мощности реактора $S_T > Q_{ДГР}$. Если используется трансформатор собственных нужд станции или подстанции, то надо учесть максимальную мощность нагрузки S_{max} и допустимость перегрузки трансформатора на время работы сети с заземленной фазой:

$$Q_{ДГР} = \sqrt{((K_{ПГ} S_{НОМ})^2 - S_{max}^2)}$$

Для присоединения ДГР рекомендуется использовать трансформаторы, обмотки которых соединены по схеме звезда — треугольник, так как при схеме звезда — звезда индуктивное сопротивление трансформаторов при однофазных замыканиях на землю в 10 раз больше, чем при междуфазных, что затрудняет настройку ДГР.

Достоинство компенсированных сетей состоит в том, что перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю, ограничиваются до $2,6 U_\phi$ (в сетях с изолированной нейтралью — до $3,2 U_\phi$). Работа в режиме заземленной фазы ограничивается так же, как в сетях с изолированной нейтралью.

Сети с эффективно заземленными нейтралью

Сети с $U_{НОМ} = 110$ кВ и выше выполняются с эффективным заземлением нейтрали по соображениям стоимости изоляции, так как в таких сетях при замыкании на землю одной фазы напряжение на двух других не превышает 0,8 междуфазного напряжения. Это означает, что изоляцию рассчитывают на это напряжение, а не на полное междуфазное напряжение в случае изолированной или компенсированной нейтрали.

Недостатком режима заземленной нейтрали является то, что замыкание фазы на землю является коротким замыканием и требует немедленного отключения.

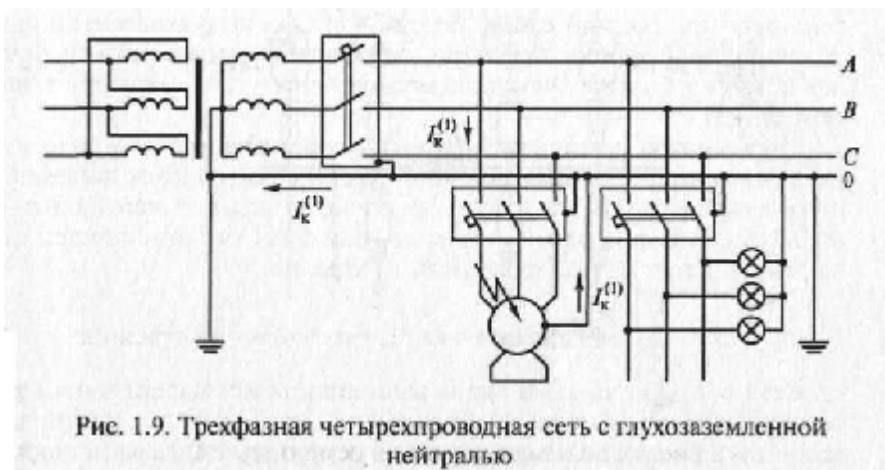
Значительная часть однофазных замыканий в сетях 110 кВ и выше при снятии напряжения самоустраняется, поэтому автоматическое повторное включение (АПВ) восстанавливает питание потребителей.

Для уменьшения величины тока однофазного КЗ применяют частичное разземление нейтралей. Например, из двух установленных на подстанции трансформаторов нейтраль заземляется только у одного.

Еще одним недостатком режима является усложнение конструкции заземляющего устройства, которое должно быть рассчитано на большой ток КЗ.

Сети с глухозаземленными нейтралью

В установках до 1 кВ для одновременного питания трехфазных и однофазных нагрузок применяются четырехпроводные сети с глухим заземлением нейтрали. В таких сетях применяют нулевой проводник, связанный с нейтралью трансформатора (рис. 1.9), который служит также для защитного зануления, т.е. для присоединения всех металлических частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением. При пробое изоляции на корпус возникает однофазное КЗ, приводящее к отключению соответствующего автоматического выключателя. Нулевой проводник изолируется, как и фазные проводники, сечение его не менее 0,5 фазного, от его целостности зависит надежность и безопасность работы электроустановки. Нулевой проводник повторно заземляется в местах разветвления и на длинных участках (более 200 м).



Пример 1.1. Выбрать дугогасящий реактор для компенсации емкостного тока сети 10 кВ, присоединенной к шинам подстанции (рис. 1.10). Емкостный ток кабельной сети, присоединенной к секции *K1*, равен 19 А, к секции *K2* — 18 А. Нормально секционный выключатель *QK* отключен. К секциям *K1*, *K2* присоединены трансформаторы собственных нужд ТМ-160.

Решение. Согласно требованиям ПУЭ компенсация емкостного тока необходима при $I_c > 20$ А, такой режим возникает при включении

секционного выключателя QK (например, при выводе в ремонт Т1 или Т2):

$$I_{C\Sigma} = I_{C1} + I_{C2} = 19 + 18 = 37 \text{ А.}$$

Мощность реактора по формуле (1.16)

$$Q = n I_c U_\phi = 1,25 * 37 * 10 / \sqrt{3} = 267,34 \text{ кВА.}$$

Выбираем по справочнику [1.3] реактор РУОМ-300/10, $Q_{НОМ.Р} = 300 \text{ кВА}$.

Такой реактор нельзя присоединить к нейтрали трансформатора собственных нужд мощностью 160 кВА, так как $S_T < Q_{НОМ.Р}$

Выбираем для присоединения реактора специальный трансформатор ТМ-400/10 ($S_T = 400 \text{ кВА} > Q_{НОМ.Р} = 300 \text{ кВА}$).

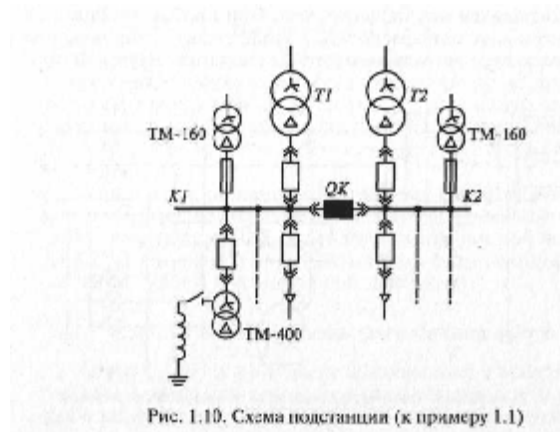


Рис. 1.10. Схема подстанции (к примеру 1.1)

Лекция2. ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

На современных электростанциях применяют синхронные генераторы трехфазного переменного тока. Первичными двигателями для них являются паровые турбины или гидротурбины. В первом случае это турбогенератор, а во втором — гидрогенератор.

Паровые турбины, являющиеся первичными двигателями, наиболее экономичны при высоких скоростях, но здесь конструкторов ограничивает строгая связь для синхронных генераторов: $n=60f/p$, где f — частота сети, p — число пар полюсов генератора. При принятой стандартной частоте 50 Гц и наименьшем возможном числе пар полюсов $p=1$ наибольшее число оборотов определяется так:

$$n = (60 \cdot 50)/1 = 3000 \text{ об/мин.}$$

Большинство турбогенераторов быстроходные, т.е. имеют максимальное число оборотов 3000. Если бы наши электроустановки были рассчитаны на частоту 60 Гц, то номинальное число оборотов соответственно увеличилось бы до 3600.

Генераторы небольших мощностей, соединенные с дизелями и другими поршневыми машинами, изготавливаются на 750 — 1500 об/мин. Большие скорости вращения ротора отражаются на его конструкции — это цилиндрическая, цельнокованая поковка из специальной легированной стали. Вдоль поверхности ротора фрезеруют радиальные пазы, в которые укладывается обмотка возбуждения. Пазы закрываются клиньями, а в лобовой части обмотка укрепляется бандажными кольцами. Ротор турбогенератора гладкий, неявнополюсный, диаметром 1,1 — 1,2 м, длиной 6 — 6,5 м. Сердечник статора шихтуется из листов электротехнической стали в пакеты, между которыми образуются вентиляционные каналы. В пазы статора укладывается обмотка, закрепляемая деревянными или текстолитовыми клиньями, а лобовые части тщательно прикрепляются к конструктивным частям статора. Корпус статора изготавливается сварным и с торцов закрывается щитами с герметическими уплотнениями.

Для АЭС ввиду низких параметров пара целесообразно применять четырехполюсные генераторы с частотой вращения 1500 об/мин.

Гидрогенераторы большой и средней мощности выполняются с вертикальным валом, в верхней части которого располагается генератор, а в нижней — гидротурбина. Мощность гидротурбины и ее скорость определяются величиной напора и расхода воды. Гидрогенераторы при больших мощностях изготавливаются на 60—125 об/мин, при средних и малых — на 125 — 750 об/мин, т.е. они являются тихоходными машинами.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электроэнергии переменного тока с одного напряжения на другое.

Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12—15 % ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20 — 25 % меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

Предельная единичная мощность трансформаторов ограничивается массой, размерами, условиями транспортировки.

Трехфазные трансформаторы на напряжение 220 кВ изготавливают мощностью до 1000 МВ -А, на 330 кВ — 1250 МВ -А, на 500 кВ — 1000 МВ-А.

Однофазные трансформаторы применяются, если невозможно изготовление трехфазных трансформаторов необходимой мощности или затруднена их транспортировка. Наибольшая мощность группы однофазных трансформаторов напряжением 500 кВ составляет 3х533 МВ-А, напряжением 750 кВ — 3х417 МВ-А, напряжением 1150 кВ — 3х667 МВ-А.

По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные (рис. 2.14, а, б). Кроме того, обмотки одного и того же напряжения, обычно низшего, могут состоять из двух и более параллельных ветвей, изолированных друг от друга и от заземленных частей. Такие трансформаторы называют трансформаторами с расщепленными обмотками (рис. 2.14, в). Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения принято сокращенно обозначать соответственно ВН, СН, НН.

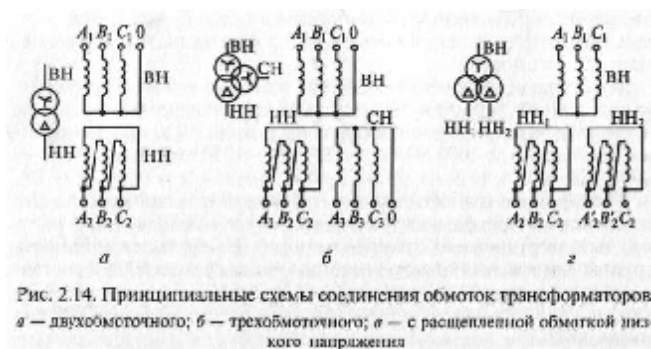
Трансформаторы с расщепленными обмотками НН обеспечивают возможность присоединения нескольких генераторов к одному повышающему трансформатору. Такие укрупненные энергоблоки позволяют упростить схему распределительного устройства (РУ) 330—500 кВ. Трансформаторы с расщепленной обмоткой НН получили широкое распространение в схемах питания собственных нужд крупных ТЭС с блоками 200—1200 МВт, а также на понижающих подстанциях с целью ограничения токов КЗ.

К основным параметрам трансформатора относятся: номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение КЗ; ток холостого хода; потери холостого хода и КЗ.

Номинальной мощностью трансформатора называется указанное в заводском паспорте значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении.

Для трансформаторов общего назначения, установленных на открытом воздухе и имеющих естественное масляное охлаждение без обдува и с обдувом, за номинальные условия охлаждения принимают естественно меняющуюся температуру наружного воздуха (для климатического исполнения У: среднесуточная не более 30 °С, среднегодовая не более 20 °С),

а для трансформаторов с масляно-водяным охлаждением температура воды у входа в охладитель принимается не более 25 °С (ГОСТ 11677—85). Номинальная мощность для двухобмоточного трансформатора — это мощность каждой из его обмоток. Трехобмоточные трансформаторы могут быть выполнены с обмотками как одинаковой, так и разной мощности. В последнем случае за номинальную принимается наибольшая из номинальных мощностей отдельных обмоток трансформатора.



За номинальную мощность автотрансформатора принимается номинальная мощность каждой из сторон, имеющих между собой автотрансформаторную связь («проходная мощность»).

Трансформаторы устанавливают не только на открытом воздухе, но и в закрытых неотапливаемых помещениях с естественной вентиляцией. В этом случае трансформаторы могут быть непрерывно нагружены на номинальную мощность, но при этом срок службы трансформатора несколько снижается из-за худших условий охлаждения.

Номинальные напряжения обмоток — это напряжения первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора. Для трехфазного трансформатора — это его линейное (междуфазное) напряжение. Для однофазного трансформатора, предназначенного для включения в трехфазную группу, соединенную в звезду, — это $U/\sqrt{3}$. При работе трансформатора под нагрузкой и подведении к зажимам его первичной обмотки номинального напряжения на вторичной обмотке напряжение меньше номинального на величину потери напряжения в трансформаторе. Коэффициент трансформации трансформатора n определяется отношением номинальных напряжений обмоток высшего и низшего напряжений

$$n = U_{НОМ\ ВН} / U_{НОМ\ НН}.$$

В трехобмоточных трансформаторах определяется коэффициент трансформации каждой пары обмоток: ВН и НН; ВН и СН; СН и НН.

Номинальными токами трансформатора называются указанные в заводском паспорте значения токов в обмотках, при которых допускается длительная нормальная работа трансформатора.

Номинальный ток любой обмотки трансформатора определяют по ее номинальной мощности и номинальному напряжению.

Напряжение короткого замыкания u_k — это напряжение, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой накоротко другой обмотке в ней проходит ток, равный номинальному.

Напряжение КЗ определяют по падению напряжения в трансформаторе, оно характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора.

В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах напряжение КЗ определяется для любой пары его обмоток при разомкнутой третьей обмотке. Таким образом, в каталогах приводятся три значения напряжения КЗ: $U_{КВН-НН}$, $U_{КВН-СН}$, $U_{КСН-НН}$.

Поскольку индуктивное сопротивление обмоток значительно выше активного (у небольших трансформаторов в 2 — 3 раза, а у крупных в 15 — 20 раз), то u_k в основном зависит от реактивного сопротивления, т.е. взаимного расположения обмоток, ширины канала между ними, высоты обмоток. Величина u_k регламентируется ГОСТ в зависимости от напряжения и мощности трансформаторов. Чем больше высшее напряжение и мощность трансформатора, тем больше напряжение КЗ. Так, трансформатор мощностью 630 кВ-А с высшим напряжением 10 кВ имеет $u_k = 5,5\%$, с высшим напряжением 35 кВ — $u_k = 6,5\%$; трансформатор мощностью 80000 кВ-А с высшим напряжением 35 кВ имеет $u_k = 9\%$, а с высшим напряжением 110 кВ — $u_k = 10,5\%$.

Увеличивая значение u_k , можно уменьшить токи КЗ на вторичной стороне трансформатора, но при этом значительно увеличивается потребляемая реактивная мощность и увеличивается стоимость трансформаторов. Если трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВ-А выполнить с $u_k = 20\%$ вместо 10%, то расчетные затраты на него возрастут на 15,7%, а потребляемая реактивная мощность возрастет вдвое (с 2,5 до 5,0 Мвар).

Трехобмоточные трансформаторы могут иметь два исполнения по значению u_k в зависимости от взаимного расположения обмоток. Если обмотка НН расположена у стержня магнитопровода, обмотка ВН — снаружи, а обмотка СН — между ними, то наибольшее значение имеет $U_{КВН-НН}$, а меньшее значение — $U_{КВН-СН}$. В этом случае потери напряжения по отношению к выводам СН уменьшатся, а ток КЗ в сети НН будет ограничен благодаря повышенному значению $U_{КВН-НН}$.

Если обмотка СН расположена у стержня магнитопровода, обмотка ВН — снаружи, а обмотка НН — между ними, то наибольшее значение имеет $U_{КВН-СН}$, а меньшее — $U_{КВН-НН}$. Значение $U_{КСН-НН}$ останется одинаковым в обоих исполнениях.

Ток холостого хода I_x характеризует активные и реактивные потери в стали и зависит от магнитных свойств стали, конструкции и качества сборки магнитопровода и от магнитной индукции. Ток холостого хода выражается в процентах номинального тока трансформатора. В современных

трансформаторах с холоднокатаной сталью токи холостого хода имеют небольшие значения.

Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов

Потери

холостого хода

P_x и короткого замыкания P_k определяют экономичность работы трансформатора. Потери холостого хода состоят из потерь стали на перемагничивание и вихревые токи. Для их уменьшения применяются электротехническая сталь с малым содержанием углерода и специальными присадками, холоднокатаная сталь толщиной 0,3 мм марок 3405, 3406 и других с жаростойким изоляционным покрытием. В справочниках и каталогах приводятся значения P_x для уровней А и Б. Уровень А относится к трансформаторам, изготовленным из электротехнической стали с удельными потерями не более 0,9 Вт/кг, уровень Б — с удельными потерями не более 1,1 Вт/кг (при $B=1,5$ Тл, $f=50$ Гц).

Потери короткого замыкания состоят из потерь в обмотках при протекании по ним токов нагрузки и добавочных потерь в обмотках и конструкциях трансформатора. Добавочные потери вызваны магнитными полями рассеяния, создающими вихревые токи в крайних витках обмотки и конструкциях трансформатора (стенки бака, ярмовые балки и др.). Для их снижения обмотки выполняются многожильным транспонированным проводом, а стенки бака экранируются магнитными шунтами.

В современных конструкциях трансформаторов потери значительно снижены. Например, в трансформаторе мощностью 250000 кВ·А при $U=110$ кВ ($P_x=200$ кВт, $P_k=790$ кВт), работающем круглый год ($T_{max}=6300$ ч), потери электроэнергии составят 0,43% электроэнергии, пропущенной через трансформатор. Чем меньше мощность трансформатора, тем больше относительные потери в нем.

В сетях энергосистем установлено большое количество трансформаторов малой и средней мощности, поэтому общие потери электроэнергии во всех трансформаторах страны значительны и очень важно для экономии электроэнергии совершенствовать конструкции трансформаторов с целью дальнейшего уменьшения значений P_x и P_k .

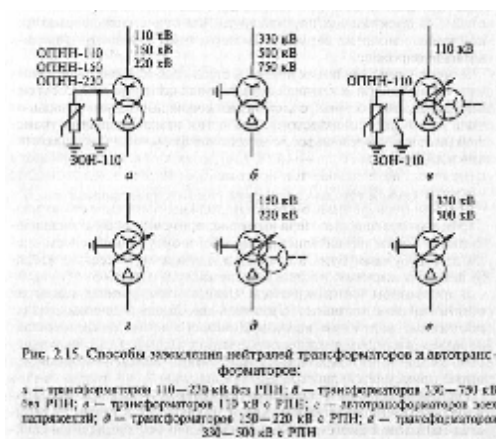
Обмотки трансформаторов имеют обычно соединения: звезда — Y, звезда с выведенной нейтралью — Y и треугольник — Δ.

Сдвиг фаз между ЭДС первичной и вторичной обмоток (E_1 и E_2) принято выражать условно группой соединений.

В трехфазном трансформаторе применением разных способов соединений обмоток можно образовать двенадцать различных групп соединений, причем при схемах соединения обмоток звезда — звезда мы можем получить любую четную группу (2, 4, 6, 8, 10, 0), а при схеме звезда—треугольник или треугольник—звезда — любую нечетную группу (1, 3, 5, 7, 9, 11).

Группы соединений указываются справа от знаков схем соединения обмоток. Трансформаторы по рис. 2.14 имеют схемы и группы соединения

обмоток: Y/Δ-11; Y/Y/Δ-0-11; Y/Δ/Δ-11-11.



Соединение в звезду обмотки ВН позволяет выполнить внутреннюю изоляцию из расчета фазной ЭДС, т.е. в $\sqrt{3}$ раз меньше линейной. Обмотки НН преимущественно соединяются в треугольник, что позволяет уменьшить сечение обмотки, рассчитав ее на фазный ток $I/\sqrt{3}$. Кроме того, при соединении обмотки трансформатора в треугольник создается замкнутый контур для токов высших гармоник, кратных трем, которые при этом не выходят во внешнюю сеть, вследствие чего улучшается симметрия напряжения на нагрузке.

Соединение обмоток в звезду с выведенной нулевой точкой применяется в том случае, когда нейтраль обмотки должна быть заземлена. Эффективное заземление нейтрали обмоток ВН обязательно в трансформаторах 330 кВ и выше и во всех автотрансформаторах (подробнее ниже). Системы 110, 150 и 220 кВ также работают с эффективно заземленной нейтралью, однако для уменьшения токов однофазного КЗ нейтрали части трансформаторов могут быть разземлены. Так как изоляция нулевых выводов обычно не рассчитывается на полное напряжение, то в режиме разземления нейтрали необходимо снизить возможные перенапряжения путем присоединения ограничителей перенапряжений к нулевой точке трансформатора (рис. 2.15).

Нейтраль заземляется также на вторичных обмотках трансформаторов, питающих четырехпроводные сети 380/220 и 220/127 В. Нейтрали обмоток при напряжении 10—35 кВ не заземляются или заземляются через дугогасящий реактор для компенсации емкостных токов. Технические данные силовых трансформаторов и автотрансформаторов, их схемы и группы соединений определяются действующими ГОСТ и приводятся в каталогах и справочниках [5.7, 1.3, 3.5].

При работе трансформатора происходит нагрев обмоток и магнитопровода за счет потерь энергии в них. Предельный нагрев частей трансформатора ограничивается изоляцией, срок службы которой зависит от температуры нагрева. Чем больше мощность трансформатора, тем интенсивнее должна быть система охлаждения.

Ниже приводится краткое описание систем охлаждения

трансформаторов.

Естественное воздушное охлаждение трансформаторов осуществляется путем естественной конвекции воздуха и частично — лучеиспускания в воздухе. Такие трансформаторы получили название «сухих». Условно принято обозначать естественное воздушное охлаждение при открытом исполнении С, при защищенном исполнении СЗ, при герметизированном исполнении СГ, с принудительной циркуляцией воздуха СД.

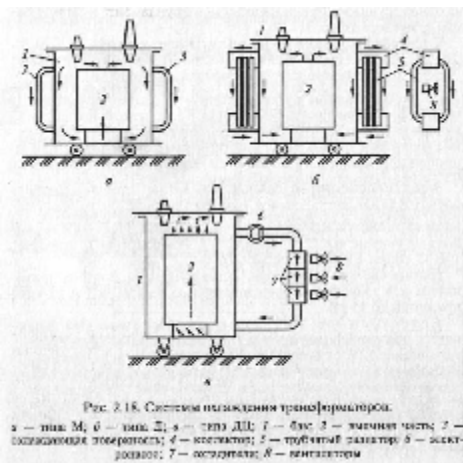
Допустимое превышение температуры обмотки сухого трансформатора над температурой охлаждающей среды зависит от класса нагревостойкости изоляции и согласно ГОСТ 11677—85 должно быть не больше: 60 °С (класс А); 75 °С (класс Е); 80 °С (класс В); 100 °С (класс F); 125 °С (класс Н).

Данная система охлаждения малоэффективна, поэтому применяется для трансформаторов мощностью до 1600 кВ·А при напряжении до 15 кВ.

Естественное масляное охлаждение (М) выполняется для трансформаторов мощностью до 16000 кВА включительно (рис. 2.18, а). В таких трансформаторах теплота, выделенная в обмотках и магнитопроводе 2 (выемная часть), передается окружающему маслу, которое, циркулируя по баку 1 и радиаторным трубам 3 (охлаждающая поверхность), передает его окружающему воздуху. При номинальной нагрузке трансформатора температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать 95°С (ПТЭ, п. 5.3.12).

Для лучшей отдачи теплоты в окружающую среду бак трансформатора снабжается ребрами, охлаждающими трубами или радиаторами в зависимости от мощности.

Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) применяется для более мощных трансформаторов. В этом случае в навесных охладителях из радиаторных труб 5 помещаются вентиляторы 8 (рис. 2.18, б). Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов могут осуществляться автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100% номинальной, а температура верхних слоев масла не более 55 °С, а также при минусовых температурах окружающего воздуха и температуре масла не выше 45 °С независимо от нагрузки. Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе с номинальной нагрузкой составляет 95 °С (ПТЭ, п. 5.3.12).



Форсированный обдув радиаторных труб улучшает условия охлаждения масла, а следовательно, обмоток и магнитопровода трансформатора, что позволяет изготавливать такие трансформаторы мощностью до 80000 кВ-А.

Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) применяется для трансформаторов мощностью 63000 кВ-А и более.

Охладители 7 состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором 8. Электронасосы 6, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители (рис. 2.18, в).

Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения позволяет значительно уменьшить габариты трансформаторов.

Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора.

В трансформаторах с направленным потоком масла (НДЦ) интенсивность охлаждения повышается, что позволяет увеличить допустимые температуры обмоток.

Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц) принципиально устроено так же, как система ДЦ, но в отличие от последнего охладители состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками движется масло.

Температура масла на входе в маслоотделитель не должна превышать 70 °С.

Чтобы предотвратить попадание воды в масляную систему трансформатора, давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,01 МПа (1 Н/см²). Эта система охлаждения эффективна, но имеет более сложное конструктивное выполнение и применяется на мощных трансформаторах (160 МВ-А и более).

Масляно-водяное охлаждение с направленным потоком

масла(НЦ) применяется для трансформаторов мощностью 630 МВ-А и более.

На трансформаторах с системами охлаждения ДЦ и Ц устройства Нагрузочная способность силовых трансформаторов принудительной циркуляции масла должны автоматически включаться одновременно с включением трансформатора и работать непрерывно независимо от нагрузки трансформаторов. В то же время число включаемых в работу охладителей определяется нагрузкой трансформатора. Такие трансформаторы должны иметь сигнализацию о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентилятора.

Следует отметить, что в настоящее время ведутся разработки новых конструкций трансформаторов с обмотками, охлаждаемыми до очень низких температур. Металл при низких температурах обладает сверхпроводимостью, что позволяет резко уменьшить сечение обмоток. Трансформаторы с использованием принципа сверхпроводимости (криогенные трансформаторы) будут иметь малую транспортировочную массу при мощностях 1000 МВ-А и выше.

Каждый трансформатор имеет условное буквенное обозначение, которое содержит следующие данные в том порядке, как указано ниже:

- 1) число фаз (для однофазных — О; для трехфазных — Т);
- 2) вид охлаждения — в соответствии с пояснениями, приведенными выше;
- 3) число обмоток, работающих на различные сети (если оно больше двух), для трехобмоточного трансформатора Т; для трансформатора с расщепленными обмотками Р (после числа фаз);
- 4) буква Н в обозначении при выполнении одной из обмоток с устройством РПН;
- 5) буква А на первом месте для обозначения автотрансформатора.

За буквенным обозначением указывается номинальная мощность, кВ-А; класс напряжения обмотки (ВН); климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150—69* и ГОСТ 15543-70*.

Например, ТДТН-16000/110-У1 — трехфазный трансформатор с системой охлаждения Д, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, номинальной мощностью 16000 кВА, напряжением ВН 110 кВ, климатическое исполнение У (умеренный климат), категория размещения 1 (на открытом воздухе).

При выборе мощности трансформаторов нельзя руководствоваться только их номинальной мощностью, так как в реальных условиях температура охлаждающей среды, условия установки трансформатора могут быть отличными от принятых. Нагрузка трансформатора меняется в течение суток, и если мощность выбрать по максимальной нагрузке, то в периоды ее спада трансформатор будет не загружен, т. е. недоиспользована его мощность. Опыт эксплуатации показывает, что трансформатор может работать часть суток с перегрузкой, если в другую часть его нагрузка меньше номинальной.

Критерием различных режимов является износ изоляции трансформатора.

Нагрузочная способность трансформатора — это совокупность допустимых нагрузок и перегрузок.

Допустимая нагрузка — это длительная нагрузка, при которой расчетный износ изоляции обмоток от нагрева не превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы. *Перегрузка трансформатора — режим, при котором расчетный износ изоляции обмоток превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.* Такой режим возникает, если нагрузка окажется больше номинальной мощности трансформатора или температура охлаждающей среды больше принятой расчетной.

Допустимые систематические нагрузки трансформатора больше его номинальной мощности возможны за счет неравномерности нагрузки в течение суток. На рис. 2.19 изображен суточный график нагрузки, из которого видно, что в ночные, утренние и дневные часы трансформатор недогружен, а во время вечернего максимума перегружен. При недогрузке износ изоляции мал, а во время перегрузки значительно увеличивается. Максимально допустимая систематическая нагрузка определяется при условии, что наибольшая температура обмотки 140 °С, наибольшая температура масла в верхних слоях 95 °С и износ изоляции за время максимальной нагрузки такой же, как при работе трансформатора при постоянной номинальной нагрузке, когда температура наиболее нагретой точки не превышает 98 °С (ГОСТ 14209—85). Для подсчета допустимой систематической нагрузки действительный график преобразуется в двухступенчатый (см. рис. 2.19).

Коэффициент начальной нагрузки эквивалентного графика определяется по выражению

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{s_1^2 \Delta t_1 + s_2^2 \Delta t_2 + \dots + s_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}},$$

где s_1, s_2, \dots, s_m — значения нагрузки в интервалах $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$.

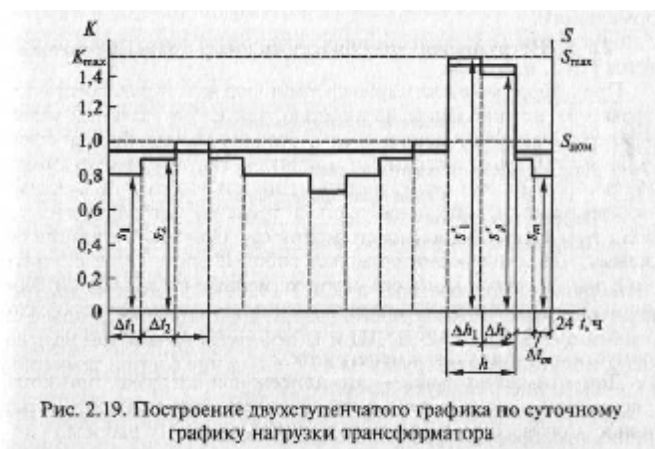


Рис. 2.19. Построение двухступенчатого графика по суточному графику нагрузки трансформатора

Коэффициент максимальной нагрузки в интервале $h = \Delta h_1 + \Delta h_1 + \dots + \Delta h_p$

$$K_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{s_1^2 \Delta h_1 + s_2^2 \Delta h_2 + \dots + s_p^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}$$

Если $K_2 \geq 0.9K_{max}$, то принимают $K'_2 = K_2$, если $K_2 < 0.9K_{max}$, то принимают $K_2 = 0.9K_{max}$.

Зная среднюю температуру охлаждающей среды за время действия графика ($\Theta_{охл}$), систему охлаждения трансформатора (М, Д, ДЦ, Ц), по таблицам, приведенным в ГОСТ 14209—85 (для трансформатора до 100 МВ-А), определяют допустимость относительной нагрузки K_2 и ее продолжительность.

Нагрузка более $1,5S_{НОМ}$ должна быть согласована с заводом-изготовителем. Нагрузка более $2S_{НОМ}$ не допускается.

Аварийная перегрузка разрешается в аварийных случаях, например при выходе из строя параллельно включенного трансформатора.

Допустимая аварийная перегрузка определяется предельно допустимыми температурами обмотки (140 °С для трансформаторов напряжением выше 110 кВ и 160 °С для остальных трансформаторов) и температурой масла в верхних слоях (115 °С).

Аварийные перегрузки вызывают повышенный износ витковой изоляции, что может привести к сокращению нормированного срока службы трансформатора, если повышенный износ впоследствии не компенсирован нагрузкой с износом изоляции ниже нормального.

Допустимая (кратковременная) аварийная перегрузка определяется [1.13, п. 5.3.15]:

Масляные трансформаторы					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10
Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

Анализируя приведенные в ГОСТ 14209—85 таблицы допустимых перегрузок, можно сделать вывод, что трансформаторы с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц при первоначальной нагрузке $0,9S_{НОМ}$ допускают перегрузку на 40 % в течение 6 ч. при температуре охлаждающего воздуха не более 20 °С.

Эту перегрузку имеют в виду, когда определяют расчетные токи в цепях трансформаторов (см. подразд. 4.1).

Лекция 3. Особенности конструкции и режимы работы автотрансформаторов

В установках 110 кВ и выше широкое применение находят

автотрансформаторы (АТ) большой мощности. Объясняется это рядом преимуществ, которые они имеют по сравнению с трансформаторами.

Однофазный автотрансформатор имеет электрически связанные обмотки ОВ и ОС (рис. 2.20). Часть обмотки, заключенная между выводами В и С, называется последовательной, а между С и О — общей.

При работе автотрансформатора в режиме понижения напряжения в последовательной обмотке проходит ток I_B , который, создавая магнитный поток, наводит в общей обмотке ток I_0 . Ток нагрузки вторичной обмотки I_C складывается из тока I_B , проходящего благодаря гальванической (электрической) связи обмоток, и тока I_0 , созданного магнитной связью этих обмоток: $I_C = I_B + I_0$, откуда $I_0 = I_C - I_B$.

Полная мощность, передаваемая автотрансформатором из первичной сети во вторичную, называется проходной.

Если пренебречь потерями в сопротивлениях обмоток автотрансформатора, можно записать следующее выражение:

$$S = U_B I_B \approx U_C I_C.$$

Преобразуя правую часть выражения, получаем

$$S = U_B I_B = [(U_B - U_C) + U_C] I_B = (U_B - U_C) I_B + U_C I_B,$$

где $(U_B - U_C) I_B = S_T$ — трансформаторная мощность, передаваемая магнитным путем из первичной обмотки во вторичную; $U_C I_B = S_{\Sigma}$ — электрическая мощность, передаваемая из первичной обмотки во вторичную за счет их гальванической связи, без трансформации.

Эта мощность не нагружает общей обмотки, потому что ток I_B из последовательной обмотки проходит на вывод С, минуя обмотку ОС.

В номинальном режиме проходная мощность является номинальной мощностью автотрансформатора $S = S_{НОМ}$, а трансформаторная мощность — типовой мощностью $S_T = S_{тип}$.



Размеры магнитопровода, а следовательно, его масса определяются трансформаторной (типовой) мощностью, которая составляет лишь часть номинальной мощности:

$$\frac{S_{min}}{S_{ном}} = \frac{(U_B - U_C)I_B}{I_B U_B} = \frac{U_B - U_C}{U_B} = 1 - \frac{1}{n_{BC}} = K_T$$

где $n_{BC} = U_B/U_C$ — коэффициент трансформации; K_T — коэффициент выгоды или коэффициент типовой мощности.

Из формулы следует, что чем ближе U_B к U_C , тем меньше K_T и меньшую долю номинальной составляет типовая мощность. Это означает, что размеры автотрансформатора, его масса, расход активных материалов уменьшаются по сравнению с трансформатором одинаковой номинальной мощности.

Например, при $U_B = 330$ кВ и $U_C = 110$ кВ $K_T = 0,667$, а при $U_B = 550$ кВ и $U_C = 330$ кВ $K_T = 0,34$.

Наиболее целесообразно применение автотрансформаторов при сочетании напряжений 220/110; 330/150; 500/220; 750/330.

Из схемы (см. рис. 2.20) видно, что мощность последовательной обмотки

$$S_n = (U_B - U_C)I_B = S_{min};$$

мощность общей обмотки

$$S_o = U_C I_o = U_C (I_c - I_B) = U_C I_c (1 - 1/n_{BC}) = S_{ном} K_m = S_{min}.$$

Таким образом, еще раз можно подчеркнуть, что обмотки и магнитопровод автотрансформатора рассчитываются на типовую мощность, которую иногда называют расчетной мощностью. Какая бы мощность ни подводилась к зажимам В или С, последовательную и общую обмотки загружать больше чем на S_{min} нельзя. Этот вывод особенно важен при рассмотрении комбинированных режимов работы автотрансформатора. Такие режимы возникают, если имеется третья обмотка, связанная с автотрансформаторными обмотками только магнитным путем.

Третья обмотка автотрансформатора (обмотка НН) используется для питания нагрузки, для присоединения источников активной или реактивной мощности (генераторов и синхронных компенсаторов), а в некоторых случаях служит лишь для компенсации токов третьих гармоник. Мощность обмотки НН S_{HH} может быть больше S_{min} , так как иначе размеры автотрансформатора будут определяться мощностью этой обмотки. Номинальная мощность обмотки НН указывается в паспортных данных автотрансформатора.

В автотрансформаторах с обмоткой НН возможны различные режимы работы: передача мощности из обмотки ВН в обмотку СН при отключенной обмотке НН; передача мощности из обмотки НН в СН или ВН; передача из обмоток ВН и НН в обмотку СН и другие режимы. Во всех случаях необходимо контролировать загрузку общей, последовательной обмоток и вывода СН, для этого устанавливают

трансформаторы тока $TA1$, $TL2$ и TAO (рис. 2.21). Трансформаторы $TA1$ и $TA2$ устанавливаются на выводах B и C автотрансформатора, а TAO встраивается в общую обмотку.

Выводы, приведенные для однофазного АТ, справедливы и для трехфазного.

К особенностям конструкции автотрансформаторов следует отнести необходимость глухого заземления нейтрали, общей для обмоток ВН и СН. Объясняется это следующим. Если в системе с эффективно заземленной нейтралью включить понижающий автотрансформатор с незаземленной нейтралью, то при замыкании на землю одной фазы в сети СН на последовательную обмотку этой фазы будет воздействовать полное напряжение $U_B\sqrt{3}$ вместо $(U_B - U_C)/\sqrt{3}$, напряжение выводов обмотки СН возрастет примерно до U_B , резко увеличится напряжение, приложенное к обмоткам неповрежденных фаз. Аналогичная картина наблюдается в случае присоединения повышающего автотрансформатора с незаземленной нейтралью к системе с эффективно заземленной нейтралью.

Такие перенапряжения недопустимы, поэтому нейтрали всех автотрансформаторов глухо заземляются. В этом случае заземления на линии со стороны ВН или СН не вызывают опасных перенапряжений, однако в системах ВН и СН возрастают токи однофазного КЗ.

Подводя итог всему сказанному, можно отметить следующие преимущества автотрансформаторов по сравнению с трансформаторами той же мощности:

меньший расход меди, стали, изоляционных материалов;

меньшая масса, а следовательно, меньшие габариты, что позволяет создавать автотрансформаторы большей номинальных мощностей, чем трансформаторы;

меньшие потери и больший КПД;
более легкие условия охлаждения.

Недостатки автотрансформаторов:

Регулирование напряжения трансформаторов приводит к увеличению токов однофазного КЗ; необходимость глухого заземления нейтрали, что

сложность регулирования напряжения;

опасность перехода атмосферных перенапряжений вследствие электрической связи обмоток ВН и СН.

Для нормальной работы потребителей необходимо поддерживать определенный уровень напряжения на шинах подстанций. В электрических сетях предусматриваются способы регулирования напряжения, одним из которых является изменение коэффициента трансформации трансформаторов.

Известно, что коэффициент трансформации определяется как отношение первичного напряжения ко вторичному, или

$$n = U_1/U_2 = w_1/w_2$$

где w_1, w_2 — число витков первичной и вторичной обмоток соответственно.

$$\text{Отсюда } U_2 = U_1 w_1/w_2.$$

Обмотки трансформаторов снабжаются дополнительными ответвлениями, с помощью которых можно изменять коэффициент трансформации. Переключение ответвлений может происходить без возбуждения (ПБВ), т. е. после отключения всех обмоток от сети или под нагрузкой (РПН).

Устройство ПБВ позволяет регулировать напряжение в пределах $\pm 5\%$, для чего трансформаторы небольшой мощности, кроме основного вывода, имеют два ответвления от обмотки высшего напряжения: $+5\%$ и -5% (рис. 2.22). Если трансформатор работал на основном выводе 0 и необходимо повысить напряжение на вторичной стороне U_2 , то, отключив трансформатор, производят переключение на ответвление -5% , уменьшая тем самым число витков w_1 .

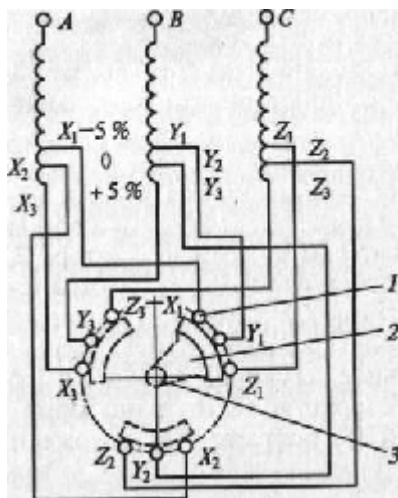


Рис. Схема регулирования напряжения ПБВ с трехфазным переключателем:

1 — неподвижный контакт; 2 — сегмент контактный; 3 — вал

переключателя.

Устройство ПБВ не позволяет регулировать напряжение в течение суток, так как это потребовало бы частого отключения трансформатора для производства переключений, что по условиям эксплуатации практически недопустимо. Обычно ПБВ используется только для сезонного регулирования напряжения.

Регулирование под нагрузкой (РПН) позволяет переключать ответвления обмотки трансформатора без разрыва цепи. Устройство РПН предусматривает регулирование напряжения в различных пределах в зависимости от мощности и напряжения трансформатора (от ± 10 до 16 % ступенями приблизительно по 1,5 %).

Регулировочные ступени выполняются на стороне ВН, так как меньший по значению ток позволяет облегчить переключающее устройство. Для расширения диапазона регулирования без увеличения числа ответвлений применяют ступени грубой и тонкой регулировки (рис. 2.23). Наибольший коэффициент трансформации получается, если переключатель П находится в положении II, а избиратель И — на ответвлении б. Наименьший коэффициент трансформации будет при положении переключателя I, а избирателя — на ответвлении I.

Переход с одного ответвления регулировочной обмотки на другое осуществляется так, чтобы не разрывать ток нагрузки и не замыкать накоротко витки этой обмотки. Это достигается в специальных переключающих устройствах с тиристорными переключателями.

Для регулирования напряжения под нагрузкой на мощных трансформаторах и автотрансформаторах применяются также последовательные регулировочные трансформаторы (рис. 2.24). Они состоят из последовательного трансформатора 2, который вводит добавочную ЭДС в основную обмотку автотрансформатора 1, и регулировочного автотрансформатора 3, который меняет эту ЭДС. С помощью таких трансформаторов можно изменять не только напряжение (продольное регулирование), но и его фазу (поперечное регулирование). Устройство таких трансформаторов значительно сложнее, чем РПН, поэтому их применение ограничено.

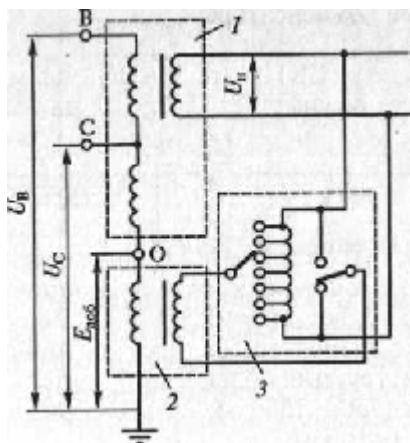


Рис. Схема включения последовательного регулировочного трансформатора в цепь автотрансформатора:

1 — основная обмотка автотрансформатора; 2 — последовательный трансформатор; 3 — регулировочный автотрансформатор

Одним из видов последовательных регулировочных трансформаторов являются линейные регуляторы, которые включаются последовательно в линию или в цепь трансформатора без РПН, обеспечивая регулирование напряжения в пределах $\pm(10—15)\%$.

Широкое применение линейные регуляторы находят на подстанциях с автотрансформаторами. На стороне СН регулирование напряжения обеспечивается встроенным в автотрансформатор РПН, а на стороне НН устанавливается регулировочный трансформатор, снабженный автоматическим регулированием напряжения. Регулировочные трансформаторы типа ЛТМ выпускаются мощностью 1,6—6,3 МВ-А на напряжение 6—10 кВ, типов ЛТМН, ЛТДН мощностью 16—100 МВ-А на напряжение до 35 кВ [1.3].

Синхронные и статические компенсаторы

Потребители электрической энергии, кроме активной мощности, потребляют от генераторов системы реактивную мощность, которая затрачивается на создание магнитных полей, необходимых для работы асинхронных двигателей, индукционных печей, трансформаторов и других электроприемников.

На создание реактивной мощности топливо практически не расходуется. Однако передача реактивной мощности от генераторов к потребителям связана с дополнительными потерями (мощности и напряжения) в трансформаторах и сетях. Потери активной энергии в сетях оплачиваются потребителями, что ложится на них немалым бременем. Потери напряжения приводят к снижению качества энергии, получаемой электроприемниками. Поэтому для получения реактивной мощности экономически выгодно устанавливать источники реактивной мощности вблизи потребителей. Такими источниками являются синхронные и статические компенсаторы.

Синхронные компенсаторы

Синхронный компенсатор (СК) — это синхронная машина, работающая в двигательном режиме без нагрузки на валу при изменяющемся токе возбуждения. В перевозбужденном режиме ЭДС обмотки статора $E_{к1}$ больше напряжения сети U_K (рис. 2.25). Под действием разности напряжений $\Delta U = E_{к1} - U_K$ в статоре СК возникает ток $I_{к1}$, отстающий от вектора ΔU_1 на 90° . Компенсатор в этом режиме отдает реактивную мощность в сеть. В недовозбужденном режиме $E_{к2} < U_K$, в статоре СК возникает ток $I_{к2}$, опережающий вектор ΔU_2 на 90° , т.е. СК будет потреблять реактивную мощность из сети. Синхронные компенсаторы не несут активной нагрузки на валу, поэтому их конструкция облегчена. Компенсаторы выполняются тихоходными (750—1000 об/мин) с горизонтальным валом и явнополюсным ротором.

На рис. 2.26 показан синхронный компенсатор КСВ с водородным охлаждением. Корпус компенсатора, его подшипники, маслоохладители и маслонасосы размещены в герметически закрытом кожухе. Через изоляционные уплотнения 3, 4 к статору 1 подводится напряжение 10,5 кВ, а к контактным кольцам — питание от возбuditеля. В нижней части кожуха расположены два маслонасоса 8, маслобак и водяной маслоохладитель. Циркуляция водорода поддерживается при давлении 0,1—0,2 МПа вентиляторами 5, которые засасывают водород из кожуха и прогоняют его через внутреннюю часть корпуса компенсатора. Нагретый водород попадает во входные проемы 12 вертикальных газоохладителей, где охлаждается.

Синхронный компенсатор характеризуется номинальной мощностью, напряжением, током статора, частотой и номинальным током ротора. Шкала мощностей определяется по ГОСТ 609—84. Номинальное напряжение синхронного компенсатора на 5—10 % выше номинального напряжения сети.



В зависимости от тока возбуждения синхронный компенсатор может работать в режимах перевозбуждения и недовозбуждения, генерировать или потреблять реактивную мощность. Регулирование тока возбуждения осуществляется специальными схемами АРВ.

Синхронные компенсаторы небольшой мощности имеют схему электромашинного независимого возбуждения (см. рис. 2.9, а), на более мощных машинах с водородным охлаждением (КСВ) возбуждение осуществляется от специального бесщеточного возбуждательного агрегата, встроенного в корпус компенсатора.

Статические компенсаторы

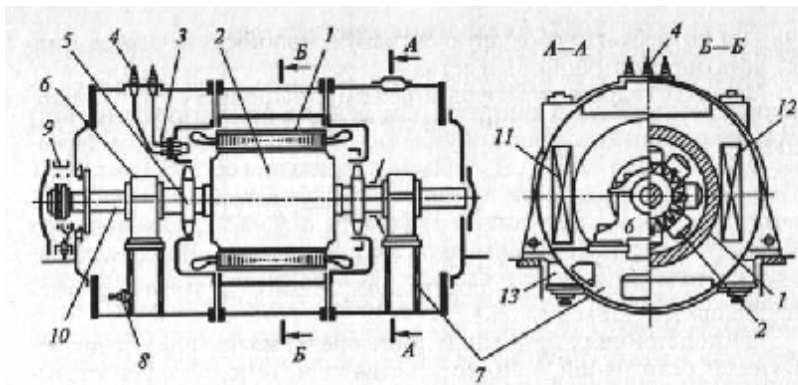


Рис. 2.26. Синхронный компенсатор типа КСВ:

1 — статор; 2 — ротор; 3, 4 — изоляционные уплотнения; 5 — вентилятор; 6 — подшипник; 7 — опорные платформы; 8 — маслонасос; 9 — камера контактных колец; 10 — вал; 11, 12 — выходной и входной проемы в газоохладитель; 13 — газоохладитель

Схема АГП синхронных компенсаторов такая же, как у генераторов.

Мощные СК (10000 кВА и выше) включаются в сеть через реактор для ограничения пусковых токов и посадки напряжения на шинах (рис. 2.27). Параметры реактора выбираются так, чтобы в момент пуска напряжение на шинах подстанции не падало ниже (80 — 85 %) $U_{НОМ}$, а напряжение на СК было (30 — 65 %) $U_{НОМ}$ при этом ток не превышает (2 — 2,8) $I_{НОМ}$.

При пуске выключатель $Q1$ отключен, $Q2$ включен. Разворот компенсатора происходит за счет асинхронного момента. Когда

частота вращения приблизится к синхронной, подается возбуждение и компенсатор втягивается в синхронизм. Регулируя ток возбуждения, устанавливают минимальный ток статора и включают выключатель $Q1$, шунтируя реактор и включая СК в сеть.

Синхронные генераторы могут работать в режиме синхронного компенсатора, если закрыть доступ пара (или воды) в турбину. В таком режиме перевозбужденный турбогенератор начинает потреблять небольшую активную мощность из сети и отдает реактивную мощность в сеть.

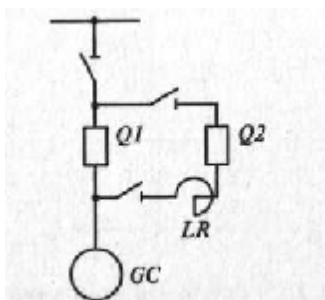


Рис. . Схема реакторного пуска синхронного компенсатора

Перевод гидрогенераторов в режим синхронных компенсаторов производится без остановки агрегатов, достаточно освободить камеру гидротурбины от воды.

Статические компенсаторы — это батареи конденсаторов и другие

источники реактивной мощности (ИРМ), не имеющие вращающихся частей.

На подстанциях промышленных предприятий вблизи потребителей реактивной мощности устанавливаются батареи статических конденсаторов (БК). Конденсаторы могут быть масляными или соволовыми на напряжение от 220 В до 10,5 кВ для наружной и внутренней установки. Единичная мощность конденсаторов от 10 до 125 Квар, для получения необходимой мощности Q_c конденсаторы соединяются параллельно. В энергосистемах БК на напряжение 6 и 10 кВ устанавливаются в узлах сети, на подстанциях подключаются (через выключатель) к шинам 6 и 10 кВ. Реактивная мощность, вырабатываемая батареями, соединенной по схеме звезда,

$$Q_c = 3U_{\phi}^2 C$$

где U_{ϕ} — напряжение, на которое включена БК; C — емкость БК.

Если к сети подключено одно и то же число банок конденсаторов (нерегулируемая БК), то в режиме минимальных нагрузок возможна перекомпенсация реактивной мощности, которая вызовет повышение напряжения и дополнительные потери в сети. Это приводит к необходимости регулирования количества включенных банок конденсаторов. Такое регулирование может быть одно- и многоступенчатым, когда БК разделена на секции. Включение и отключение части секций производится автоматически или вручную.

Достоинствами БК являются их простота, а недостатками — зависимость реактивной мощности от напряжения, невозможность потребления реактивной мощности, ступенчатое регулирование.

Более совершенными являются установки статических тиристорных компенсаторов, в которых осуществляется плавное регулирование тока (рис. 2.28). В установке применены нерегулируемые емкости (БК) $C1, C2, C3$, которые вырабатывают реактивную мощность (емкостную) Q_c , и регулируемая с помощью тиристорных ключей VS индуктивность LR . Управляющие электроды тиристоров присоединены к схеме автоматического регулирования. Достоинствами этой установки являются отсутствие вращающихся частей, быстрдействие и плавность регулирования.

.Совершенствование тиристоров и уменьшение их стоимости приведет к тому, что ИРМ будет целесообразнее, чем синхронные компенсаторы.

Асинхронизированные турбогенераторы ТАП-110, АСТГ-200, ТЗВА-320 могут применяться в качестве управляемого ИРМ при соответствующем регулировании тока возбуждения.

Лекция4. Гашение электрической дуги

Условия возникновения и горения дуги

Прежде чем рассматривать конструкцию коммутационных аппаратов, необходимо ознакомиться с основными процессами, происходящими в

электрической дуге. Подробно явление разряда в газах, в том числе дуговой разряд, изучается в курсе «Защита объектов энергетики от перенапряжений».

При размыкании контактов в цепи высокого напряжения возникает электрический разряд в виде дуги. В дуге различают околокатодное пространство, ствол дуги и околоанодное пространство (рис. 4.9). Все напряжение распределяется между этими областями U_k , $U_{c.d}$, U_a . Катодное падение напряжения в дуге постоянного тока 10 — 20 В, а длина этого участка составляет 10^{-4} — 10^{-5} см, таким образом, около катода наблюдается высокая напряженность электрического поля (10^5 — 10^6 В/см). При таких высоких напряженностях происходит ударная ионизация. Суть ее заключается в том, что электроны, вырванные из катода силами электрического поля (автоэлектронная эмиссия) или за счет нагрева катода (термоэлектронная эмиссия), разгоняются в электрическом поле и при ударе в нейтральный атом передают ему свою кинетическую энергию. Если этой энергии достаточно, чтобы оторвать один электрон с оболочки нейтрального атома, то произойдет ионизация. Образовавшиеся свободные электроны и ионы составляют плазму ствола дуги. Проводимость плазмы приближается к проводимости металлов [$\gamma = 2500$ 1/(Ом • см)]. В стволе дуги проходит большой ток и создается высокая температура. Плотность тока может достигать 10000 А/см² и более, а температура — от 6000 К при атмосферном давлении до 18 000 К и более при повышенных давлениях.

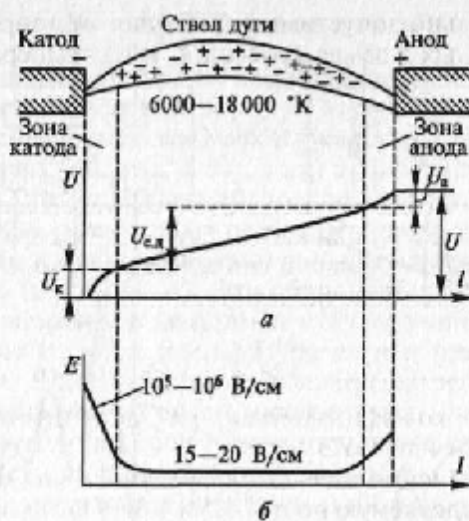
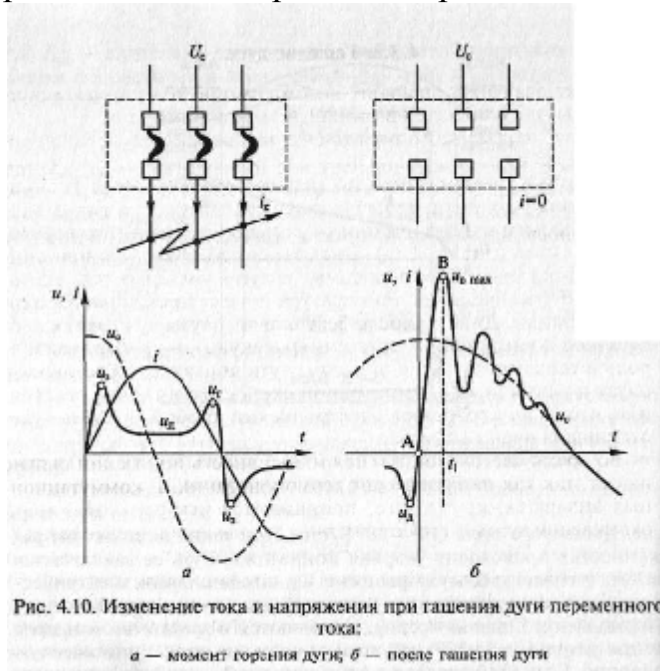


Рис. 4.9. Распределение напряжения U (а) и напряженности E (б) в стационарной дуге постоянного тока

Высокие температуры в стволе дуги приводят к интенсивной термоионизации, которая поддерживает большую проводимость плазмы. Термоионизация — процесс образования ионов за счет соударения молекул и атомов, обладающих большой кинетической энергией при высоких скоростях их движения. Чем больше ток в дуге, тем меньше ее сопротивление, а поэтому требуется меньшее напряжение для горения дуги, т. е. дугу с большим током погасить труднее.

При переменном токе напряжение источника питания u меняется синусоидально, так же меняется ток в цепи i (рис. 4.10, а), причем ток отстает

от напряжения примерно на 90° . Напряжение на дуге u_d , горящей между контактами выключателя, непостоянно. При малых токах напряжение возрастает до величины u_z (напряжения зажигания), затем по мере увеличения тока в дуге и роста термической ионизации напряжение уменьшается. В конце полупериода, когда ток приближается к нулю, дуга гаснет при напряжении гашения $u_{г}$. В следующий полупериод явление повторяется, если не приняты меры для деионизации промежутка.



Если дуга погашена теми или иными способами, то напряжение между контактами выключателя должно восстановиться до напряжения питающей сети. Однако поскольку в цепи имеются индуктивные, активные и емкостные сопротивления, возникает переходный процесс, появляются колебания напряжения (рис. 4.10, б), амплитуда которых и в тех может значительно превышать нормальное напряжение. Для отключающей аппаратуры важно, с какой скоростью восстанавливается напряжение на участке АВ.

Подводя итог, можно отметить, что дуговой разряд начинается за счет ударной ионизации и эмиссии электронов с катода, а после зажигания дуга поддерживается термоионизацией в стволе дуги.

Гашение дуги

В отключающих аппаратах необходимо не только разомкнуть контакты, но и погасить возникшую между ними дугу.

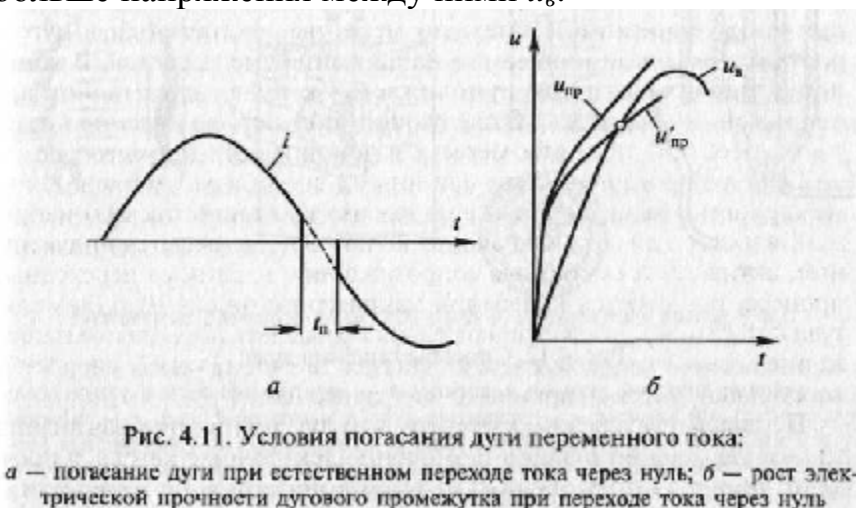
В цепях переменного тока ток в дуге каждый полупериод проходит через нуль (см. рис. 4.10), в эти моменты дуга гаснет самопроизвольно, но в следующий полупериод она может возникнуть вновь. Как показывают осциллограммы, ток в дуге становится близким к нулю несколько раньше естественного перехода через нуль (рис. 4.11, а). Это объясняется тем, что при снижении тока энергия, подводимая к дуге, уменьшается, следовательно, уменьшается температура дуги и прекращается термоионизация. Длительность бестоковой паузы t_n невелика (от десятков до нескольких сотен микросекунд), но играет важную роль в гашении дуги. Если разомкнуть

контакты в бестоковую паузу и развести их с достаточной скоростью на такое расстояние, чтобы не произошел электрический пробой, то цепь будет отключена очень быстро.

Во время бестоковой паузы интенсивность ионизации сильно падает, так как не происходит термоионизации. В коммутационных аппаратах, кроме того, принимаются искусственные меры охлаждения дугового пространства и уменьшения числа заряженных частиц. Эти процессы деионизации приводят к постепенному увеличению электрической прочности промежутка u_{np} (рис. 4.11, б).

Резкое увеличение электрической прочности промежутка после перехода тока через нуль происходит главным образом за счет увеличения прочности около катодного пространства (в цепях переменного тока 150—250 В). Одновременно растет восстанавливающееся напряжение $u_в$. Если в любой момент $u_{np} > u_в$ промежуток не будет пробит, дуга не загорится вновь после перехода тока через нуль. Если в какой-то момент $u'_{np} = u_в$, то происходит повторное зажигание дуги в промежутке.

Таким образом, задача гашения дуги сводится к созданию таких условий, чтобы электрическая прочность промежутка между контактами u_{np} была больше напряжения между ними $u_в$.



Процесс нарастания напряжения между контактами отключаемого аппарата может носить различный характер в зависимости от параметров коммутируемой цепи. Если отключается цепь с преобладанием активного сопротивления, то напряжение восстанавливается по аperiodическому закону; если в цепи преобладает индуктивное сопротивление, то возникают колебания, частоты которых зависят от соотношения емкости и индуктивности цепи. Колебательный процесс приводит к значительным скоростям восстановления напряжения, а чем больше скорость $d u_в / dt$, тем вероятнее пробой промежутка и повторное зажигание дуги. Для облегчения условий гашения дуги в цепь отключаемого тока вводятся активные сопротивления, тогда характер восстановления напряжения будет аperiodическим (см. рис. 4.11, б).

Основные способы гашения дуги в аппаратах до 1 кВ

Удлинение дуги при быстром расхождении контактов: чем длиннее

дуга, тем большее напряжение необходимо для ее существования. Если напряжение источника окажется меньше, то дуга гаснет.

Деление длинной дуги на ряд коротких(рис.4.12,а). Как показано на рис. 4.9, напряжение на дуге складывается из катодного U_k и анодного U_a падений напряжения и напряжения ствола дуги $U_{c.д}$:

$$U_D = U_k + U_a + U_{c.д}.$$

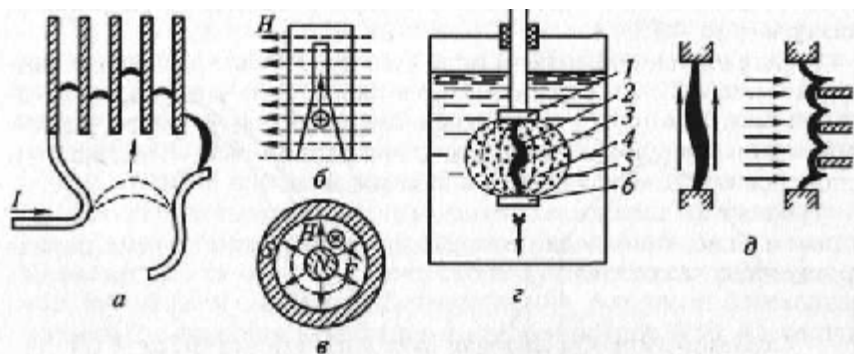


Рис. 4.12. Способы гашения дуги:

a — деление длинной дуги на короткие; *б* — затягивание дуги в узкую щель дутогасительной камеры; *в* — вращение дуги в магнитном поле; *г* — гашение дуги в масле: 1 — неподвижный контакт; 2 — ствол дуги; 3 — водородная оболочка; 4 — зона газа; 5 — зона паров масла; 6 — подвижный контакт; *д* — газоздушное дутье

Если длинную дугу, возникшую при размыкании контактов, затянуть в дутогасительную решетку из металлических пластин, то она разделится на n -коротких дуг. Каждая короткая дуга будет иметь свое катодное и анодное падения напряжения U_0 . Дуга гаснет, если

$$U < nU_0,$$

где U — напряжение сети; U_0 — сумма катодного и анодного падений напряжения (20 — 25 В в дуге постоянного тока).

Дугу переменного тока также можно разделить на n коротких дуг. В момент прохождения тока через нуль околокатодное пространство мгновенно приобретает электрическую прочность 150—250 В. Дуга гаснет, если $U < (150—250)n$.

Гашение дуги в узких щелях. Если дуга горит в узкой щели, образованной дугостойким материалом, то благодаря соприкосновению с холодными поверхностями происходит интенсивное охлаждение и диффузия заряженных частиц в окружающую среду. Это приводит к быстрой деионизации и гашению дуги.

Движение дуги в магнитном поле. Электрическая дуга может рассматриваться как проводник с током. Если дуга находится в магнитном поле, то на нее действует сила, определяемая по правилу левой руки. Если создать магнитное поле, направленное перпендикулярно оси дуги, то она получит поступательное движение и будет затянута внутрь щели дутогасительной камеры (рис. 4.12, б).

В радиальном магнитном поле дуга получит вращательное движение (рис. 4.12, в). Магнитное поле может быть создано постоянными магнитами,

специальными катушками или самим контуром токоведущих частей. Быстрое вращение и перемещение дуги способствует ее охлаждению и деионизации.

Последние два способа гашения дуги (в узких щелях и в магнитном поле) применяются также в отключающих аппаратах напряжением выше 1 кВ.

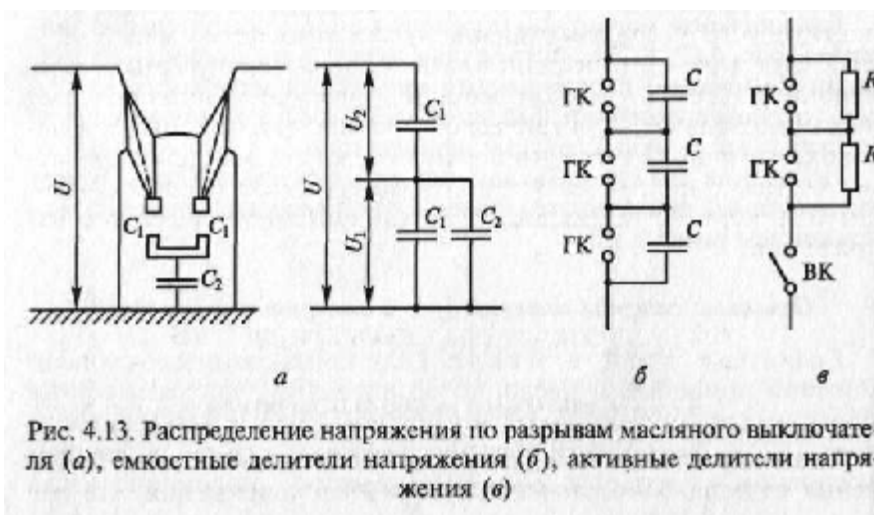
Основные способы гашения дуги в аппаратах выше 1 кВ

Гашение дуги в масле. Если контакты отключающего аппарата поместить в масло, то возникающая при размыкании дуга приводит к интенсивному газообразованию и испарению масла (рис. 4.12, г). Вокруг дуги образуется газовый пузырь, состоящий в основном из водорода (70—80%); быстрое разложение масла приводит к повышению давления в пузыре, что способствует ее лучшему охлаждению и деионизации. Водород обладает высокими дугогасящими свойствами; соприкасаясь непосредственно со стволом дуги, он способствует ее деионизации. Внутри газового пузыря происходит непрерывное движение газа и паров масла.

Гашение дуги в масле широко применяется в выключателях.

Газовоздушное дутье. Охлаждение дуги улучшается, если создать направленное движение газов — дутье. Дутье вдоль или поперек дуги (рис. 4.12, д) способствует проникновению газовых частиц в ее ствол, интенсивной диффузии и охлаждению дуги. Газ создается при разложении масла дугой (масляные выключатели) или твердых газогенерирующих материалов (автогазовое дутье). Более эффективно дутье холодным неионизированным воздухом, поступающим из специальных баллонов со сжатым воздухом (воздушные выключатели).

Многократный разрыв цепи тока. Отключение большого тока при высоких напряжениях затруднительно. Это объясняется тем, что при больших значениях подводимой энергии и восстанавливающегося напряжения деионизация дугового промежутка усложняется. Поэтому в выключателях высокого напряжения применяют многократный разрыв дуги в каждой фазе (рис. 4.13). Такие выключатели имеют несколько гасительных устройств, рассчитанных на часть номинального напряжения. Число разрывов на фазу зависит от типа выключателя и его напряжения. В выключателях 500 — 750 кВ может быть 12 разрывов и более. Чтобы облегчить гашение дуги, восстанавливающееся напряжение должно равномерно распределяться между разрывами. На рис. 4.13 схематически показан масляный выключатель с двумя разрывами на фазу.



При отключении однофазного КЗ восстанавливающееся напряжение распределится между разрывами следующим образом:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{C_1 + C_2}{C_1},$$

где U_1 , U_2 — напряжения, приложенные к первому и второму разрывам; C_1 — емкость между контактами этих разрывов; C_2 — емкость контактной системы относительно земли.

Так как C_2 значительно больше C_1 то напряжение $U_1 > U_2$ и, следовательно, гасительные устройства будут работать в неодинаковых условиях. Для выравнивания напряжения параллельно главным контактам выключателя ГК включают емкости или активные сопротивления (см. рис. 4.13, б, в). Значения емкостей и активных шунтирующих сопротивлений подбирают так, чтобы напряжение на разрывах распределялось равномерно. В выключателях с шунтирующими сопротивлениями после гашения дуги между ГК сопровождающий ток, ограниченный по значению сопротивлениями, разрывается вспомогательными контактами ВК.

Шунтирующие сопротивления уменьшают скорость нарастания восстанавливающегося напряжения, что облегчает гашение дуги.

Гашение дуги в вакууме. Высокоразреженный газ (10^{-6} — 10^{-8} Н/см²) обладает электрической прочностью, в десятки раз большей, чем газ при атмосферном давлении. Если контакты размыкаются в вакууме, то сразу же после первого прохождения тока в дуге через нуль прочность промежутка восстанавливается и дуга не загорается вновь. Эти свойства вакуума используются в некоторых типах выключателей.

Гашение дуги в газах высокого давления. Воздух при давлении 2 МПа и более также обладает высокой электрической прочностью. Это позволяет создавать достаточно компактные устройства для гашения дуги в атмосфере сжатого воздуха. Еще более эффективно применение высокопрочных газов, например шестифтористой серы SF₆ (элегаза). Элегаз обладает не только большей электрической прочностью, чем воздух и водород, но и лучшими дугогасящими свойствами даже при атмосферном давлении. Элегаз применяется в выключателях, отделителях, короткозамкательях и другой аппаратуре высокого напряжения.

Коммутационные аппараты до 1 кВ

Неавтоматические выключатели

Неавтоматические выключатели предназначены для отсоединения отдельных обесточенных частей от напряжения или для ручного включения и отключения электрической цепи в нормальных режимах при токах, не превышающих 0,2— 1 номинального тока выключателя. К ним относятся неавтоматические выключатели рубящего типа (рубильники), пакетные выключатели и переключатели.

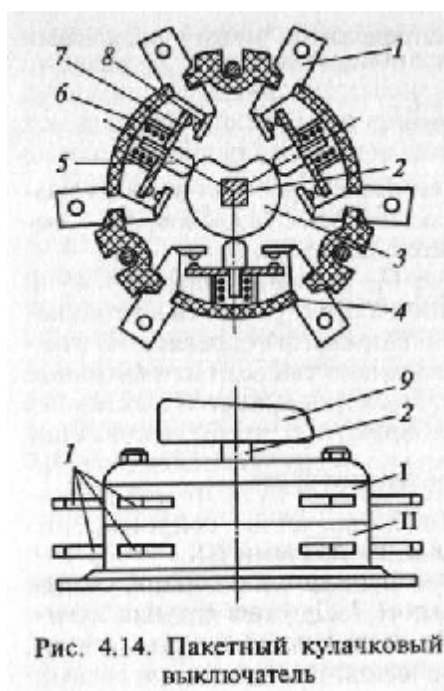


Рис. 4.14. Пакетный кулачковый выключатель

Переключатель — это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для переключения электрических цепей.

В распределительных устройствах до 1 кВ и в слаботочных цепях автоматики широкое применение получили пакетные переключатели и выключатели, заменившие старую конструкцию рубильников. На рис. 4.14 показан пакетный кулачковый выключатель. На основании выключателя укреплены два пакета I, II, внутри которых расположены по три полюса контактных систем. При повороте рукоятки 9 поворачивается вал 2 и кулачок 3. Если шток 5 попадает в выемку кулачка 3, то контакты 7, 8 замыкаются под действием пружины 6. Если шток 5 попадает на выступ кулачка, то контакты размыкаются. Возникшая дуга гасится в закрытом объеме герметизированного корпуса 4 из изоляционного материала. Внешняя сеть подключается к выводам 7.

Пакетные выключатели и переключатели серий ПВ и ПМ выпускаются одно-, двух- и трехполюсными на номинальные токи 20 — 400 А постоянного тока при напряжении 220 В и 63 — 250 А переменного тока при напряжении 380 В. Наибольшая частота отключений в час — 300.

Пакетные переключатели имеют малые габаритные размеры, удобны в монтаже; при переключении исключается выброс пламени и газов.

Контактная система позволяет управлять одновременно большим количеством цепей. Такими переключателями разрешается отключать номинальные токи.

Пакетные выключатели не обеспечивают видимого разрыва цепи, поэтому в некоторых цепях устанавливают рубильники.

Рубильник предназначен для ручного включения и отключения цепей постоянного и переменного тока напряжением не выше 1 кВ. По конструкции различают одно-, двух- и трехполюсные рубильники.

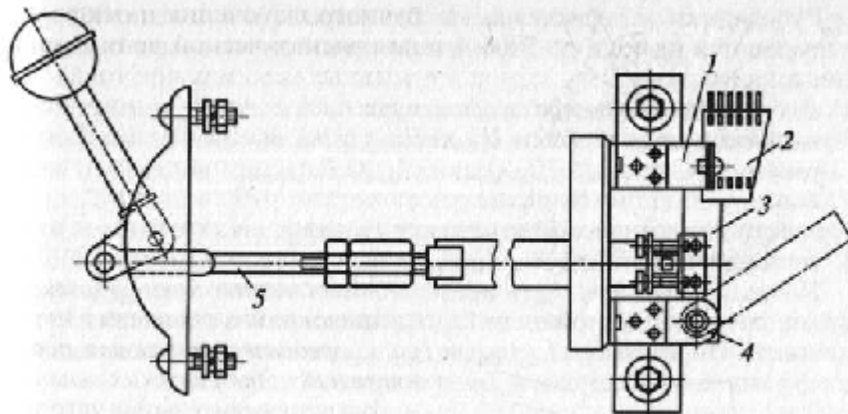


Рис. 4.15. Рубильник с рычажным приводом

На рис. 4.15 показан рубильник с рычажным приводом. Подвижный контакт-нож 3 вращается в шарнирной стойке 4, создавая разрыв с неподвижным контактом 1. Дугогасительная камера 2 обеспечивает гашение дуги. Ножи всех полюсов объединены изоляционным валиком, движение которому передается тягой 5. Рукоятка монтируется на передней стороне шкафа, а контактная часть — внутри шкафа; таким образом, операции с рубильником безопасны для персонала. Таким рубильником можно отключать номинальный ток в установках 380 В и 50% номинального тока в установках 500 В.

Важнейшей частью рубильника являются контакты. Обычно применяются линейные контакты рубящего типа, нажатие в которых обеспечивается специальными стальными пружинами.

Гашение дуги постоянного тока (до 75 А) происходит за счет ее механического растягивания. При больших токах гашение дуги осуществляется за счет ее перемещения электродинамическими силами взаимодействия, причем чем короче нож, тем больше силы взаимодействия между дугой и деталями рубильника, что повышает отключающую способность рубильника.

Гашение дуги переменного тока осуществляется за счет околочатодной электрической прочности (150—250 В), имеющей место при переходе тока через нуль. Длина ножа в рубильниках переменного тока выбирается по механическим условиям.

Применение дугогасительных камер обеспечивает гашение дуги при отключении номинальных токов рубильниками постоянного тока 220 В и переменного тока 380 В. При напряжении 440 и 500 В отключаемые токи

составляют $0,5i_{ном}$. Дугогасительные камеры предотвращают выброс ионизированных газов, поэтому перекрытий на корпус или между токоведущими частями не происходит.

Рубильники и переключатели без устройств для гашения дуги выпускаются на токи до 5000 А и не предназначены для отключения тока нагрузки.

Выбор рубильников производится по:

- напряжению установки $U_{ном} > U_{сет.ном}$;
- току нагрузки $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $k_{нг} I_{ном} \geq I_{прод.расч}$
- конструктивному выполнению;
- электродинамической стойкости $i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
- термической стойкости $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Номинальный ток $I_{ном}$, предельный сквозной ток $i_{пр.скв}$, ток и время термической стойкости $I_{тер}^2$, $t_{тер}$, приводятся в каталогах и справочниках. Определение $I_{норм.расч}$ и $I_{прод.расч}$ рассмотрено в подразд. 4.1, коэффициент перегрузки $k_{нг}$ — в подразд. 2.1.2 и 2.2.5.

Лекция 4. Выключатели высокого напряжения

Общие сведения

Выключатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение $U_{ном}$.

В соответствии с ГОСТ 687—78Е выключатели характеризуются следующими параметрами.

1. Номинальный ток отключения $I_{отк.ном}$ — наибольший ток КЗ

(действующее значение), который выключатель способен отключить при напряжении, равном наибольшему рабочему напряжению при заданных условиях восстанавливающегося напряжения и заданном цикле операций. В гл. 3 было показано, что ток КЗ состоит из периодической и аperiodической составляющих. Номинальный ток отключения определяется действующим значением периодической составляющей в момент расхождения контактов.

2. Допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения $\beta_{норм}$ %, которое определяется по кривой рис. 4.33:

$$\beta_{норм} = \frac{i_{а.норм}}{\sqrt{2}I_{откл.ном}} 100$$

Нормированное значение β_n определяется для момента расхождения контактов $t = t_{зmin} + t_{с.в} = 0,01 + t_{с.в}$ (см. подразд. 3.3).

Если $\tau > 0,09$ с, то принимают $\beta_{норм} = 0$.



Рис. 4.33. Нормированное содержание аperiodической составляющей

3. Цикл операций — выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними.

В эксплуатации выключатель может неоднократно включаться на существующее КЗ с последующим отключением, поэтому ГОСТ 687—78Е предусматривает для выключателей определенный цикл операций.

Если выключатели предназначены для автоматического повторного включения (АПВ), то должны быть обеспечены циклы:

- О – 180 с – ВО – 180 с – ВО;
- О – $t_{бт}$ – ВО – 180 с – ВО.

Выключатели с $U_{ном} < 220$ кВ должны также выполнять цикл:

О – $t_{бт}$ – ВО – 20 с – ВО.

Выключатели без АПВ должны выдерживать цикл:

О – 180 с – ВО – 180 с – ВО,

где О — операция отключения; ВО — операция включения и немедленного отключения; 20, 180 — промежутки времени в секундах; $t_{бт}$ — гарантируемая для выключателей минимальная бестоковая пауза при АПВ (время от погасания дуги до появления тока при последующем включении). Для выключателей с АПВ $t_{бт}$ должно быть в пределах 0,3 — 1,2 с, для выключателей с БАПВ — 0,3 с.

4. Стойкость при сквозных токах характеризуется токами термической стойкости $I_{тер}$ и электродинамической стойкости $I_{дин}$ (действующее

значение), $i_{дин}$ — наибольший пик (амплитудное значение); эти токи выключатель выдерживает во включенном положении без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

Завод-изготовитель должен выдерживать соотношение

$$i_{дин} = 2,25 I_{откл.ном}$$

5. Номинальный ток включения — ток КЗ, который выключатель с соответствующим приводом способен включить без приваривания контактов и других повреждений, при $U_{ном}$ и заданном цикле. В каталогах приводится действующее значение этого тока $I_{вкл.ном}$ и амплитудное значение $i_{вкл.ном}$.

Выключатели конструируются таким образом, что соблюдаются условия:

$$I_{вкл.ном} \geq I_{откл.ном} ; i_{вкл.ном} \geq 1,8\sqrt{2} I_{откл.ном}.$$

6. Собственное время отключения $t_{с.в}$ — интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасящих контактов.

Время отключения $t_{откл.в}$ — интервал времени от подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

Время включения $t_{вкл.в}$ — интервал времени от момента подачи команды на включение до возникновения тока в цепи.

7. Параметры восстанавливающегося напряжения определяются в соответствии с нормированными характеристиками собственного переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН).

8. Выключатели, не предназначенные для АПВ, должны допускать не менее пяти операций ВО при токах КЗ (0,6— 1)/ $I_{откл.ном}$ без осмотра дугогасительного устройства. Выключатели, предназначенные для АПВ, должны допускать в тех же условиях от 6 до 10 операций ВО в зависимости от $I_{откл.ном}$ (ГОСТ 687—78Е, табл. 4).

В ГОСТ 687—78Е приведены также другие требования к конструкции выключателей и методы их испытаний.

Масляные баковые выключатели

Первыми выключателями в цепях высокого напряжения были масляные баковые выключатели без специальных устройств для гашения дуги. Контактная система размещалась в стальном заземленном баке, залитом изоляционным маслом, которое служило для гашения дуги и изоляции токоведущих частей друг от друга и от заземленного бака. При отключении возникает дуга между контактами, которая разлагает и испаряет масло, образуется газопаровой пузырь с давлением внутри 0,5— 1 МПа, в котором охлаждается и гаснет дуга. Отключающая способность таких выключателей невелика, например выключатель ВМЭ-6-200 имеет $I_{откл.ном} = 4$ кА. Значительного увеличения отключающей способности можно достигнуть применением дугогасительных камер. Рассмотрим устройство выключателя С-35-630-10 ($U_{ном} = 35$ кВ, $I_{ном} = 630$ А, $I_{откл.ном} = 10$ кА).

На рис. 4.34 показан разрез полюса и дугогасительная двухразрывная подвижная камера (см. рис. 4.34, б). Каждый полюс собран на массивной чугунной крышке (см. рис. 4,34 а). К крышке подвешивается бак, внутренние

стенки которого изолированы электрокартоном. Под крышкой установлен приводной механизм с системой рычагов, обеспечивающий прямолинейное движение штанги. Механизмы всех трех полюсов соединены тягами между собой и с приводом выключателя. Через отверстия в крышках пропущены вводы, на концах которых укреплены неподвижные Г-образные контакты с металлокерамическими напайками. На каждом вводе под крышкой установлен встроенный трансформатор тока. К нижней части штанги из изолирующего материала прикреплена дугогасительная камера, состоящая из двух корпусов, соединенных стяжными болтами. На рис. 4.34, б показан корпус дугогасительной камеры. Внутренняя полость камеры облицована дугостойким изоляционным материалом. В камере установлен подвижный контакт 6 в виде перемычки, опирающийся на четыре контактные пружины 7. В местах соприкосновения с неподвижным контактом 8 напаяны металлокерамические пластины. При отключении штанга 1 опускается вниз вместе с камерой 4, в результате чего образуются два разрыва и загорается дуга в камере (см. рис. 4.34 б). Давление в камере резко возрастает, и как только откроются боковые выхлопные отверстия 5, создается поперечное дутье. При отключении больших токов это дутье энергично и дуга гаснет. Если отключаются малые токи, то после выхода неподвижных контактов из камеры через выхлопные отверстия 3 создается продольное дутье, обеспечивающее гашение дуги. В дугогасительном устройстве есть воздушная подушка — небольшая металлическая камера 2, заполненная воздухом и сообщающаяся с основным объемом дугогасительной камеры, заполненной маслом. В продольном разрезе камеры каналов, по которым осуществляется эта связь, не видно. В первый момент загорания дуги, когда давление резко возрастает, часть масла сжимает воздух, это несколько снижает удар в стенки камеры, а в моменты, когда ток в дуге проходит через нуль и давление в области дуги уменьшается, сжатый воздух выталкивает масло и создает дополнительное дутье.

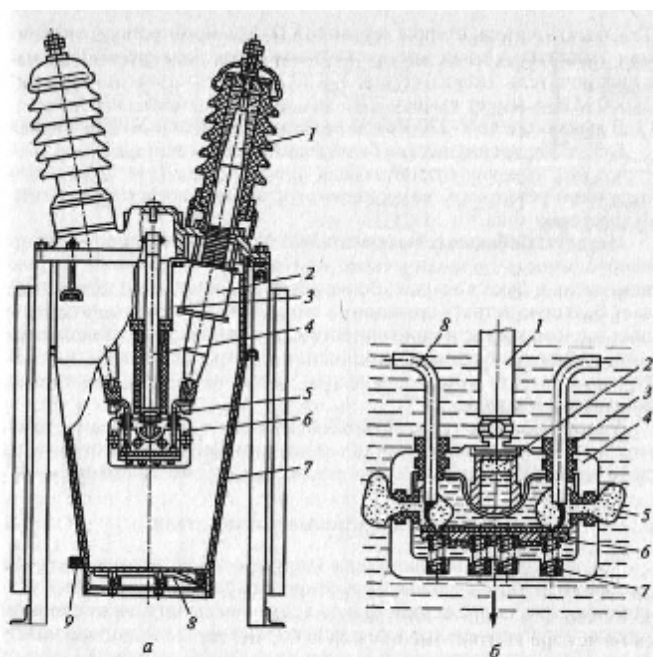


Рис. 4.34. Выключатель баковый масляный С-35-630-10:

а — разрез полюса: 1 — ввод; 2 — трансформатор тока; 3 — корпус приводного механизма; 4 — штанга; 5 — неподвижный контакт; 6 — дугогасительная камера; 7 — внутрибаковая изоляция; 8 — нагревательное устройство; 9 — мастоспускное устройство; *б* — дугогасительная камера в процессе отключения: 1 — штанга; 2 — воздушная подушка; 3 — выхлопные отверстия; 4 — камера; 5 — боковые выхлопные отверстия; 6 — подвижный контакт; 7 — контактные пружины; 8 — неподвижный контакт

После гашения дуги продукты разложения масла выходят из камеры, проходят слой масла в баке, охлаждаются и через специальные газоотводы в крышках выбрасываются наружу. Камера заполняется маслом, и выключатель готов к следующему циклу операций.

Кроме серии выключателей С-35, изготавливаются баковые масляные выключатели серии У-35, У-ПО, У-220. Выключатели этих серий рассчитаны на номинальные токи 2000 и 3200 А и токи отключения до 50 кА. Габариты выключателей значительно уменьшены за счет применения современных материалов и пластмасс.

Так, выключатель старой серии МКП-220 мощностью отключения 7000 МВ-А имел высоту 8295 мм и бак диаметром 2500 мм, а выключатель новой серии У-220 с мощностью отключения 25000 МВ А имеет высоту 7015 мм, а диаметр бака 1800 мм.

В выключателе У-220 на три полюса содержится 27000 кг масла.

Основные преимущества баковых выключателей: простота конструкции, высокая отключающая способность, пригодность для наружной установки, возможность установки встроенных трансформаторов тока.

Недостатки баковых выключателей: взрыво- и пожароопасность; необходимость периодического контроля за состоянием и уровнем масла в баке и вводах; большой объем масла, что обуславливает большую затрату времени на его замену, необходимость больших запасов масла; непригодность для установки внутри помещений; непригодность для выполнения быстродействующего АПВ; большая затрата металла, большая масса, неудобство перевозки, монтажа и наладки.

Указанные недостатки баковых выключателей привели к тому, что на

вновь сооружаемых объектах они не применяются, а на действующих заменяются маломасляными и элегазовыми.

4.6.3. Маломасляные выключатели

Маломасляные выключатели (горшковые) получили широкое распространение в закрытых и открытых распределительных устройствах всех напряжений. Масло в этих выключателях в основном служит дугогасящей средой и только частично изоляцией между разомкнутыми контактами. Изоляция токоведущих частей друг от друга и от заземленных конструкций осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами. Контакты выключателей для внутренней установки находятся в стальном бачке (горшке), отсюда сохранилось название выключателей «горшковые». Маломасляные выключатели напряжением 35 кВ и выше имеют фарфоровый корпус. Самое широкое применение имеют выключатели 6—10 кВ подвесного типа (рис. 4.35, а, б). В этих выключателях корпус крепится на фарфоровых изоляторах к общей раме для всех трех полюсов. В каждом полюсе предусмотрен один разрыв контактов и дугогасительная камера.

По типу, показанному на рис. 4.35, а, б, изготавливают выключатели ВМГ-10 (выключатель масляный горшковый), ВПМ-10 (подвесной масляный).

По конструктивной схеме, приведенной на рис. 4.35, в, изготавливаются выключатели серии ВМП (выключатель маломасляный подвесной). При больших номинальных токах обойтись одной парой контактов (которые выполняют роль рабочих и дугогасительных) трудно, поэтому предусматривают рабочие контакты снаружи выключателя, а дугогасительные — внутри металлического бачка. При больших отключаемых токах на каждый полюс имеются два дугогасительных разрыва (рис. 4.35, г). По такой схеме выполняются выключатели серий МГГ и МГ на напряжение до 20 кВ включительно. Массивные внешние рабочие контакты 4 позволяют рассчитать выключатель на большие номинальные токи (до 12000 А).

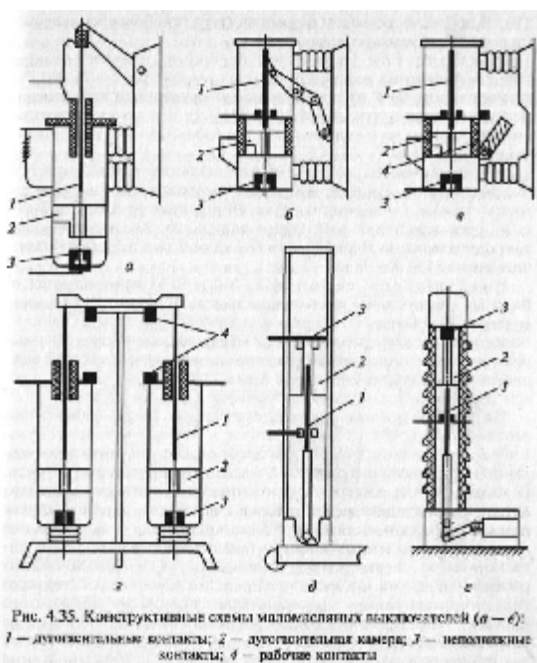


Рис. 4.35. Конструктивные схемы маломалярных выключателей (а—е):
 1 — дугогасительные контакты; 2 — дугогасительная камера; 3 — неподвижные контакты; 4 — рабочие контакты

Специально для КРУ выдвижного исполнения разработаны и изготавливаются колонковые маломалярные выключатели серии ВК по схеме рис. 4.35, д.

Для установок 35 кВ и выше корпус колонковых выключателей фарфоровый, заполненный маслом (рис. 4.35, е). В выключателях 35,

110 кВ предусмотрен один разрыв на фазу, при больших напряжениях — два и более разрывов.

Выключатели серии ВМП широко применяются в закрытых и комплектных распределительных устройствах 6—10 кВ. Выключатели для КРУ имеют встроенный пружинный или электромагнитный привод (типы ВМПП и ВМПЭ). Выключатели этих серий рассчитаны на номинальные токи 630—3150 А и токи отключения 20 и 31,5 кА.

Эти выключатели имеют два параллельных токовых контура (см рис 4 35, в). Рабочие контакты 4 расположены снаружи, дугогасительные 1 - внутри корпуса. Внутреннее устройство полюса для выключателей всей серии одинаково. Количество масла в выключателях на токи 630- 1600 А составляет 5,5 кг, в выключателях на 3150 А — 8 кг.

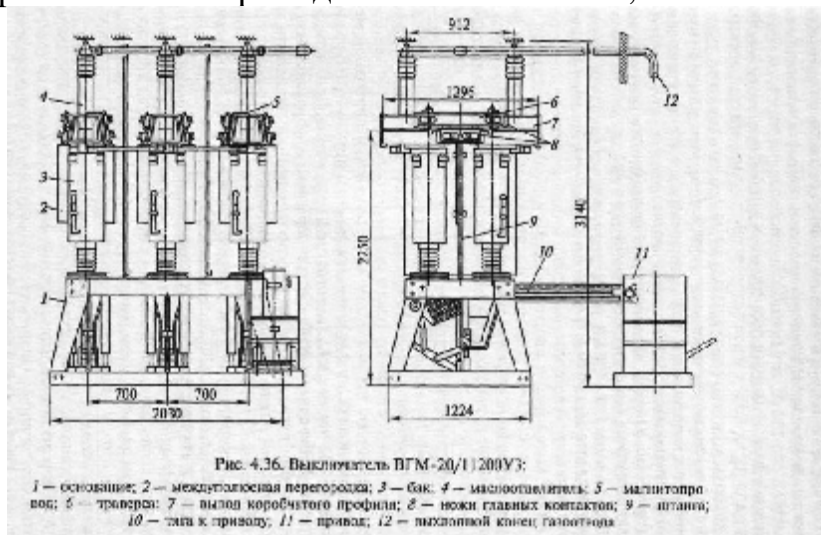
Выключатели серий МГГ, МГ и ВГМ изготавливаются на большие номинальные токи по конструктивной схеме, показанной на рис. 4.35, г. Выключатели этих серий имеют два стальных бачка на полюс и по две пары рабочих и дугогасительных контактов. Мощные рабочие контакты позволяют увеличить номинальный ток этих выключателей, а двукратный разрыв тока и специальные камеры гашения приводят к увеличению отключающей способности.

На рис. 4.36 показан выключатель ВГМ-20. Шесть бачков этого выключателя крепятся на изоляторах к металлическому основанию 7, внутри которого расположены рычажный приводной механизм, отключающие пружины, масляный и пружинный буфера. В каждом бачке имеются дугогасительные контакты и камера встречно-поперечного дутья. Газы и

пары масла, образовавшиеся при гашении дуги, поступают в маслоотделитель 4, заполненный фарфоровыми шариками. Масло конденсируется и попадает обратно в бачок, а газы через выхлопной конец газоотвода 12 выбрасываются наружу. Ошиновка распределительного устройства через гибкие компенсаторы присоединяется к выводам коробчатого профиля 7. На крайних фазах установлены магнитопроводы 5 из электротехнической стали, которые обеспечивают равномерное токораспределение по контактным системам. Главные контакты (ножи) расположены снаружи на траверсе 6 и связаны изоляционной штангой 9 с приводным механизмом.

В выключателях этой серии два контура тока — главный и дугогасительный. Когда выключатель включен, большая часть тока проходит по главному контуру вследствие меньшего сопротивления цепи. При отключении выключателя сначала размыкаются рабочие контакты, но дуга между ними не образуется, так как ток продолжает проходить в дугогасительном контуре. При включении первыми замыкаются дугогасительные контакты, а затем рабочие.

Для управления выключателями этой серии применяются электромагнитные приводы ПС-31 или ПЭ-2, ПЭ-21.



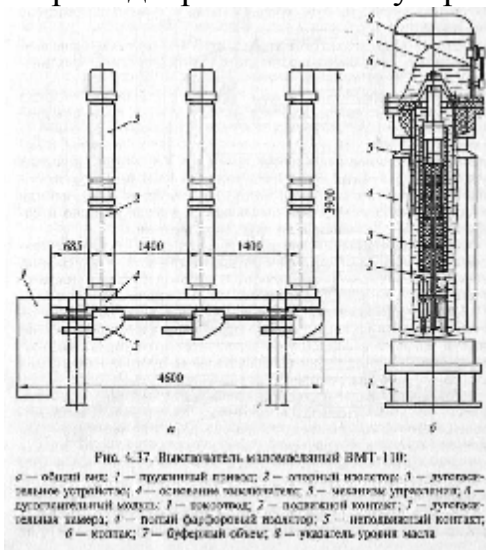
По той же конструктивной схеме (см. рис. 4.35, г) изготавливаются выключатели МГУ, рассчитанные на большие номинальные токи 6300, 11200 А, отключающую способность 90 кА, электродинамическую стойкость 300, 320 кА, термическую стойкость 90, 105 кА [1.3].

Маломасляные выключатели колонкового типа ВК-10 с пружинным приводом и ВКЭ-10 с электромагнитным приводом предназначены для применения в КРУ внутренней и наружной установки.

Выключатели масляные колонковые серии ВМК, ВМУЭ применяются в установках 35 кВ.

В установках 110 и 220 кВ находят применение выключатели серии ВМТ (рис. 4.37, а). Три полюса выключателя ВМТ-110 установлены на общем сварном основании 4 и управляются пружинным приводом 1. Полюс выключателя представляет собой маслonaполненную колонну, состоящую из

опорного изолятора 2, дугогасительного устройства 3, механизма управления 5 и электроподогревательных устройств.



Дугогасительное устройство (модуль) состоит из токоотвода 1 (рис. 4.37, б), связанного через токосъемные устройства с подвижным контактом 2, дугогасительной камеры 3 встречно-поперечного дутья, неподвижного контакта 5. Все эти элементы расположены в полom фарфоровом изоляторе 4, заполненном трансформаторным маслом и закрытом сверху колпаком 6. Колпак снабжен манометром для контроля избыточного давления в дугогасительном устройстве, устройством для заполнения сжатым газом, выпускным автоматическим клапаном, указателем уровня масла 8. В процессе гашения дуги уровень масла поднимается, занимая частично буферный объем 7.

Внутри опорного изолятора 2 (см. рис. 4.37, а) размещены изоляционные тяги, связывающие подвижный контакт с механизмом управления.

Маслонаполненные колонны герметизированы и находятся под избыточным давлением газа (азота или воздуха). Избыточное давление поддерживает высокую электрическую прочность межконтактного промежутка, повышает износостойкость контактов, обеспечивает надежное отключение как токов КЗ, так и емкостных токов ненагруженных линий электропередачи. Избыточное давление создается сжатым газом, который подается от баллонов или компрессора, перед вводом выключателя в эксплуатацию и сохраняется без пополнения до очередной ревизии.

Конструкция маломасляных выключателей 35 кВ и выше продолжает совершенствоваться с целью увеличения номинальных токов и отключающей способности. В мировой практике маломасляные выключатели изготавливаются на напряжения до 420 кВ.

Достоинства маломасляных выключателей: небольшое количество масла; относительно малая масса; более удобный, чем у баковых выключателей, доступ к дугогасительным контактам; возможность создания серии выключателей на разные напряжения с применением унифицированных узлов.

Недостатки маломасляных выключателей: взрыво- и пожароопасность, хотя и значительно меньшая, чем у баковых выключателей; невозможность осуществления быстродействующего АПВ; необходимость периодического контроля, доливки, относительно частой замены масла в дугогасительных бачках; трудность установки встроенных трансформаторов тока; относительно малая отключающая способность.

Область применения маломасляных выключателей — закрытые распределительные устройства электростанций и подстанций 6, 10,

20, 35 и 110 кВ, комплектные распределительные устройства 6, 10 и 35 кВ и открытые распределительные устройства 35, 110, 220 кВ.

Воздушные выключатели

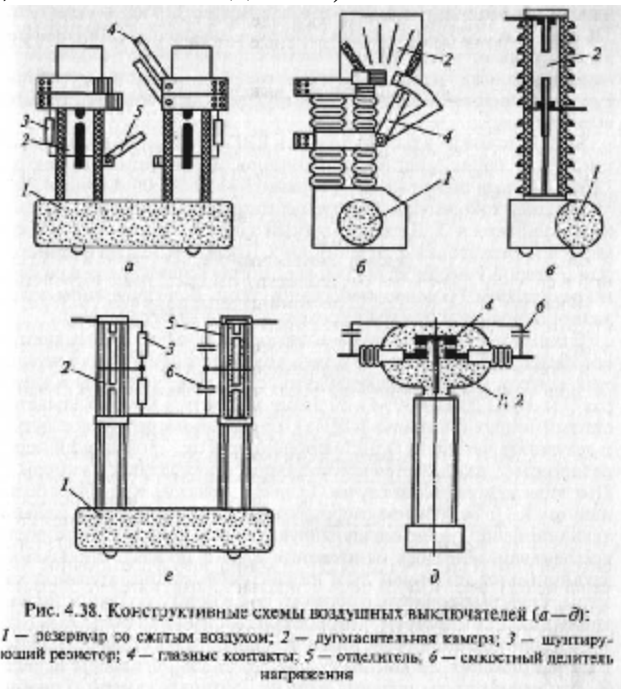
В воздушных выключателях гашение дуги происходит сжатым воздухом, а изоляция токоведущих частей и дугогасительного устройства осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами.

Конструктивные схемы воздушных выключателей различны и зависят от их номинального напряжения, способа создания изоляционного промежутка между контактами в отключенном положении и способа подачи сжатого воздуха в дугогасительное устройство.

В выключателях на большие номинальные токи (рис. 4.38, а, б) имеются главный и дугогасительный контуры, как и в маломасляных выключателях МГ и ВГМ. Основная часть тока во включенном положении выключателя проходит по главным контактам 4, расположенным открыто. При отключении выключателя главные контакты размыкаются первыми, после чего весь ток проходит по дугогасительным контактам, заключенным в дугогасительной камере 2. К моменту размыкания этих контактов в камеру подается сжатый воздух из резервуара 1, создается мощное дутье, гасящее дугу. Дутье может быть продольным (см. рис. 4.38, а) или поперечным (см. рис. 4.38, б). Необходимый изоляционный промежуток между контактами в отключенном положении создается в дугогасительной камере путем разведения контактов на достаточное расстояние (см. рис. 4.38, б) или специальным отделителем 5, расположенным открыто (см. рис. 4.38, а). После отключения отделителя 5 прекращается подача сжатого воздуха в камеры и дугогасительные контакты замыкаются. Выключатели, выполненные по такой конструктивной схеме, изготавливаются для внутренней установки на напряжение 15 и 20 кВ и ток до 20000 А (серия ВВГ), а также на 35 кВ (ВВЭ-35-20/1600УЗ).

В выключателях для открытой установки дугогасительная камера расположена внутри фарфорового изолятора, причем на напряжение 35 кВ достаточно иметь один разрыв на фазу (рис. 4.38, в), на 110 кВ — два разрыва на фазу (рис. 4.38, г). Различие между этими конструкциями состоит в том, что в выключателе 35 кВ изоляционный промежуток создается в дугогасительной камере 2, а в выключателях напряжением 110 кВ и выше после гашения дуги размыкаются контакты отделителя 5 и камера отделителя остается заполненной сжатым воздухом на все время отключенного

положения, при этом в дугогасительную камеру сжатый воздух не подается и контакты в ней замыкаются. По конструктивной схеме рис. 4.38, г созданы выключатели серии ВВ на напряжение до 500 кВ. Чем выше номинальное напряжение и чем больше отключаемая мощность, тем больше разрывов необходимо иметь в дугогасительной камере и в отделителе (на 330 кВ — восемь; на 500 кВ — десять).



В рассмотренных конструкциях воздух подается в дугогасительные камеры из резервуара, расположенного около основания выключателя. Если контактную систему поместить в резервуар сжатого воздуха, изолированный от земли, то скорость гашения дуги значительно увеличится. Такой принцип заложен в основу серии выключателей ВВБ (рис. 4.38, д). В этих выключателях нет отделителя. При отключении выключателя дугогасительная камера 2, являющаяся одновременно резервуаром сжатого воздуха, сообщается с атмосферой через дутьевые клапаны, благодаря чему создается дутье, гасящее дугу. В отключенном положении контакты находятся в среде сжатого воздуха. По такой конструктивной схеме созданы выключатели до 750 кВ. Количество дугогасительных камер (модулей) зависит от напряжения: 110 кВ — одна; 220, 330 кВ — две; 500 кВ — четыре; 750 кВ — шесть (в серии ВВБК).

Для равномерного распределения напряжения по разрывам используют омические 3 и емкостные 6 делители напряжения. Рассмотрим более подробно конструкции некоторых воздушных выключателей.

Воздушный выключатель ВВГ-20 предназначен для установки в цепях мощных генераторов и рассчитан на ток до 12500 А, а при обдуве вентиляторами 1 — на 20000 А (рис. 4.39).

Главный токоведущий контур состоит из контактных выводов 4 и разъединителя 5. Дугогасительный контур состоит из двух камер 3 и 8, резисторов 2, отделителя 9. Последовательно с резистором 2 второй камеры

включена вспомогательная камера 6 со своим резистором 7 и искровым промежутком. Во включенном положении основная часть тока проходит по главному контуру.

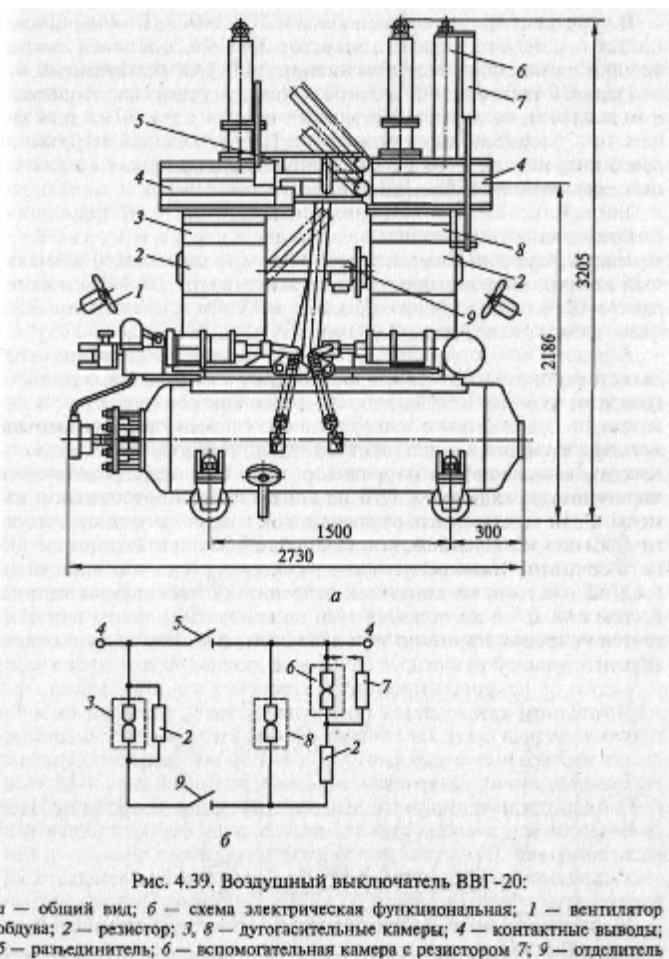
Отключение происходит в следующем порядке: размыкаются контакты разъединителя 5, и весь ток переходит в дугогасительный контур, где размыкаются дугогасительные контакты в камерах 3 и 8 (см. рис. 4.39, б). К этому моменту в камеры подается сжатый воздух (давление 2 МПа), создающий продольное дутье, в результате чего дуга гаснет через 0,01 с. Ток, проходящий через резисторы 2, разрывается контактами вспомогательной камеры 6. При этом возможны два случая. Если выключатель отключает большой ток КЗ, а реактивное сопротивление цепи значительно меньше активного сопротивления шунтирующих резисторов 2, то скорость восстанавливающегося напряжения мала и процесс отключения заканчивается гашением дуги на контактах вспомогательной камеры. Если выключатель отключает ток в цепи с большим индуктивным сопротивлением, которое соизмеримо или больше активного сопротивления резисторов, то скорость восстанавливающегося напряжения на контактах вспомогательной камеры велика. В этом случае после гашения дуги на контактах камеры 6 пробивается искровой промежуток и параллельно контактам включается шунтирующий резистор 7. При последующем переходе тока через нуль дуга на искровом промежутке гасится потоком воздуха.

Последним отключается нож отделителя 9, создавая окончательный разрыв цепи. После отключения отделителя прекращается подача воздуха в камеры 3 и 8 и подвижные контакты под действием пружин возвращаются во включенное положение. Полное время отключения этого выключателя составляет 0,17 с. При включении замыкается сначала нож отделителя 9, а затем нож разъединителя 5.

Гасительные камеры, резисторы укреплены на опорных изоляторах.

Выполнение операций включения и отключения, последовательность работы отдельных узлов обеспечиваются пневматической системой полюса. Рассмотренный выключатель не предназначен для АПВ.

В цепях генераторов находят применение специальные выключатели нагрузки (ВНСГ) с $U_{ном} = 15$ кВ, рассчитанные на включение генераторов при самосинхронизации ($i_{вкл} = 115$ кА) и выдерживающие большие сквозные токи КЗ ($I_{пр.с} = 480$ кА). Таким выключателем можно включать и отключать генератор под нагрузкой ($I_{ном} = 12000$ А), а также отключать токи КЗ до 31,5 кА. Выключатель ВНСГ компактно встраивается в комплектный токопровод. Гашение дуги осуществляется сжатым воздухом, имеющим давление 0,6 МПа.



В последнее время на энергоблоках 800, 1000 МВт АЭС применяется комплектный аппарат КАГ-24, основной частью которого является выключатель нагрузки, рассчитанный на напряжение 24 кВ, ток 30 кА. Выключатель нагрузки при номинальном давлении воздуха 2 МПа может отключать ток 30 кА и включать ток 75 кА (амплитудное значение). Выключатель нагрузки не предназначен для АПВ и выполнения полного цикла «отключение — включение»: О—180—ВО—180—ВО [4.4].

Устройство КАГ-24 встраивается в комплектный токопровод генераторного напряжения.

На рис. 4.40 показаны электрическая схема полюса КАГ-24. В состав каждого полюса входят выключатель нагрузки QW , разъединитель QS с одним встроенным заземлителем главной цепи QSG , пять трансформаторов напряжения TV типа ЗНОЛ-0,6-24УЗ.

Комплектное устройство КАГ-24 предназначено для оперативных коммутаций и измерений напряжения в цепи главных выводов генераторов 800 и 1000 МВт при нормальном режиме, а также для создания необходимого изоляционного промежутка в отключенном положении и заземления отсоединенного участка. Комплектное устройство имеет блокировки, запрещающие отключение и включение разъединителя QS при включенном выключателе нагрузки QW , отключение и включение заземляющего разъединителя QW при включенном выключателе QW или разъединителе QS .

При отключении тока первыми размыкаются главные контакты QW ,

ток устремляется по параллельному пути через контакты отделителя QR и дугогасительные контакты $SQ1$, зашунтированные активным сопротивлением R (15 Ом) для снижения возможных перенапряжений при обрыве тока. После отключения $SQ1$, ограниченный сопротивлением R , отключается вспомогательными дугогасительными контактами $SQ2$, а затем отключается отделитель QR и в главной обесточенной цепи разъединитель QS . После отключения отделителя подача воздуха прекращается, и контакты $SQ1$ и $SQ2$ под действием своих пружин возвращаются во включенное положение. Собственное время отключения выключателя равно 0,15 с, время отключения разъединителя — 0,25 с.

Выключатель КАГ-24 без ревизии способен произвести 16 операций отключения при токе до 30 кА и 500 операций ВО при токе до 5 кА.

КАГ-24-30/30000УЗ имеет принудительный обдув.

Выключатели нагрузки генераторные значительно увеличивают гибкость и надежность схем блочных ТЭС и АЭС (см. под-разд. 5.4, 5.5).

Воздушные выключатели ВВ нашли широкое применение в установках 110—500 кВ. Их конструкция соответствует схеме рис. 4.38, г и отличается при разном напряжении количеством дугогасительных камер и камер воздухонаполненного отделителя. Для отключения и гашения дуги в них используется воздух давлением 2—4 МПа.

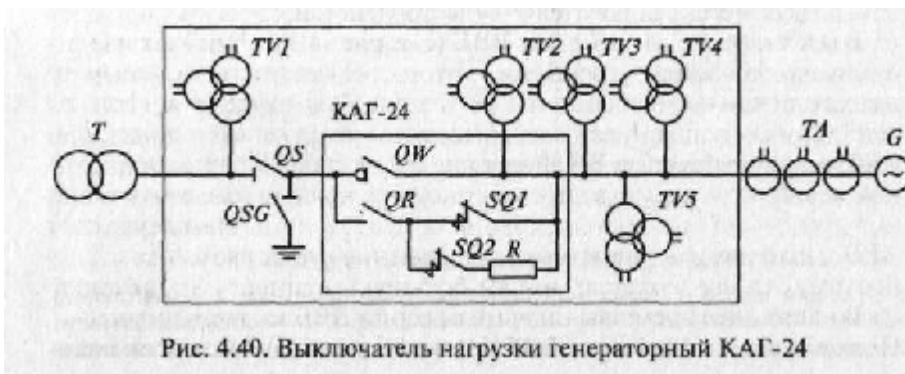
В настоящее время выключатели этой серии постепенно вытесняются более совершенными и быстродействующими выключателями.

Во всех рассмотренных выключателях сжатый воздух из заземленного резервуара подается в дугогасительную камеру по изолированному воздухопроводу или внутренней полости изолятора, длина которых зависит от номинального напряжения выключателя. Время заполнения камеры сжатым воздухом зависит от давления воздуха в резервуаре и от длины воздухопровода. В выключателях 35 и 110 кВ это время составляет 0,003–0,005 с, в выключателях 150–220 кВ – 0,007—0,01 с, в выключателях 330—500 кВ — 0,013—0,014 с. Увеличение времени заполнения камеры увеличивает собственное время отключения выключателя, при этом ухудшается основной показатель воздушного выключателя — быстродействие.

Выключатели серии ВВБ (см. рис. 4.38, д) имеют изолированный от земли резервуар сжатого воздуха, внутри которого находится контактная система. Поэтому собственное время отключения этих выключателей сверхвысокого напряжения меньше, чем у выключателей серии ВВ. Давление воздуха в гасительной камере в выключателях ВВ из-за постепенной его подачи к моменту гашения дуги равно примерно половине номинального. В выключателях ВВБ давление воздуха к моменту гашения равно номинальному, поэтому эти выключатели имеют большую мощность отключения!

В настоящее время выключатели серии ВВБ модернизированы. Новые выключатели ВВБК (крупномодульные) работают при давлении воздуха 4 МПа, а в камере гашения дуги, кроме основного дутья, как и в серии ВВБ, имеется дополнительное дутье через неподвижные контакты с продувкой

продуктов горения через полые токоведущие стержни вводов. Это позволило увеличить отключаемый ток до 50 — 56 кА, а количество модулей в полюсе снизить: на 330 кВ вместо четырех модулей (ВВБ) в серии ВВБК — два модуля, на 500 кВ вместо шести модулей — четыре, на 750 кВ вместо восьми — шесть.



На рис. 4.41 показан полюс выключателя ВВБК-220, состоящий из двух дугогасительных модулей 3, расположенных на опорном изоляторе 1. Делительные конденсаторы 4 служат для выравнивания напряжения по разрывам дугогасительных камер в процессе гашения дуги и в отключенном положении.

Рядом с опорным изолятором расположена колонка управления 2, в которой находится стеклопластиковый воздухопровод, постоянно подающий сжатый воздух в камеры 3. Внутри воздухопровода проходит стеклопластиковая тяга, служащая для подачи управляющего воздействия от шкафа управления полюса к блокам управления дугогасительных устройств. Механическая система управления контактами позволила снизить полное время отключения на 0,02 с (110 кВ) и 0,04 с (220 кВ).

На напряжение 750, 1150 кВ ОАО ВО «Электроаппарат» разработаны подвесные выключатели на основе модулей ВВБК.

Выключатель на напряжение 1150 кВ состоит из шести модулей ВВБК, подвешенных на портале. В каждом полуполюсе три модуля, колонна питания сжатым воздухом и колонна управления. В выключателе применена пневмосветовая система управления, которая позволяет уменьшить время отключения выключателя за счет уменьшения времени передачи командного импульса ($t_{откл.с} = 0,022$ с).

Модульный принцип рассмотренной серии позволяет при необходимости быстро заменить вышедший из строя модуль на новый. Длительность ремонта при этом заметно уменьшается, а это увеличивает надежность работы установки в целом.

Выключатели серии ВНВ имеют укрупненный двухраз-рывный дугогасительный модуль на напряжение 220 — 250 кВ. Все выключатели этой серии на 110— 1150 кВ компонуются из резервуара со шкафом управления и опорной изоляционной колонки, на который смонтирован дугогасительный модуль. Полюс выключателя на 220 кВ имеет одну опорную колонку с одним двухразрывным модулем (рис. 4.42), на 500 кВ — две опорные колонки и два модуля, на 750 кВ — три колонки и три модуля,

на 1150 кВ — пять колонок и пять модулей. Полюс выключателя на 110 кВ имеет одноразрывный модуль.

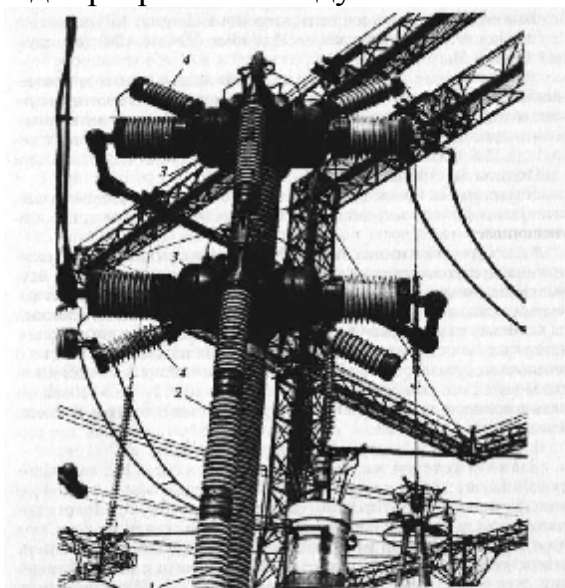


Рис. 4.41. Полюс воздушного выключателя ВВБК-220:
1 — опорный изолятор; 2 — колонна управления; 3 — дугогасительные модули;
4 — дельтаемкие конденсаторы.

Дугогасительный модуль — это двухразрывная камера, контактная система которой находится постоянно в среде сжатого воздуха (4 МПа) как во включенном, так и в отключенном положении. Контакты смонтированы в металлическом резервуаре, на котором установлены контейнеры с шунтирующими резисторами 4 и коммутирующими их механизмами, также заполненные сжатым воздухом. Токоведущие части присоединены к контактной системе с помощью изолирующих вводов 6. Гашение дуги в камере осуществляется двусторонним дутьем сжатым воздухом, выбрасываемым через внутренние полости контактов и выхлопные клапаны в атмосферу. Контакты имеют двукратное движение: при гашении дуги разрыв между контактами имеет минимальное значение, чем обеспечивается интенсивное дутье, после окончания гашения дуги подвижный контакт перемещается на максимальное расстояние, обеспечивая необходимую электрическую прочность.

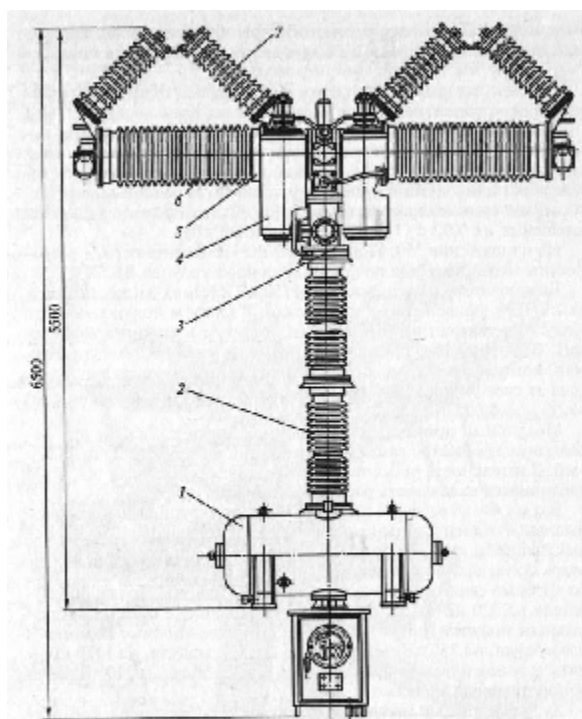


Рис. 4.42. Подвес воздушного выключателя ВНВ-220:
 1 — резервуар; 2 — изолятор; 3 — механизм привода; 4 — блок вибрирующей режисации; 5 — клапана такельная; 6 — изолирующий щит; 7 — конденсатор

Пневмомеханическое устройство, примененное в выключателе ВНВ уменьшает собственное время отключения до 0,02—0,025 с.

Распределение напряжения между дугогасительными разрывами осуществляется с помощью параллельно включенных конденсаторов 7.

Все фарфоровые покрышки разгружены от воздействия сжатого воздуха и динамических нагрузок стеклоэпоксидными цилиндрами.

Кроме выключателей на опорных изоляторах разработаны конструкции подвесных выключателей с модулями серии ВНВ, которые обеспечивают значительную экономию площади ОРУ.

Выключатели серии ВНВ рассчитаны на ток отключения 40—63 кА. По сравнению с выключателями ВВБ эти выключатели имеют меньшую массу и меньшие габариты.

Воздушные выключатели имеют следующие достоинства: взрыво- и пожаробезопасность, быстродействие и возможность осуществления быстродействующего АПВ, высокую отключающую способность, надежное отключение емкостных токов линий, малый износ дугогасительных контактов, легкий доступ к дугогасительным камерам, возможность создания серий из крупных узлов, пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатками воздушных выключателей являются: необходимость компрессорной установки, сложная конструкция ряда деталей и узлов, относительно высокая стоимость, трудность установки встроенных трансформаторов тока.

Электромагнитные выключатели

Электромагнитные выключатели для гашения дуги не требуют ни масла, ни сжатого воздуха, что является большим преимуществом их перед

другими типами выключателей. Выключатели этого типа выпускают на напряжение 6—10 кВ, номинальный ток до 3600 А и ток отключения до 40 кА.

На рис. 4.43, а показан выключатель ВЭ-10-40, установленный на тележке и предназначенный для ячейки КРУ. На сварном основании 7, установленном на катках, крепятся привод 13, три полюса 5, состоящих из двух изоляционных стоек, на которых крепятся два проходных эпоксидных изолятора 6 с розеточными контактами. На верхнем изоляторе смонтированы неподвижные контакты 7, на нижнем — подвижные контакты 4, связанные изоляционной тягой 10 с валом выключателя 12. Последний соединен с приводом 13 с помощью рычагов 11 и тяг.

Дугогасительные камеры крепятся на неподвижном контакте и специальных стойках. Каждый полюс изолирован кожухом. Передняя часть кожуха обшита металлическим листом, надежно заземленным вместе с рамой выдвижного элемента КРУ. Цепи вторичной коммутации заключены в металлический шланг и заканчиваются штепсельным разъемом 9.

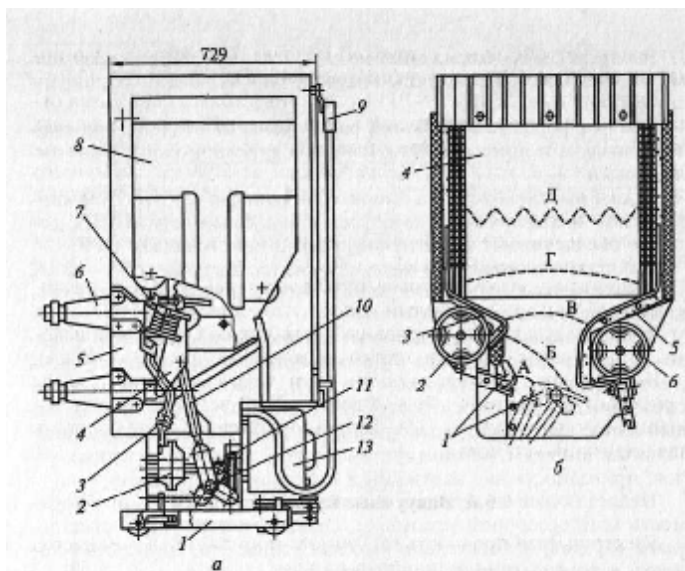


Рис. 4.43. Выключатель электромагнитный ВЭ-10-40:
 а — общий вид: 1 — основание; 2 — электромагнит; 3 — медный рог; 4 — подвижные контакты; 5 — полюс выключателя; 6 — проходной изолятор; 7 — неподвижные контакты; 8 — дугогасительная камера; 9 — штепсельный разъем; 10 — изоляционная тяга; 11 — рычаги связи с валом выключателя 12; 13 — привод; б — дугогасительная камера: 1 — дугогасительные контакты; 2 — электромагнит; 3, 5 — медные рога; 4 — гасительная камера; 6 — обмотка второго электромагнита; А, Б, В, Г, Д — положение дуги в процессе гашения

При отключении выключателя размыкаются главные контакты, а затем дугогасительные 1 (рис. 4.43, б). Возникшая дуга А действием электродинамических сил токоведущего контура и воздушных потоков выдувается вверх в дугогасительную камеру (положение дуги Б), при этом в цепь между медным рогом 3 и контактом включается обмотка электромагнита 2. Созданное поперечное магнитное поле перемещает дугу в положение В — между левым 3 и правым 5 медными рогами. Включенная вторая обмотка 6 усиливает магнитное поле, дуга втягивается внутрь гасительной камеры 4 с керамическими пластинами, растягивается, попадает в узкую щель и гаснет при очередном переходе тока через нуль. При отключении малых токов (до 1000 А) напряженность магнитного поля

невелика и не может обеспечить быстрое втягивание дуги в камеру. Гашение дуги в этом случае обеспечивается

дутьевым устройством 2 с трубкой поддува 3, через которую подается поток воздуха на дугу (см. рис. 4.43, б).

Выключатели серии ВЭ-10 на различные токи отключения отличаются размерами дугогасительных камер. При номинальных токах 1600 А и выше рабочие контакты имеют серебряные напайки. Выводные контакты у выключателей до 2500 А розеточного типа, у выключателей на 3600 А — пальцевые, без проходных изоляторов.

Приводы выключателей ВЭ-10 — пружинные, выключателей ВЭЭ-6 — электромагнитные.

Достоинства электромагнитных выключателей: полная взрыво- и пожаробезопасность, малый износ дугогасительных контактов, пригодность для работы в условиях частых включений и отключений, относительно высокая отключающая способность (20—40 кА).

Недостатки: сложность конструкции дугогасительной камеры с системой магнитного дутья, ограниченный верхний предел номинального напряжения (15 — 20 кВ), ограниченная пригодность для наружной установки.

Лекция 6. Вакуумные выключатели

Электрическая прочность вакуумного промежутка во много раз больше, чем воздушного при атмосферном давлении. Это свойство используется в вакуумных дугогасительных камерах КДВ (рис. 4.44). Рабочие контакты 7 имеют вид полных усеченных конусов с радиальными прорезями. Такая форма контактов при размыкании создает радиальное электродинамическое усилие, заставляющее перемещаться дугу через зазоры 3 на дугогасительные контакты 2. Материал контактов подобран так, чтобы уменьшить количество испаряющегося металла. Вследствие глубокого вакуума (10^{-4} — 10^{-6}) происходит быстрая диффузия заряженных частиц в окружающее пространство, и при первом переходе тока через нуль дуга гаснет.

Подвод тока к контактам осуществляется с помощью медных стержней 4 и 5. Подвижный контакт крепится к верхнему фланцу 6 с помощью сильфона 7 из нержавеющей стали. Металлические экраны 8 и 9 служат для выравнивания электрического поля и для защиты керамического корпуса 10 от напыления паров металла, образующихся при горении дуги. Экран 8 крепится к корпусу камеры с помощью кольца 11. Поступательное движение верхнему контакту обеспечивается корпусом 12. Ход подвижного контакта составляет 12 мм.

На основе рассмотренной выше вакуумной дугогасительной камеры выпускаются выключатели напряжением 6—10 кВ с номинальным током до 3200 А и током отключения до 40 кА.

Вакуумные выключатели 6—10 кВ широко применяются для замены маломасляных и электромагнитных выключателей в комплектных распределительных устройствах, для чего они комплектуются на выкатных

тележках 1 (рис. 4.45).

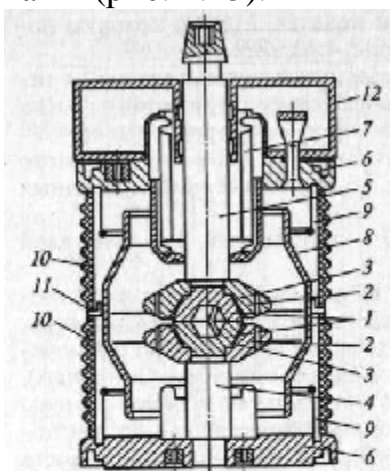


Рис. 4.44. Вакуумная дугогасительная камера КДВ-10-1600-20:

1 — рабочие контакты; 2 — дугогасительные контакты; 3 — зазоры; 4, 5 — токоведущие стержни; 6 — верхний фланец; 7 — сильфон; 8, 9 — экраны; 10 — керамический корпус; 11 — крепежное кольцо; 12 — корпус

Дугогасительная камера 7 укреплена на токовыводах в изоляционном каркасе 6 и системой рычагов связана с приводом. При включении сначала происходит заводка пружинно-моторного привода до положения «Готов». После этого подается сигнал на включение на ИДУУ (индукционно-динамическое устройство управления), которое, разряжаясь, сбивает удерживающую защелку на приводе, пружины поворачивают кулачковый вал 9, который воздействует на рычаг вала выключателя. Вал, поворачиваясь, через систему рычагов и изоляционные тяги 3 воздействует на подвижный контакт КДВ, выключатель включается. Отключение производится кнопкой отключения 10, которая выбивает удерживающую защелку, а отключающая пружина 13 через систему рычагов возвращает подвижный контакт камеры в отключенное состояние. Управление выключателем может осуществляться вручную или дистанционно. Рассмотренный выключатель может отключать и включать ток КЗ 31,5 кА, полное время отключения 0,04 с, время включения 0,03 с. Коммутационный ресурс: число циклов В — t_n — О номинального тока равно 30000, число циклов В и О тока отключения — 50. Срок службы до среднего ремонта составляет 15 лет.

Выключатель ВВП — быстродействующий, устанавливается в ячейках КРУ секционных и на вводах в совокупности с быстродействующим АВР и служит для замены маломасляных выключателей, отслуживших свой срок в ячейках КРУ: К-ХП, К-ХПЗ, К-ХХVI, К-37, КВЭ, КВС и КСО всех типов.

Для этих же целей освоен выпуск выключателей вакуумных ВВ-TEL производственным объединением «Таврида-электрик». На рис. 4.46 показан разрез по одному полюсу и общий вид вакуумного выключателя ВВ-TEL-10/1000. Выключатель состоит из трех полюсов на одном основании (см. рис. 4.46, а). Якори 8 приводных электромагнитов соединены между собой валом 11.

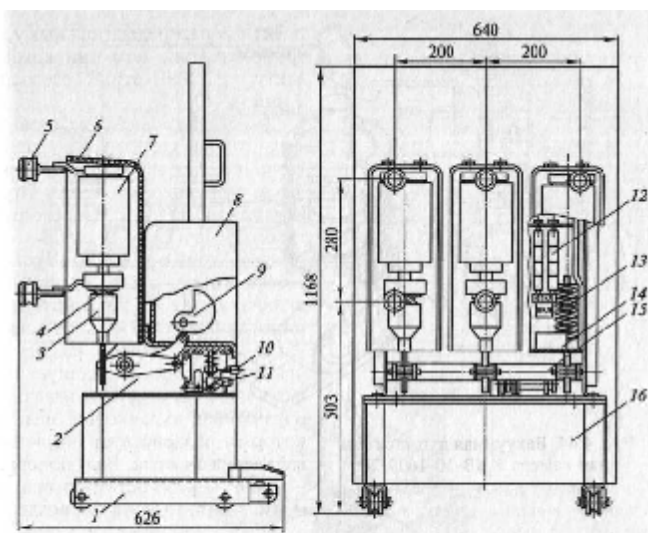


Рис. 4.45. Выключатель вакуумный ВВП-С-10-31,5/1600 УЗ:

1 — выкатная тележка; 2 — рама; 3 — изоляционные тяги; 4 — узел подкатания; 5 — токовводы; 6 — изоляционный каркас; 7 — вакуумная дугогасительная камера (КДВ); 8 — пружинно-моторный привод; 9 — кулачковый вал привода; 10 — кнопка отключения; 11 — блок защелок; 12 — блок сигнализации; 13 — отключающая пружина; 14 — буфер; 15 — вал выключателя; 16 — индукционно-динамическое устройство управления (ИДУУ)

В разомкнутом положении контакты выключателя удерживаются отключающей пружиной 9 через тяговый изолятор 5. При подаче сигнала «Вкл» подается питание в катушку электромагнита 10; якорь 8, сжимая отключающую пружину, перемещается вверх вместе с тяговым изолятором и подвижным контактом 3, который замыкается. В это время кольцевой магнит 7 запасает магнитную энергию, необходимую для удержания выключателя во включенном положении, а катушка 10 постепенно обесточивается, после чего привод оказывается подготовленным к операции отключения.

Во включенном положении выключатель удерживается силой магнитного притяжения якоря 8 к кольцевому магниту 7 так называемой «магнитной защелкой», при этом энергии из внешней цепи не потребляется.

При подаче сигнала «Откл» блок управления подает импульс противоположного направления в катушку 10, размагничивая магнит и снимая привод с магнитной защелки. Под действием пружин 6 и 9 якорь 8 перемещается вниз вместе с тяговым изолятором и подвижным контактом 3, выключатель отключается. Возможно ручное отключение кнопкой 3 (см. рис. 4.46, б).

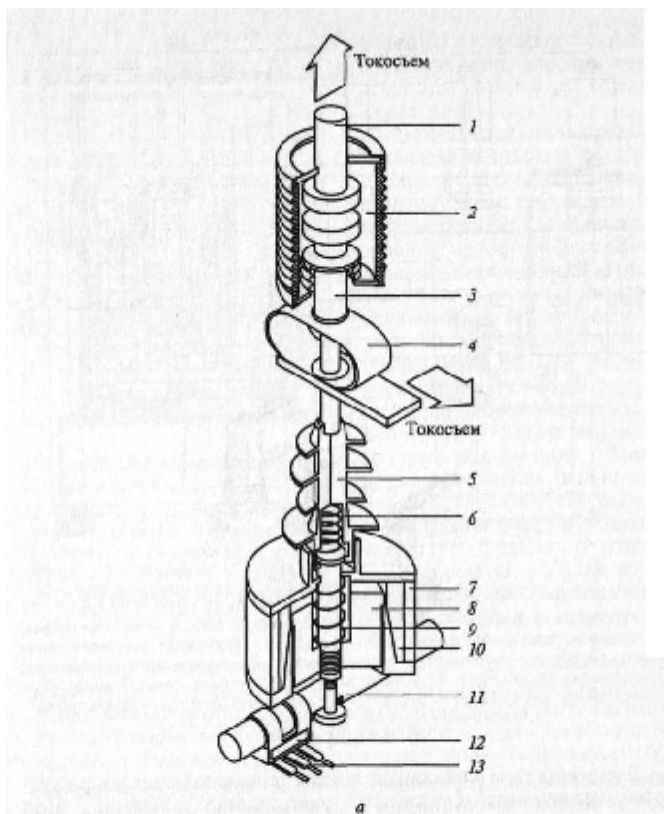


Рис. 4.46. Вакуумный выключатель ВВ-TEL-10-1000:

a — конструктивная схема полюса: 1 — неподвижный контакт ВДК; 2 — вакуумная камера (ВДК); 3 — подвижный контакт ВДК; 4 — гибкий токоcъеи; 5 — тяговый изолятор; 6 — пружина поджатия; 7 — кольцевой магнит; 8 — якорь; 9 — отключающая пружина; 10 — катушка; 11 — вал; 12 — постоянный магнит; 13 — герконы (контакты для внешних вспомогательных цепей); *b* — обшарки для выключателя: 1, 2 — подключение главных цепей; 3 — кнопка ручного отключения; 4 — заземление; 5 — подключение вторичных цепей (см. также с. 263)

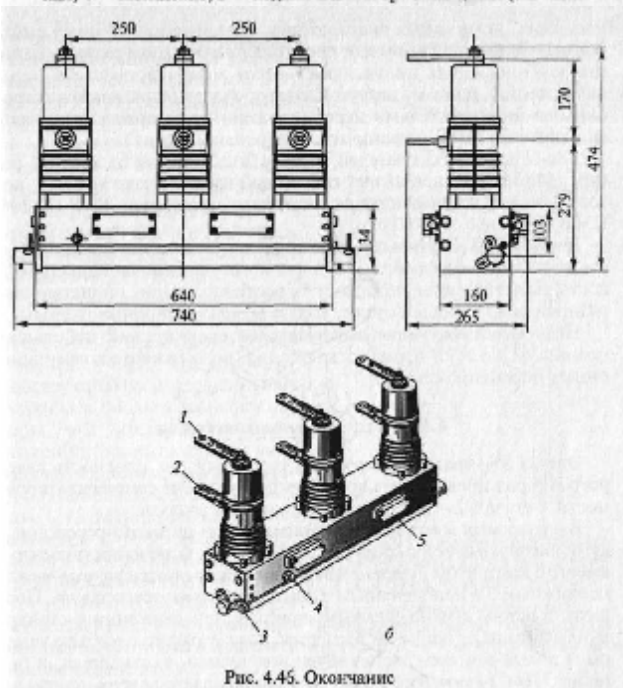


Рис. 4.45. Окончание

Выключатели данной серии применяются для замены выключателей в ячейках КРУ, а также для вновь разрабатываемых камер КСО и КРН.

Вакуумные выключатели напряжением 110 кВ в каждом полюсе имеют четыре последовательно соединенные дугогасительные камеры КДВ, установленные на опорных изоляторах. Для равномерного распределения напряжения по разрывам применяются емкостные делители напряжения.

Электромагнитный привод обеспечивает дистанционное управление выключателем.

Вакуумные выключатели устанавливаются для управления трансформаторами сталеплавильных печей, тяговых подстанций, насосных, на мощных экскаваторах. Отключение мощных синхронных двигателей вызывает срез тока при быстром разрыве цепи, отключение малых индуктивных токов может привести к перенапряжению, поэтому вакуумные выключатели снабжаются встроенными ограничителями перенапряжений или предусматривается установка ОПН (ограничитель перенапряжения).

Для замены выключателей, выработавших коммутационный ресурс, фирма АББ поставляет вакуумный выключатель VM2GT, который может устанавливаться на выкатных тележках КРУ (К-104, КМВ, КРУ2-10, К-ХШ).

Достоинства вакуумных выключателей: простота конструкции, высокая степень надежности, высокая коммутационная износостойкость, малые размеры, пожаро- и взрывобезопасность, отсутствие загрязнения окружающей среды, малые эксплуатационные расходы.

Недостатки вакуумных выключателей: сравнительно небольшие номинальные токи и токи отключения, возможность коммутационных перенапряжений.

Элегазовые выключатели

Элегаз SF₆ представляет собой инертный газ, плотность которого в 5 раз превышает плотность воздуха. Электрическая прочность элегаза в 2 — 3 раза выше прочности воздуха.

В элегазовых выключателях применяются автокомпрессионные дугогасительные устройства (рис. 4.47). При отключении цилиндр 4 вместе с контактом 3 перемещается вниз, образуется разрыв между подвижным 3 и неподвижным 1 контактами и загорается дуга. Поршень 5 остается неподвижным, поэтому при движении цилиндра вниз элегаз над поршнем сжимается, создается дутье в объем камеры и полый контакт 7, столб дуги интенсивно охлаждается, и она гаснет. При включении цилиндр 4 перемещается вверх, контакт 1 оказывается в верхней камере цилиндра и цепь замыкается.

Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу.

Более эффективным является двустороннее дутье, именно такие дугогасительные камеры применяются в современных элегазовых выключателях, построенных на модульном принципе. Так, в выключателях на 110кВ — один дугогасительный модуль, на 220 кВ — два, на 500 кВ — четыре. Соответственно меняется изоляция относительно земли.

На рис. 4.48 показан выключатель ВГУ-220-45/3150У1 ($U_{ном} = 220$ кВ, $I_{откл.ном} = 45$ кА, $I_{ном} = 3150$ А, климат — умеренный, установка — открытая). Полнос имеет V-образную компоновку. Емкостные делители обеспечивают равномерное распределение напряжения между разрывами полюса. Отключение осуществляется пневматическим приводом, включение — пружинами, которые заводятся при отключении. Механический ресурс

выключателя 3000 циклов ВО; ресурс коммутационной способности: при токе 45 кА число операций О/В — 15/17; при токе 27 кА — 22/11, при рабочем токе 3150А— 3000/3000.

Распределительный шкаф 4 предназначен для пневматической и электрической связи трех полюсов выключателя.

Новая серия баковых выключателей на 35 кВ позволяет иметь встроенные трансформаторы тока (рис. 4.49), что упрощает конструкцию распределительных устройств. Вводы и трансформаторы тока укреплены на баке, внутри которого находятся контактная и дугогасительная системы. Номинальное давление элегаза 0,45 МПа, при снижении давления до 0,33 МПа срабатывает сигнализация, а при 0,3 МПа выключатель отключается автоматически. Гашение дуги осуществляется за счет вращения электрической дуги в элегазе с помощью магнитного поля, созданного отключаемым током.

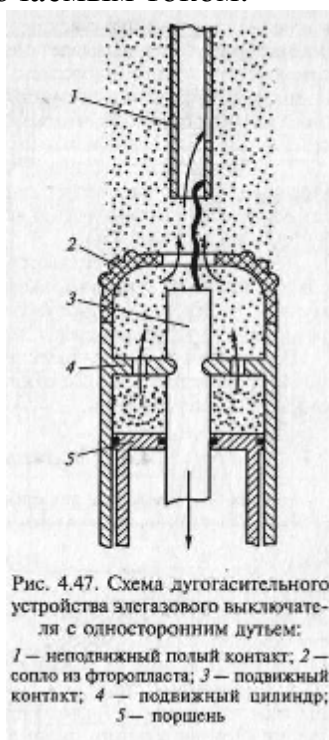


Рис. 4.47. Схема дугогасительного устройства элегазового выключателя с односторонним дутьем:
1 — неподвижный полый контакт; 2 — сопло из фторопласта; 3 — подвижный контакт; 4 — подвижный цилиндр; 5 — поршень

Привод выключателя электромагнитный. По сравнению с масляными выключателями С-35 и ВТ-35 элегазовый выключатель имеет значительные преимущества и более совершенные трансформаторы тока. Рассмотренный выключатель ВГБЭ-35-12,5/630 рассчитан на ток отключения 12,5 кА, полное время отключения 0,07 с, электродинамическую стойкость 35 кА. Выключатель пригоден для АПВ. Элегазовые выключатели имеют большую механическую и коммутационную износоустойчивость.

Баковые выключатели с элегазом на 110 кВ выпускаются фирмой АББ типа 145PM40, номинальный ток 3000 А, ток динамической устойчивости 100 кА, $t_{откл} = 0,05$ с. Дугогасительное устройство подобно рассмотренному выше (см. рис. 4.47). На наружной части ввода располагаются трансформаторы тока.

Колонковые выключатели этой же фирмы типа LTB145D1/B рассчитаны на напряжение 110 кВ, номинальный ток 3150 А, ток отключения

40 кА. В этой серии выпускаются выключатели напряжением до 800 кВ. Особенностью серии ЛТВ являются: высокая сейсмостойкость, возможность работы в экстремальных условиях окружающей среды.

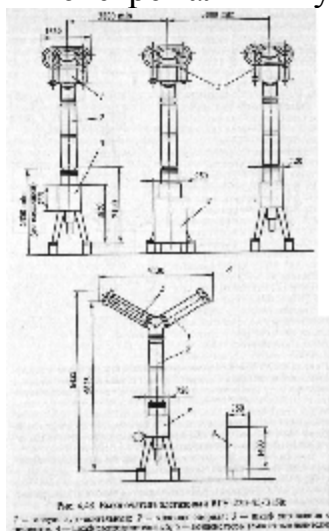


Рис. 4.48 Выключатель элегазовый ВТ-200-40-020
1 — корпус; 2 — трансформатор тока; 3 — бак с контактной и дугогасительной системами; 4 — коробка механическая; 5 — клапан; 6 — сигнализатор давления; 7 — клеммная коробка; 8 — подогрев; 9 — шкаф с приводом

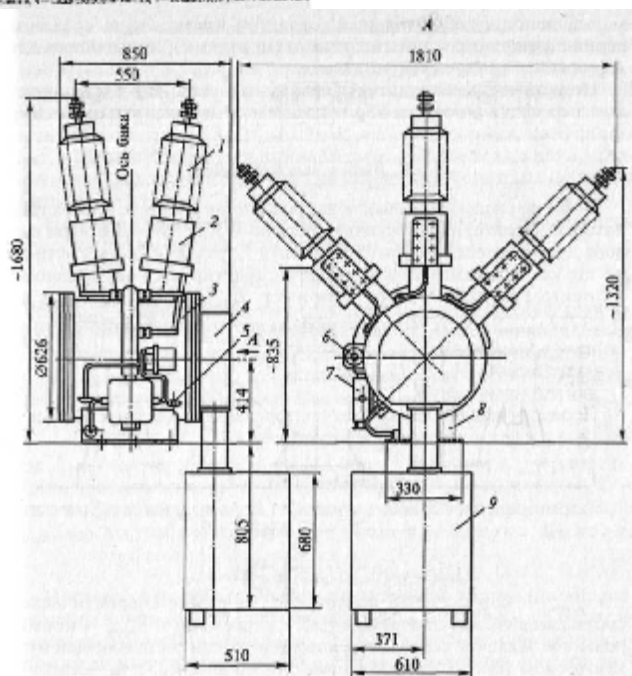


Рис. 4.49. Выключатель элегазовый баковый ВГБЭ-35:
1 — взвод; 2 — трансформатор тока; 3 — бак с контактной и дугогасительной системами; 4 — коробка механическая; 5 — клапан; 6 — сигнализатор давления; 7 — клеммная коробка; 8 — подогрев; 9 — шкаф с приводом

Колонковые выключатели с элегазом выпускаются ОАО «Урал-электротяжмаш» на напряжение 110—500 кВ.

Для замены устаревших выключателей в КРУ типов К-Х, К-ХП, К-XXV, К-XXVI фирмой АББ производятся выкатные элементы с элегазовыми выключателями серий VF и HD2GT.

Достоинства элегазовых выключателей: пожаро- и взрывобезопасность, быстрота действия, высокая отключающая способность, малый износ дугогасительных контактов, возможность создания серий с унифицированными узлами (модулями), пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатки: необходимость специальных устройств для наполнения,

перекачки и очистки SF₆, относительно высокая стоимость SF₆.

Приводы выключателей

Привод выключателя предназначен для операции включения, удержания во включенном положении и отключения выключателя.

Привод — это специальное устройство, создающее необходимое усилие для производства перечисленных операций. В некоторых выключателях привод конструктивно связан в одно целое с его контактной системой (воздушные выключатели).

Основными частями привода являются: включающий механизм, запирающий механизм (защелка, собачка), который удерживает выключатель во включенном положении, и расцепляющий механизм, освобождающий защелку при отключении.

Наибольшая работа в существующих конструкциях выключателей совершается приводом при включении, так как при этой операции преодолевается собственная масса подвижных контактов, сопротивление отключающих пружин, трение и силы инерции в движущихся частях. При включении на существующее КЗ механизм привода, кроме того, должен преодолеть электродинамические усилия, отталкивающие контакты друг от друга.

Операция включения во избежание приваривания контактов выключателя должна производиться быстро. Чем меньше время включения, тем меньше пауза при АПВ.

При отключении работа привода сводится к освобождению защелки, удерживающей механизм во включенном положении. Само отключение происходит за счет силы сжатых или растянутых отключающих пружин. В зависимости от источника энергии, затрачиваемой на включение и отключение, имеются ручные, пружинные, грузовые, электромагнитные, пневматические приводы.

Ручные приводы применяются для маломощных выключателей, когда мускульной силы оператора достаточно для совершения работы включения. Отключение может быть автоматическим с помощью реле, встроенных в привод.

В современных электроустановках сохранились ручные приводы ПРА только для выключателей нагрузки ВНР.

Пружинный привод является приводом косвенного действия. Энергия, необходимая для включения, запасается в мощной пружине, которая заводится от руки или электродвигателем небольшой мощности. После каждого включения необходимо вновь завести пружину.

Обычно привод дополняется специальным электродвигателем, осуществляющим завод пружины. Такой привод позволяет осуществлять АПВ.

Недостатком пружинных приводов является уменьшение тягового усилия в конце хода включения вследствие уменьшения деформации

пружин. Чтобы устранить этот недостаток, пружинные приводы дополняются маховиком, который поглощает избыточную энергию в начале включения и отдает накопленную энергию в конце включения. Приводы подобного типа ППМ-10 применяются для выключателей ВМГ-10 и ВМП-10. Завод пружины производится электродвигателем через редуктор. Запорно-пусковой механизм привода удерживает пружины в заведенном состоянии. Для автоматического включения необходимо освободить заводящий рычаг, после чего энергия заведенной спиральной пружины поворачивает вал выключателя на включение.

Дистанционное и автоматическое отключение выключателя производится с помощью реле, встроенных в нижней части привода, которые через планку отключения воздействуют на механизм свободного расцепления. Привод допускает механическое АПВ. Импульс для работы такого АПВ дается при отключении благодаря освобождению включающего механизма привода.

Аналогичное устройство имеет привод ПП, применяемый для выключателей ВМГ. Выключатели ВМП, ВЭ-10, ВК-10 для КРУ имеют встроенный пружинный привод.

Пружинные приводы не требуют для своего управления источника постоянного тока, что является существенным преимуществом перед другими приводами. Недостатком его является малая мощность, поэтому он применяется для маломасляных выключателей 6—10 кВ.

Электромагнитные приводы относятся к приводам прямого действия: энергия, необходимая для включения, сообщается приводу в процессе самого включения от источника большой мощности.

Усилие, необходимое для включения выключателя, создается стальным сердечником, который втягивается в катушку электромагнита при прохождении по ней тока.

Шток сердечника упирается в ролик рычажного механизма, поднимает его вверх вместе с двумя шарнирно-связанными рычагами. Последние через приводной рычаг передают движение валу выключателя. В конце хода сердечника, когда выключатель включился, защелка заскакивает под ролик и удерживает механизм во включенном положении.

В конце включения сигнальные вспомогательные контакты разрывают цепь электромагнита включения и сердечник падает вниз.

При отключении ток подается в электромагнит отключения, его боек ударяет в рычаг механизма свободного расцепления, благодаря чему «ломаются» рычаги механизма свободного расцепления и ролик соскакивает с защелки. Вал выключателя под действием отключающей пружины поворачивается против часовой стрелки — происходит отключение.

Электромагниты включения и отключения получают питание от аккумуляторной батареи через сборку зажимов.

Ток, потребляемый электромагнитом включения привода ПЭ-11, составляет 58 А, электромагнитом отключения — 1,25 А при напряжении 220 В.

В приводе имеется рычаг ручного отключения.

Привод ПЭ-11 применяется для выключателей ВМП-10, ВМГ-10.

Для более мощных выключателей внутренней установки применяются электромагнитные приводы ПЭ-2, ПЭ-21, ПС-31, а для наружной установки - ШПЭ-44, ШПЭ-38, ШПЭ-46 и др.

Достоинствами электромагнитных приводов являются простота конструкции и надежность работы в условиях сурового климата.

Недостатки — большой потребляемый ток и вследствие этого необходимость мощной аккумуляторной батареи (для включения выключателя МГГ-10-3200 требуется ток 155 А, а выключателя У-220-40 — 500 А при напряжении 220 В), а также значительное время включения (до 1 с).

Пневматический привод обеспечивает быстрое включение выключателя за счет энергии сжатого воздуха. Кинематическая схема его подобна электромагнитному приводу, но вместо электромагнита применяется пневматический цилиндр с поршнем (рис. 4.50).

При включении выключателя открывается клапан, подающий сжатый воздух из резервуара в пневматический цилиндр 1. Поршень 4 со штоком 5 поднимается вверх и, воздействуя на подвижный ролик и систему рычагов, производит включение выключателя. Пружина над поршнем при этом сжимается, сглаживая удар при включении.

При отключении подается импульс на электромагнит отключения 8, который воздействует на механизм свободного расцепления 9.

Сжатый воздух (2 МПа) подается от общей компрессорной установки, обслуживающей воздушные выключатели, или на каждом приводе устанавливаются баллоны со сжатым воздухом, обеспечивающие пять-шесть операций без подкачки воздуха. Для подкачки воздуха используются небольшие компрессоры с электродвигателем мощностью до 1 кВт.

Пневматические приводы ПВ-30 применяются для выключателей МГ-10, МГ-20. Баковые выключатели серии «Урал» снабжаются пневматическими приводами ШПВ. Пневматические приводы не требуют установки мощной аккумуляторной батареи, так как ток, потребляемый электромагнитным клапаном включения, не превышает нескольких ампер. Сечение проводов от схемы дистанционного управления к приводу значительно меньше, чем при электромагнитном приводе.

В воздушных выключателях пневматический привод является органической частью самого выключателя.

Дальнейшим усовершенствованием пневматических приводов являются пневмогидравлические приводы, в которых движение подвижной системе выключателя передается от гидроцилиндра с поршнем. Поршень приводится в движение сжатой жидкостью, обычно маслом. Высокое давление жидкости (12 МПа) создается в аккумуляторе энергии привода за счет сжатого газа.

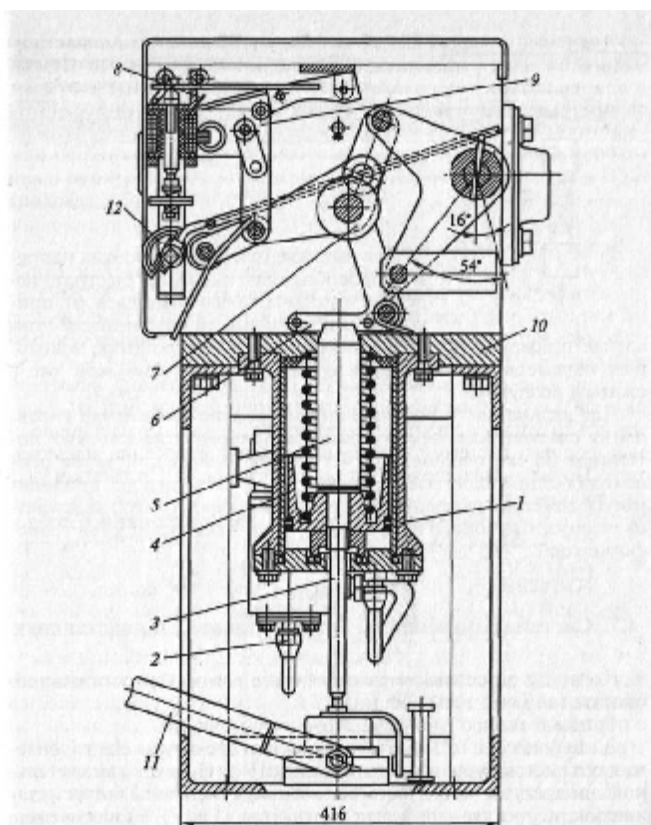


Рис. 4.50. Привод пневматический ПВ-30:
 1 — пневматический цилиндр; 2 — фланец воздухопровода; 3 — шток демфера; 4 — поршень; 5 — шток; 6 — удерживающая защелка; 7 — подъемный ролик; 8 — электромагнит отключения; 9 — система рычагов свободного расцепления; 10 — корпус привода; 11 — домкрат для ручного отключения; 12 — указатель положения

Этой энергии хватает на шесть включений. Такими приводами типа ППГ снабжаются баковые выключатели. Пневмогидравлические приводы обеспечивают время включения 0,25 с.

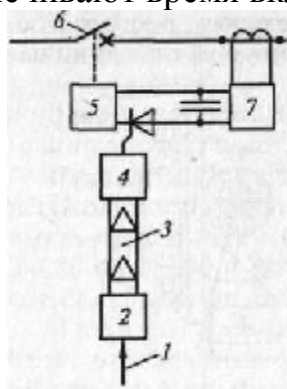


Рис. 4.51. Структурная схема управления сверхбыстродействующим выключателем:
 1 — сигнал на отключение; 2 — источник световых импульсов; 3 — световод; 4 — фотодетектор; 5 — электромагнитный распределитель; 6 — контакты выключателя; 7 — зарядное устройство

Для выключателей сверхвысоких напряжений особое значение имеет быстрота передачи отключающего импульса от привода к размыкающимся контактам. В этом случае применяются пневмомеханические устройства, в которых перемещение контактов осуществляется системой тяг и сжатым воздухом.

Для дальнейшего повышения быстродействия сигнал управления с потенциала земли может быть передан на высокий потенциал по световодам (рис. 4.51). Размыкание контактов происходит с помощью электромагнитного расцепителя, приводимого в действие разрядом конденсатора. Конденсатор заряжается от линии высокого напряжения через насыщающийся трансформатор.

Разъединители.

Разъединитель — это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем.

Однако для упрощения схем электроустановок допускается [1.13] использовать разъединители для производства следующих операций:

отключения и включения нейтралей трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю;

зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме батарей конденсаторов);

нагрузочного тока до 15 А трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже.

Разъединителем разрешается также производить операции, если он надежно шунтирован низкоомной параллельной цепью (шиносоединительным или обходным выключателем, см. подразд. 5.2.3).

Разъединителями и отделителями разрешается отключать и включать незначительный намагничивающий ток силовых трансформаторов и зарядный ток воздушных и кабельных линий (табл. 4.7) [1.13].

Значение отключаемого разъединителем тока зависит от его конструкции (вертикальное, горизонтальное расположение ножей), расстояния между полюсами, номинального напряжения установки, поэтому допустимость такой операции устанавливается инструкциями и директивными указаниями. Порядок операций при отключении намагничивающего тока трансформатора также играет важную роль. Например, трансформаторы, имеющие РПН, необходимо перевести в режим недовозбуждения, так как ток намагничивания резко уменьшается при уменьшении индукции в магнитопроводе, которая зависит от подведенного

напряжения. Кроме того, при отключении ненагруженного трансформатора необходимо предварительно эффективно заземлить нейтраль, если в нормальном режиме трансформатор работал с разземленной нейтралью. Если к нейтрали трансформатора был подключен заземляющий реактор, то предварительно его следует отключить.

Таблица Наибольшие токи намагничивания трансформаторов и зарядные токи линий, допустимые к отключению в наружных РУ разъединителями горизонтального типа.

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между полюсами, м	Ток намагничивания, А	Зарядный ток линий, А
20-35	1	2,3	1,03
	2	11,0	5
110	2,5	8,0	3,0
	3,5	14,5	5,0
150	3,0	2,3	-
	6,0	17,0	-
220	5,0	8,0	-
	6,8	17,0	-

Если в цепи имеется разъединитель и отделитель, то отключение и включение намагничивающего тока и зарядных токов следует выполнять отделителями, имеющими пружинный привод, который позволяет быстро произвести эту операцию.

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;

электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;

исключение самопроизвольных отключений;

четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

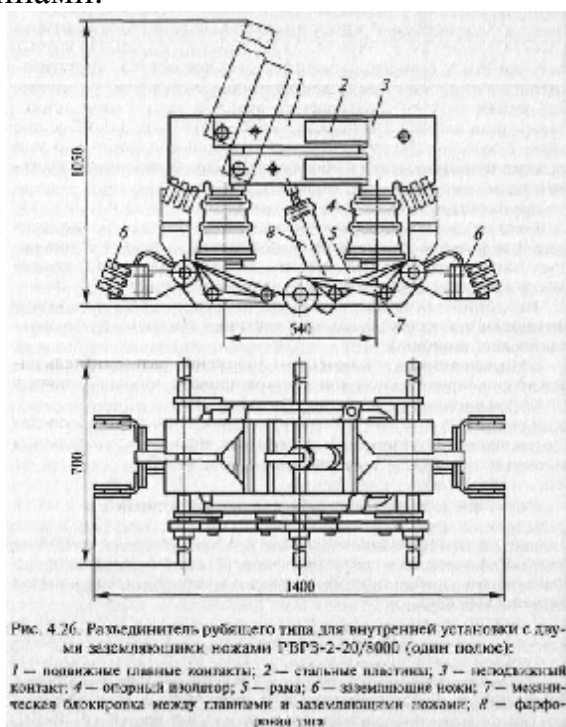
Разъединители по числу полюсов могут быть одно- и трехполюсными, по роду установки — для внутренних и наружных установок, по конструкции — рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа. По способу установки различают разъединители с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

Разъединители для внутренней установки

Для внутренних установок разъединители могут быть однополюсными (РВО) или трехполюсными (РВ, РВК, РВРЗ и др.). Трехполюсные разъединители могут выполняться на общей раме или на отдельных рамах

для каждого полюса. Отдельные полюсы объединяются общим валом, связанным с приводом разъединителя. На токи до 1000 А нож разъединителя изготавливается из двух медных полос, на большие токи применяются ножи из трех-четырех полос. Так же как в шинных конструкциях, наилучшее использование материала при больших токах достигается, если неподвижные контакты будут коробчатого сечения, а ножи разъединителя — корытообразной формы.

В разъединителях рубящего типа (рис. 4.26) нож вращается вокруг одного из неподвижных контактов, движение ножу передается от вала через фарфоровые тяги 8. Необходимое давление в контактах создается пружинами.



При прохождении токов КЗ создаются электродинамические усилия в местах перехода тока с пластин ножа 1 в неподвижный контакт 3, стремящиеся оттолкнуть ножи от контакта. С другой стороны, пластины ножа притягиваются друг к другу благодаря взаимодействию токов одного направления. При больших токах КЗ силы отталкивания могут оказаться больше, чем силы притяжения пластин ножа, это приведет к отбросу пластин ножа от контакта, возникновению дуги, т. е. к аварии. Чтобы избежать этого, в разъединителях предусматривается устройство магнитного замка. Он состоит из двух стальных пластин 2, расположенных снаружи ножа, которые, намагничиваясь токами КЗ, притягиваются друг к другу и создают дополнительное давление в контакте. Для уменьшения отключающего и включающего усилия применяется механизм для снятия контактного давления. Заземляющие ножи 6 могут быть расположены со стороны шарнирного или разъемного контакта или с обеих сторон. При трехполюсной установке они закорачиваются общей медной шиной.

Заземляющие ножи имеют механическую блокировку, не позволяющую включать их при включенных главных ножах. Для управления

заземляющими ножами используется ручной рычажный привод, состоящий из системы рычагов, передающих движение от рукоятки к валу (ПР), или червячный привод (ПЧ). Включение и отключение главных ножей осуществляется электродвигательным приводом (ПДВ), позволяющим производить эти операции дистанционно.

Во включенном и отключенном положении разъединитель надежно фиксируется системой рычагов привода, чтобы исключить самопроизвольное отключение или включение.

Для установки в комплектных экранированных токопроводах применяются разъединители катящегося типа с поступательным движением ножа (РВК-20) на токи 12000, 14000 А.

Разъединители для наружной установки

Разъединители, устанавливаемые в открытых распределительных устройствах, должны обладать соответствующей изоляцией и надежно выполнять свои функции в неблагоприятных условиях окружающей среды.

В свое время широко применялись разъединители рубящего типа. Недостатком их являются большие габариты при отключенном положении ножа. Так, разъединитель РОН(3)-500/2000 при поднятом ноже имеет высоту 9,8 м. Для уменьшения усилия, необходимого для поднятия ножа, а также уменьшения габаритов по высоте нож разъединителя делают из двух частей (РНВ-500)

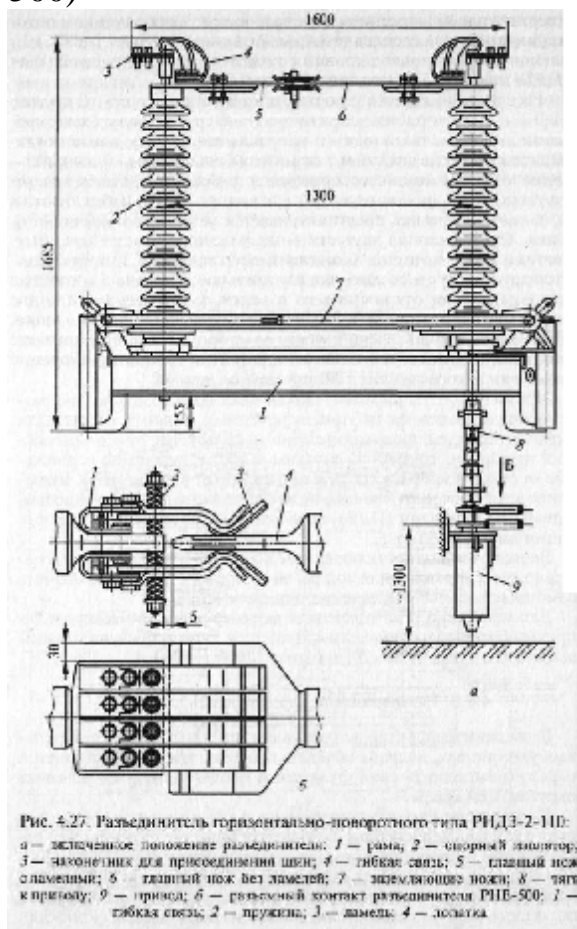


Рис. 4.27. Разъединитель горизонтально-поворотного типа РНДЗ-2-110:
 а — включенное положение разъединителя: 1 — рама; 2 — опорный каток; 3 — законечник для присоединения шин; 4 — гибкая связь; 5 — главный нож с ламелями; 6 — главный нож без ламелей; 7 — изолирующие ножи; 8 — тяга к приваду; 9 — пружина; б — разъемный контакт разъединителя РНВ-500: 1 — гибкая связь; 2 — пружина; 3 — ламель; 4 — лопатка

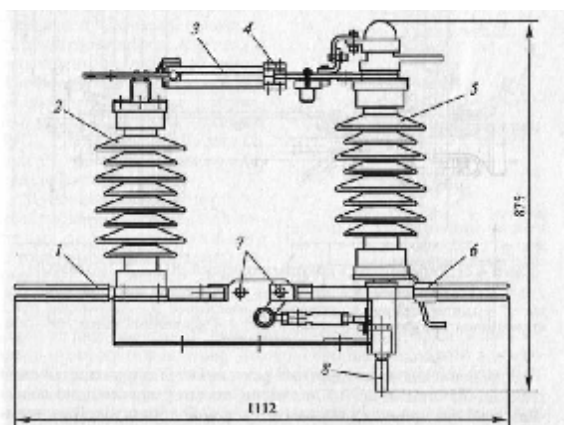


Рис. 4.28. Разъединитель RT-35/2000УХЛ1:
 1 — разъединитель; 2 — несоединенная колонка; 3 — полунож дугообразный; 4 — дугообразный контакт; 5 — соединенная колонка; 6 — заземлитель; 7 — ножи ножей заземляющих; 8 — тяга к приводу

с вертикальным движением двух полуножей. В отключенном положении его высота составляет 8,45 м. Разъединитель имеет два заземляющих ножа, привод главных ножей — электродвигательный (ПДН), заземляющих ножей — ручной.

Разъединители горизонтально-поворотного типа выпускаются на напряжение 10 — 750 кВ. Широкое применение этих разъединителей объясняется значительно меньшими габаритами и более простым механизмом управления. В этих разъединителях главный нож состоит из двух частей, так же как у разъединителя РНВ, но они перемещаются в горизонтальной плоскости при повороте колонок изоляторов, на которых закреплены (рис. 4.27). Один полюс является ведущим, к нему присоединен привод. Движение к двум другим полюсам (ведомым) передается тягами. Разъединители могут иметь один или два заземляющих ножа. Контактная часть разъединителя состоит из ламелей, укрепленных на конце одного ножа, и контактной поверхности на конце другого ножа. При включении нож входит между ламелями. Давление в контакте создается пружинами. Разъемный контакт подобной конструкции (для разъединителя РНВ-500) показан на рис. 4.27, б.

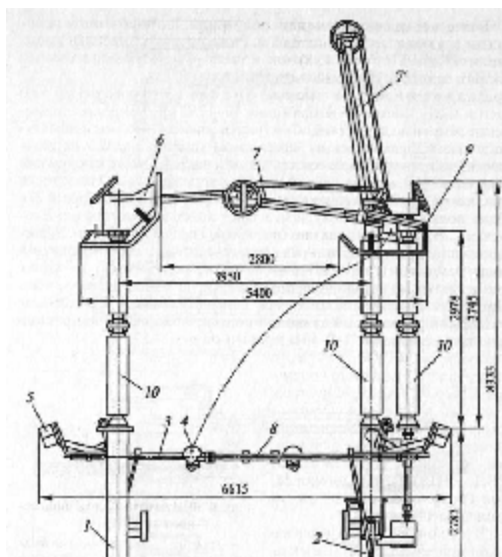


Рис. 4.29. Разъединитель полупантографный РПГ 2-330/3150УХЛ1:
 1, 2 — стойки; 3 — труба; 4 — кожух; 5 — проушина; 6 — неподвижный контакт; 7 — контактный нож во включенном положении; 7' — контактный нож в отключенном положении; 8 — тяговая штанга; 9 — контактная пластина; 10 — изолирующие колодки

В горизонтально-поворотных разъединителях при отключении нож как бы «ломается» на две части, поэтому значительно облегчается работа привода в случае обледенения контактов. В разъединителях рубящего типа для разрушения корки льда ножу сообщалось поступательно-вращательное движение, чем усложнялась кинематика привода.

В разъединителях 330—750 кВ предусмотрены льдозащитные кожухи, закрывающие контакты.

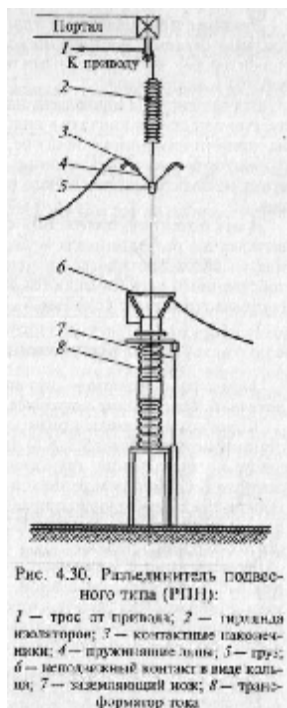
Более совершенную конструкцию имеют разъединители серии РГ и РГН (рис. 4.28) на напряжение от 35 до 220 кВ, предназначенные для замены разъединителей типа РНД. На несущей раме закрепляются неподвижная 2 и подвижная 5 колонки, на которых крепятся полунож двухполосный 3 с разъемным контактом 4 и полунож однополосный.

При отключении усилие от привода передается тягой 8; колонка 5, вращаясь, передает движение полуножам, при повороте которых размыкается контакт 4. Разъединитель может иметь один или два заземлителя 1, 6, управляемых приводом через валы 7. Поверхности разъемного контакта покрыты серебром. Изоляторы выполнены из высокопрочного фарфора. Выводные контакты скользящего типа более долговечны, чем гибкие связи (в сериях РНД, РЛНД). Разъединители серии РГ работоспособны при гололеде до 20 мм [4.8].

В установках 330 кВ и выше находят применение разъединители полупантографные с горизонтальным разъемом серии РПГ. На рис. 4.29 показан разъединитель во включенном положении. Контактный нож 7 состоит из двух полуножей, складывающихся в вертикальной плоскости в процессе отключения. Такое положение полуножей в отключенном положении 7' уменьшает общую высоту разъединителя. Первый полунож состоит из алюминиевой трубы, к которой привариваются вилка и шина. Второй полунож также из алюминиевой трубы, к которой приваривается корпус скользящего контакта и контактная пластина с напайками из серебра,

обеспечивающими малое переходное сопротивление в неподвижном контакте 6. Разъединители серии РПГ снабжаются двигательными приводами ПДГ-25-8 (с одним заземлителем) и ПДГ-26-8 (с двумя заземлителями).

Подвесной разъединитель (рис. 4.30) имеет подвижную контактную систему, состоящую из груза 5, снабженного пружинящими лапами 4 и контактными наконечниками 3, к которым приварены токопроводы.



Вся эта система подвешена на гирляндах изоляторов 2 к порталу. Неподвижный контакт в виде кольца 6 может устанавливаться на шинной изоляционной опоре, а также на измерительных трансформаторах тока и напряжения. Тросовая система управления состоит из электродвигательного привода, троса, противовеса, блоков.

В отключенном положении подвижный контакт поднят. При включении разъединителя вращением барабана привода поднимается вверх противовес, а подвижные контакты под действием собственного веса опускаются вниз и наконечники 3 приходят в соприкосновение с кольцом 6 — цепь замкнута.

Короткозамыкатели и отделители

Короткозамыкатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного КЗ в электрической цепи.

Короткозамыкатели применяются в упрощенных схемах подстанций (см. подразд. 5.3, 5.8) для того, чтобы обеспечить отключение поврежденного трансформатора после создания искусственного КЗ действием релейной защиты питающей линии. В установках 35 кВ необходимо применять два полюса короткозамыкателя для создания двухфазного КЗ, в установках 110 кВ и выше достаточно одного полюса.

Конструкция КЗ-35 аналогична разъединителю. Ножи, соединенные с заземленной шиной, приводятся в движение пружинным приводом при подаче импульса от релейной защиты и замыкаются на неподвижные

контакты, находящиеся под напряжением. Время включения составляет 0,12—0,25 с. Отключение производится вручную.

Отделители серии ОД представляют собой обычный трехполюсный разъединитель, снабженный приводом для автоматического отключения обесточенной цепи. Время отключения достаточно велико — 0,4—0,5 с, что является недостатком конструкции.

Отделители могут отключать обесточенную цепь или ток намагничивания трансформатора.

Отделители и короткозамыкатели открытой конструкции недостаточно надежно работают в неблагоприятных погодных условиях (мороз, гололед). В эксплуатации наблюдаются случаи их отказа в работе, поэтому применение их в настоящее время ограничено. Взамен этих конструкций разработаны отделители и короткозамыкатели с контактной системой, расположенной в закрытой камере, заполненной элегазом (КЭ-110, КЭ-220, ОЭ).

Достоинством закрытых короткозамыкателей и отделителей является четкая работа и малые времена включения (КЭ) и отключения (ОЭ).

Лекция 7. Измерительные трансформаторы тока

Общие положения

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор тока имеет замкнутый магнитопровод 2 (рис. 4.55, а) и две обмотки — первичную 1 и вторичную 3. Первичная обмотка включается последовательно в цепь измеряемого тока I_1 ко вторичной обмотке присоединяются измерительные приборы, обтекаемые током I_2 .

Трансформатор тока характеризуется номинальным коэффициентом трансформации

$$K_I = I_{1 \text{ ном}} / I_{2 \text{ ном}}$$

где $I_{1 \text{ ном}}$ и $I_{2 \text{ ном}}$ — номинальные значения первичного и вторичного тока соответственно.

Значения номинального вторичного тока приняты равными 5 и 1 А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока не является строго постоянной величиной и может отличаться от номинального значения вследствие погрешности, обусловленной наличием тока намагничивания. Токовая погрешность определяется по выражению

$$\Delta I \% = \frac{K_I I_2 - I_1}{I_1}$$

Погрешность трансформатора тока зависит от его конструктивных особенностей: сечения магнитопровода, магнитной проницаемости материала магнитопровода, средней длины магнитного пути, значения $I_1 w V$ зависимости от предъявляемых требований выпускаются трансформаторы тока с классами точности 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Указанные цифры представляют собой токовую погрешность в процентах номинального тока при нагрузке

первичной обмотки током 100—120% для первых трех классов и 50—120 % для двух последних. Для трансформаторов тока классов точности 0,2; 0,5 и 1 нормируется также угловая погрешность.

Погрешность трансформатора тока зависит от вторичной нагрузки (сопротивление приборов, проводов, контактов) и от кратности первичного тока по отношению к номинальному. Увеличения нагрузки и кратности тока приводят к увеличению погрешности.

При первичных токах, значительно меньших номинального, погрешность трансформатора тока также возрастет.

Трансформаторы тока класса 0,2 применяются для присоединения точных лабораторных приборов, класса 0,5 — для присоединения счетчиков денежного расчета, класса 1 — для всех технических измерительных приборов, классов 3 и 10 — для релейной защиты.

Кроме рассмотренных классов, выпускаются также трансформаторы тока со вторичными обмотками типов Д (для дифференциальной защиты), З (для земляной защиты), Р (для прочих релейных защит).

Токовые цепи измерительных приборов и реле имеют малое сопротивление, поэтому трансформатор тока нормально работает в режиме, близком к режиму КЗ. Если разомкнуть вторичную обмотку, магнитный поток в магнитопроводе резко возрастет, так как он будет определяться только МДС первичной обмотки. В этом режиме магнитопровод может нагреться до недопустимой температуры, а на вторичной разомкнутой обмотке появится высокое напряжение, достигающее в некоторых случаях десятков киловольт.

Из-за указанных явлений не разрешается размыкать вторичную обмотку трансформатора тока при протекании тока в первичной обмотке. При необходимости замены измерительного прибора или реле предварительно замыкается накоротко вторичная обмотка трансформатора тока (или шунтируется обмотка реле, прибора).

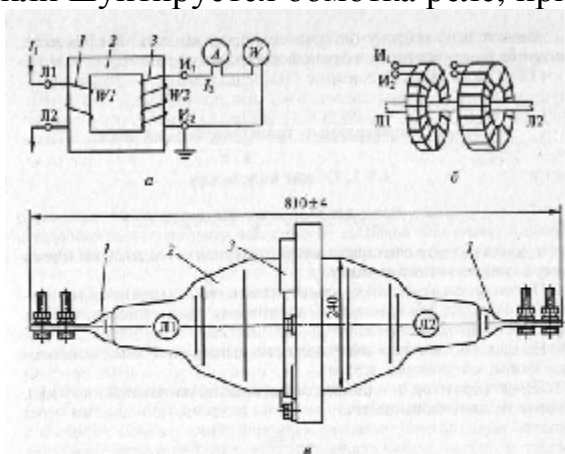


Рис. 4.55. Трансформатор тока:

а — принципиальная схема неиндуктивного трансформатора тока: 1 — первичная обмотка, 2 — магнитопровод, 3 — вторичная обмотка; б — принципиальная схема однопровольного трансформатора тока; в — конструкция ТПОЛ-20: 1 — провод первичный, 2 — изолирующая ленточная обмотка; 3 — выводы вторичной обмотки

Конструкции трансформаторов тока

Трансформаторы тока для внутренней установки до 35 кВ имеют

литую эпоксидную изоляцию.

По типу первичной обмотки различают катушечные (на напряжение до 3 кВ включительно), одновитковые и многовитковые трансформаторы.

На рис. 4.55, б схематично показано выполнение магнитопроводов и обмоток, а на рис. 4.55, в — внешний вид трансформатора тока ТПОЛ-20 (проходной, одновитковый, с литой изоляцией на 20 кВ). В этих трансформаторах токоведущий стержень, проходящий через «окна» двух магнитопроводов, является одним витком первичной обмотки. Одновитковые трансформаторы тока изготавливаются на первичные токи 600 А и более; при меньших токах МДС первичной обмотки $I_1 w$ окажется недостаточной для работы с необходимым классом точности. Трансформатор ТПОЛ-20 имеет два магнитопровода, на каждый из которых намотана своя вторичная обмотка. Классы точности этих трансформаторов тока 0,5; 3 и Р. Магнитопроводы вместе с обмотками заливаются компаундом на основе эпоксидной смолы, который после затвердения образует монолитную массу. Такие трансформаторы тока имеют значительно меньшие размеры, чем трансформаторы с фарфоровой изоляцией, выпускавшиеся ранее, и обладают высокой электродинамической стойкостью.

Рассматриваемый трансформатор тока в распределительном устройстве выполняет одновременно роль проходного изолятора.

При токах, меньших 600 А, применяются многовитковые трансформаторы тока ТПЛ, у которых первичная обмотка состоит из нескольких витков, количество которых определяется необходимой МДС.

В комплектных распределительных устройствах применяются опорно-проходные трансформаторы тока ТЛМ-10, ТПЛК-10, конструктивно совмещенные с одним из штепсельных разъемов первичной цепи ячейки КРУ.

На большие номинальные первичные токи применяются трансформаторы тока, у которых роль первичной обмотки выполняет шина, проходящая внутри трансформатора. На рис. 4.56 показан трансформатор тока ТШЛ-20 (шинный, с литой изоляцией, на

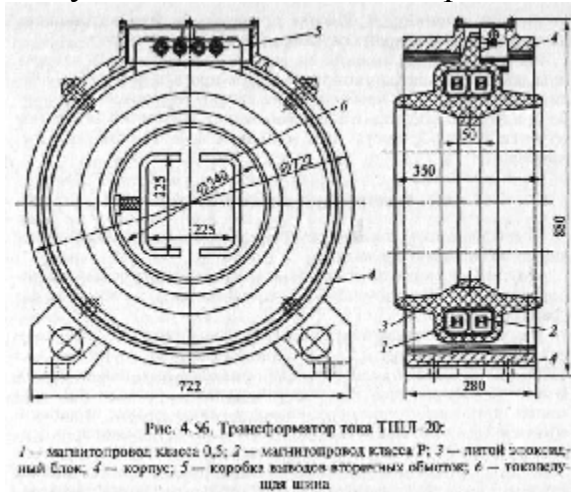
20 кВ и токи 6000—18000 А). Эти трансформаторы представляют собой кольцеобразный эпоксидный блок с залитым в нем магнитопроводом и вторичными обмотками. Первичной обмоткой является шина токопровода. В изоляционный блок залито экранирующее силуминовое кольцо, электрически соединенное с шиной с помощью пружины. Электродинамическая стойкость таких трансформаторов тока определяется устойчивостью шинной конструкции.

В комплектных токопроводах применяются трансформаторы тока ТШВ15, ТШВ24.

Для наружной установки выпускаются трансформаторы тока опорного типа в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией типа ТФЗМ (рис. 4.57). В полем фарфоровом изоляторе, заполненном маслом, расположены обмотки и магнитопровод трансформатора. Конструктивно первичная и

вторичная обмотки напоминают два звена цепи (буква З в обозначении типа). Первичная обмотка состоит из двух секций, которые с помощью переключателя 2 могут быть соединены последовательно (положение I) или параллельно (положение II), чем достигается изменение номинального 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.

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.



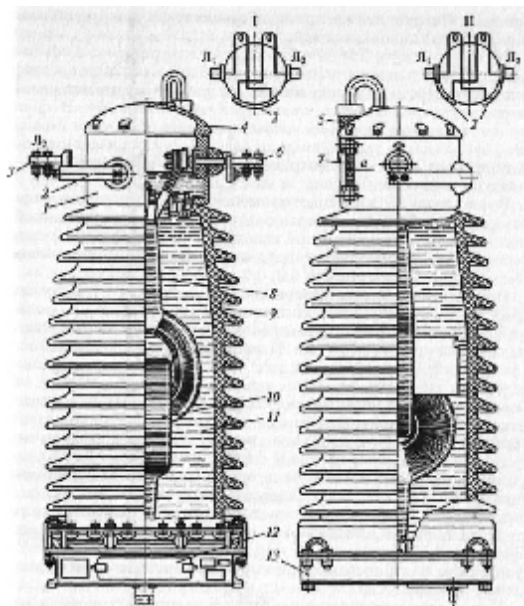


Рис. 4.57. Трансформатор тока ТФМ:

1 — магнетизирующий; 2 — переключающая первичной обмотки; 3 — яма Л₁; 4 — крышка; 5 — изолятокопитель; 6 — яма Л₂; 7 — маслоразделитель; 8 — первичная обмотка; 9 — фарфоровая обертка; 10 — магнитопровод с вторичной обмоткой; 11 — масло; 12 — коробка выводов вторичных обмоток; 13 — шкалы; I — положение переключателя при последовательном соединении обмоток; II — положение переключателя при параллельном соединении обмоток

В установках 330 кВ и более применяются каскадные трансформаторы тока ТФМ с рымовидной обмоткой, расположенной внутри фарфорового изолятора, заполненного трансформаторным маслом. В таких трансформаторах имеются четыре-пять вторичных обмоток на классы точности 0,2; 0,5 и Р.

Встроенные трансформаторы тока применяются в установках 35 кВ и более. В вводы высокого напряжения масляных выключателей и силовых трансформаторов встраиваются магнитопроводы со вторичными обмотками. Первичной обмоткой является токоведущий стержень ввода (см. рис. 4.34). При небольших первичных токах класс точности этих трансформаторов тока 3 или 10. При первичных токах 1000 — 2000 А возможна работа в классе точности 0,5. Вторичные обмотки встроенных трансформаторов тока имеют отпайки, позволяющие регулировать коэффициент трансформации в соответствии с первичным током. Для встраивания в масляные выключатели применяются трансформаторы тока серий ТВ, ТВС, ТВУ. Каждому типу масляного бакового выключателя соответствует определенный тип трансформатора тока, паспортные данные которых приводятся в каталогах выключателей и в справочниках. Для встраивания в силовые трансформаторы или автотрансформаторы применяются трансформаторы тока серии ТВТ.

Кроме рассмотренных типов трансформаторов тока выпускаются специальные конструкции для релейных защит: трансформаторы тока нулевой последовательности ТНП, ТНПШ, ТЗ, ТЗЛ; быстронасыщающиеся трансформаторы ТКБ; трансформаторы для поперечной дифференциальной защиты генераторов ТШЛО.

Опико-электронные измерительные трансформаторы

Чем выше напряжение, тем труднее изолировать первичную обмотку

ВН от вторичной, измерительной обмотки трансформаторов. Каскадные измерительные трансформаторы на 500, 750 и 1150 кВ сложны в изготовлении и дороги, поэтому взамен их разработаны принципиально новые оптико-электронные трансформаторы (ОЭТ). В них измеряемый сигнал (ток, напряжение)

преобразуется в световой поток, который изменяется по определенному закону и передается в приемное устройство, расположенное на заземленном элементе. Затем световой поток преобразуется в электрический сигнал, воспринимаемый измерительными приборами (рис. 4.58). Таким образом, передающее устройство, находящееся под высоким напряжением, и приемное устройство, соединенное с землей, связаны между собой только пучком света.

Световой поток передается внутри полого изолятора по трубе с зеркальными стенками или по диэлектрическим стержневым и волоконным световодам, которые изготавливаются из специального оптического стекла с изолирующей оболочкой. Передающее устройство ОЭТ может быть основано на различных принципах. В некоторых трансформаторах тока (ОЭТТФ) используется эффект Фарадея (см. рис. 4.58, б). В основании 10 на потенциале земли находятся источник света 8, два фотоприемника 9, включенных по дифференциальной схеме в цепь усилителя 11, к которому присоединяются измерительные приборы. В головке ВН 7 размещены две ячейки Фарадея и токопровод измеряемого тока 2. Ячейки Фарадея состоят из поляризаторов 3, оптически активного вещества 4 (кварц, тяжелое стекло) и анализаторов 5. Пучок поляризованного света, проходя в оптически активном веществе 4, меняет плоскость поляризации на угол, который зависит от напряженности магнитного поля, т.е. от измеряемого тока. Поворот плоскости поляризации за анализаторами 5 проявляется в виде изменения интенсивности светового потока, падающего на фотоприемник. Световые потоки передаются внутри изолирующей колонки 6 по световодам 7. Фотоприемники преобразуют световой сигнал в электрический, который усиливается в усилителе 11 и подается к измерительным приборам. Такие трансформаторы тока универсальны, они предназначены для измерения постоянного, переменного и импульсного тока в установках высокого и сверхвысокого напряжения. Измерительный импульс практически мгновенно передается к фотоприемникам.

Имеются конструкции трансформаторов тока, в которых передающее устройство состоит из модулятора и светодиода. Световой поток полупроводникового светодиода зависит от измеряемого тока I и его фазы.

Оптико-электронный трансформатор тока с частотной модуляцией (ОЭТТЧ) на 750 кВ и 2000 А имеет четыре оптических канала — один для измерения и три для защиты. Каждый канал связан со своим первичным преобразователем. Канал измерения рассчитан на нормальную работу при токах до $1,2I_{ном}$, при этом погрешность не превышает $\pm 1\%$. Каналы защиты рассчитаны так, что передают без искажения импульсы при токах до $20I_{ном}$.

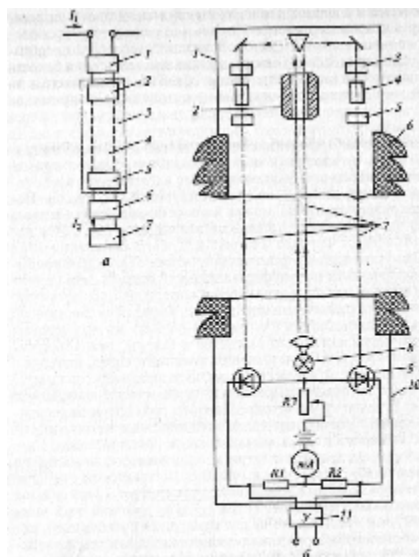


Рис. 4.58. Оптико-электронный трансформатор тока.

а — структурная схема: 1 — первичный преобразователь; 2 — оптический элемент; 3 — фотоэлектрический прибор; 4 — усилитель; 5 — измерительный прибор; б — функциональная схема оптического-электронного трансформатора тока ОЭТТН: 1 — первичная обмотка трансформатора тока; 2 — оптический элемент; 3 — фотоэлектрический прибор; 4 — усилитель; 5 — измерительный прибор; 6 — источник света; 7 — фотоэлемент; 8 — источник света; 9 — фотоэлемент; 10 — источник света; 11 — элемент.

Оптико-электронные измерительные трансформаторы позволяют контролировать не только ток, но и мощность (полную, активную, реактивную) установки, сопротивление на ее зажимах, а также моменты перехода мгновенных значений тока и напряжения через нулевое значение.

Оптико-электронные трансформаторы целесообразно применять в установках 750 кВ и выше, а также для измерения больших токов (20—50 кА) при напряжении 10 — 24 кВ, импульсных токов и параметров переходных режимов.

Лекция 8. Измерительные трансформаторы напряжения

Общие сведения и схемы соединения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Схема включения однофазного трансформатора напряжения показана на рис. 4.59, первичная обмотка включена на напряжение сети U_1 а ко вторичной обмотке (напряжение U_2) присоединены параллельно катушки измерительных приборов и реле. Для безопасности обслуживания один выход вторичной обмотки заземлен. Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, невелик.

Номинальный коэффициент трансформации определяется следующим выражением:

$$K_U = U_{1 \text{ ном}} / U_{2 \text{ ном}},$$

где $U_{1 \text{ ном}}$, $U_{2 \text{ ном}}$ — номинальные первичное и вторичное напряжение соответственно.

Рассеяние магнитного потока и потери в сердечнике приводят к погрешности измерения

$$\Delta U \% = \frac{K_U U_2 - U_1}{U_2}$$

Так же как и в трансформаторах тока, вектор вторичного напряжения сдвинут относительно вектора первичного напряжения не точно на угол 180° . Это определяет угловую погрешность.



В зависимости от номинальной погрешности различают классы точности 0,2; 0,5; 1; 3.

Погрешность зависит от конструкции магнитопровода, магнитной проницаемости стали и от $\cos\varphi$ вторичной нагрузки. В конструкции трансформаторов напряжения предусматривается компенсация погрешности по напряжению путем некоторого уменьшения числа витков первичной обмотки, а также компенсация угловой погрешности за счет специальных компенсирующих обмоток.

Суммарное потребление обмоток измерительных приборов и реле, подключенных ко вторичной обмотке трансформатора напряжения, не должно превышать номинальную мощность трансформатора напряжения, так как в противном случае это приведет к увеличению погрешностей.

В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток. Для измерения трех междуфазных напряжений можно использовать два однофазных двухобмоточных трансформатора НОМ, НОС, НОЛ, соединенных по схеме открытого треугольника (рис. 4.60, а), а также трехфазный двухобмоточный трансформатор НТМК, обмотки которого соединены в звезду (рис. 4.60, б). Для измерения напряжения относительно земли могут применяться три однофазных трансформатора, соединенных по схеме Y_o/Y_o , или трехфазный трехобмоточный трансформатор НТМИ (рис. 4.60, в). В последнем случае обмотка, соединенная в звезду, используется для присоединения измерительных приборов, а к обмотке, соединенной в разомкнутый треугольник, присоединяется реле защиты от замыканий на землю. Таким же образом в трехфазную группу соединяются однофазные трехобмоточные трансформаторы типа ЗНОМ и каскадные трансформаторы НКФ.

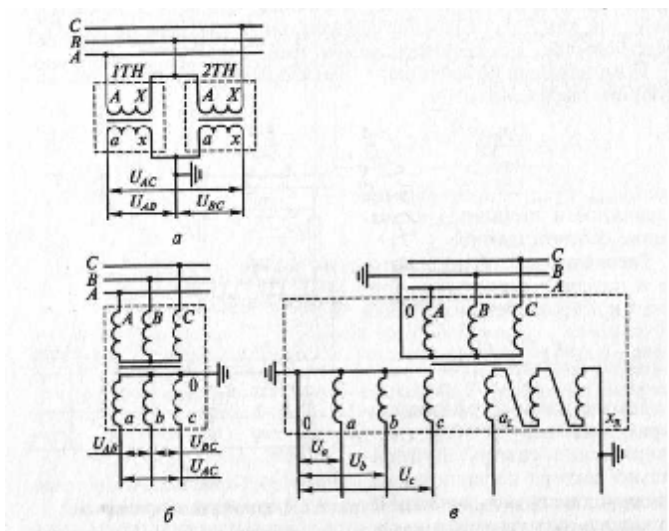


Рис. 4.60. Схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения

Конструкции трансформаторов напряжения

По конструкции различают трехфазные и однофазные трансформаторы. Трехфазные трансформаторы напряжения применяются при напряжении до 18 кВ, однофазные — на любые напряжения. По типу изоляции трансформаторы могут быть сухими, масляными и с литой изоляцией.

Обмотки сухих трансформаторов выполняются проводом ПЭЛ, а изоляцией между обмотками служит электрокартон. Такие трансформаторы применяются в установках до 1000 В (НОС-0,5 — трансформатор напряжения однофазный, сухой, на 0,5 кВ).

Трансформаторы напряжения с масляной изоляцией применяются на напряжение 6— 1150 кВ в закрытых и открытых распределительных устройствах. В этих трансформаторах обмотки и магнитопровод залиты маслом, которое служит для изоляции и охлаждения.

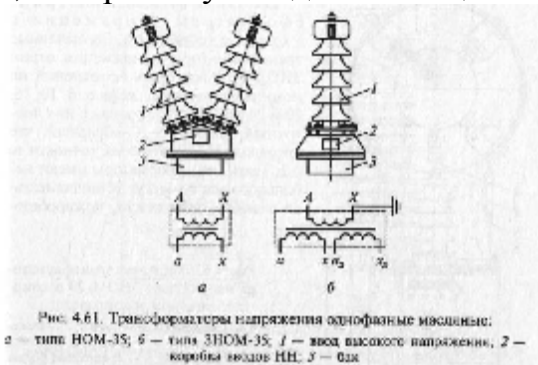


Рис. 4.61. Трансформаторы напряжения однофазные масляные:
а — тип НОМ-35; б — тип ЗНОМ-35; 1 — ввод высокого напряжения, 2 — коробка вводов НН; 3 — бак

Следует отличать однофазные двухобмоточные трансформаторы НОМ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35 от однофазных трехобмоточных ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-35.

Схема обмоток первых показана на рис. 4.61, а. Такие трансформаторы имеют два ввода ВН и два ввода НН, их можно соединить по схемам открытого треугольника, звезды, треугольника. У трансформаторов второго типа (рис. 4.61, б) один конец обмотки В Н заземлен, единственный ввод ВН расположен на крышке, а вводы НН — на боковой стенке бака. Обмотка ВН рассчитана на фазное напряжение, основная обмотка НН — на 100/л/3 В, до-

полнительная обмотка — на 100/3 В. Такие трансформаторы называются заземляемыми и соединяются по схеме, показанной на рис. 4.60, в.

Трансформаторы типов ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24 устанавливаются в комплектных шинопроводах мощных генераторов. Для уменьшения потерь от намагничивания их баки выполняются из немагнитной стали.

На рис. 4.62 показана установка такого трансформатора в комплектном токопроводе. Трансформатор с помощью ножевого контакта 3, расположенного на вводе ВН, присоединяется к пружинящим контактам, закрепленным на токопроводе 1, закрытом экраном 2. К патрубку 5 со смотровыми люками 4 болтами б прикреплена крышка трансформатора. Таким образом, ввод ВН трансформатора находится в закрытом отрезке экрана токопровода. Зажимы обмоток НН выведены на боковую стенку бака и закрываются отдельным кожухом.

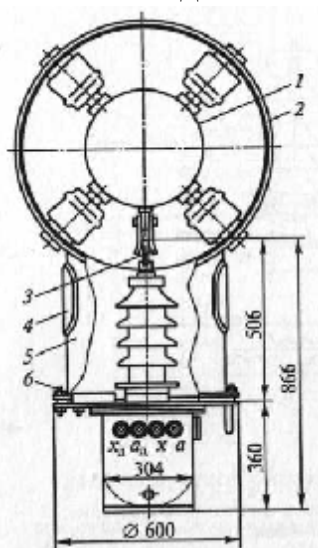


Рис. 4.62. Установка трансформатора напряжения ЗНОМ-20 в комплектном токопроводе:

1 — токопровод; 2 — экран; 3 — ножевой контакт; 4 — смотровой лючок; 5 — патрубок; 6 — крепежные болты

Все шире применяются трансформаторы напряжения с литой изоляцией. Заземляемые трансформаторы напряжения серии ЗНОЛ.06 имеют пять исполнений по номинальному напряжению: 6, 10, 15, 20 и 24 кВ. Магнитопровод в них ленточный, разрезной, С-образный, что позволило увеличить класс точности до 0,2. Такие трансформаторы имеют небольшую массу, могут устанавливаться в любом положении, пожаробезопасны. Трансформаторы ЗНОЛ.06 предназначены для установки в КРУ и комплектных токопроводах вместо масляных трансформаторов НТМИ и ЗНОМ, а трансформаторы серии НОЛ.08 — для замены НОМ-6 и НОМ-10.

В установках 110 кВ и выше применяются трансформаторы напряжения каскадного типа НКФ. В этих трансформаторах обмотка ВН равномерно распределяется по нескольким магнитопроводам, благодаря чему облегчается ее изоляция. Трансформатор НКФ-110 (рис. 4.63) имеет

двухстержневой магнитопровод, на каждом стержне которого расположена обмотка ВН, рассчитанная на $U_{\phi}/2$. Так как общая точка обмотки ВН соединена с магнитопроводом, то он по отношению к земле находится под потенциалом $U_{\phi}/2$. Обмотки ВН изолируются от магнитопровода также на $U_{\phi}/2$. Обмотки НН (основная и дополнительная) намотаны на нижнем стержне магнитопровода. Для равномерного распределения нагрузки по обмоткам ВН служит обмотка связи П. Такой блок, состоящий из магнитопровода и обмоток, помещается в фарфоровую рубашку и заливается маслом.

Трансформаторы напряжения (ТВ) на 220 кВ состоят из двух блоков, установленных один над другим, т. е. имеют два магнитопровода и четыре ступени каскадной обмотки ВН с изоляцией на $U_{\phi}/4$. Трансформаторы напряжения НКФ-330 и НКФ-500 соответственно имеют три и четыре блока, т.е. шесть и восемь ступеней обмотки ВН.

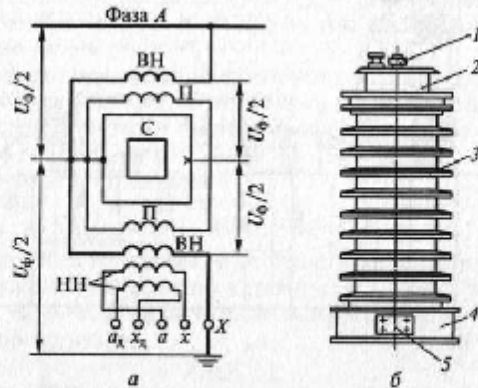
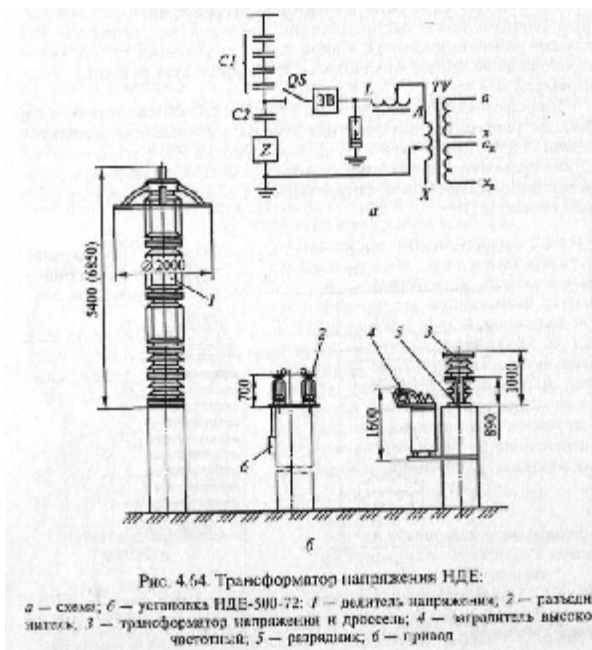


Рис. 4.63. Трансформатор напряжения НКФ-110:
 а — схема; б — конструкция: 1 — ввод высокого напряжения; 2 — маслорасширитель; 3 — фарфоровая рубашка; 4 — основание; 5 — коробка вводов НН

Чем больше каскадов обмотки, тем больше их активное и реактивное сопротивление, возрастают погрешности, и поэтому трансформаторы НКФ-330, НКФ-500 выпускаются только в классах точности 1 и 3. Кроме того, чем выше напряжение, тем сложнее конструкция трансформаторов напряжения, поэтому в установках 500 кВ и выше применяются трансформаторные устройства с емкостным отбором мощности, присоединенные к конденсаторам высокочастотной связи С1 с помощью конденсатора отбора мощности С2 (рис. 4.64, а). Напряжение, снимаемое с С2 (10—15 кВ), подается на трансформатор ТВ, имеющий две вторичные обмотки, которые соединяются по такой же схеме, как и у трансформаторов НКФ или ЗНОМ. Для увеличения точности работы в цепь его первичной обмотки включен дроссель L, с помощью которого контур отбора напряжения настраивается в резонанс с конденсатором С2. Дроссель L и трансформатор ТВ встраиваются в общий бак и заливаются маслом. Заградитель ЗВ не пропускает токи высокой частоты в трансформатор напряжения. Фильтр присоединения Z предназначен для подключения высокочастотных постов защиты. Такое устройство получило название емкостного трансформатора напряжения НДЕ. На рис. 4.64, б показана установка НДЕ-500-72.



При надлежащем выборе всех элементов и настройке схемы устройство НДЕ может быть выполнено на класс точности 0,5 и выше. Для установок 750 и 1150 кВ применяются трансформаторы НДЕ-750 и НДЕ-1150.

Электродинамическое действие токов короткого замыкания

Прохождение токов в проводниках приводит к возникновению между ними электродинамических (механических) усилий. Одинаковое направление токов в параллельных проводниках вызывает их притяжение, противоположное — их отталкивание. В режиме нормальной нагрузки механические силы взаимодействия незначительны, но при КЗ они могут достигать значений, опасных для электрических аппаратов и ошинок, вызывать их деформацию и даже разрушение.

Из теоретической электротехники известно, что сила взаимодействия между двумя проводниками при прохождении по ним токов I_1 и I_2 определяется по формуле

$$F = 2 \cdot 10^{-7} i_1 i_2 (l/a) k_\phi, \quad (3.41)$$

где i_1, i_2 — мгновенные значения токов в проводниках, А; l — длина проводников, м; a — расстояние между осями проводников, м; k_ϕ — коэффициент формы, учитывающий форму сечения и взаимное расположение проводников (для круглых проводников сплошного сечения, кольцевого сечения, шин коробчатого сечения с высотой сечения 0,1 м и более принимается $k_\phi = 1$; для проводников прямоугольного сечения k_ϕ определяется по кривым, приведенным на рис. 4.4).

Наибольшие механические усилия между проводниками возникают в режиме короткого замыкания в момент, когда ток КЗ достигает ударного значения.

Максимальную силу, действующую в трехфазной системе проводников на расчетную фазу, следует определять по формулам, Н:

при трехфазном КЗ

$$F_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_{y\partial}^{(3)2} \frac{l}{a} k_{\phi} k_{расч} ; \quad (3.42)$$

при двухфазном КЗ

$$F_{\max} = 2 \cdot 10^{-7} i_{y\partial}^{(2)2} \frac{l}{a} k_{\phi} k_{расч} ,$$

где $k_{расч}$ — коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников ([3.2, табл. 1] и [3.3, табл. 7.3]); в учебном проектировании при расположении шин в одной плоскости или по вершинам равностороннего треугольника принимается $k_{расч} = 1,0$; при расположении по вершинам прямоугольного треугольника — $k_{расч} = 0,95$

Для предотвращения механических повреждений под действием усилий, возникающих в проводниках при протекании по ним токов КЗ, *все элементы токоведущей конструкции должны обладать электродинамической стойкостью, т.е. должны выдерживать механические усилия, возникающие при протекании токов КЗ, без деформаций, препятствующих их дальнейшей нормальной эксплуатации.*

В зависимости от вида электрооборудования условия проверки его на электродинамическую стойкость различны. Например, заводы-изготовители указывают гарантированный ток КЗ $I_{дин}$ (или I_{max} , или $I_{пр.ск}$), при котором обеспечивается электродинамическая стойкость аппаратов (выключателей, разъединителей). При выборе их должно выполняться условие: $I_{y\partial} < I_{дин}$, кА.

Шинная конструкция обладает электродинамической стойкостью, если выполняются условия:

$$s_{\max} \leq s_{дон} ;$$

$$F_{\max} \leq F_{дон} ,$$

где $s_{\max}, s_{дон}$ — соответственно максимальное расчетное и допустимое напряжения в материале шин, МПа (см. табл. 4.2); $F_{\max}, F_{дон}$ - соответственно максимальная расчетная и допустимая механические нагрузки на изоляторы, Н (задается в каталогах).

В соответствии с ПУЭ проверка электродинамической стойкости гибких токопроводов на максимальное сближение и тяжение проводников при КЗ производится только при $I_{y\partial} > 50$ кА [1.12, п. 1.4.2].

Методы проведения расчетов по определению электродинамической стойкости шин и аппаратов рассматриваются в гл. 4.

Частные случаи, когда допустимо не проверять аппараты и проводники на электродинамическую стойкость, оговорены в [1.12, п. 1.4.3].

Например, не проверяются на электродинамическую стойкость аппараты и шины цепей трансформаторов напряжения при расположении их в отдельной камере; аппараты и проводники, защищенные предохранителями с плавкими вставками на ток до 60 А.

Термическое действие токов короткого замыкания

При протекании по проводникам электрического тока проводники нагреваются. При нагреве проводника током нагрузки часть выделенной теплоты рассеивается в окружающую среду, причем степень рассеивания зависит от условий охлаждения.

При протекании тока КЗ температура проводников значительно возрастает, так как токи при КЗ резко увеличиваются, а длительность КЗ мала, поэтому теплота, выделяющаяся в проводнике, не успевает передаться в окружающую среду и практически все идет на нагрев проводника. Нагрев проводника при КЗ может достигать опасных значений, приводя к плавлению или обугливанию изоляции, к деформации и плавлению токоведущих частей и т. п.. Критерием термической стойкости проводников являются допустимые температуры нагрева их токами КЗ ($J_{доп}^0$, °С), которые приведены в [3.2, табл. 6; 3.3, табл. 8.1] и табл. 3.15.

Проводник или аппарат считается термически стойким, если его температура нагрева в процессе КЗ не превышает допустимых величин. Условие термической стойкости в общем случае выглядит так, °С:

$$J_{кон}^0 \leq J_{доп}^0$$

где $J_{кон}^0$ — конечное значение температуры проводника в режиме КЗ.

Таблица Предельно допустимые температуры нагрева проводников при коротких замыканиях

Вид проводника	Аоп. "С
Шины алюминиевые	200
Шины медные	300
Шины стальные, не имеющие с аппаратами	400
Шины стальные с непосредственным аппаратам	300
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией	
жение. кВ:	
1	250
6-10	200
20-35	130
110-220	125
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами и изоляцией из:	
поливинилхлоридного пластика	160
резины	160
полиэтилена (номинальное напряжение вулканизированного (сшитого) полиэтилена	130
напряжение кабелей до 35 кВ)	250
Медные неизолированные провода при	
менее 20	250
20 и более	200
Алюминиевые неизолированные провода при	
тяжениях, Н/мм ² :	
менее 10	200
10 и более	160
Алюминиевая часть сталеалюминиевых	200

В соответствии с [3.2, разд. 3] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на проводники и электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля

$$B_k = \int_0^{t_{откл}} i_{kt}^2 dt$$

где i_{kt} - полный ток КЗ в произвольный момент времени t , А; $t_{откл}$ — расчетная продолжительность КЗ, с.

Интеграл Джоуля является сложной функцией, зависящей от параметров источников энергии, конфигурации исходной расчетной схемы, электрической удаленности места КЗ от источников и других факторов. Подробно методы оценки и определения B_k даны в [3.2, п. 3.1] и [3.3, п. 8.2]. Для ориентировочных расчетов интеграла Джоуля B_k в цепях, имеющих значительную удаленность от источников питания, можно использовать формулу, кА²-с,

$$B_k = I_{П0}^2 (t_{откл} + T_{а.эке}),$$

где $I_{П0}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент $t=0$ от эквивалентного источника, кА; $T_{а.эке}$ — эквивалентная

постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с;
 $t_{откл}$ — расчетная продолжительность КЗ, с.

Наиболее сложным является случай определения интеграла Джоуля при КЗ вблизи генераторов или синхронных компенсаторов ([3.2, п. 3.1 и 3.3, п. 8.2]). Но в учебном проектировании и здесь можно воспользоваться формулой (3.46), так как полученное при этом значение B_k будет несколько завышено, а проводники и аппараты, выбранные в мощных присоединениях (генератор, трансформатор связи и др.) по условиям длительного режима и электродинамической стойкости, имеют значительные запасы по термической стойкости. Исходя из вышеизложенных соображений, в формуле (3.46) в качестве $T_{a.экв}$ можно принять наибольшее из значений T_a тех источников, которые подпитывают место КЗ, если таковых имелось несколько, так как это ведет к увеличению расчетного интеграла Джоуля и не дает погрешности при проверке аппаратов на термическую стойкость.

При определении интеграла Джоуля необходимо достаточно точно определить $t_{откл}$. Согласно ПУЭ [1.12, п. 1.4.8] расчетная продолжительность КЗ $t_{откл}$ складывается из времени действия основной релейной защиты данной цепи ($t_{рз}$) с учетом действия АПВ и полного времени отключения выключателя ($t_{откл.в}$), которое указывается в каталожных данных выключателей, с,

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в}$$

Для цепей генераторов с $P_{номG} \geq 60$ МВт ПУЭ рекомендуется принимать $t_{откл} = 4$ с, т.е. по времени действия резервной защиты. Заводы-изготовители в каталогах приводят значения гарантированного среднеквадратичного тока термической стойкости ($I_{тер}$, кА) и допустимого времени его протекания ($t_{тер}$, с) для электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и др.).

В этом случае условие термической стойкости аппаратов в режиме КЗ выглядит так, кА²-с,

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}.$$

При проверке термической стойкости проводника, имеющего стандартное сечение $q_{стан}$, мм², должно быть выполнено условие

$$q_{стан} \geq q_{min},$$

где $q_{min} \leq \sqrt{B_k} / C_T$ — минимальное сечение проводника, которое при заданном токе КЗ обуславливает нагрев проводника до кратковременно допустимой температуры; C_T — функция, значения которой приведены в [3.2, табл. 7, 8, 9], [3.3, табл. 8.2, 8.3, 8.4] и табл. 1, 2, 3. данной книги.

Таблица 1 Значение параметра C_m для жестких шин

Система	Материал проводника или марка сплава	Значение C_m , $A \cdot c^{1/2}/mm^2$, при начальной температуре, °C		
		70	90	120
—	Медь	170	...	
Al	АДО	90	81	68
	АДШ	91	82	69
	АДОМ, АДШ	92	83	70
Al-Mg-Si	АД31Т1	85	77	64
	АД31Т	82	74	62
	АД33Т1	77	71	59
	АД33Т	74	67	57
	АВТ1	73	66	55
	АВТ	71	63	53
Al-Zn-Mg	1911	71	63	53
	1915, 1915Т	66	60	51
Al-Mg-Mn	АМг5	63	57	48
—	Сталь при $J_{дон} = 400$ °C	70		...
	Сталь при $J_{дон} = 300$ °C	60		

Таблица 2 Значения параметра C_m для кабелей

Характеристика кабелей	Значение C_m $A \cdot c^{1/2}/mm^2$
Кабели до 10 кВ: с медными жилами с алюминиевыми жилами	140
	90
Кабели 20—30 кВ: с медными жилами с алюминиевыми жилами	105
	70
Кабели и изолированные провода с поливинил-хлоридной или резиновой изоляцией: с медными жилами с алюминиевыми жилами	120
	75
Кабели и изолированные провода с полиэтиленовой изоляцией: с медными жилами с алюминиевыми жилами	103
	65

Таблица 3 Значение параметра C_m для проводов

Материал провода	Марка провода	Значение C_m , $A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$, при допустимых температурах нагрева проводов при КЗ, $^{\circ}\text{C}$		
		160	200	250
Медь	М	—	142	162
Алюминий	А, АКП, Ап, АпКП	76	90	—
Алюминиевый сплав	АН, АНКП, АЖ,	69	81	—
Алюминий - сталь	АЖКП	66	77	—
	АСК, АпС, АСКС, АпСКС, АпСК, АС, АСКП	76	90	—

В ПУЭ оговорен ряд случаев, когда допустимо не проверять проводники и аппараты на термическую стойкость при КЗ. Это касается проводов воздушных ЛЭП, аппаратов и проводников цепей, защищенных плавкими предохранителями, и др. [1.12, п. 1.4.3].

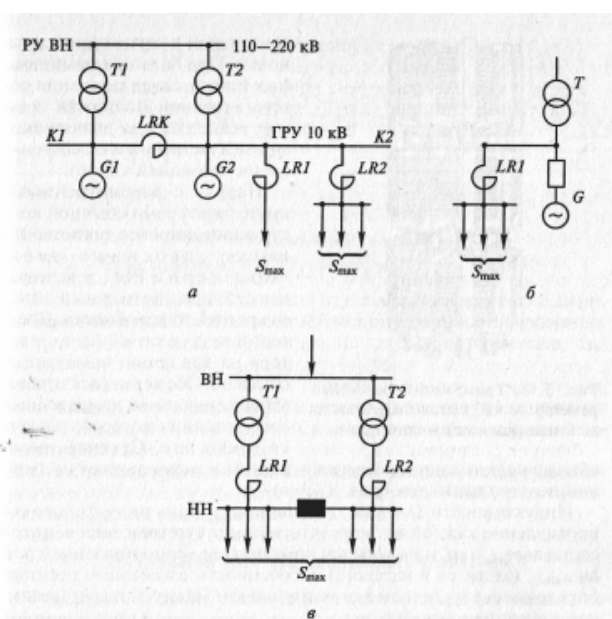


Рис. 3.17. Схемы подключения токоограничивающих реакторов: а — на ТЭЦ, имеющих ГРУ; б — на ТЭЦ блочного типа; в — на подстанциях

Лекция 7. Токоограничивающие реакторы

Реакторы служат для искусственного увеличения сопротивления короткозамкнутой цепи, а следовательно, для ограничения токов КЗ и

поддержания необходимого уровня напряжения при повреждениях за реакторами.

Реактор представляет собой индуктивную катушку без сердечника, поэтому его сопротивление не зависит от протекающего тока.

Токоограничивающие реакторы применяются на станциях типа ТЭЦ:

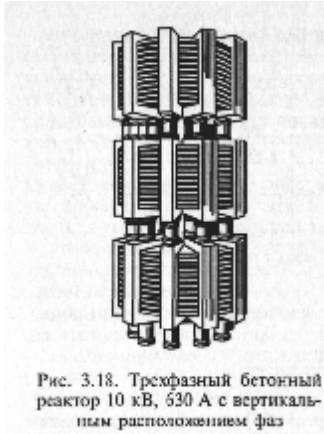
а) между секциями ГРУ (секционные реакторы) — реактор *LRK* на рис. 3.17, а;

б) для питания местных потребителей от сборных шин ГРУ (линейные *LR1* или групповые *LR2* реакторы) — рис. 3.17, а;

в) для питания местных потребителей от блочных ТЭЦ через реактированные отпайки — рис. 3.17, б.

Иногда возникает необходимость установки токоограничивающих реакторов в цепях вводов низшего напряжения понижающих трансформаторов на подстанциях (рис. 3.17, в).

В настоящее время широкое применение получили токоограничивающие бетонные реакторы с алюминиевой обмоткой марки РБ (рис. 3.18). Витки обмотки изолированы друг от друга, намотаны на специальный каркас и укреплены в бетонных колоннах, которые предотвращают их смещение под действием собственной массы и электродинамических усилий при протекании токов КЗ. От заземленных конструкций, а при вертикальной установке — и от соседних фаз, реакторы изолируются с помощью опорных изоляторов. Бетонные реакторы выпускаются на номинальные токи до 4000 А и изготавливаются для вертикальной, горизонтальной и ступенчатой установки. При больших номинальных токах в целях снижения потерь активной мощности в самих реакторах они выполняются с искусственным охлаждением (вентиляцией камер). Наряду с рассмотренным выше реакторами обычной конструкции широкое применение находят сдвоенные реакторы серии РБС, у которых имеется дополнительный вывод от средней точки обмотки. Средний вывод делит обмотку реактора на две ветви, намотанные согласно. Обе ветви рассчитывают на одинаковый номинальный ток, величина которого задается в каталоге. Средний вывод обычно подключают к источнику питания и рассчитывают на двойной номинальный ток (рис. 3.19, а).



Индуктивности L ветвей одинаковы, поэтому индуктивное сопротивление каждой ветви реактора при отсутствии тока в другой составляет $x_B = \omega L$ и называется номинальным сопротивлением ветви $x_{ном.в}$ (задается в каталоге). Особенности сдвоенного реактора определяются наличием магнитной связи между ветвями (взаимной индуктивности L).

Рассмотрим работу сдвоенного реактора в нагрузочном режиме (рис. 3.19, б). В процессе эксплуатации стараются равномерно загрузить обе ветви реактора, тогда $I_1 = I_2 = I$, а сопротивление каждой ветви составит

$$x_1 = x_2 = \omega L - \omega M = \omega L \left(1 - \frac{M}{L} \right) = x_{ном.в} (1 - k_{св}),$$

где $k_{св} = \frac{M}{L}$ - коэффициент связи обмоток реактора (обычно сдвоенные реакторы выполняются с $k_{св} = 0,4 \dots 0,6$).

Если принять $k_{св} = 0,5$, то в нагрузочном режиме сопротивление каждой ветви реактора уменьшится по сравнению с аналогичным одинарным реактором и составит

$$x'_в = x_{ном.в} (1 - 0,5) = 0,5 x_{ном.в}.$$

Следовательно, сдвоенный реактор позволяет уменьшить падение напряжения (снизить потери мощности) в каждой ветви реактора в нагрузочном режиме и сократить габаритные размеры распределительного устройства.

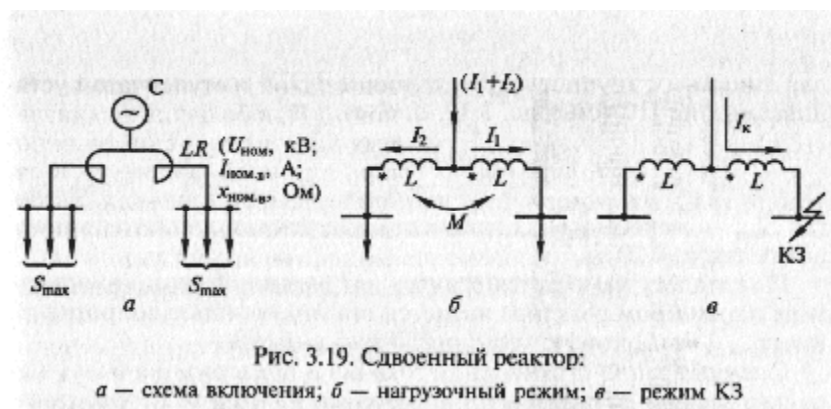


Рис. 3.19. Сдвоенный реактор:

a — схема включения; *б* — нагрузочный режим; *в* — режим КЗ

Рассмотрим режим КЗ за одной из ветвей реактора (рис. 3.19, *в*).

Величина тока КЗ в этом режиме будет определяться индуктивным сопротивлением той ветви реактора, по которой он протекает, т. е.

$$x''_e = \omega L = x_{ном.в}.$$

Очевидно, что в режиме КЗ сдвоенный реактор ограничивает ток КЗ так же, как и одинарный реактор с теми же номинальными параметрами.

В настоящее время выпускают сухие одинарные токоограничивающие реакторы внутренней установки типа РТОС, рассчитанные на $U_{ном} = 10$ кВ, $I_{ном} = 1600, 2500, 4000$ А.

Выбор токоограничивающих реакторов

Реакторы выбирают в зависимости от места их установки, по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению.

Для установки в ГРУ ТЭЦ применяются реакторы внутренней установки, для питания местных потребителей на блочных ТЭЦ и на подстанциях — реакторы наружной установки, если они удовлетворяют всем условиям проверки.

Номинальное напряжение реактора должно соответствовать номинальному напряжению установки, кВ,

$$U_{уст} < U_{НОМЛР}.$$

Номинальный ток реактора (или ветви сдвоенного реактора) не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которую он включен, А,

$$I_{уст} < I_{НОМЛР}.$$

где для секционного реактора LRK на ГРУ ТЭЦ (см. рис. 3.17, *a*) ток, А,

$$I_{max LRK} = 0,7 I_{номG} = 0,7 \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} U_{номG}};$$

для линейных, групповых реакторов на ТЭЦ, реакторов, устанавливаемых на ПС (см. рис. 3.17, *a, б, в*), ток, А,

$$I_{\max LRK} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}U_{ном}}$$

где S_{\max} — максимальная мощность нагрузки, подключенной через реактор, МВА.

По каталогу намечается реактор для заданной цепи, но основным параметром реактора является его индуктивное сопротивление $X_{НОМLR}=WL$, которое еще предстоит выбрать.

С точки зрения ограничения тока КЗ и поддержания более высокого уровня остаточного напряжения на шинах потребителя, целесообразнее иметь возможно большее сопротивление реактора, но в нагрузочном режиме это приведет к увеличению потерь напряжения и мощности в самом реакторе. Исходя из этого, выбор индуктивного сопротивления реактора производится следующим образом.

При выборе сопротивления секционного реактора, установленного на ГРУ ТЭЦ, принимают наибольшее значение из указанных в каталоге для намеченного типа реактора.

Для всех остальных случаев применения реакторов требуемое индуктивное сопротивление их определяют, исходя из условий необходимости ограничения тока КЗ до заданного уровня. Уровень ограничения тока КЗ определяется или коммутационной способностью выключателей, устанавливаемых в комплектных распределительных устройствах (КРУ или КРУН), или необходимостью обеспечить термическую стойкость силовых кабелей электросети. Расчет требуемого сопротивления реактора (рис. 3.20) ведется в следующем порядке.

1. Определяется результирующее сопротивление цепи КЗ до места установки реактора (дот. К-1, рис. 3.20), Ом,

$$x_{рез}^{K-1} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}I_{п0}^{K-1}}$$

где $I_{п0}^{K-1}$ — известное начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в т. К-1, кА.

2. Определяется требуемое сопротивление цепи КЗ, Ом,

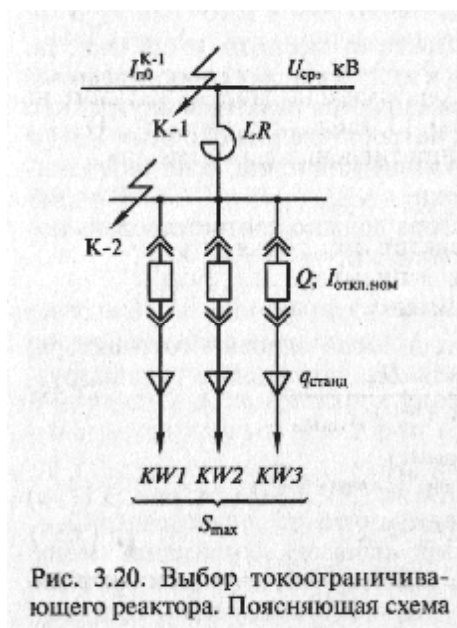


Рис. 3.20. Выбор токоограничивающего реактора. Поясняющая схема

для снижения тока КЗ до величины $I_{\text{ПО треб}}^{K-2}$

$$x_{\text{рез}}^{K-2} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} I_{\text{ПО треб}}^{K-2}};$$

где $I_{\text{ПО треб}}^{K-2}$ - наименьшее значение требуемого тока КЗ за реактором (т. К-2), кА, определенного по двум условиям:

а) исходя из отключающей способности выключателей Q , устанавливаемых в комплектных РУ (КРУ, КРУН)

$$I_{\text{ПО треб}}^{K-2} = \frac{I_{\text{откл.ном}} (1 + b_{* \text{норм}})}{1 + e^{-\tau/T_a}}$$

где $I_{\text{откл.ном}}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА; $b_{* \text{норм}}$ - нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, о.е. (задается в каталоге на выключатели или определяется в разд. 4 по рис. 4.36; при $\tau > 0,1$ с принимается $b_{* \text{норм}} = 0$); $\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.откл}}$, с - расчетное время КЗ; $t_{\text{с.в.откл}}$ - собственное время отключения выключателя, с (задается в каталоге на выключатели); T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с, (см. табл. 3.6) для цепей, защищенных реактором;

б) исходя из обеспечения термической стойкости силовых кабелей электросети, кА,

$$I_{\text{ПО треб}}^{K-2} = \frac{q_{\text{станд}} C_T \cdot 10^{-3}}{\sqrt{t_{\text{откл}} + T_a}}$$

где $q_{\text{станд}}$ - стандартное сечение кабеля, предварительно выбранное по экономической плотности тока и проверенное по условию нагрева длительным током нагрузки, мм^2 ; $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.в}}$, с; $t_{\text{откл.в}}$ - полное время

отключения выключателя, с (задается в каталоге на выключатели); C_T см. в [2, табл. 8], [3, табл. 8.3] и в табл. 3.17.

3. Определяется требуемое сопротивление реактора, Ом,

$$x_{\text{требLR}} = x_{\text{рез.треб}}^{K-2} - x_{\text{рез}}^{K-1}$$

4. По каталогу выбирается реактор с $x_{\text{номRL}} \geq x_{\text{требLR}}$, Ом. Номинальные его параметры выписываются в таблицу. После выбора реактора рассчитывается ток при КЗ за реактором (т. К-2 на рис. 3.20), кА,

$$I_{\text{П0}}^{K-2} = \frac{U_{\text{cp}}}{\sqrt{3}(x_{\text{рез}}^{K-1} + x_{\text{номLR}})},$$

$$I_{\text{ат}}^{K-2} = \sqrt{2} I_{\text{П0}}^{K-2} e^{-t/T_a};$$

$$i_{\text{yd}}^{K-2} = \sqrt{2} I_{\text{П0}}^{K-2} k_{\text{yd}};$$

Здесь T_a , k_{yd} берутся из табл. 3.6 для цепей, защищенных реактором.

Выбранный реактор проверяется:

а) на электродинамическую стойкость в режиме КЗ по условию:

$$i_{\text{yd}}^{K-2} \leq i_{\text{дин}}, \text{ кА};$$

б) на термическую стойкость в режиме КЗ:

$$B_k = (I_{\text{П0}}^{K-2})^2 (t_{\text{откл}} + T_a) \leq B_{\text{тер}} = I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \text{ кА}^2\text{с},$$

где $i_{\text{дин}}$, $I_{\text{тер}}$, $t_{\text{тер}}$ - номинальные параметры реактора (задаются в каталоге).

При необходимости проверяется величина остаточного напряжения на шинах 6 (10) кВ при КЗ за реактором, кВ,

$$U_{\text{ост}} \% = x_{\text{номLR}} \frac{\sqrt{3} I_{\text{П0}}^{K-2}}{U_{\text{ном}}} 100\% .$$

Для обеспечения условия самозапуска двигателей необходимо, чтобы

$$U_{\text{ост}} \geq (65 - 70)\% U_{\text{ном}}, \text{ кВ}.$$

Реактор считается пригодным для установки в рассматриваемой цепи, если он удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

Следует отметить, что при использовании индивидуальных и групповых токоограничивающих реакторов большого сопротивления в них имеет место значительная потеря напряжения в нормальном режиме работы цепи. Поэтому для случаев, когда требуются значительные ограничения токов КЗ, разработаны специальные безынерционные токоограничивающие устройства (БТУ), способные ограничить как установившийся, так и ударный ток КЗ. БТУ состоят из той или иной комбинации линейных, нелинейных и пороговых элементов. Отдельные устройства имеют специальные системы управления. В общем случае параметры БТУ как управляемого элемента энергосистем должны удовлетворять следующим условиям.

1. При $I_{\max} \leq I_{\text{гран}}$ сопротивление БТУ должно быть минимально:

$$Z_{\text{БТУ}} \rightarrow 0, \Delta U_{\text{БТУ}} \rightarrow 0,$$

здесь I_{\max} - ток максимальной нагрузки (с учетом допустимого перегруза) в цепи, где стоит БТУ; $I_{\text{гран}}$ - граничный ток, при котором БТУ должно сработать.

2. При $I > I_{\text{гран}}$ сопротивление БТУ изменяется так, чтобы

$$Z_{\text{БТУ}} \approx -\Delta Z_{\text{нагр}},$$

где $\Delta Z_{\text{нагр}}$ - изменение сопротивления нагрузки за БТУ при КЗ.

3. БТУ должно обладать стабильностью характеристик при изменении схемы сети и не вносить нелинейных искажений в параметры основной цепи в нормальном режиме.

Второе условие выполнить трудно, поэтому принятие того или иного вида БТУ для конкретной схемы электроустановки определяется на основании технико-экономических расчетов с учетом стоимости БТУ и того эффекта, который может дать его установка в электросети.

Принципиальные схемы БТУ представлены на рис. 3.21.

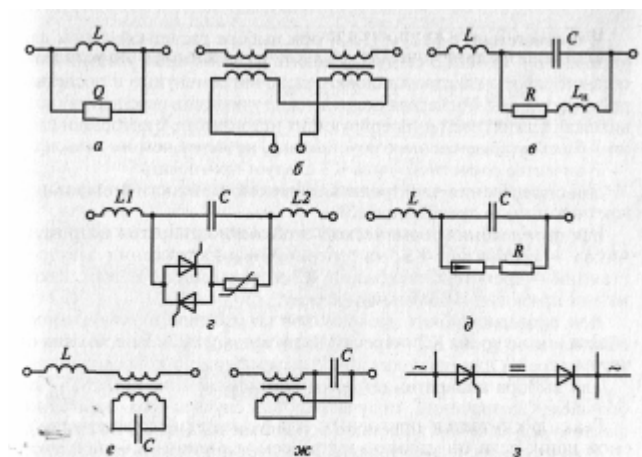


Рис. 3.21. Схемы токоограничивающих устройств:
 а — реактор, нормально зашунтированный пороговым элементом; б — управляемый реактор с подмагничиванием постоянным током; в—д — резонансные токоограничивающие устройства с различными способами расстройки резонанса напряжения при КЗ; е, ж — токоограничивающие устройства трансформаторного типа с регулированием параметров со стороны вторичной обмотки; з — вставка постоянного тока

Расчетные условия для проверки электрических аппаратов и токоведущих частей по режиму короткого замыкания

Проводники и аппараты электроустановок должны удовлетворять расчетным условиям их работы при различных режимах работы электроустановки, в том числе и при коротких замыканиях. Для проверки проводников и аппаратов на электродинамическую и термическую стойкость при КЗ необходимо выбрать

расчетную схему электроустановки, расчетный вид КЗ, расчетную точку и расчетную продолжительность КЗ.

В соответствии с [3.2] и [1.12] при выборе расчетной схемы для определения токов КЗ следует исходить из возможных условий длительной работы электроустановки, включая ремонтные и послеаварийные режимы. Расчетная схема должна учитывать перспективу развития внешних сетей и генерирующих источников, с которыми связана рассматриваемая электроустановка, не менее чем на пять лет.

В качестве расчетного вида КЗ следует принимать:

для определения электродинамической стойкости аппаратов и жестких шин - трехфазное КЗ;

для определения термической стойкости аппаратов и проводников - трехфазное КЗ; на генераторном напряжении электростанций - трех- или двухфазное КЗ в зависимости от того, какое из них приводит к большему нагреву;

при проверке гибких проводников по условию их допустимого сближения во время КЗ - трех- или двухфазное КЗ в зависимости от того, какое из них приводит к большему сближению проводников;

для выбора аппаратов по коммутационной способности - по большему из значений, получаемых для случаев трех- или однофазного КЗ на землю (в сетях с большими токами КЗ на землю).

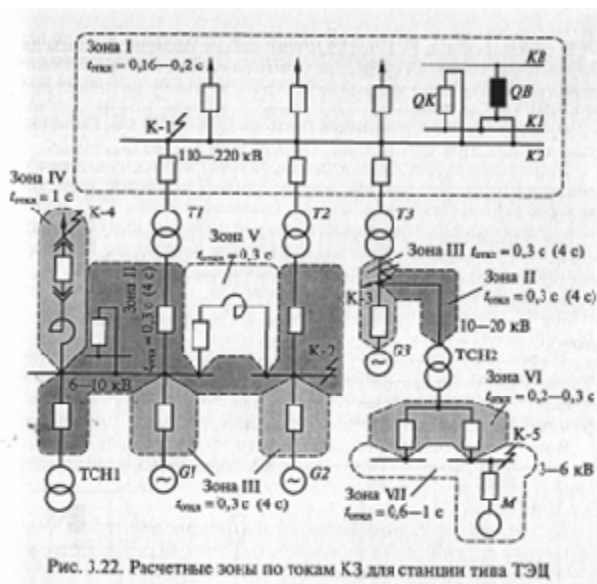
В качестве расчетной точки КЗ следует принимать такую точку на расчетной схеме, в которой при КЗ проводники и электрические аппараты подвергаются наибольшему электродинамическому и термическому действию.

При расчете термической стойкости в качестве расчетного времени следует принимать сумму времен, получаемую от сложения времени действия основной защиты (с учетом действия АПВ), установленной у ближайшего к месту КЗ выключателя, и полного времени отключения этого выключателя. При наличии зоны нечувствительности у основной защиты термическую стойкость следует проверять по времени действия резервной защиты, в зону действия которой попадает рассматриваемый участок электроустановки. Аппаратура и токопроводы, применяемые в цепях генераторов мощностью 60 МВт и выше, а также в цепях блоков генератор - трансформатор такой же мощности должны проверяться по термической стойкости, исходя из времени прохождения тока КЗ, равного 4 с.

Для сокращения объемов вычислений используют тот факт, что в электроустановках существуют группы цепей, которые в отношении режима КЗ находятся примерно в одинаковых условиях. Это обстоятельство позволяет разбить всю схему электроустановки на

отдельные зоны, в которых устанавливаются те или иные общие расчетные условия.

На рис. 3.22 приведены расчетные зоны станции типа ТЭЦ. Здесь зона I включает все цепи установки повышенного напряжения 110 - 220 кВ. Все цепи этой зоны рассчитываются по суммарным токам КЗ от всех источников питания при КЗ в т. К-1 на сборных шинах 110 - 220 кВ. Время отключения КЗ для оценки термической стойкости аппаратов этой зоны определяется по времени действия основных защит и полному времени отключения выключателей $t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в}$ и может быть принято $t_{откл} = (0,16 - 0,2)$ с.



Для цепей, входящих в зону II, расчетная точка КЗ - К-2 (на сборных шинах генераторного напряжения). Все аппараты и токоведущие части этой зоны проверяют по суммарным токам КЗ в т. К-2 от всех источников. С учетом полного времени отключения выключателей генераторного напряжения для этой зоны можно принять $t_{откл} = 0,3$ с.

Зона III - цепь ввода генератора, подключенного к сборным шинам ГРУ, или генератора, работающего по схеме блока генератор - трансформатор. Для этой цепи расчетной точкой КЗ является точка К-2 или К-3, но выбор аппаратов здесь производится по *наибольшему* току КЗ или от самого поврежденного генератора, или от всех остальных источников питания вместе взятых. Время отключения для зоны III принимается $t_{откл} = 0,3$ с, если $P_{номG} < 60$ МВт, и $t_{откл} = 4$ с, если $P_{номG} > 60$ МВт.

В зоне IV (цепь реактированной линии 6—10 кВ) аппаратура выбирается по сумме токов от всех источников питания при КЗ за реактором (т. К-4), но участок ошиновки от сборных шин до первых

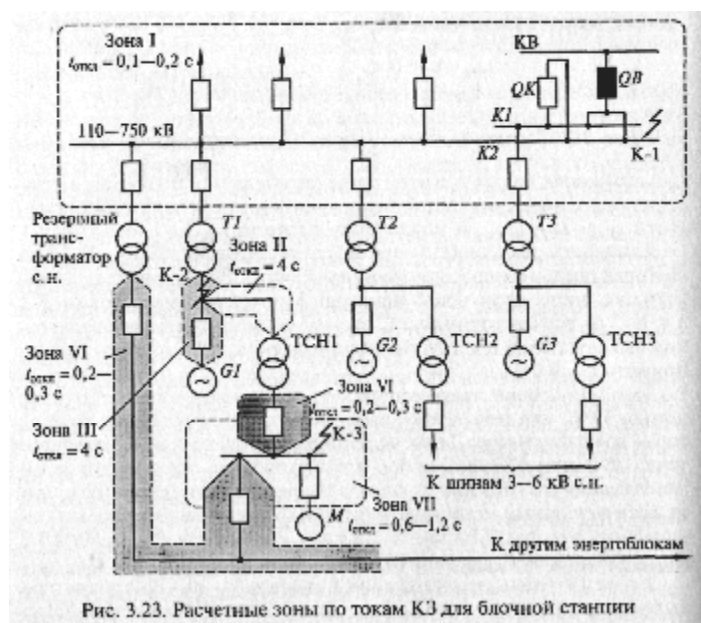
проходных изоляторов (очень небольшой) выбирается по суммарным токам КЗ в т. К-2. Время отключения для этой зоны можно принять $t_{откл} = 1,0$ с.

В зону V входит секционная связь на ГРУ 6 (10) кВ. Расчетные условия для этой зоны те же, что для зоны III, но $t_{откл} = 0,3$ с.

Цепи выводов НН трансформаторов собственных нужд (зона VI) аналогичны цепям зоны III, поэтому выбор аппаратов этой зоны ведется по *наибольшим* токам КЗ (расчетная точка К-5) или от всех вместе взятых внешних источников питания, или от двигателей, подключенных к сборным шинам, где произошло КЗ. Время отключения в этой зоне можно принять $t_{откл} = (0,2 — 0,3)$ с.

Оборудование, находящееся в зоне VII, проверяется по суммарному значению токов при КЗ в т. К-5 от всех источников, $t_{откл} = (0,6-1)$ с.

На рис. 3.23 показана расчетная схема блочной электростанции с характерными для нее зонами I, II, III, VI, VII. Все, что было изложено выше, справедливо для выбора и проверки аппаратов и токоведущих частей, относящихся к указанным зонам блочных станций.



На рис. 3.24 приведены расчетные схемы понижающих подстанций с двумя трансформаторами или автотрансформаторами. Здесь по существу имеются только две зоны (I и VI). Расчетные точки КЗ и время отключения для выбора аппаратов и токоведущих частей в каждой зоне указаны на схемах, причем выбор аппаратов ведется по суммарным значениям токов КЗ в расчетной точке от всех источников питания. Если на подстанции устанавливаются синхронные компенсаторы, то появляется зона III (цепь ввода синхронного компенсатора), где в качестве расчетного для проверки аппаратов придется выбрать *наибольшее* из значений токов КЗ или от

поврежденного синхронного компенсатора, или от всех остальных (внешних) источников питания. Если в цепях вводов 6 - 10 кВ ПС устанавливаются токоограничивающие реакторы, то появляется зона IV, в которой аппараты выбираются по суммарным значениям токов КЗ от всех источников при КЗ за реактором.

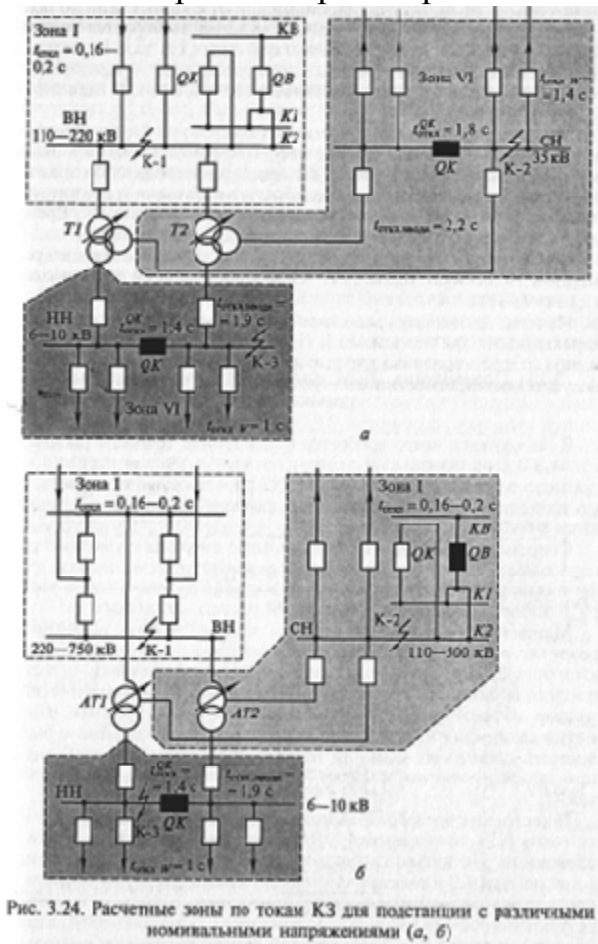


Рис. 3.24. Расчетные зоны по токам КЗ для подстанций с различными номинальными напряжениями (а, б)

Лекция 8. КОНСТРУКЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Закрытые распределительные устройства

Требования к конструкциям ЗРУ

Распределительное устройство — это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства.

Если распределительное устройство расположено внутри здания, то оно называется закрытым.

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) сооружаются обычно при напряжении 3 — 20 кВ. При больших напряжениях, как правило,

сооружаются открытые РУ. Однако при ограниченной площади под РУ или при повышенной загрязненности атмосферы, а также в районах Крайнего Севера могут применяться ЗРУ на напряжения 35 — 220 кВ.

Распределительные устройства должны обеспечивать надежность работы электроустановки, что может быть выполнено только при правильном выборе и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ в соответствии с ПУЭ.

Обслуживание РУ должно быть удобным и безопасным. Размещение оборудования в РУ должно обеспечивать хорошую обозреваемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ [1.12].

Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним должны быть помещены в камеры или ограждены. Ограждение может быть сплошным или сетчатым. Во многих конструкциях ЗРУ применяется смешанное ограждение — на сплошной части ограждения крепятся приводы выключателей и разъединителей, а сетчатая часть ограждения позволяет наблюдать за оборудованием. Высота такого ограждения должна быть не меньше 1,9 м, при этом сетки должны иметь отверстия размером не более 25 x 25 мм, а ограждения — запираются на замок.

Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте до 2,5 м в установках 3—10кВ и 2,7 м в установках

20 — 35 кВ, должны ограждаться сетками, причем высота прохода под сеткой должна быть не менее 1,9 м.

Осмотры оборудования производятся из коридора обслуживания, ширина которого должна быть не меньше 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования.

Если в коридоре ЗРУ размещены приводы разъединителей и выключателей, то ширина такого коридора управления должна быть соответственно 1,5 м и 2 м.

Если в ЗРУ применяются ячейки КРУ, то ширина прохода для управления и ремонта КРУ выкатного типа должна обеспечивать удобство перемещения и разворота выкатных тележек, поэтому при однорядном расположении ширина определяется длиной тележки плюс 0,6 м, при двухрядном расположении — длиной тележки плюс 0,8 м. При наличии прохода с задней стороны КРУ его ширина должна быть не менее 0,8 м.

Из помещений ЗРУ предусматриваются выходы наружу или в помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями: один выход при длине РУ до 7 м; два выхода по концам при длине от 7 до 60 м; при длине более 60 м — два выхода по концам и дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридоров РУ до выхода не превышало 30 м. Двери из РУ должны открываться наружу и иметь

самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.

ЗРУ должно обеспечивать пожарную безопасность. Строительные конструкции ЗРУ должны отвечать требованиям СНиП, а также правилам пожарной охраны (ППО). Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах — помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями.

При установке в ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслонаполненным оборудованием.

Распределительное устройство должно быть экономичным. Стоимость сооружения РУ складывается из стоимости строительной части, электрического оборудования, электромонтажных работ и накладных расходов. Для уменьшения стоимости строительной части по возможности уменьшают объем здания и упрощают его конструкцию. Значительное уменьшение стоимости достигается применением зданий РУ из сборных железобетонных конструкций.

Для уменьшения стоимости электромонтажных работ и ускорения сооружения РУ широко применяют укрупненные узлы, собранные на специализированной монтажной базе. Такими узлами могут быть камеры и шкафы со встроенным электрооборудованием: камеры для сборных шин и шинных разъединителей, шкафы управления выключателями, шкафы линейных разъединителей и т.п. Для присоединения линий 6—10 кВ в современных распределительных устройствах широко применяют шкафы комплектных распределительных устройств (см. подразд. 6.2). Применение укрупненных узлов позволяет использовать индустриальные методы сооружения ЗРУ с максимальной механизацией электромонтажных работ.

Распределительное устройство, смонтированное из укрупненных узлов, называется сборным. В сборном распределительном устройстве здание сооружается в виде коробки, без каких-либо перегородок, зального типа. Основу камер составляет стальной каркас, а перегородки между камерами выполняют из асбоцементных или гипсолитовых плит.

Уменьшение стоимости распределительных устройств достигается также сооружением их по типовым проектам, которые разрабатываются ведущими проектными организациями. Задачей студентов является выбор той или иной типовой конструкции, которая соответствовала бы схеме электрических соединений и установленному оборудованию.

Ниже рассматриваются некоторые конструкции закрытых

распределительных устройств по типовым проектам, разработанным институтами «Атомэнергопроект», «Энергосетьпроект», а также ВНИПИЭнергопром.

Конструкции ЗРУ 6—10 кВ с одной системой шин

РУ 6—10 кВ с одной системой шин без реакторов на отходящих линиях широко применяются в промышленных установках и городских сетях. В таких РУ устанавливаются маломасляные или безмасляные выключатели небольших габаритов, что позволяет все оборудование одного присоединения разместить в одной камере — ячейке комплектного распределительного устройства (КРУ).

Генераторное распределительное устройство (ГРУ) 6—10 кВ с одной системой сборных шин, разделенных на три секции и групповыми сдвоенными реакторами на линиях, показано на рис. 6.1.

При конструировании РУ необходимо знать размещение оборудования по камерам, для чего вначале вычерчивается схема заполнения.

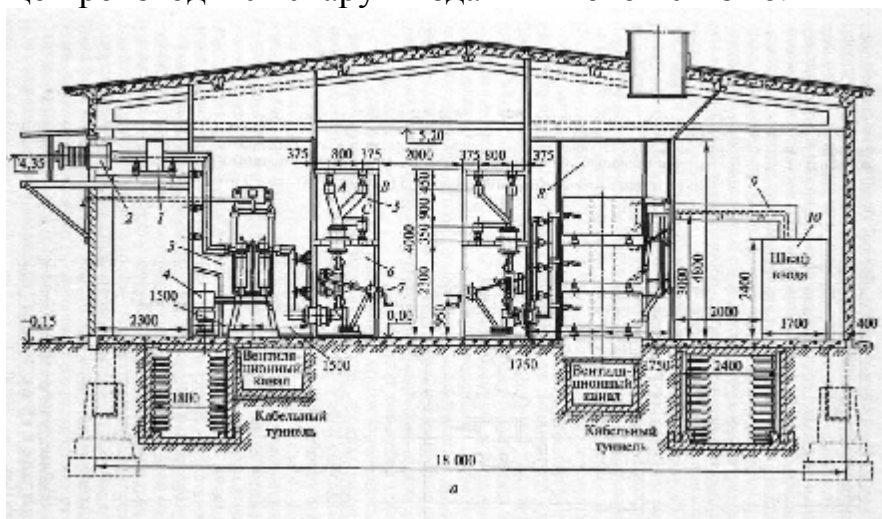
Схема заполнения — это электрическая схема включения основного оборудования и аппаратуры, отражающая их действительное взаимное размещение.

В схеме заполнения условно, без соблюдения масштаба показывается контур здания и камер, расположение оборудования и делаются необходимые поясняющие надписи. Схема заполнения облегчает составление спецификации на оборудование, облегчает понимание конструкции распределительного устройства, но не заменяет конструктивных чертежей распределительного устройства. В некоторых случаях вычерчивается план распределительного устройства, и на нем условными обозначениями показывается размещение оборудования. Такой план-схема заполнения показан на рис. 6.1, б.

В ГРУ предусмотрены три секции сборных шин, к каждой из которых присоединен генератор 63 МВт. К первой и третьей секциям присоединены трехобмоточные трансформаторы связи. На каждой секции установлены два групповых сдвоенных реактора 2 x 2000 А и четыре сборки КРУ с выключателями ВМПЭ-10. Генераторное распределительное устройство рассчитано на ударный ток до 300 кА. Здание ГРУ одноэтажное, с пролетом 18 м, выполняется из стандартных железобетонных конструкций, которые применяются для сооружения и других зданий тепловых электростанций. В центральной части здания в два ряда расположены блоки сборных шин и шинных разъединителей, далее следуют ячейки генераторных, трансформаторных и секционных выключателей, групповых и секционных реакторов и шинных трансформаторов напряжения. Шаг ячейки 3 м. У стен здания расположены шкафы комплектного распределительного устройства. Все кабели проходят в двух кабельных туннелях.

Охлаждающий воздух к реакторам подводится из двух вентиляционных каналов, нагретый воздух выбрасывается наружу через вытяжную шахту. В каналы воздух подается специальными вентиляторами, установленными в трех камерах (1, 2, 3 на рис. 6.1, б).

Обслуживание оборудования осуществляется из трех коридоров: центральный коридор управления шириной 2000 мм, коридор вдоль шкафов КРУ, рассчитанный на выкатку тележек с выключателями, и коридор обслуживания вдоль ряда генераторных выключателей. Следует обратить внимание на то, что все ячейки генераторных выключателей расположены со стороны генераторного распределительного устройства, обращенной к турбинному отделению, а ячейки трансформаторов связи — со стороны открытого распределительного устройства (план-схема заполнения на рис. 6.1, б). Такое расположение позволяет осуществить соединение генераторов и трансформаторов связи с ячейками генераторного распределительного устройства с помощью подвесных гибких токопроводов (см. рис. 6.18). Соединение секций сборных шин 6 кВ в кольцо производится снаружи здания гибкой связью.



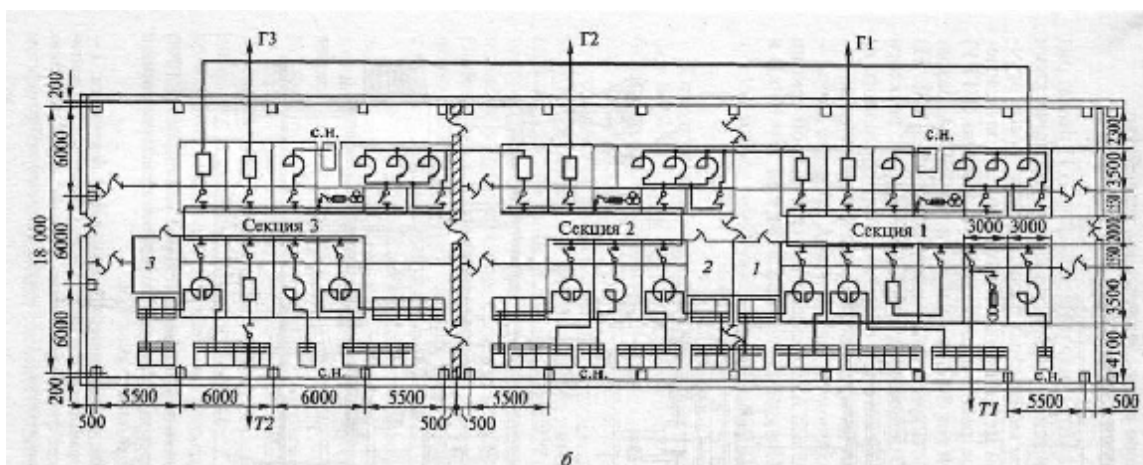


Рис. 6.1. ГРУ 6—10 кВ с одной системой шин и групповыми реакторами:

а — разрез по цепям генератора и группового реактора: 1 — трансформатор тока; 2 — проходной изолятор; 3 — камера генераторного выключателя; 4 — привод выключателя; 5 — блок сборных шин; 6 — блок шинных разъединителей; 7 — привод шинных разъединителей; 8 — камера сдвоенного реактора; 9 — шинпровод; 10 — ячейки КРУ; б — план-схема заполнения: 1, 2, 3 — лентильно-шинные камеры

Крупноблочное распределительное устройство генераторного напряжения КГРУ

Конструкция ГРУ, рассмотренная ранее (см. рис. 6.1), имеет ряд недостатков: тяжелое каркасное здание, ячейки с металлическими каркасами, большой объем монтажных работ, производимых вручную с применением малой механизации. Этих недостатков не имеет крупноблочное главное распределительное устройство (КГРУ) 6—10 кВ на номинальный ток 8000 А и ударный ток 330 кА, разработанное проектным институтом «Атомэнергопроект» [6.3]. На рис. 6.2 показан разрез по цепям генератора и сдвоенного реактора КГРУ для схемы с одной системой сборных шин, состоящих из четырех секций, соединенных в кольцо. Ячейки выключателей, реакторов, разъединителей расположены в два ряда, сборные шины — в один ряд. КГРУ рассчитано на присоединение к каждой секции одного генератора 120 МВт или двух по 60 МВт при $U=10$ кВ и одного генератора 60 МВт при $U=6$ кВ.

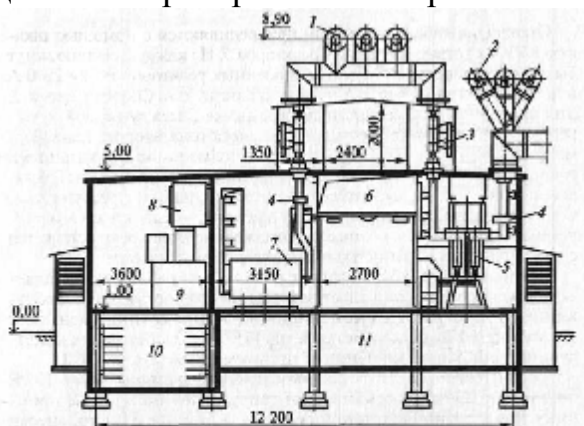
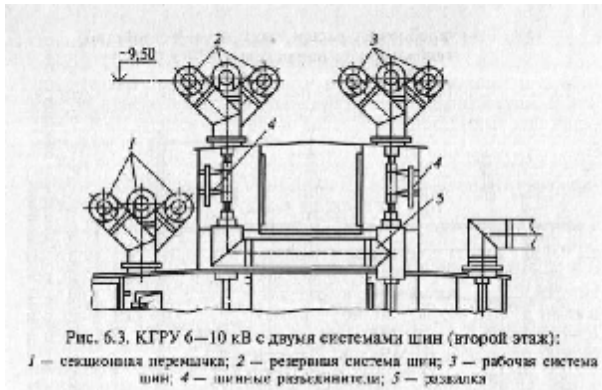


Рис. 6.2. Крупноблочное главное распределительное устройство (КГРУ) с одной системой шин. Разрез по цепям генераторного присоединения и группового реактора:

1 — токипроводы сборных шин; 2 — токипроводы осеванной перемычки; 3 — шинный разъединитель; 4 — трансформатор тока; 5 — выключатель; 6 — вентиляционный короб; 7 — реактор; 8 — шкаф разъединителя; 9 — КРУ отходящих линий; 10 — кабельный туннель; 11 — вентиляционный подвал



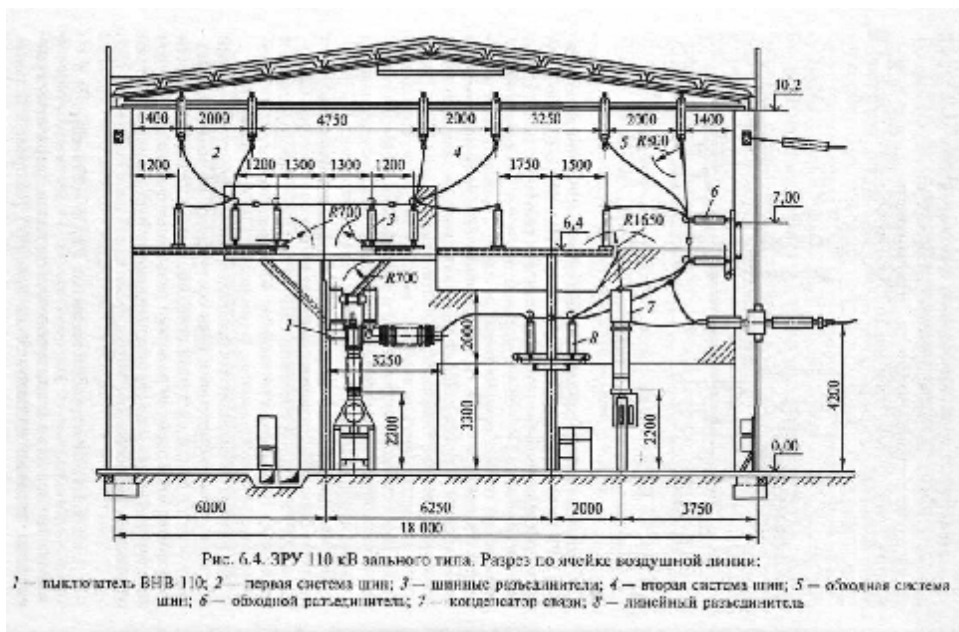
Отходящие кабельные линии присоединяются с помощью шкафов КРУ 9 к ветвям сдвоенных реакторов 7. На каждую секцию могут быть присоединены две группы сдвоенных реакторов по 2 x 2500 А или три группы по 2 x 1600 А и по одной линии с. н. Сборные шины 1, ответвления от них, секционная перемычка 2 между первой и четвертой секциями, а также выходы из ячеек генераторов, трансформаторов связи и линий с. н. выполнены пофазно-экранированными токопроводами (см. подразд. 6.5.2). Шинные разъединители 3 установлены в металлических ячейках с междуфазными перегородками. Ошиновка в ячейках выключателей и реакторов выполняется укрупненными монтажными блоками. Охлаждение ячеек осуществляется с помощью искусственной автоматической вентиляции.

Применение КГРУ повышает надежность работы и упрощает эксплуатацию РУ, сокращает затраты на его сооружение. Сооружение КГРУ с одной системой шин на четыре секции уменьшает затраты на 10%, расход металла на 40%, железобетонных конструкций на 21 % по сравнению с типовыми ГРУ (см. рис. 6.1).

Крупноблочное главное распределительное устройство 6—10 кВ по схеме с двумя системами шин сооружается по тому же принципу, что и с одной системой шин, но, в отличие от него, внесен дополнительный элемент развилки разъединителей от двух систем шин (второй этаж). Все строительные конструкции первого этажа одинаковы для обоих КГРУ (рис. 6.3).

Конструкции закрытых РУ 35—220 кВ

В особых условиях (ограниченность площади, загрязненная атмосфера, суровые климатические условия) распределительные устройства 35 — 220 кВ сооружаются закрытыми. ЗРУ 35 — 220 кВ дороже ОРУ на то же напряжение, так как стоимость здания значительно больше стоимости металлоконструкций и фундаментов, необходимых для открытой установки аппаратуры. В ЗРУ 35 — 220 кВ применяют только воздушные, вакуумные или маломасляные выключатели.



Установка баковых масляных выключателей привела бы к значительному увеличению стоимости РУ за счет сооружения специальных камер и маслосборных устройств.

На рис. 6.4 показано закрытое РУ 110 кВ с двумя рабочими и обходной системами шин. Здание зального типа высотой 10,2 м, одноэтажное. Сборные шины выполнены гибкими проводами и закреплены на гирляндах изоляторов (фазы А, В) и стержневых опорных изоляторах (фаза С). Обслуживание изоляторов, ошиновки, шинных разъединителей производится с помощью передвижных телескопических подъемников. В ЗРУ 110 кВ могут устанавливаться выключатели ВВБ-110, ВВБ-110.

В работающих электроустановках имеются другие конструкции ЗРУ ПО кВ, например двухэтажное с вынесенной наружу обходной системой шин. Последнее обстоятельство является серьезным недостатком, так как значительно увеличивает занимаемую площадь и снижает надежность работы при возможности загрязнения изоляции обходной системы шин.

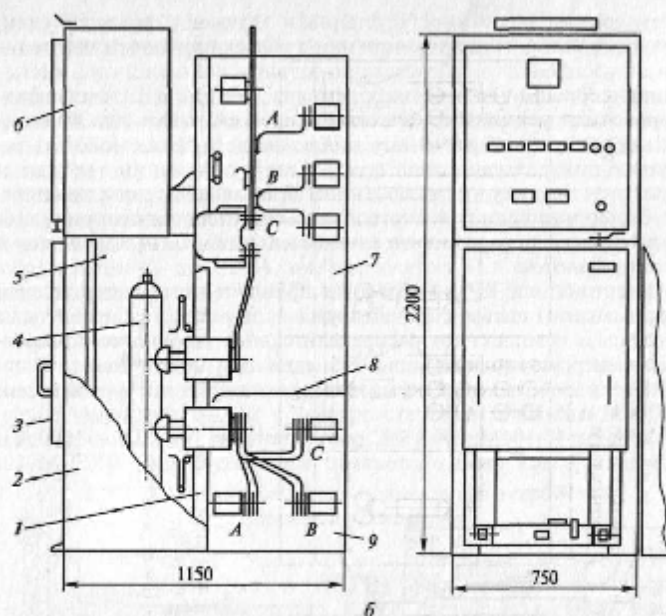
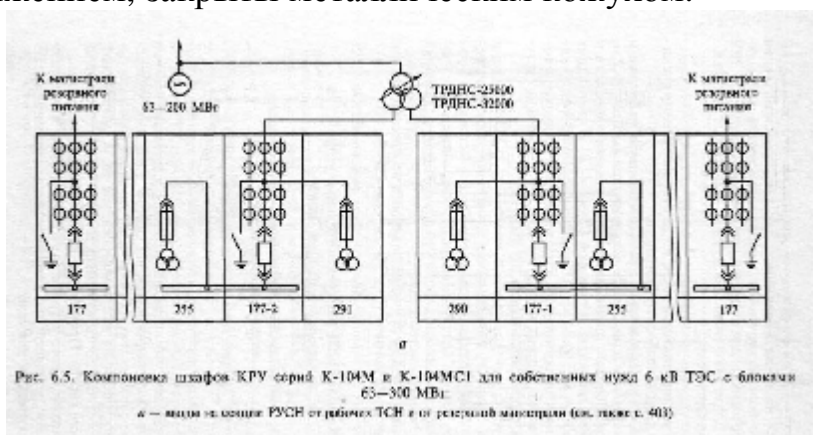
Так же как и для ГРУ 6—10 кВ, наиболее прогрессивным является применение комплектных РУ 35 — 220 кВ.

Комплектные распределительные устройства высокого напряжения

Комплектные распределительные устройства внутренней установки

Комплектное распределительное устройство (КРУ) — это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Шкафы КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Шкафы с полностью

собранным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.



В качестве изоляции между токоведущими частями в КРУ могут быть использованы воздух, масло, пирален, твердая изоляция, инертные газы. КРУ с масляной и газовой изоляцией могут изготавливаться на высокие напряжения 220, 400 и 500 кВ. В КРУ могут применяться обычные аппараты или специально предназначенные для них, могут сочетаться и те и другие. Например, для КРУ 6—10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей — втычные контакты.

Наша промышленность выпускает КРУ 3—35 кВ с воздушной

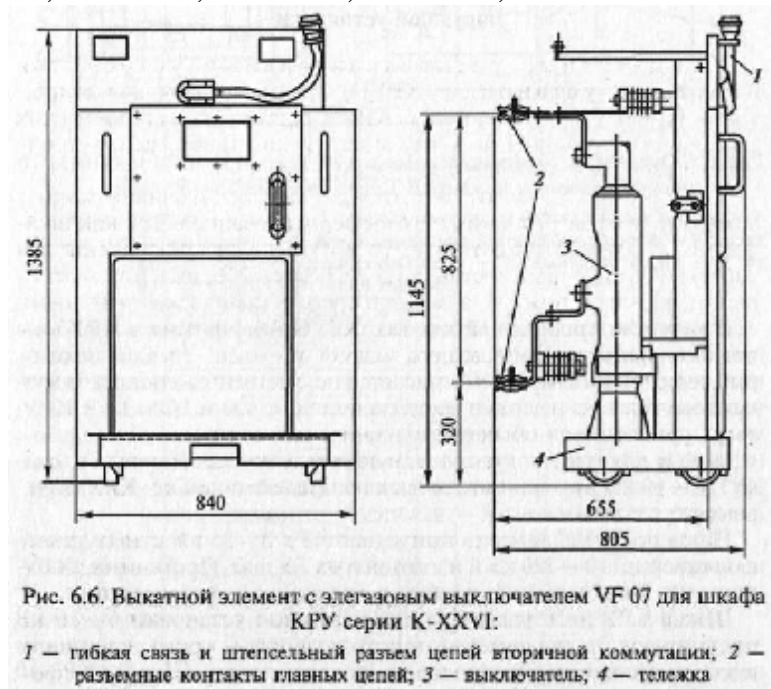
изоляция и 110—220 кВ с изоляцией из элегаза. Применение КРУ приводит к сокращению объема и сроков проектирования.

Шкаф КРУ несгораемыми перегородками разделен на отсеки: выключателя на выдвижной тележке; сборных шин; линейного ввода; релейного шкафа (рис. 6.5). Конструкция шкафов КРУ предусматривает возможность установки тележек с выключателем, трансформатором напряжения или с разъединяющими контактами с перемычкой в рабочем, контрольном положении и выкатывание из шкафа для ревизии и ремонта. Шкафы КРУ имеют блокировочные устройства, не позволяющие вкатывать или выкатывать тележку при включенном выключателе, а также включать заземляющий разъединитель при рабочем положении тележки и вкатывать тележку при включенном заземляющем разъединителе.

Вторичные цепи релейного шкафа соединяются с вторичными цепями выкатного элемента с помощью штепсельных разъемов и гибких шлангов.

Изготовители КРУ в каталогах приводят сетку типовых схем главных цепей шкафов, ориентируясь на которую подбирают типы шкафов и комплектуют распределительное устройство конкретной электроустановки. На рис. 6.5, а показан вариант компоновки КРУ для собственных нужд электростанции шкафами серии К-104М и К-104С.

Шкафы К-104М и К-104С рассчитаны на токи 630—1600 А и комплектуются выключателями: маломасляными ВКЭ-М-10, ВКЭ-10; вакуумными ВВЭ-М-10, ВВПЭ-10, ВБМЭ-10; элегазовыми VF07.12.50, 07.16.50; 12.08.31; 12.12.31; 12.12.40; 12.16.40.



На большие токи этим же предприятием «Мосэлектроцит» производятся КРУ К-105 на токи 2000 — 3150 А. Особенностью серий К-104 и К-105 является размещение сборных шин в нижнем отсеке шкафа и

необходимость двустороннего обслуживания, поэтому шкафы устанавливаются на расстоянии не менее 800 мм от стены. Шкафы КРУ К-XXVI с односторонним обслуживанием позволяют уменьшить ширину помещения. Они рассчитаны на 6—10 кВ, номинальный ток главных цепей до 1600 А, сборных шин — до 3200 А, ток отключения 31,5 кА. В них применяются выключатели ВМПЭ-10, ВВТЭ-М, ВБЧЭ-20 и элегазовые VF07 и VF12. На рис. 6.6 показана выкатная тележка с элегазовым выключателем.

В зависимости от номинального напряжения и тока, типов применяемых выключателей, трансформаторов тока и напряжения, размещения их в шкафу в электроустановках применяются различные типы КРУ, выбор которых производится по каталогам.

Комплектные распределительные устройства наружной установки

Комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН) предназначены для открытой установки вне помещения. КРУН состоят из металлических шкафов со встроенными в них аппаратами, приборами, устройствами защиты и управления.

Шкафы КРУН имеют уплотнения, обеспечивающие защиту аппаратуры от загрязнения и атмосферных осадков. Так как шкафы не абсолютно герметичны, то КРУН не предназначены для работы в среде с влажностью воздуха более 80%, опасной в отношении взрыва и пожара, а также в среде с химически активными газами и токопроводящей пылью. КРУН рассчитаны для работы при температурах окружающего воздуха от -40 до +35 °С. В некоторых сериях КРУН предусматривается искусственный подогрев воздуха внутри шкафа для предотвращения конденсации влаги при резких колебаниях температуры наружного воздуха.

КРУН могут иметь стационарную установку выключателя в шкафу или выкатную тележку с выключателем подобно КРУ внутренней установки.

Шкафы КРУН широко применяются для комплектных трансформаторных подстанций и в открытых РУ электростанций и подстанций. Они разработаны для схемы с одной системой шин.

Шкафы КРЗ-10 (рис. 6.7) для наружной установки 6—10 кВ предназначены для сетей сельского хозяйства, промышленности и электрификации железнодорожного транспорта. Шкафы КРЗ-10 рассчитаны на температуру окружающей среды от +50 до -45 °С. Окружающая среда взрывобезопасна, не содержит газов, испарений и химических отложений, токопроводящей пыли в концентрациях, ухудшающих параметры КРЗ в недопустимых пределах. При низких температурах (25 °С) включается обогрев отсека выключателя, а при -5 °С — обогрев счетчиков и релейной аппаратуры. В шкафах КРЗ уста-

навливаются вакуумные или маломасляные выключатели на номинальные токи 630, 1000 А, ток отключения 20 кА, электродинамическая стойкость 51 кА. На крыше ячейки предусмотрены клапаны, открывающиеся при возникновении дугового разряда и повышении давления внутри шкафа. Обслуживание КРЗ двустороннее. Шкафы поставляются полностью смонтированными блоками по четыре шкафа на общей раме, которые устанавливаются на специальной площадке высотой 30—40 см с твердым покрытием, что позволяет выкатывать тележку из шкафа на время ремонта. Лучшие условия для работы обеспечивают шкафы КРЗД-10, устанавливаемые в два ряда, между которыми образуется коридор обслуживания шириной 2560 мм. Элементы коридора поставляются отдельно.

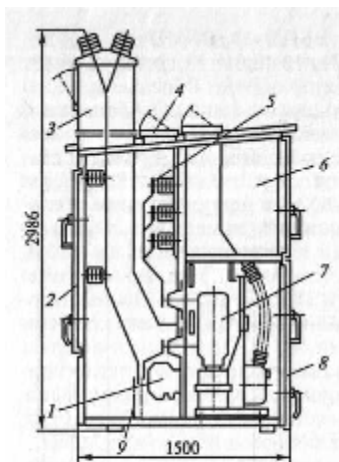


Рис. 6.7. Шкаф воздушного ввода КРУН типа КРЗ-10:

1 — трансформатор тока; 2 — задние двери; 3 — воздушный ввод; 4 — клапан дуговой защиты; 5 — сборные шины; 6 — отсек релейной аппаратуры; 7 — выключатель вакуумный; 8 — двери фасадные; 9 — заземлитель.

Закрытый коридор обслуживания в КРУН серии К-59 образуется передней стенкой коридора со стороны фасада, крышей и торцевыми стенками с дверями, открывающимися наружу. Все эти части поставляются отдельными элементами и собираются на месте. Тележка с выключателем 3 (рис. 6.8) выкатывается в коридор. Сборные шины 10 расположены в нижней части шкафа, так же как в сериях К-104, К-105. Разгрузочный клапан 19 и заземляющий разъединитель 16 обеспечивают более надежную работу автоматики ограничения времени горения открытой дуги КЗ. Шкаф К-59 металлическими перегородками разделен на отсеки: тележки 7, сборных шин 10, ввода 17, шкафа релейного 22.

КРУН может иметь различную конструкцию в зависимости от применяемого оборудования, схем главных и вспомогательных соединений, поэтому при их выборе надо ориентироваться на сетку схем и каталожные данные [6.4, 6.3].

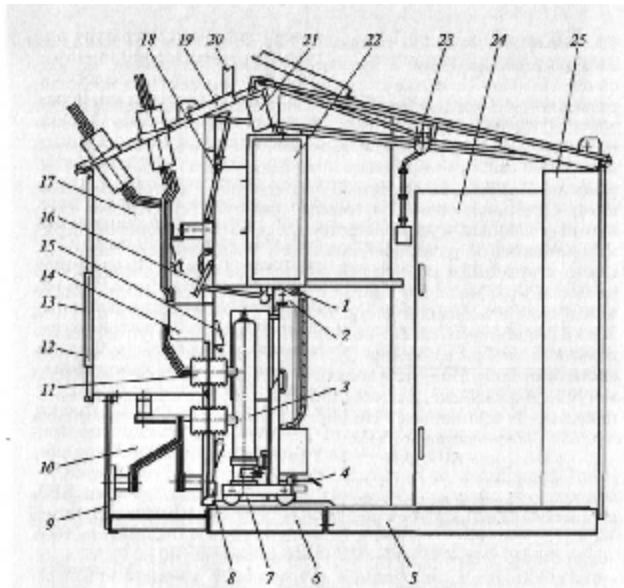


Рис. 6.8. Шкаф индивидуальной ячейки КРУН типа К-59:

1 — разъем штепсельный; 2 — провод заземляющего разъединителя; 3 — тележка с высоковольтным выключателем; 4 — пазы фиксатора положения тележки; 5, 6 — рамы основания блока; 7 — отсек тележки; 8 — электронагреватель; 9 — стенка съемная; 10 — отсек сборных шин; 11 — изолятор проходной с неподвижными раздельношпунными контактами; 12 — перегорелка предохранительная; 13 — дверь отсека шкафа; 14 — трансформатор тока; 15 — шторки шпунтовые; 16 — заземляющий разъединитель; 17 — отсек шваб; 18 — клапан дифференциальный; 19 — клапан разгрузочный; 20 — крышка шкафа; 21 — перегорелка; 22 — шкаф резиновый; 23 — узел освещения; 24 — дверь; 25 — блок релейных шкафов

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией

Применение элегаза SF₆ в качестве изоляции позволяет создать КРУ на высокие напряжения (в мировой практике до 800 кВ). Как было отмечено выше (см. подразд. 4.7.8), элегаз обладает высокими электроизоляционными и дугогасительными свойствами, не токсичен, не горит, не образует взрывоопасных смесей. Выключатели, разъединители, трансформаторы тока с элегазовой изоляцией имеют значительно меньшие габариты, чем такие же аппараты с масляной и фарфоровой изоляцией. Каждый элемент в КРУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ) заключают в герметичный металлический заземленный кожух, заполненный элегазом под избыточным давлением. Отдельные элементы (блоки) соединяют с помощью газоплотных фланцев, а электрические соединения выполняют стержневыми шинами, размещенными в металлических корпусах с элегазом, и втычными контактами розеточного типа. Деление КРУЭ на блоки позволяет при замене одного из них сохранить газовое заполнение в остальной части. Ячейки КРУЭ серии ЯЭ на 110 и 220 кВ разработаны научно-исследовательским институтом высоковольтного аппаратостроения (НИИВА) для схем с одной и двумя системами шин. По функциональному назначению ячейки КРУЭ могут быть линейные, шиносоединительные, трансформаторов напряжения и секционные. На рис. 6.9 показана линейная ячейка

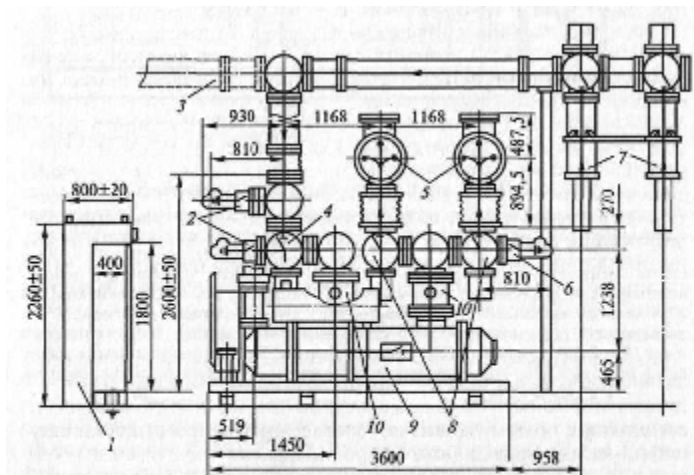


Рис. 6.9. КРУЭ 110 кВ с элегазовой изоляцией. Ячейка линейная ЯЭ-110Л-23У4:

1 — шкаф управления; 2, 6 — заземлители; 3 — вариант присоединения токопровода; 4 — линейный разъединитель; 5 — сборные шины; 7 — кабельные вводы; 8 — шинные разъединители; 9 — выключатель; 10 — трансформатор тока

ЯЭ-110Л-23У4 — ячейка элегазовая, на ПО кВ, линейная 2 — для схемы с двумя системами шин; 3 — разноименные фазы в ряду; У — климатическое исполнение; 4 — категория размещения (в закрытом отапливаемом помещении). Три фазы сборных шин 5 находятся в одном общем металлическом кожухе, что позволяет уменьшить габариты. Электрическая прочность элегаза позволяет это сделать. Ответвления от сборных шин входят в блок шинных разъединителей 8, которые соединены стержневым проводником. Последний может быть заземлен с помощью заземлителя 6. Далее следует блок трансформатора тока 10 и выключатель 9. Начиная с шинных разъединителей, фазы ячейки разделены. При выходе из выключателя установлен еще один блок трансформаторов тока 10. Через переходные блоки токоведущие части подходят к линейному разъединителю 4 с двумя заземлителями 2. Ячейка присоединяется к кабельному вводу 7. Для каждого полюса предусмотрен шкаф управления 1, в котором находятся ключи управления разъединителями, электроконтактные манометры, ряды контактных зажимов всех вторичных цепей полюса, контакторы, аппаратура дистанционного привода, блокировок и др. Избыточное давление элегаза в выключателе составляет 0,6 МПа, в отсеке трансформатора напряжения — 0,4 МПа, в других элементах — 0,25 МПа.

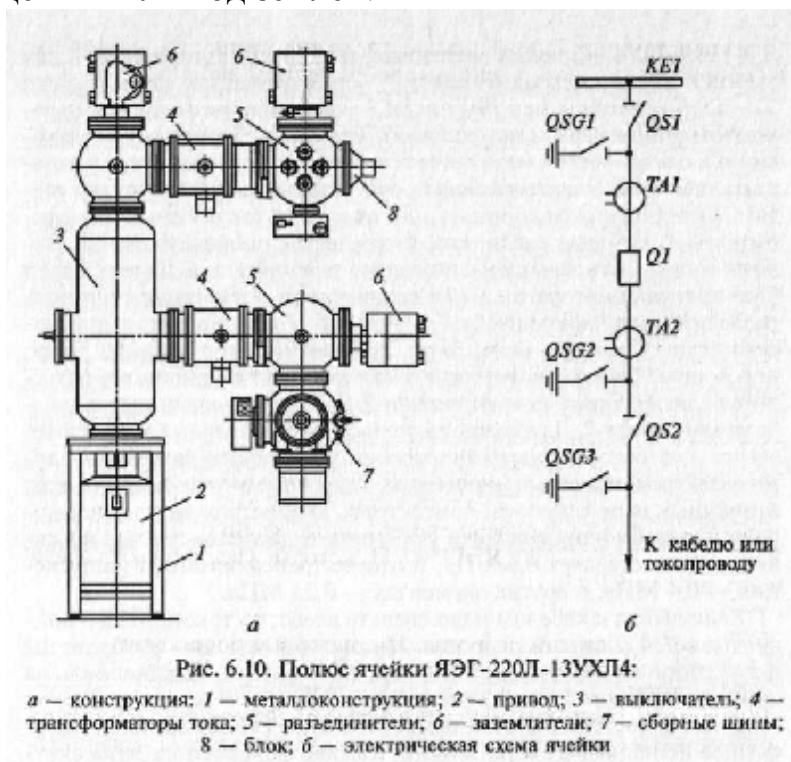
Если вывод к кабелям надо сделать влево, то токопровод 3 присоединяется с другой стороны. На рис. 6.9 условно изображены фазы сборных шин, разъединители, заземлители, выключатель на соответствующих блоках ячейки.

В КРУЭ на 220 кВ в отличие от КРУЭ на 110 кВ принято однофазное исполнение сборных шин. Каждая фаза расположена внутри заземленных металлических корпусов и крепится литыми эпоксидными изоляторами. Таким образом, ячейки КРУЭ выполняются с отдельными фазами, все оборудование, включая сборные шины, разнесено по фазам (рис. 6.10).

Блок сборных шин 7 в ячейках ЯЭГ-220 расположен в нижней части, а выключатель 3 — вертикально. Кабельные выводы присоединяются к блоку 8. Расположение всех остальных блоков можно проследить по схеме электрических соединений ячейки.

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией имеют следующие достоинства: уменьшение требуемой площади в 10—15 раз, увеличение межремонтных периодов, полную автоматизацию обслуживания, полную пожаро- и взрывобезопасность, биологическую безопасность для окружающей среды (отсутствие электрических и магнитных полей, низкий уровень шума, отсутствие радиопомех).

Недостатками являются относительно высокая стоимость элегаза, ограничение нижних рабочих температур окружающего воздуха (не ниже -5 °С), что приводит к необходимости установки КРУЭ в закрытых помещениях или под землей.



Причиной ограничения нижних температур является сжижение элегаза при -30 °С, а следовательно, изменение в сторону ухудшения его изоляционных и дугогасительных свойств. Для открытой установки КРУЭ в местностях, где температура воздуха опускается ниже -30 °С, должен быть решен вопрос о возможности подогрева элегаза и всего выключателя.

Применение КРУЭ позволяет выполнить компактные городские понижающие подстанции 220/110/10 кВ в центре нагрузок, что очень важно в застройках большой плотности и на промышленных предприятиях.

КРУЭ находит применение:

на объектах металлургии и химии, а также на ТЭЦ с сильно

загрязненной атмосферой;

в труднодоступных районах, особенно вечной мерзлоты, с полностью автоматизированными подстанциями;

в береговых районах с солевыми туманами;

на гидростанциях в скальном грунте, с ограниченными площадями для подстанции;

на подстанциях 750 кВ и выше, где эксплуатация традиционного оборудования затруднена по соображениям экологии.

Строительство подстанций с КРУЭ дает экономию строительно-монтажных работ, в 7—8 раз сокращает расход металлоконструкций. Применение КРУЭ имеет большие перспективы.

Кроме рассмотренных выше серий КРУЭ, применяются герметизированные элегазовые РУ, выпускаемые фирмой АББ. КРУЭ серии ELK и ЕХК собираются из отдельных модулей по различным схемам. Достоинством этой серии являются: компактность; низкая чувствительность к внешним воздействиям; повышенная безопасность и надежность; небольшая масса (ячейка ЕХК с электронно-оптическим трансформатором напряжения имеет массу 2500 кг, а ячейка ЯЭ с трансформатором напряжения ЗНОГ-110 — 3600 кг); большой срок службы и др.

Устройства КРУЭ компании АББ выпускаются на напряжения 72,5 — 170 кВ; 245—525 кВ; 800 кВ. В 1998 г. постоянно находились в эксплуатации около нескольких миллионов элегазовых аппаратов различного типа. ОАО «Электромеханический завод» (г. Санкт-Петербург) выпускает усовершенствованные ячейки ЯГК-ПОЛ-23, ЯЭГ-220Л1, ЯЭГ-220Л0, ЯЭГ-500/11, которые увеличивают надежность работы КРУЭ.

Комплектные трансформаторные подстанции

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) изготавливаются на заводах и крупноблочными узлами доставляются на место монтажа. Широкое внедрение КТП позволило индустриализовать и ускорить монтаж подстанций, обеспечить максимальную безопасность при обслуживании, уменьшить габариты подстанций.

На подстанциях энергосистем применяются КТП наружной установки с высшим напряжением 35 и 110 кВ, схемы которых приведены в гл. 5 (см. рис. 5.8, 5.9, 5.22).

На двухтрансформаторных КТП может предусматриваться схема мостика с отделителями или выключателями (для КТП 35 кВ). Со стороны 6—10 кВ применяются КРУН. Все узлы ОРУ 35, 110 и 220 кВ и КРУН 6—10 кВ изготавливаются на заводе, в поставку завода не входит лишь силовой трансформатор.

Самарским заводом «Электрощит» выпускаются комплектные трансформаторные подстанции из блоков заводского изготовления КТПБ(М). На рис. 6.11 представлена комплектная подстанция 35/10 кВ с

двумя трансформаторами, выполненная по типовой схеме 35-5АН-2 [5.5] (схема мостика с выключателями) на стороне 35 кВ. На стороне 10 кВ применена схема с одной секционированной системой шин.

КТП Б монтируется из укрупненных блоков: линии, ввода, шинных аппаратов, разъединителей, выключателей, опорных

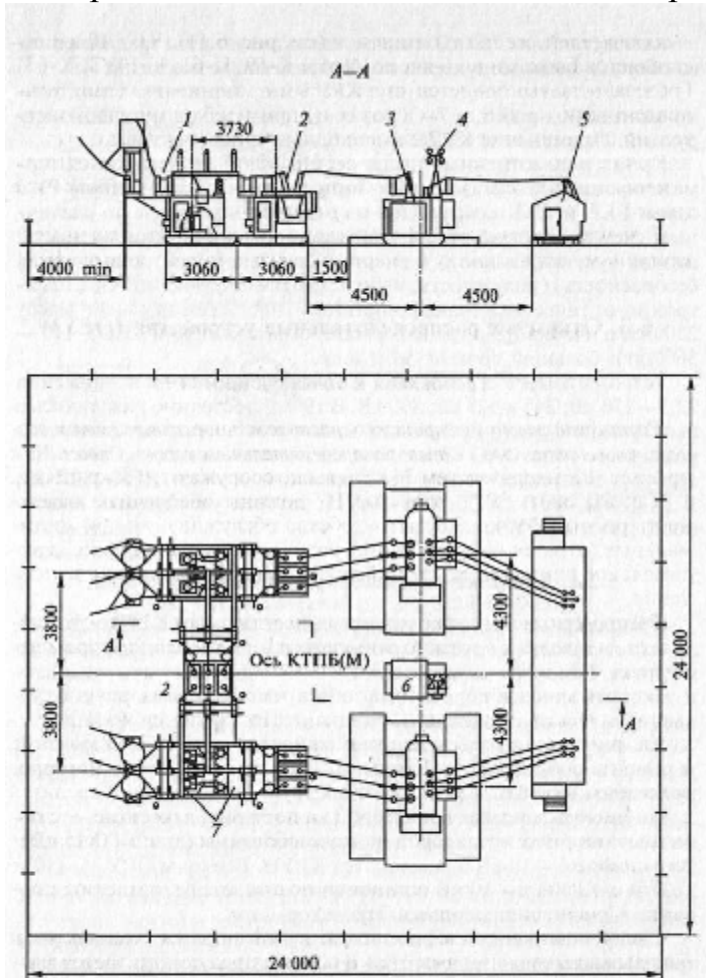


Рис. 6.11. Комплектная трансформаторная подстанция 35/10 кВ с двумя трансформаторами:

1 — блок ввода линии и трансформатор напряжения; 2 — блок выключателя; 3 — блок силового трансформатора; 4 — установка осветительная; 5 — КРУН 10 кВ; 6 — шкаф высокочастотной связи; 7 — жесткая ошиновка ОРУ 35 кВ

выключателей, жесткой ошиновки (см. рис. 6.11). КРУ 10 кВ поставляется блоками по 6 ячеек (серий К-59, К-61, К-59УЗ, К-63). Грозозащита выполняется стержневыми молниеотводами, установленными на концевых опорах и, при необходимости, на отдельно стоящих опорах. Заземление контурное, расчет его выполняется при проектировании. На КТПБ(М) могут устанавливаться заземляющие дугогасящие реакторы и линейные регулировочные трансформаторы, если это подтверждено расчетом.

С другими типами КТПБ(М) можно познакомиться по номенклатурному справочнику Самарского завода «Электротит» [6.3].

Лекция9. Открытые распределительные устройства (ОРУ)

Требования к конструкциям ОРУ

Распределительное устройство, расположенное на открытом воздухе, называется открытым распределительным устройством. Как правило, РУ напряжением 35 кВ и выше сооружаются открытыми.

Так же как и ЗРУ, открытые РУ должны обеспечить: надежность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность расширения, максимальное применение крупноблочных узлов заводского изготовления.

Расстояние между токоведущими частями и от них до различных элементов ОРУ должно выбираться в соответствии с требованиями ПУЭ [1.12].

Все аппараты ОРУ располагаются на невысоких основаниях (металлических или железобетонных). По территории ОРУ предусматриваются проезды для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования. Шины могут быть гибкими из многопроволочных проводов или из жестких труб. Гибкие шины крепятся с помощью подвесных изоляторов на порталах, а жесткие — с помощью опорных изоляторов на железобетонных или металлических стойках.

Применение жесткой ошиновки позволяет отказаться от порталов и уменьшить площадь ОРУ.

Под силовыми трансформаторами, масляными реакторами и баковыми выключателями 110 кВ и выше предусматривается маслоприемник, укладывается слой гравия толщиной не менее 25 см, и масло стекает в аварийных случаях в маслосборники. Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты, автоматики и воздухопроводы прокладывают в лотках из железобетонных конструкций без заглабления их в почву или в металлических лотках, подвешенных к конструкциям ОРУ.

Открытое РУ должно быть ограждено.

ОРУ имеют следующие преимущества перед закрытыми:

- меньше объем строительных работ, так как необходимы лишь подготовка площадки, устройство дорог, сооружение фундаментов и установка опор, в связи с этим уменьшаются время сооружения и стоимость ОРУ;

- легче выполняются расширение и реконструкция;

- все аппараты доступны для наблюдения.

В то же время открытые РУ менее удобны в обслуживании при низких температурах и в ненастье, занимают значительно большую площадь, чем ЗРУ, а аппараты на ОРУ подвержены запылению, загрязнению и колебаниям температуры.

Конструкции ОРУ разнообразны и зависят от схемы электрических соединений, от типов выключателей, разъединителей и их взаимного

расположения. Ниже рассмотрены примеры выполнения ОРУ разных напряжений.

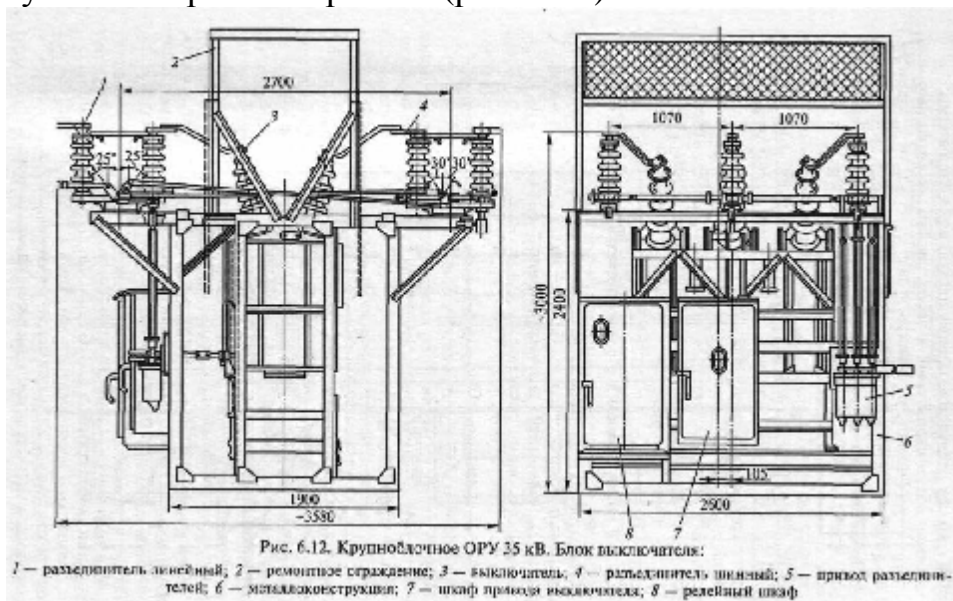
Конструкции ОРУ с разъединителями поворотного типа

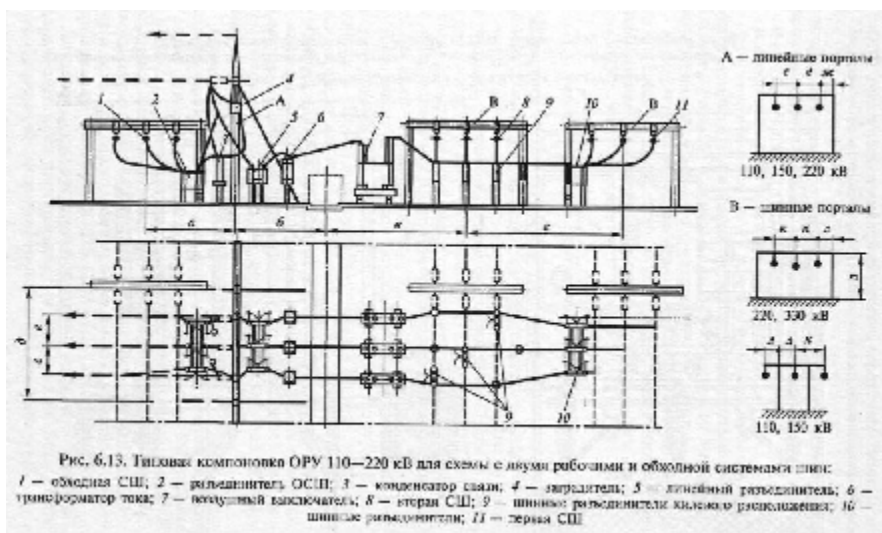
Открытое ОРУ 35 кВ по схеме с одной секционированной системой шин сооружается из блоков заводского изготовления (рис. 6.12). В таком ОРУ все оборудование смонтировано на заводе и готовыми блоками поставляется для монтажа. Сборные шины, к которым присоединяются блоки, могут быть гибкими или жесткими. Разъединители в блоках расположены на небольшой высоте, что облегчает их ремонт. Для безопасности обслуживания блоки имеют сетчатое ограждение.

Блок выключателя — это металлическая конструкция, на которой смонтированы выключатель, шинный и линейный разъединители. Привод выключателя установлен в шкафу, закрепленном на той же металлической конструкции. Выключатель и разъединители заблокированы между собой для предотвращения неправильных операций. Аппараты релейной защиты, автоматики, измерения и сигнализации размещаются в релейном шкафу рядом со шкафом привода. Такие блоки применяются для ввода линии, секционирования и ввода от трансформатора.

Блок шинных аппаратов также представляет собой металлическую конструкцию, на которой смонтированы разъединители с двумя заземляющими ножами и трансформатор напряжения ЗНОМ-35. На конструкции крепится релейный шкаф наружной установки. Вся регулировка и наладка оборудования в пределах блока осуществлены на заводе, что значительно облегчает монтаж и включение подстанции в работу. Блоки рассмотренной конструкции применяются в КТПБ 110/35/6(10) кВ (см. рис. 6.11).

Для широко распространенной схемы с двумя рабочими и обходной системами шин применяется типовая компоновка ОРУ, разработанная институтом «Энергосетьпроект» (рис. 6.13).





Размеры основных элементов компоновки в зависимости от напряжения указаны в табл. 6.

Таблица 6 Размеры типового ОРУ по схеме с двумя рабочими и обходной системами шин

Размеры по рис. 6.13	Размеры, м, при напряжении, кВ			Размеры по рис. 6.13	Размеры, м, напряжении		при кВ 220
	110	150	220		110	150	
а	8	11,5	11,75	е	2,5	3	4
б	9	9,5	12	ж	2	2,55	3,7
в	12,5	15	18,25	з	7,5	8,0	11,0
г	10,5	16	20,5	к	3	4,35	4
д	9	11,1	15,4	л	1,5	2,13	3,25

Из рис. 6.13 видно, что каждый полюс шинных разъединителей 9 второй системы шин расположен под проводами соответствующей фазы сборных шин. Такое расположение (килевое) позволяет выполнить соединение шинных разъединителей (развилку) непосредственно под сборными шинами и на этом же уровне присоединить выключатель 7.

Рассмотренные разъединители имеют пополюсное управление.

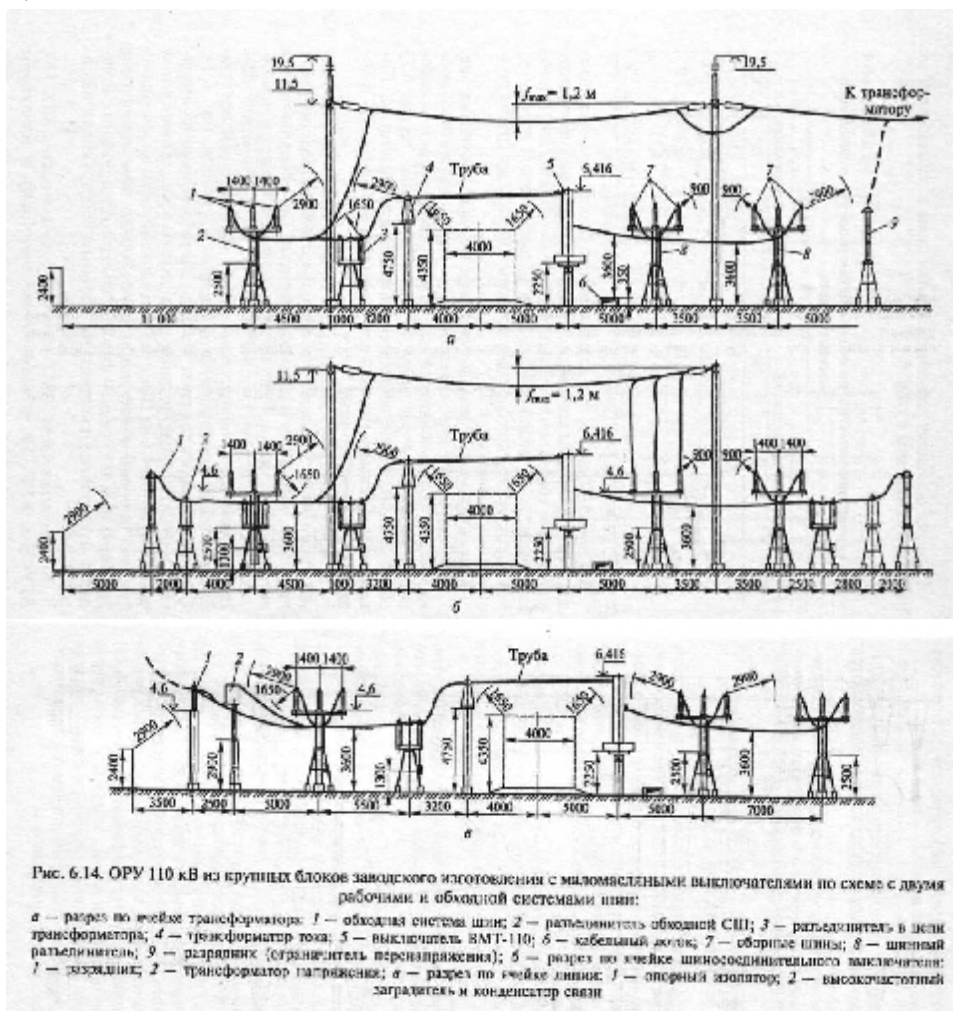
Ошиновка ОРУ выполняется гибким сталеалюминиевым проводом. При большой нагрузке или по условиям проверки на коронирование в каждой фазе могут быть два-три провода. На рис. 6.13 сборные шины и ошиновка ячеек выполнены проводами АС. Линейные и шинные порталы и все опоры под аппаратами — стандартные, железобетонные.

Большое количество порталных конструкций в рассмотренном типовом ОРУ вызывает необходимость производства работ на высоте, затрудняет и удорожает монтаж. Если сборные шины выполнить жесткими, то шинных порталов не требуется, а монтаж облегчается. Конструкция такого ОРУ 110 кВ, разработанная институтом «Энергосетьпроект» с применением крупноблочных узлов заводского

изготовления, показана на рис. 6.14. Сборные шины выполнены трубами, закрепленными на изоляторах ОНС-110-1000, которые установлены на железобетонных опорах высотой 4,6 м. Шинные разъединители расположены на типовой опорной конструкции ниже сборных шин, причем все три полюса — под средней фазой. Разъединители шинных аппаратов и линейные крепятся на опорных конструкциях высотой 2,5 м.

Вместо выключателя ВМТ-110 могут устанавливаться ВВК-110, ВГУ-110, ВГТ-110, в этом случае ошиновку и изоляторы рассчитывают на ударный ток 80 кА, междуфазное расстояние увеличивается до 2 м, общая длина ячейки — на 5 м.

Кабели и воздухопроводы проложены в лотках из железобетонных плит, которые служат одновременно пешеходными дорожками. В местах пересечений с дорогой лотки прокладываются под проезжей частью дороги.



Площадь распределительного устройства такого типа меньше площади типового, сокращается расход сборного железобетона и металлоконструкций, снижается стоимость строительно-монтажных работ.

Конструкции ОРУ 330 — 500 кВ с подвесными разъединителями

Для схемы с полутора выключателями на цепь широко применяется

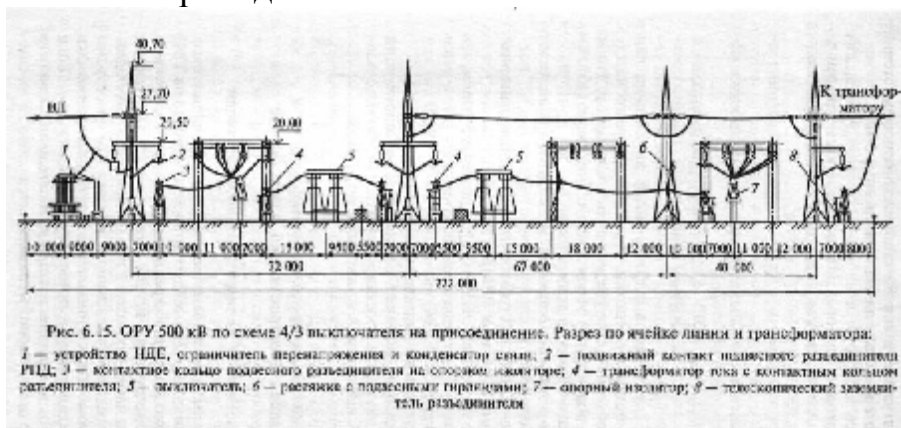
компоновка с трехрядной установкой выключателей. В таком ОРУ необходимо сооружение дорог вдоль трех рядов выключателей, что значительно увеличивает длину ячеек (157,4 м). Расстояние между фазами выключателей 330 кВ принимается 7,5 — 8 м для того, чтобы автокран мог подъехать к любой фазе во время монтажа или ремонта.

При ремонтно-монтажных работах высшая точка крана может находиться на высоте 16 м. Учитывая, что минимальное расстояние от крана до проводов, находящихся под напряжением, принимается равным 4 м, а стрела провеса проводов — 3 м, высота опор ОРУ принята 23 м.

ОРУ 500 кВ по такой же компоновке имеет длину ячейки 249,4 м, а шаг ячейки 28 м. Общие размеры ОРУ настолько возрастают, что его трудно разместить на площадке электростанции. С целью уменьшения размеров ОРУ 500 кВ возможно применение других компоновок, например с шахматным расположением выключателей в два ряда. Возможен отказ от сооружения трех дорог вдоль трех рядов выключателей, если высоту ступеней под оборудованием принять по 4 м, что обеспечивает возможность проезда ремонтно-монтажных механизмов и подготовку их к работе без снятия напряжения на соседних цепях.

Существенно сокращаются ширина ОРУ, количество ветвей изоляции, длина ошиновки, расход железобетона на сваи при использовании в ОРУ 500 кВ подвесных разъединителей.

На рис. 6.15 показано ОРУ 500 кВ по схеме 4/3 выключателя на присоединение, разработанное Уральским отделением «Теплоэлектропроекта». Конструкция ОРУ 500 кВ предусматривает двухрядное расположение выключателей и применение подвесных разъединителей. Присоединение каждого трансформатора (см. рис. 6.15) выполняется с помощью ошиновки верхнего яруса, а затем через подвесной разъединитель 4 и выключатель 5 — к одной системе шин. Ошиновка от выключателя к сборным шинам поддерживается растяжками с подвесными гирляндами 6.



Подвижная часть подвесных разъединителей 2 подвешивается на гирляндах изоляторов к консолям и траверсам опор и порталов. Неподвижная часть монтируется на трансформаторах тока, напряжения

или опорных изоляторах. Опускание и подъем подвижной части разъединителя производится гибким тросом, связанным через блоки с приводом разъединителя.

Для заземления отключенных цепей применены телескопические заземлители 8.

Рассматриваемая компоновка предусматривает установку в линиях 500 кВ шунтирующих реакторов.

Разработана конструкция ОРУ с продольным расположением выключателей (параллельно сборным шинам) для схем четырехугольника, трансформатор — шины с присоединением линий через два и полтора выключателя и схемы 3/2. В этом случае над выключателем отсутствует ошиновка, вдоль выключателей между полюсами проходит дорога и не требуется специальных заездов к аппаратам. Автокраны и другие ремонтные механизмы устанавливаются у выключателей прямо по ходу движения.

Для ОРУ 750 кВ по схеме 3/2 наиболее прогрессивной является компоновка с однорядным расположением выключателей, подвесными разъединителями и ограничителями перенапряжений ОПНИ-750 вместо разрядников РВМК-750М [6.5].

Применение ограничителей ОПН и ОПНИ позволяет уменьшить междуфазные расстояния, а следовательно, уменьшить шаг ячейки ОРУ. На Саяно-Шушенской ГЭС шаг ячейки ОРУ 500 кВ снижен благодаря применению ограничителей ОПН с 31 до 24 м [6.1].

Поскольку отразить в учебнике все многообразие конструкций ОРУ невозможно, в учебном проектировании необходимо пользоваться справочной литературой и типовыми проектами.

Размещение РУ на территориях районных и узловых подстанций

Все сооружения на площадке подстанции должны размещаться так, чтобы при строительстве и монтаже, а также при ремонтах оборудования можно было использовать различные передвижные и стационарные грузоподъемные устройства.

На рис. 6.11 показан план КТПБ 35/10 кВ, из которого видно, что подъезд транспорта возможен к блокам ввода, блокам выключателей, к трансформаторам и КРУН. Площадка подстанции подготовлена для перемещения грузов и монтажа блоков. На подстанциях более высокого напряжения во всех ОРУ предусматриваются дороги вдоль рядов выключателей (см. рис. 6.13—6.15) и вдоль трансформаторов.

Контрольные и силовые кабели с. н. прокладывают в наземных лотках. В общеподстанционном пункте управления (ОПУ) расположены панели управления собственных нужд и релейной защиты, устройство связи, мастерская для приезжих ремонтных бригад, служебная комната и др.

Для ревизии трансформаторов напряжением до 220 кВ

предусматривается площадка около трансформаторов с возможностью использования автокранов. На подстанциях с мощными трансформаторами (автотрансформаторами) напряжением 220 кВ и выше ревизия производится с помощью совмещенного портала, к которому прикреплена ошиновка трансформатора, а усиленная траверса портала рассчитана на подъем козла или магнитопровода с обмотками.

На подстанциях соединение силового трансформатора с РУ 6—10 кВ может выполняться шинным мостом. Жесткие шины крепятся на штыревых изоляторах, установленных на металлических или железобетонных конструкциях. Расстояния между фазами и изоляторами принимаются по расчету, обычно для установок 6—10 кВ расстояния между фазами составляет 0,6 — 0,8 м, между изоляторами 1 — 1,5 м. На выводе из РУ и около трансформатора предусмотрены шинные компенсаторы. Достоинство такого соединения — простота, а при небольшой длине — надежность и экономичность. С увеличением длины шинного моста увеличивается количество изоляторов, возрастает стоимость и снижается надежность, так как более вероятно перекрытие по изоляторам, особенно при их загрязнении. Это привело к тому, что на тепловых электростанциях открытые шинные мосты обычно не применяют. На гидроэлектростанциях соединение генераторов с повышающим трансформатором может выполняться шинным мостом.

Лекция10. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие

$$U_{ап.ном} \geq U_{уст.ном} ,$$

где $U_{ап. ном}$ - номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст.ном}$ - номинальное напряжение установки (среднее номинальное напряжение сети).

Значение напряжений у выбираемых аппаратов не должны быть меньше напряжений цепей, в которых эти аппараты устанавливаются. Все выключатели могут применяться в сетях более низкого напряжения, чем напряжение U_n , но тогда их предельная отключаемая мощность (ток) уменьшается пропорционально уменьшению напряжения (при применении выключателей 10 кВ в сетях 6 кВ - в 1.67 раза, выключателей 35 кВ в сетях 20 кВ - в 1.75 раза и т.д.).

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}} ,$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ - максимально возможный рабочий ток присоединения.

Ток нагрузки, протекающий через аппарат, $I_{\text{раб.мах}}$ не должен превышать значение тока, указанную в каталожных данных аппарата.

Следует, однако, различать нормальный и форсированный рабочие режимы. Форсированный режим возникает при использовании перегрузочной способности трансформаторов и кабелей, отключении одной из параллельных линий, неблагоприятном распределении нагрузки в цепях секционных и междушинных выключателей, неравномерной нагрузке плеч сдвоенного реактора, наконец, при понижении напряжения на зажимах генератора и одновременной необходимости сохранения его номинальной мощности. Выбранные предварительно аппараты проверяются на электродинамическую и термическую устойчивость токам короткого замыкания. При проверке аппарата и токоведущих частей РУ на термическую и динамическую стойкость за расчетный вид короткого замыкания принимают трехфазное короткое замыкание.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}} \text{ или } I_y \leq I_y .$$

Здесь $i_{\text{мах}}$ и $I_{\text{мах}}$ - соответственно максимально допустимое амплитудное и действующее значения сквозного тока аппарата.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами к.з., для чего необходимо знать длительность к.з., $t_{\text{откл}}$ или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется суммой двух времен - собственным временем отключения выключателя $t_{\text{в}}$ и собственным временем срабатывания защиты, которое по большей части можно принимать равным 0,01 с. Собственное время отключения выключателя с приводом должно находиться в пределах (в секундах):

Сверхбыстродействующие	_____	0,04 – 0,06;
Быстродействующие	_____	0,06 – 0,08;
Ускоренного действия	_____	0,08 – 0,12;
Небыстродействующие	_____	0,12 – 0,25;

Для проверки аппаратов на термическую стойкость нужно определить величину $W_{\text{к}}$ теплового импульса к.з., характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время $t_{\text{отк}}$

$$B_k = \int_0^{t_{откл}} i_{kt}^2 dt = B_{kn} + B_{ka},$$

где i_{kt} - мгновенное значение тока к.з. в момент t ;

B_{kn} и B_{ka} - тепловой импульс периодического и аperiodического токов соответственно.

При удаленном к.з.

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a).$$

При к.з. вблизи генераторов и наличии системы величины B_{kn} и B_{ka} определяются отдельно

$$B_{kn} = B_{nc} + B_{nz} + B_{nzc}.$$

Отдельно определяется тепловой импульс от периодического тока системы:

$$B_{nc} = I_c^2 t_{откл};$$

от периодического тока генераторов:

$$B_{nz} = B_{nz}^* I_{z0}^2 t_{откл}, \text{ где } B_{nz}^* = \frac{\int_0^{t_{откл}} i_{nzt}^2 dt}{I_{z0}^2 t_{откл}};$$

от совместного действия токов системы и генераторов:

$$B_{nzc} = 2 I_c I_* I_{z0} t_{откл}, \text{ где } I_* = \frac{\int_0^{t_{откл}} i_{nzt} dt}{I_{z0} t_{откл}}.$$

Здесь B_{nz}^* и I_* - относительные тепловой и токовый импульсы периодического тока генератора, определяемые по кривым.

Тепловой импульс от аperiodического тока генераторов и системы определяют как

$$B_{az} = I_c^2 T_{ac} + I_{z0}^2 T_{az} + \frac{4I_c I_{z0}}{\frac{1}{T_{ac}} + \frac{1}{T_{az}}},$$

где T_{ac} - постоянная времени для апериодического тока в цепи системы;
 T_{az} - постоянная времени для апериодического тока в цепи генераторов станции.

Условием термической устойчивости аппаратов является

$$B_k \leq I_t^2 t,$$

где I_t - ток термической устойчивости аппарата для определенного времени действия его (односекундный, трехсекундный, пятисекундный или десятисекундный ток термической устойчивости);

t - время, соответствующее току термической устойчивости.

Согласно ПУЭ не проверяют на термическую устойчивость аппараты и оборудование, защищенное плавкими предохранителями, и провода воздушных линий.

На динамическую устойчивость не проверяют аппараты и проводники в ячейках трансформаторов напряжения и оборудование, защищенное плавкими предохранителями с малым номинальным током, т.к. такие предохранители являются токоограничивающими.

Выбор выключателей и плавких предохранителей

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные малообъемные или многообъемные, воздушные, элегазовые, вакуумные, электромагнитные и т.д.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам коротких замыканий. Для выбранного выключателя указывается тип привода.

Отключающую способность выключателя характеризуют номинальный симметричный ток отключения $I_{откл.н}$ (приведен в каталогах) и номинальное относительное содержание апериодической составляющей β_H (определяется по кривой $\beta_H=f(t)$ для времени t от момента возникновения к.з. до начала размыкания контактов).

Для проверки на отключающую способность необходимо знать $I_{нп}$ и $I_{ат}$ из расчетов токов к.з. Если расчет производится для небыстродействующих выключателей, собственное время которых

превышает 0,08 с, аperiодическим током вообще можно пренебречь, т.к. его относительное содержание в полном токе при таком времени становится меньше 0,15.

Результаты выбора сводятся в следующую таблицу.

Выбор выключателей		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{no} = \frac{E_S}{X_S + DX^{(n)}}$ $i_{y\delta} = \sqrt{2}I_{no} \times K_{y\delta}$ $I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{ном}}$ $i_{at} = \sqrt{2}I_{no}e^{\frac{-t}{T_a}}$ $i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \times b_{норм}}{100} I_{откл.ном}$ $i_{откл.ном} = \sqrt{2}I_{откл.ном} \left(1 + \frac{b_{норм}}{100}\right)$ $B_K = I_{no}^2 (B_k^* t_{отк} + T_a)$	$U_{ном}$ $I_{ном}$ $I_{вкл}$ $i_{вкл}$ $I_{пр.скв}$ $i_{пр.скв}$ $I_{тер}^2 t_{отк}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{max}$ $I_{вкл} \geq I_{no}$ $I_{пр.скв} \geq I_{no}$ $i_{пр.скв} \geq i_{y\delta}$ $I_{тер}^2 t_{отк} \geq B_K$ $I_{откл.ном} > I_{no}$ $i_{a.ном} \geq i_{at}$

Автоматический выключатель (автомат) - это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах. Возможно использование автоматов для нечастых (6-30 раз в сутки) оперативных включений и отключений цепей.

Автоматические выключатели изготавливают для цепей переменного и постоянного тока одно-, двух-, трех- и четырехполюсными.

Выбор автоматических выключателей производится по:

- 1) напряжению установки: $U_{ном} = U_{сет.ном}$;
- 2) роду тока и его величине: $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $k_{не} I_{ном} \geq I_{прод.расч}$;
- 3) конструктивному исполнению;
- 4) коммутационной способности $I_{откл.ном} \geq I_{nt} \approx I_{no}$,

где $I_{откл.ном}$ - ток предельной коммутационной способности автомата;

I_{nt} - ток КЗ в момент расхождения контактов (если в расчете отсутствует, то принимают $I_{nt} \approx I_{no}$);

- 5) включаемому току $i_{вкл} \geq i_{y\delta}$,

где $i_{y\delta}$ - ударный ток КЗ;

$i_{вкл}$ - амплитудное значение номинального тока включения;

б) термической стойкости $I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k$,

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости автомата (если не задан, то принимают $I_{тер} = I_{откл.ном}$);

$t_{тер}$ - время термической стойкости, можно принять равным 1 с;

7) постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ $T_{a.ном} \geq T_a$,

где $T_{a.ном}$ - значение по каталогу (0,005-0,015 с).

Выбор предохранителей производится по:

1) напряжению $U_{ном} = U_{сети}$;

2) току предохранителя (основания) $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $k_{пг} I_{ном} \geq I_{норм.расч}$;

3) номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности защиты.

Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки.

Предохранители, выбранные по нормальному режиму, проверяются по предельно отключаемому току: $I_{откл.ном} \geq I_{по}$.

Предохранители также проверяются на соответствие времятоковых характеристик заданным условиям защищаемой цепи.

Выбор плавких предохранителей		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{ном}}$	$U_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{по} = \frac{E_S}{X_S + DX}$	$I_{ном}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном}$	$I_{откл.ном} \geq I_{по}$

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Кроме того, короткозамыкатели принимаются без выбора по длительному номинальному току. Выбор выключателей, отделителей, короткозамыкателей и разъединителей необходимо производить подробно для одного из присоединений и

результаты выбора сводить в таблицы сопоставлений паспортных и расчетных данных. По остальным присоединениям достаточно привести только таблицы сопоставлений паспортных и расчетных данных.

Выбор разъединителя		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$i_{уд} = \sqrt{2} I_{но} \times K_{уд}$ $I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{ном}}$ $B_K = I_{но}^2 (B_k^* t_{отк} + T_a)$	$U_{ном}$ $I_{ном}$ $i_{дин}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{max}$ $I_{дин} \geq I_{уд}$ $I_T^2 t_T \geq B_K$

Лекция11. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначается для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5А или 1А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности по требованиям ПУЭ.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине l соединительных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для медных и 4 мм² для алюминиевых проводов. Максимальные сечения соответственно составляют 6 и 10 мм².

После этого приборы распределяются по фазам А и С при наличии на присоединении двух трансформаторов тока или по фазам А, В и С при наличии на присоединении трех трансформаторов тока.

Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{пров} \approx r_{пров}$.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{доп} \geq Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.},$$

где $Z_{пров.}$ - сопротивление соединительных проводов;

$Z_{приб.}$ - сопротивление приборов;

$z_{\text{конт.}}$ - сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление проводов не должно превышать

$$r_{\text{пров}} \leq z_{2\text{доп.}} - (\alpha z_{\text{приб.}} + z_{\text{конт.}}).$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{g r_{\text{пров}}}$$

или

$$S_{\text{min}} = \frac{r \times l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}},$$

где $g = 54 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ – для меди;

$g = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ – для алюминия.

$l_{\text{расч.}} = \sqrt{3} l$ – для схемы «неполная звезда»;

$l_{\text{расч.}} = l$ – для схемы «полная звезда»;

$l_{\text{расч.}} = 2 \cdot l$ – для схемы с трансформатором тока в одной фазе и для схемы с включением трансформаторов тока на разность двух фаз.

При проверке на динамическую и термическую устойчивость используются приведенные в каталогах значения коэффициентов электродинамической и термической устойчивости k_d и k_t . При этом условия динамической и термической устойчивости запишутся в виде:

$$i_y \leq \sqrt{2} k_d I_{1н};$$

$$B_k \leq (k_t I_{1н})^2 t.$$

Здесь $I_{1н}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

При выборе трансформаторов тока с фарфоровой изоляцией (типа ТПФ, ТПОФ и др.) необходимо выявить силу, действующую на колпачок изолятора трансформатора тока в соответствии с уравнением

$$F = 0.5 \times 1.76 i_q^2 \frac{l}{a} \times 10^{-2}$$

и сравнить ее с допускаемой, приведенной в паспортных данных.

При этом должно выполняться условие

$$F \leq F_{доп.}$$

Выбор трансформаторов тока заканчивается составлением таблицы сопоставлений паспортных и расчетных данных:

Выбор трансформаторов тока		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$i_{y\delta} = \sqrt{2} I_{но} K_{y\delta}$	$U_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k$	$I_{1ном}$	$I_{1ном} \geq I_{max}$
$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}$		$Z_{2ном} \geq Z_2$
$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k$		$i_{y\delta} \leq i_{дин}$

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме "открытый треугольник".

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6, 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НТМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствующие классу точности необходимо составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2расч.}$.

Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2расч.}$ можно определить по выражению:

$$S_{2расч} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cos j_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \sin j_{приб}\right)^2}.$$

При этом должно соблюдаться условие

$$S_{2расч.} \leq S_{доп.}$$

За $S_{доп.}$ принимается для трехфазного трансформатора мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; для схемы с двумя НОМ – удвоенная мощность одного НОМ.

Результаты выбора сводятся в таблицу:

Выбор трансформаторов напряжения		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}$ $r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k$ $S_{2S} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}$	$U_{ном}$ $S_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $S_{2ном} \geq S_{2S}$

Ограничение токов короткого замыкания и выбор токоограничивающих реакторов

Значение токов короткого замыкания влияет на стоимость аппаратуры, устанавливаемой в РУ. В сетях 6–10 кВ токи короткого замыкания особенно влияют на термическую устойчивость кабелей, поэтому при выборе главной схемы электрических соединений подстанции необходимо предусматривать меры по ограничению токов короткого замыкания до значения, позволяющей применить экономически выгодные аппараты и сечения токоведущих частей, повысить при этом надежность электроснабжения.

Одним из основных мероприятий по ограничению токов короткого замыкания является использование раздельной работы секций шин трансформаторной подстанции при наличии средств подстанционной автоматики (АВР на секционном выключателе).

Другим мероприятием по ограничению токов короткого замыкания является использование линейных реакторов на отходящих присоединениях или в цепи трансформатор - сборные шины подстанции.

Во всех случаях следует выбирать реакторы, допускающие вертикальную установку фаз, т.к. это уменьшает стоимость строительной части распределительного устройства.

Номинальный ток реактора выбирается по условию

$$I_{p.n.} \geq I_{раб.мах} \cdot$$

Сопротивление реактора можно определить по уравнению:

$$x_{p,\%} = \frac{\alpha I_d}{\xi I_k} - x_{*d\text{рез}} \cdot \frac{\delta}{\theta} \times \frac{I_{pn}}{I_d} \times \frac{U_n}{U_{pn}} \times 100\% ,$$

где $x_{*d\text{рез}}$ – относительное результирующее базисное сопротивление от источников до места короткого замыкания;

U_n – среднее номинальное напряжение ступени напряжения;

I_k – значение тока короткого замыкания, которую мы хотим получить при коротком замыкании за реактором;

I_δ – базисный ток;

$I_{n.p.}$ и $U_{n.p.}$ – номинальный ток и напряжение реактора.

Значение I_k должна быть равна или меньше номинального тока отключения $I_k \leq I_{откл.н.}$ наиболее дешевого выключателя.

Определив $x_{p\%}$ по приведенному выше выражению, выбирают по каталогу реактор с ближайшим большим сопротивлением, выраженном в процентах $x_{н.р.\%}$ (или в Оммах).

Значение $x_{н.р.\%}$ выбранного реактора ограничивается допустимой потерей напряжения в рабочем режиме $\Delta U_{p\%}$, которая должна быть не более 4-5% от U_n .

$$\Delta U_{p\%} = x_{н.в.р.\%} \frac{I_{раб.мах}}{I_{н.р.}} \times \sin j ,$$

где φ – фазный угол нагрузки.

Для сдвоенных реакторов при одинаковом токе в ветвях

$$\Delta U_{p\%} = x_{н.в.р.\%} \frac{I_{раб.мах.ветв.}}{I_{н.р.}} (1 - k_{св}) \times \sin j ,$$

где $k_{св}$ – коэффициент связи (0,4 ÷ 0,6);

$x_{н.в.р.}$ – сопротивление ветви реактора в %;

$I_{раб.мах\ ветв.}$ – максимальный рабочий ток ветви реактора.

Групповые реакторы на отходящих присоединениях применяют во всех случаях, когда присоединения можно объединить, и если на них $\Delta U_{p\%} < 4 \div 5 \%$.

Если $\Delta U_{p\%} > 5\%$, то для снижения $\Delta U_{p\%}$ используют индивидуальные простые или сдвоенные реакторы. Остаточное напряжение на шинах 6-10 кВ при КЗ за реактором на отходящей линии определяется из соотношения

$$U_{ост\%} = x_{н.р.\%} \frac{I_{к}}{I_{н.р.}} \approx 0.6 U_{н},$$

где $U_{н}$ равняется 6 кВ или 10 кВ.

Если реакторы устанавливаются на линиях, питающих двигатели ответственных механизмов, необходимо производить проверку по условиям обеспечения самозапуска.

После выбора реактора по номинальным параметрам, проверки на значение остаточного напряжения на шинах при к.з. за реактором и проверки на величину допускаемой потери напряжения в нормальном режиме производится проверка реактора на действие токов к.з. Реактор должен быть термически и динамически устойчивым к токам к.з.

Выбор реактора		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$i_{уд} = \sqrt{2} I_{но} \times K_{уд}$ $I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{ном}}$ $X_{рез} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} I_{но}}$ $X_{рез}^{треб} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} I_{но.треб}}$ $X_p^{треб} = X_{рез}^{треб} - X_{рез}$ $X'_{рез} = X_{рез} + X_p$ $I_{но} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} X'_{рез}}$ $B_K = I_{но}^2 (B_k^* t_{отк} + T_a)$	$U_{ном}$ $I_{ном}$ $i_{дин}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{max}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $I_t^2 t_t \geq B_K$ $I_{ном} \geq 0.7 I_{ном,Г}$

Выбор шинных конструкций, опорных и проходных изоляторов

В данном подразделе приводятся только формы таблиц для выбора шин, опорных и проходных изоляторов. Сам выбор приведен в разделе 6.

Выбор опорных изоляторов		
Для одиночных изоляторов	$U_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $F_{доп} \geq F_{расч}$
$F_{доп} = 0.6 F_{разр}$ $F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{yd}^2}{a} l K_h \times 10^{-7} = f_\phi l K_h$ $K_h = \frac{H}{H_{из}}$ $H = H_{из} + b + \frac{h}{2}$		
Для спаренных изоляторов		
$F_{доп} = F_{разр}$		

Выбор проходных изоляторов		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{ном}}$ $F_{доп} = 0.6 F_{разр}$ $F_{расч} = 0.5 f_\phi l$	$U_{ном}$ $I_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $F_{доп} \geq F_{расч}$ $I_{ном} \geq I_{max}$

Выбор шин		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{ном}}$ $S_{max} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \frac{i_{yd}^2 l^2}{W a}$ $q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$	q $I_{длит, доп}$	$q \geq q_{min}$ $S_{доп} \geq S_{расч}$ $I_{длит, доп} \geq I_{max}$

Лекция12. Выбор системы измерений на электростанциях и подстанциях

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов.

В зависимости от характера объекта и структуры его управления объем контроля и место установки контрольно-измерительной аппаратуры могут быть различными. Приборы могут устанавливаться на главном щите управления (ГЩУ), блочном щите управления (БЩУ) и центральном щите (ЦЩУ) на электростанциях с блоками генератор - трансформатор и на местных щитах.

В зависимости от особенностей режима работы даже на аналогичных присоединениях количество контрольно-измерительных приборов может быть различным. В табл. 5.1 приведен рекомендуемый перечень измерительных приборов.

На рис. 5.1 показано размещение измерительных приборов в основных цепях блочной электростанции: линии W 330-500 кВ, блока G-T1, автотрансформатора связи T2, трансформатора собственных нужд T3, в цепи обходного выключателя QВ.

На рис. 5.2 показано размещение измерительных приборов в основных цепях ТЭЦ. Более подробные указания о размещении измерительных приборов даны в табл. 5.1.

В ходе развития автоматизации учета и контроля режимов работы электросистем появляются новые требования в отношении установки приборов, поэтому, пользуясь табл. 5.1, необходимо проверить ее соответствие изменениям, вносимым в ПУЭ (подразд. 1.5, 1.6).

Наибольшее количество измерительных приборов необходимо в цепи мощных генераторов, где осуществляется контроль за нагрузкой во всех фазах, за активной и реактивной мощностью, ведется учет выработанной электроэнергии, а также контролируются ток и напряжение в цепи ротора и в цепи возбуждения. Кроме показывающих приборов, устанавливаются регистрирующие (самопишущие) приборы: ваттметры в цепи статора генератора для контроля за активной мощностью, амперметры и вольтметры. Кроме того, в цепи каждого генератора предусматриваются датчики активной и реактивной мощности, которые передают значение измеряемого параметра к суммирующим ваттметру и варметру на ЦЩУ или ГЩУ, к устройствам телемеханики.

На межсистемных линиях 330—500 кВ контролируются токи в каждой фазе, так как выключатели 330— 500 кВ имеют пофазное управление и перетоки активной и реактивной мощности. Кроме того, на подстанции устанавливаются осциллографы, записывающие фазные напряжения трех фаз, токи трех фаз, напряжение нулевой

последовательности и т. д. Эти записи позволяют выяснить картину того или иного аварийного режима.

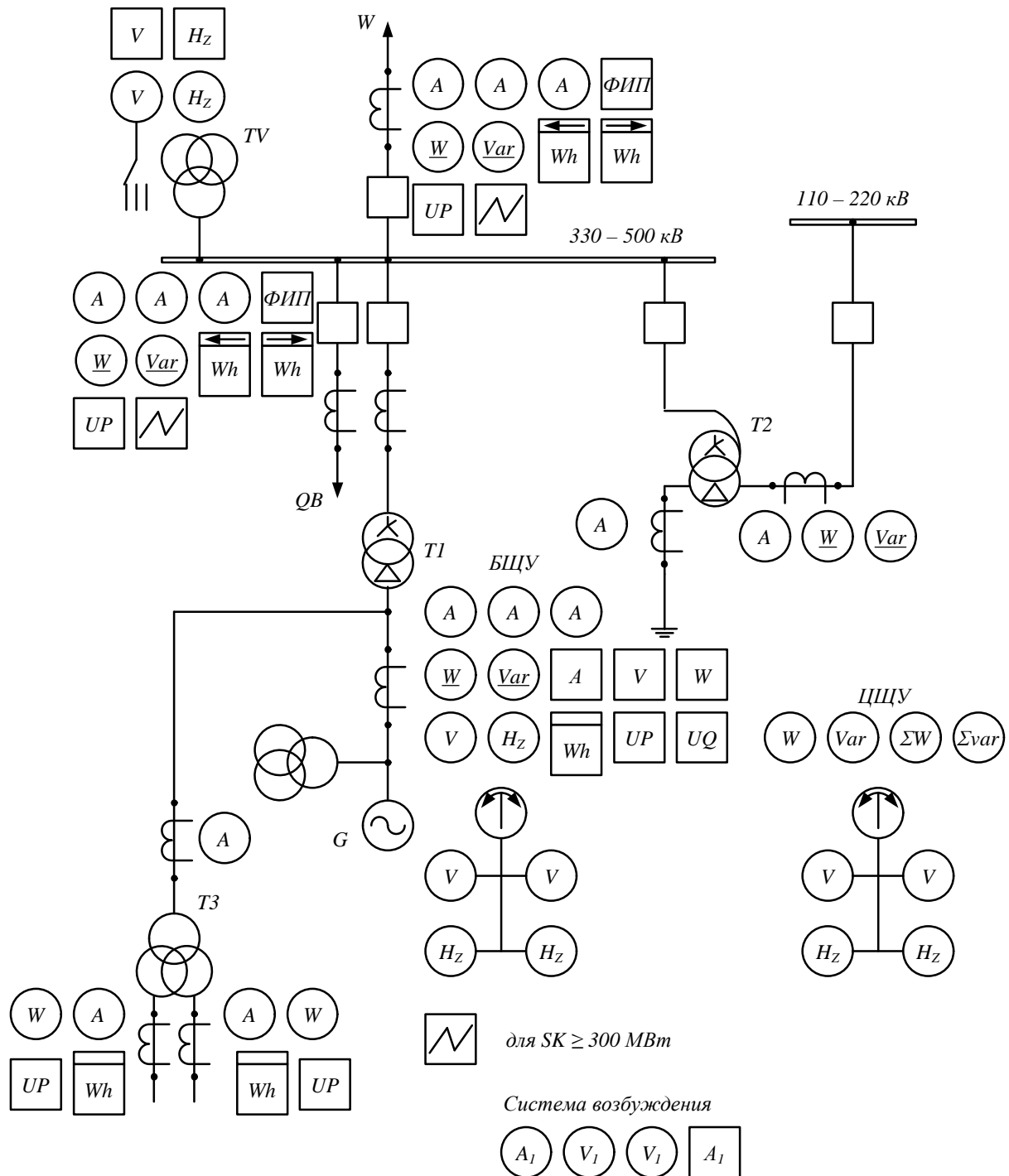


Рис. 1. Измерительные приборы в основных цепях блочной электростанции

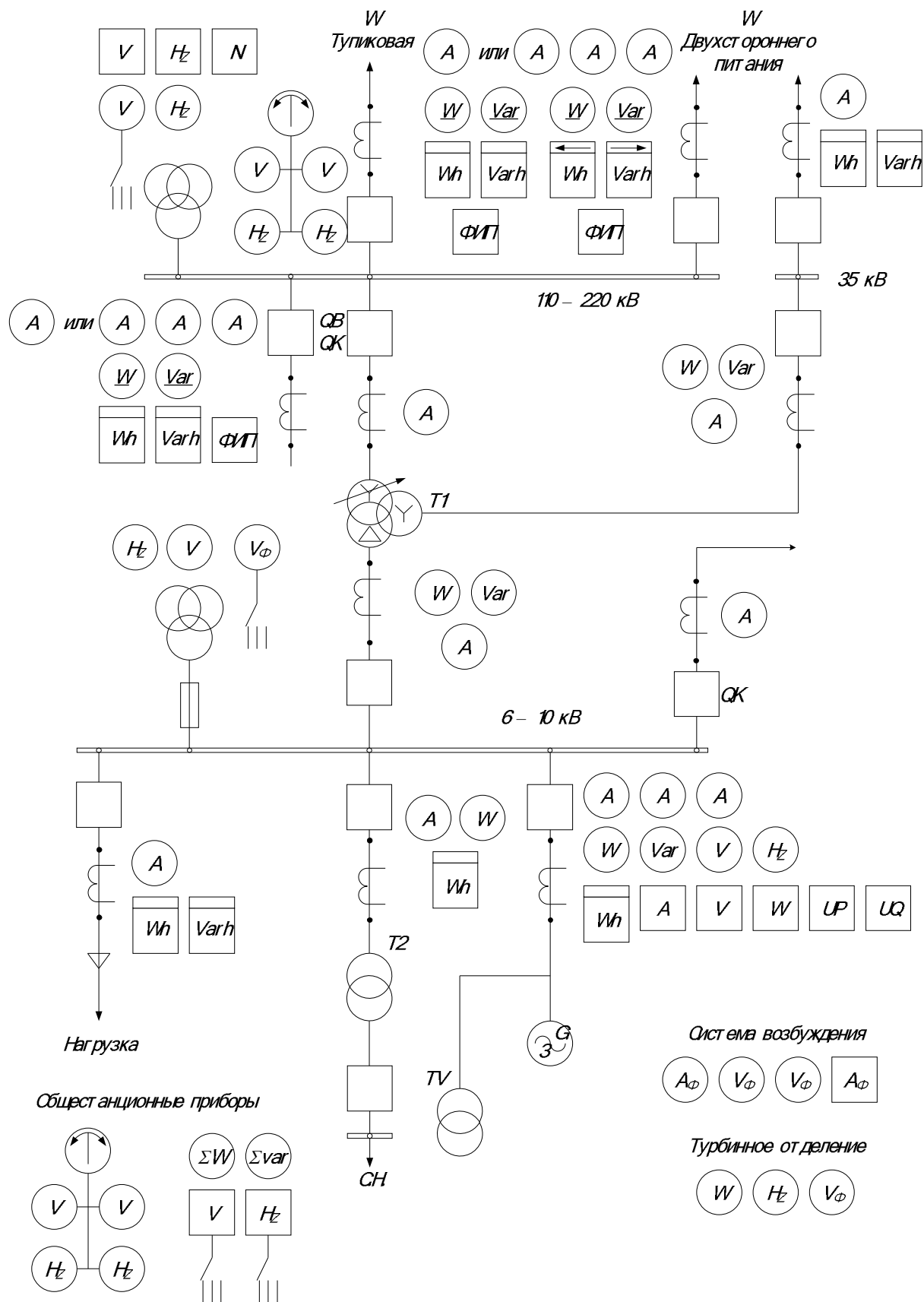


Рис. 2. Измерительные приборы в основных цепях ТЭЦ

На линиях высокого напряжения устанавливаются приборы, фиксирующие параметры, необходимые для определения места повреждения (ФИП).

Если объект, в цепях которого необходимо контролировать ток, мощность или другие величины, находится далеко от щита управления (от нескольких сотен до тысяч метров), то сопротивление проводов от приборов до измерительных трансформаторов будет настолько большим, что погрешность измерения возрастет до недопустимого значения. В этом случае используются измерительные преобразователи тока, активной и реактивной мощности. Измерительный преобразователь (датчик) включается в цепь измеряемого параметра через трансформаторы тока и напряжения, а на выходе он дает постоянный ток, который линейно зависит от измеряемого параметра. Постоянный ток на выходе датчиков не превышает 5 мА, поэтому соединительные провода от датчика до измерительного прибора могут быть меньшего сечения. На рис. 5.3 показана функциональная схема включения измерительного преобразователя активной мощности UP и измерительного прибора.

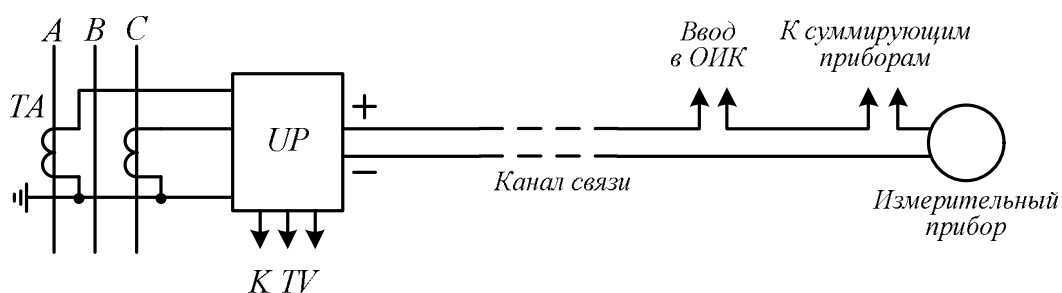


Рис..3. Структурная схема телеизмерительного устройства

Применение измерительных преобразователей дает следующие преимущества перед традиционным подключением измерительных приборов непосредственно к трансформаторам тока и напряжения:

- уменьшается нагрузка трансформаторов тока и напряжения, так как потребляемая преобразователем мощность не превышает 1 ВА по токовым цепям и 10 ВА по цепям напряжения;
- создается возможность передачи информации в реальном времени в оперативно-информационный комплекс;
- уменьшается сечение контрольных кабелей;
- легко осуществляется измерение по «вызову», так как преобразователи могут работать с разомкнутой цепью;
- для всех измерений применяется простейший прибор — миллиамперметр.

Если передающее устройство (датчик) и приемное устройство (прибор) находятся друг от друга на расстоянии не более нескольких километров, то применяют проводную систему телеизмерения (ближнего действия).

Если объект контроля находится от пункта управления на расстоянии десятков и сотен километров, то для передачи телеизмерений применяются специальные устройства телемеханики, работающие по высокочастотным каналам связи.

Измерение по «вызову» производится на общий для нескольких присоединений комплект измерительных приборов. Необходимость измерений по «вызову» возникает при большом количестве присоединений, когда индивидуальное измерение параметров с установкой измерительных приборов на каждой панели управления приводит к неоправданному увеличению габаритов щита управления и усложняет оперативное наблюдение. В схемах избирательного измерения на контролируемых объектах устанавливаются индивидуальные измерительные преобразователи, которые выдают в систему измерений унифицированный аналоговый сигнал постоянного тока 0-5 мА. Для централизованного измерения применяют аналоговые приборы, градуированные в относительных единицах и позволяющие оценить относительные значения контролируемых параметров и их отклонение от номинальных значений в процентах. Для уточнения контролируемых параметров дополнительно к аналоговым приборам на панели централизованного измерения устанавливается цифровой прибор, который с помощью переключателя может подключаться к любому контролируемому параметру параллельно аналоговому прибору. Это измерение позволяет оценить параметр в именованных единицах. Контроль по «вызову» не применяется на линиях 330 кВ и выше, а также на генераторах и трансформаторах, где измерения должны производиться непрерывно (ПУЭ, п. 1.6.4).

Выбор кабелей

Кабели широко применяются в электроустановках. Потребители 6-10 кВ, как правило, получают питание по кабельным линиям, которые сначала прокладываются в кабельных туннелях в распределительном устройстве, а затем в земле (в траншеях). Для присоединения потребителей собственных нужд электростанций и подстанций к соответствующим шинам также используются кабели 6 и 0,4 кВ. Эти кабели прокладываются в кабельных полуэтажах, кабельных туннелях, на металлических лотках, укрепленных на стенах и конструкциях здания или открытого распределительного устройства. Чтобы обеспечить пожарную безопасность в производственных помещениях ТЭС и АЭС, рекомендуется применять кабели, у которых изоляция, оболочка и покрытия выполнены из невоспламеняющихся материалов, например из самозатухающего полиэтилена или поливинилхлоридного пластика.

В зависимости от места прокладки, свойств среды, механических усилий, воздействующих на кабель, рекомендуются различные марки кабелей (табл. 5.3).

Таблица .3. Кабели, рекомендуемые для прокладки в земле и воздухе

Область применения	С бумажной пропитанной изоляцией	С пластмассовой и резиновой изоляцией
<p>В земле (в траншеях) со средней коррозионной активностью:</p> <p>без блуждающих токов</p> <p>с наличием блуждающих токов</p> <p>Прокладка в туннелях, каналах, кабельных полуэтажах, производственных помещениях:</p> <p>сухих</p> <p>сырых</p> <p>сырых с высокой коррозионной активностью</p> <p>Прокладка в пожароопасных помещениях</p>	<p>ААШв, ААШп, ААПл</p> <p>ААШп, ААБ2л,</p> <p>ААП2л ААШпсУ</p> <p>ААГ, ААШв, ААБлГ</p> <p>ААШв, ААБлГ, ААБв</p> <p>ААШв, ААБвГ,</p> <p>ААБ2лШв, ЦААШпсУ</p> <p>ААГ, ААШв, ААБвГ</p>	<p>АПвБ6Шв, АПВГ, АВБ6Шв</p> <p>АПАШв,</p> <p>АПАШп,</p> <p>АВАШв</p> <p>АВВГ, АВРГ, АПВГ</p> <p>АВВБГ, АВРБГ</p> <p>АВБ6Шв,</p> <p>АПАШв</p> <p>АВВГ, АВРГ, АПсВГ,</p> <p>АВВБГ, АВВБ6Г, АВБ6Шв, ПвБВнг</p>

Кабели выбирают по:

- 1) по напряжению установки $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;
- 2) по конструкции (см. табл. 5.3);
- 3) по экономической плотности тока $q_э = \frac{I_{норм}}{J_э}$;
- 4) по допустимому току $I_{мак} \leq I_{доп}$,

где $I_{доп}$ - длительно допустимый ток с учетом поправки на число рядом положенных в земле кабелей k_1 и на температуру окружающей среды k_2 : $I_{доп} = k_1 k_2 I_{доп.ном}$.

Здесь $I_{доп.ном}$ - допустимый ток при нормированной температуре жил, °С; согласно ПУЭ для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией равен $J_{доп} = +65^\circ\text{С}$, для кабелей до 35 кВ с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочке приняты:

$U_{ном}, кВ$	До 3	6	10	20 и 35
$J_{доп}, °C$	+80	+65	+60	+50

Поправочные коэффициенты k_1 и k_2 , допустимый ток находят по справочникам или ПУЭ.

При выборе сечения кабелей следует учитывать их допустимую перегрузку, определяемую по п. 1.3.5 и 1.3.6 ПУЭ в зависимости от вида прокладки, длительности максимума и предварительной нагрузки.

Выбранные по нормальному режиму кабели проверяют на термическую стойкость по условию

$$J_k \leq J_{к.доп} \text{ или } q_{\min} \leq q .$$

При этом кабели небольшой длины проверяют по току при КЗ в начале кабеля; одиночные кабели со ступенчатым сечением по длине проверяют по току при КЗ в начале каждого участка. Два параллельных кабеля и более проверяют по токам при КЗ непосредственно за пучком кабелей, т. е. с учетом разветвления тока КЗ.

Таблица.4. Экономическая плотность тока

Проводник	При T_{\max} , ч			
	1000 – 3000	3000 – 5000	Более 5000	
Неизолированные провода и шины:				
	медные	2,5	2,1	1,8
	алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:				
	медными	3	2,5	2
	алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:				
	медными	3,5	3,1	2,7
	алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

экранированным токопроводом (в цепях генераторов мощностью 60 МВт и выше).

На участке *БВ* между турбинным отделением и главным распределительным устройством (ГРУ) соединение выполняется шинным мостом или гибким подвесным токопроводом. Все соединения внутри закрытого РУ 6-10 кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения. Соединение от ГРУ до выводов трансформатора связи Т1 (участок *ИК*) осуществляется шинным мостом или гибким подвесным токопроводом.

Токоведущие части в РУ 35 кВ и выше обычно выполняются сталеалюминиевыми проводами. В некоторых конструкциях ОРУ часть или вся ошиновка может выполняться алюминиевыми трубами.

Цепь трансформатора собственных нужд показана на рис.6.1,а. От стены ГРУ до выводов Т2, установленного вблизи ГРУ, соединение выполняется жесткими алюминиевыми шинами. Если трансформатор собственных нужд устанавливается у фасадной стены главного корпуса, то участок *ГД* выполняется гибким токопроводом. От трансформатора до распределительного устройства собственных нужд (участок *ЕЖ*) применяется кабельное соединение.

В цепях линий 6-10 кВ вся ошиновка до реактора и за ним, а также в шкафах КРУ выполнена прямоугольными алюминиевыми шинами. Непосредственно к потребителю отходят кабельные линии.

В блоке генератор-трансформатор на КЭС участок *АБ* и отпайка к трансформатору собственных нужд *ВГ* (рис.6.1,б) выполняются комплектным пофазно-экранированным токопроводом.

Для участка *ЕД* от Т2 до распределительного устройства собственных нужд применяется закрытый токопровод 6 кВ.

В цепи резервного трансформатора собственных нужд участок *ЖЗ* может быть выполнен кабелем или гибким проводом. Выбор того или другого способа соединения зависит от взаимного расположения ОРУ, главного корпуса и резервного ТЗ. Так же как на ТЭЦ, вся ошиновка в РУ 35 кВ и выше выполняется проводами АС.

На подстанциях, в открытой части, могут применяться провода АС или жесткая ошиновка алюминиевыми трубами.

Соединение трансформатора с закрытым РУ 6-10 кВ или с КРУ 6-10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В РУ 6-10 кВ применяется жесткая ошиновка.

Выбор жестких шин

Как сказано выше, в закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Например, при токе 2650 А необходимы трехполосные алюминиевые шины размером 60x10 мм или коробчатые 2x695 мм² с допустимым током 2670 А. В первом случае общее сечение шин составляет 1800 мм², во втором - 1390 мм². Как видно, допустимая плотность тока в коробчатых шинах значительно больше (1,92 вместо 1,47 А/мм²).

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6-10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин при их удлинении вследствие нагрева. При большой длине шин устанавливаются компенсаторы из тонких полосок того же материала, что и шины (рис. .2).

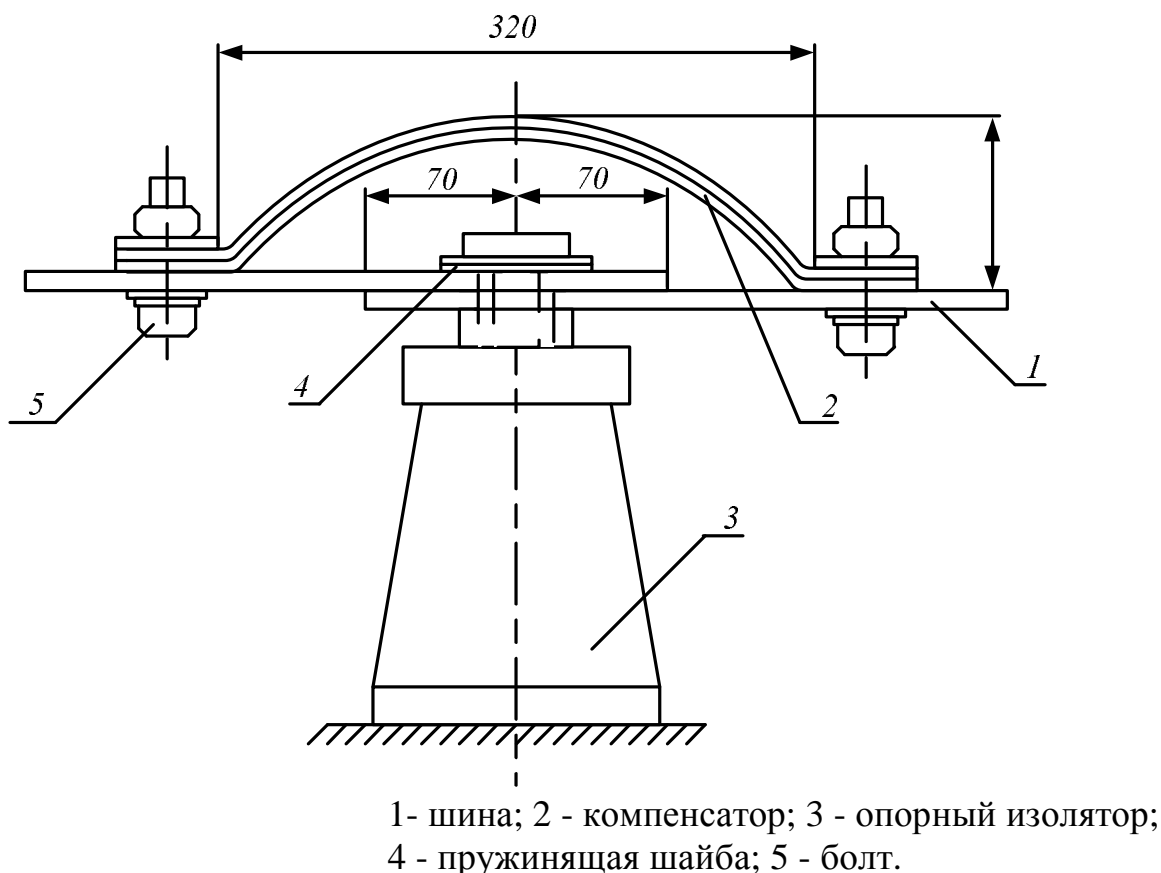


Рис. .2. Компенсатор для однополосных шин.

Концы шин на изоляторе имеют скользящее крепление через продольные овальные отверстия и шпильку с пружинящей шайбой. В местах присоединения к аппаратам изгибают шины или устанавливают компенсаторы, чтобы усилие, возникающее при температурных удлинениях шин, не передавалось на аппарат. Эскизы различных способов расположения шин на изоляторах показаны на рис..3.

Соединение шин по длине обычно осуществляется сваркой. Присоединение алюминиевых шин к медным (латунным) зажимам аппаратов производится с помощью переходных зажимов, предотвращающих образование электролитической пары медь - алюминий.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе: фаза *A* - в желтый, фаза *B* - в зеленый и фаза *C* - в красный цвета; при постоянном токе положительная шина - в красный, отрицательная - в синий цвета.

Согласно §1.3.28 ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Условие выбора - сравнение

$$I_{max} \leq I_{доп}$$

где $I_{доп}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах ($\theta_{o,ном} = 25^\circ C$).

$$\text{Тогда} \quad I_{доп} = I_{доп,ном} \sqrt{\frac{Q_{доп} - Q_0}{Q_{доп} - Q_{0,ном}}}$$

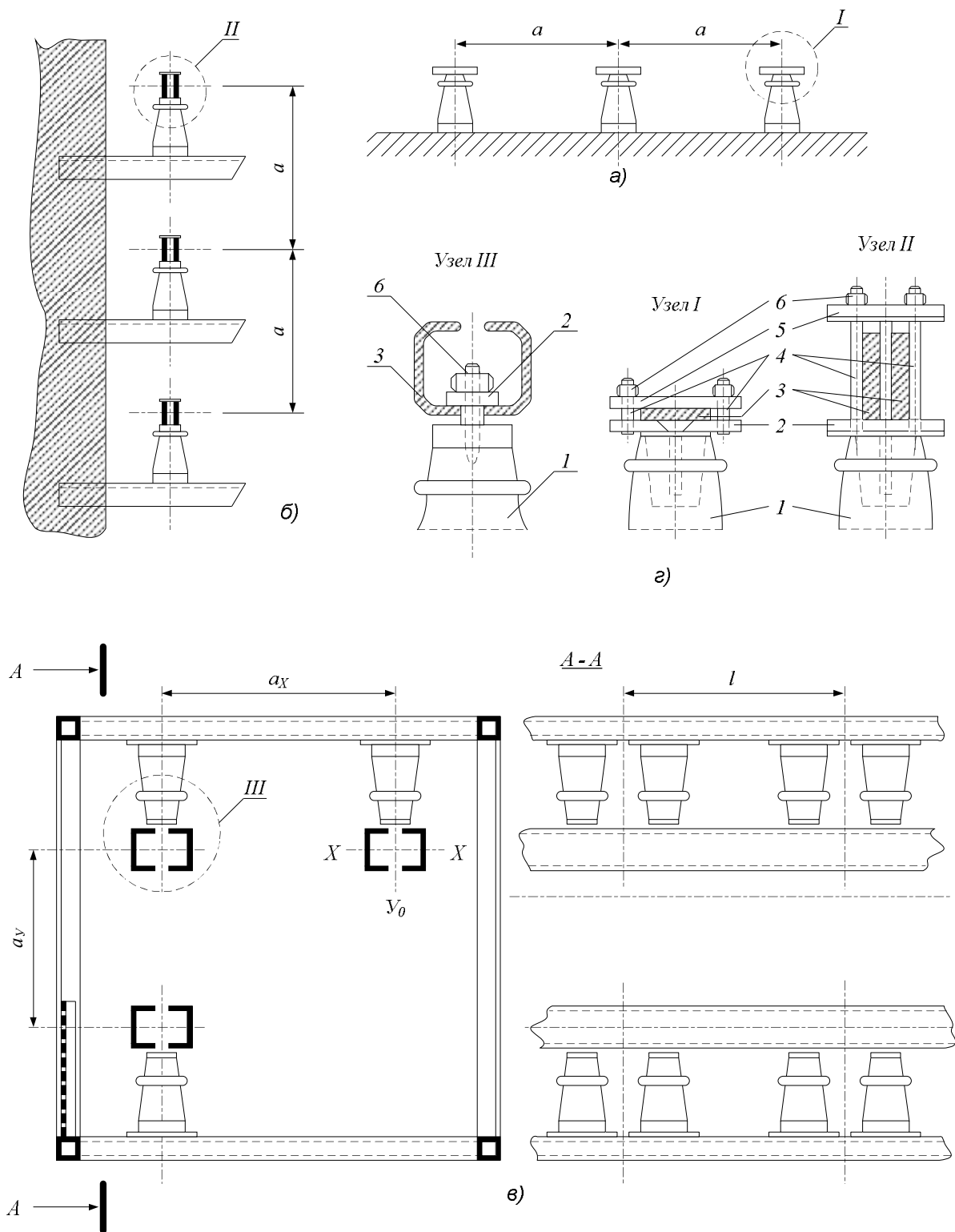
Для неизолированных проводов и окрашенных шин принято $Q_{доп} = 70^\circ C$, в этом случае

$$I_{доп} = I_{доп,ном} \sqrt{\frac{70 - Q_0}{45}}$$

где $I_{доп,ном}$ - допустимый ток, определяемый по таблицам, при температуре воздуха $Q_{0,ном} = 25^\circ C$;

Q_0 - действительная температура воздуха;

$Q_{доп}$ - допустимая температура нагрева продолжительного режима (по §1.3.22 ПУЭ для шин принято $+70^\circ C$).



а) горизонтальное; б) вертикальное; в) по вершинам треугольника;
 г) крепление шин в узлах *I, II, III*;
 1 – опорный изолятор; 2 – стальная планка; 3 – шина;
 4 – стальная распорная трубка; 5 – алюминиевая планка; 6 – шпилька.

Рис. 6.3. Эскизы расположения шин

Проверка шин на термическую стойкость производится по условию:

$$Q_k \leq Q_{k,доп} \text{ или } q_{min} \leq q,$$

- где Q_k - температура шин при нагреве током КЗ;
 $Q_{k,доп}$ - допустимая температура нагрева шин при КЗ;
 q_{min} - минимальное сечение по термической стойкости;
 q - выбранное сечение.

Более подробно проверка токоведущих частей по термической устойчивости показана в подразделе 6.8.

Необходима проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при к.з., имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины-изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механический резонанс не возникает. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требуют проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

В частных случаях, например, при проектировании новых конструкций РУ с жесткими шинами, производится определение частоты собственных колебаний для алюминиевых и медных шин соответственно

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}};$$
$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}},$$

- где l - длина пролета между изоляторами, м;
 J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴;
 q - поперечное сечение шины, см².

Изменяя пролет и форму сечения шин, добиваются исключения механического резонанса, т.е. $f_0 < 200$ Гц. Тогда проверка на электродинамическую стойкость производится в предположении, что шины и изоляторы - статическая система с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе, возникающей при КЗ.

Если $f_0 < 200$ Гц, то производится специальный расчет шин с учетом дополнительных динамических усилий, возникающих при механических колебаниях шинной конструкции.

Механический расчет однополосных шин

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м определяется по выражению (6.7).

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_y^{(3)^2}}{a}.$$

Т.к. расстояние между фазами значительно больше периметра шин $a \gg 2(b + h)$, то коэффициент формы - $k_\phi = 1$.

Наибольшие электродинамические усилия возникают при трехфазном коротком замыкании, поэтому в дальнейших расчетах учитывается величина ударного тока трехфазного к.з. Индексы (3) в формулах для упрощения опускаются.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент Н·м (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах)

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10},$$

где l - пролет между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа

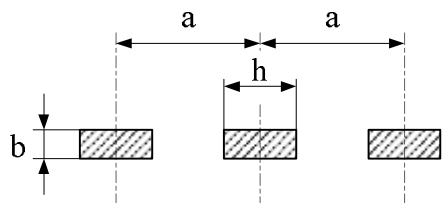
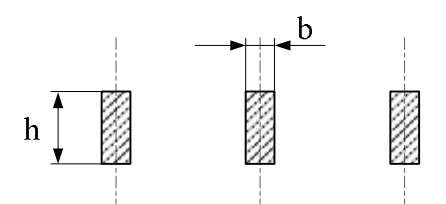
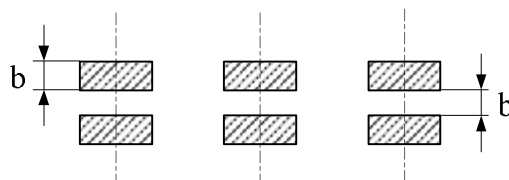
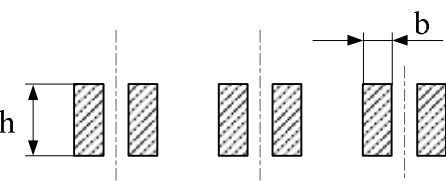
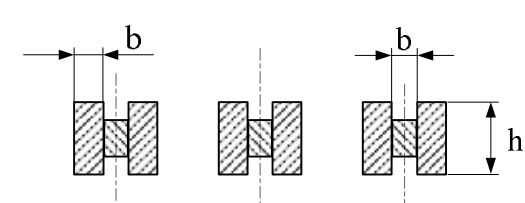
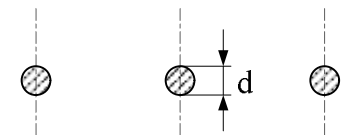
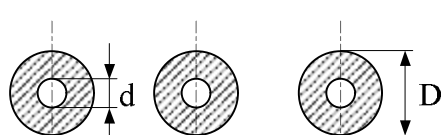
$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot l^2}{10W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 l^2}{W_a},$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³ (табл. 6.1). Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$.

Здесь $\sigma_{дон}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин.

В электроустановках широко применяют прессованные шины (ГОСТ 15176-84) из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные (марка АД31Т) или закаленные и искусственно состаренные (марка АД31Т1). Согласно § 1.4.15 ПУЭ $\sigma_{дон} \leq 0.7 \sigma_{разр}$.

Таблица .. Моменты сопротивления и инерции

Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$
	$0,72b^3h$	$1.44b^2h$
	$\frac{pd^4}{64}$	$\frac{pd^3}{32}$
	$\frac{p(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{p(D^4 - d^4)}{32D}$

В табл. . приведены ориентировочные значения допустимых напряжений с учетом снижения прочности шин в местах сварки.

Таблица .. Механические характеристики материала шин

Материал	Марка	Разрушающее напряжение $\delta_{\text{разр}}$, МПа	Допустимое напряжение $\delta_{\text{доп}}$, МПа	Модуль упругости E , Па
Алюминий	АДО	<i>60-70</i>	<i>40</i>	<i>7×10^{10}</i>
Алюминиевый сплав	АД31Т	<i>130</i>	<i>75</i>	-
	АД31Т1	<i>200</i>	<i>90</i>	-
Медь	МГТ	<i>250-300</i>	<i>140</i>	<i>10×10^{10}</i>
Сталь	Ст3	<i>370-500</i>	<i>160</i>	<i>20×10^{10}</i>

Механический расчет двухполосных шин.

Если каждая фаза выполняется из двух полос (рис.6.4), то возникают усилия между полосами и между фазами.

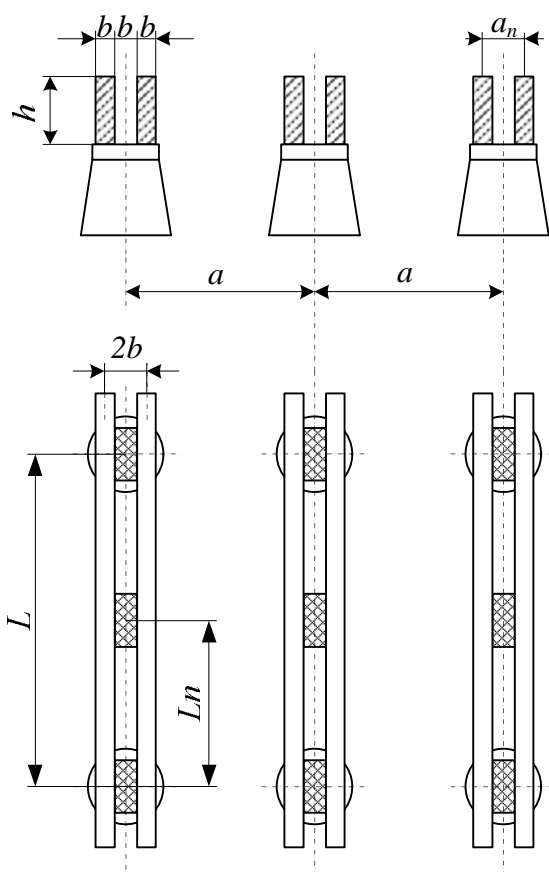


Рис. 6.4. Эскиз расположения двухполосных шин.

Усилие между полосами не должно приводить к их соприкосновению. Чтобы уменьшить это усилие, в пролете между полосами устанавливают прокладки. Пролет между прокладками l_n выбирается таким образом, чтобы

электродинамические силы, возникающие при КЗ, не вызывали соприкосновения полос:

$$l_n < 0.216 \sqrt{\frac{a_n}{i_y^{(3)}}} \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{k_\phi}}. \quad (1)$$

Механическая система две полосы-изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло резкого увеличения усилия в результате механического резонанса. Исходя из этого, величина l_n выбирается еще по одному условию:

$$l_n < 0.133 \cdot 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{m_n}}, \quad (2)$$

где a_n - расстояние между осями полос, см;
 $J_n = hb^3/12$ - момент инерции полосы, см⁴;
 k_ϕ - коэффициент формы (рис.);
 m_n - масса полосы на единицу длины, кг/м;
 E - модуль упругости материала шин (табл.).

В расчет принимается меньшая из двух величин, определенных по (1) и (2).

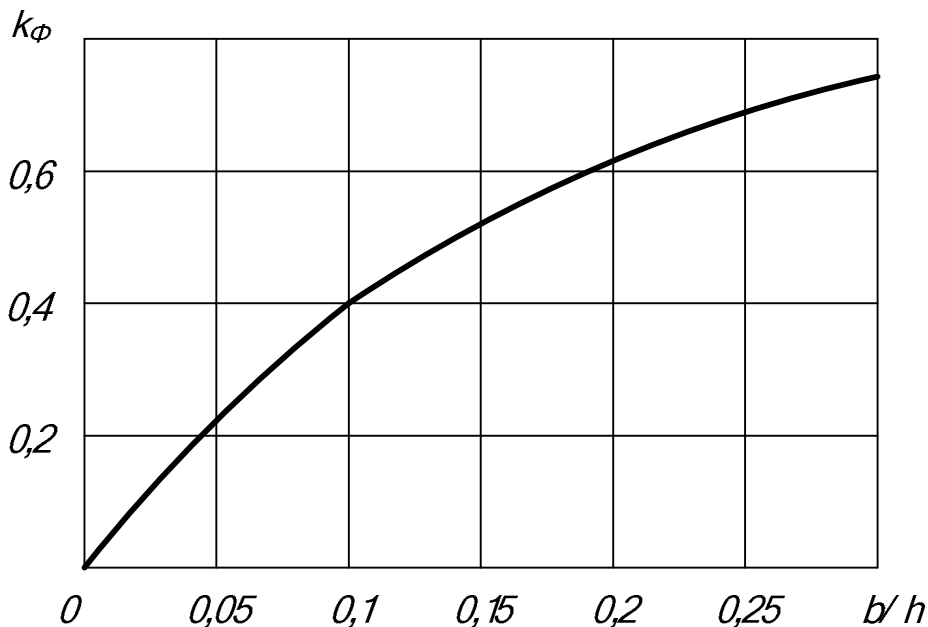


Рис. . Кривые для определения коэффициента формы для двухполосных шин при $a = 2b$

Силу взаимодействия между полосами в пакете из двух полос можно определить по (6.11), с учетом того, что $i_1=i_2=i_y/2$; $a=a_n=2b$

$$f_n = 2 \times 10^{-7} k_{\phi} \frac{\xi i_y \ddot{\theta}^2}{\xi} \frac{1}{2b} = \frac{k_{\phi} i_y^2}{4 b} 10^{-7}.$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос (шины рассматриваются как балки с равномерно распределенной нагрузкой и зашеченными концами), МПа

$$S_n = \frac{f_n l_n^2}{12W_n},$$

где W_n - момент сопротивления одной полосы, см³;

l_n - расстояние между прокладками, м.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется по выражению

$$S_{\phi} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \frac{l^2}{aW_{\phi}} i_y^2,$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

W_{ϕ} - момент сопротивления пакета шин (табл. 4.1), см³.

Механический расчет шин коробчатого сечения

Шины коробчатого сечения имеют значительно больший момент инерции, чем шины прямоугольного сечения.

Например, шина сечением 100x10 мм² при расположении на ребро имеет момент инерции, равный $J = \frac{hb^3}{12} = \frac{10 \times 1^3}{12} = 0,83 \text{ см}^4$, а одна шина швеллерного профиля сечением 1010 мм² имеет $J_{y-y}=18,5 \text{ см}^4$.

Соответственно при расположении прямоугольной шины плашмя $J = \frac{hb^3}{12} = \frac{10^3 \times 1}{12} = 83 \text{ см}^4$, а для швеллерной шины $J_{x-x}=135 \text{ см}^4$.

Следовательно, в шинах коробчатого сечения частота собственных колебаний f_0 значительно больше, чем для шин прямоугольного сечения. Это позволяет производить расчет без учета механических колебаний.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется с учетом расположения шин: если шины расположены в горизонтальной плоскости (рис.6.6, а) и швеллеры соединены жестко между собой, то $W=W_{y_0-y_0}$; при отсутствии жесткого соединения $W=2W_{y-y}$; если шины расположены в вертикальной плоскости (рис.6.6, б), то $W=2W_{x-x}$.

Сила взаимодействия между швеллерами (рис.б.б,в), составляющими шину коробчатого профиля, определяется при условии $k_{\phi} = 1$, $a=h$, $i_1=i_2=i_y/2$:

$$f_n = 0,5 \frac{i_y^2}{h} 10^{-7}.$$

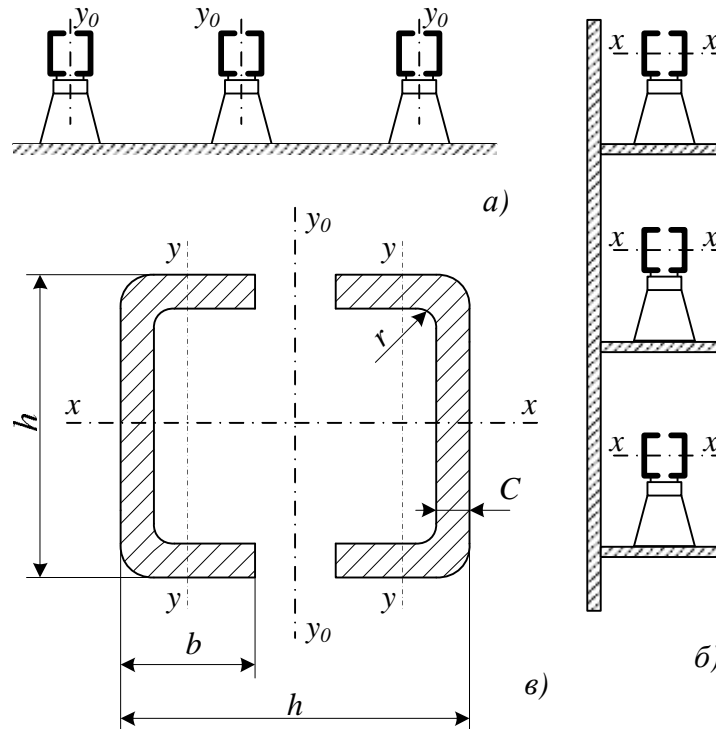


Рис. 6.6. К расчету шин коробчатого сечения

Напряжение в материале шин от действия силы f_n определяется по выражению

$$S_n = \frac{f_n l_n^2}{12 W_n},$$

где $W_n = W_{y-y}$.

Если шины соединены жестко по всей длине, то $\sigma_n = 0$.
 Шины механически прочны, если соблюдается условие

$$S_{расч} = S_{\phi} + S_n \leq S_{дон}.$$

Механический расчет шин, расположенных по вершинам равностороннего треугольника

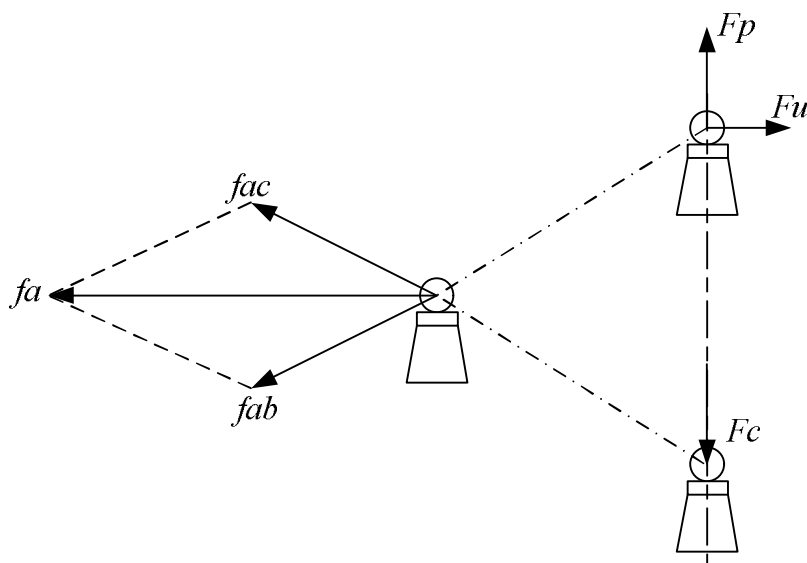


Рис. 7. К расчету шин, расположенных в вершинах треугольника

Шины всех фаз находятся в одинаковых условиях. На шину фазы *A* действуют силы f_{ac} и f_{ab} , которые определяются по (7), но, в отличие от горизонтального расположения, векторы сил сдвинуты в пространстве на угол 60° . Результирующая сила f_a меняется не только по значению с частотой $2\omega t$, но и по направлению, создавая растягивающие F_p , изгибающие F_u и сжимающие F_c усилия на изоляторы (конец вектора f_a скользит по окружности).

Не приводя здесь вывода, следует сказать, что максимальная сила взаимодействия оказывается равной силе, действующей на фазу *B* при горизонтальном расположении шин, Н/м

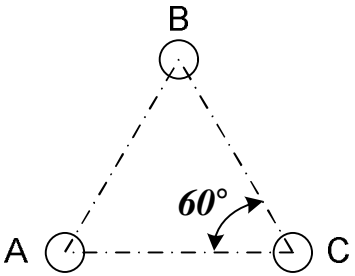
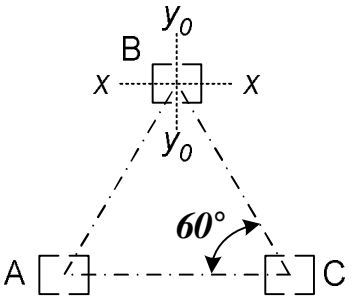
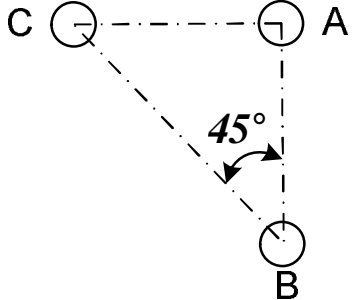
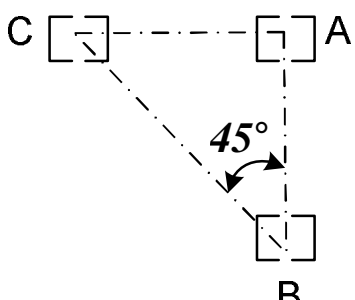
$$f_\phi = \sqrt{3} \times 10^{-7} \frac{i_y^2}{a}.$$

Если шины расположены по вершинам прямоугольного треугольника, то определение возникающих усилий усложняется, так как фазы находятся в различных условиях.

В табл.3 приведены расчетные формулы для определения $\sigma_{\phi, \max}$ и сил, действующих на изоляторы трубчатых и коробчатых шин, расположенных в вершинах треугольника.

Определение σ_Π или $I_{\Pi, \max}$ в коробчатых шинах производится так же, как при горизонтальном или вертикальном расположении шин.

Таблица 3. Расчетные формулы для определения $\sigma_{\phi, \max}$ и сил, действующих на изоляторы

Расположение шин	Напряжение в материале шин от взаимодействия между фазами, МПа	Силы, действующие на изолятор, Н
	$S_{\phi \max} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 l^2}{aW} 10^{-8}$	$F_p = \sqrt{3} \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,3 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$
	$S_{\phi \max} = 2,5 \frac{i_y^2 l^2}{aW_{y_0 - y_0}} 10^{-8}$	$F_p = \sqrt{3} \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,3 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$
	$S_{\phi \max} = 1,64 \frac{i_y^2 l^2}{aW} 10^{-8}$	$F_p = 1,5 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$
	$S_{\phi \max} = 2,2 \frac{i_y^2 l^2}{aW_{y_0 - y_0}} 10^{-8}$	$F_p = 1,5 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$

Примечание. В расчетных формулах i - в амперах; l и a - в метрах; W - в кубических сантиметрах.

Лекция14. Выбор изоляторов.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах.

Опорные изоляторы

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{доп} = 0,6F_{разр}$;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила N определяется по выражению:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} l k_h \times 10^{-7} = f_\phi l k_h,$$

где k_h - поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена

на ребро (рис.6.8): $k_h = \frac{H}{H_{из}}$; $H = H_{из} + b + \frac{h}{2}$.

Здесь $H_{из}$ - высота изолятора.

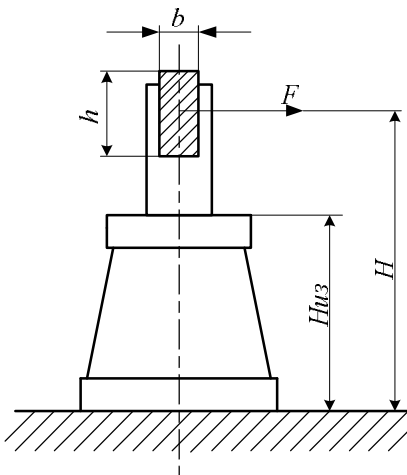


Рис. .8. К определению расчетной нагрузки на изолятор

При расположении шин в вершинах треугольника расчетная сила равна $F_{расч} = k_h F_u$ (см.табл..3).

Проходные изоляторы

Проходные изоляторы выбираются по следующим условиям:

по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
 по номинальному току $I_{max} \leq I_{ном}$;
 по допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$.
 Для проходных изоляторов расчетная сила Н:

$$F_{расч} = 0.5 f_{\phi} l.$$

Пример 1. Выбрать ошиновку в цепи генератора ТВФ-63 и сборные шины 10,5 кВ, к которым присоединен данный генератор. ТЭЦ выполнена с двумя генераторами по 63 МВт и связью с системой по линиям 110 кВ. Принять $T_{max}=6000$ ч, среднемесячную температуру наиболее жаркого месяца $+30^{\circ}C$. Значения токов КЗ приведены в табл. 6.4.

Таблица .4. Исходные данные.

<i>Источник</i>	$I_{n,0}$ кА	$I_{n,t}$, кА	i_y , кА	$i_{a,t}$, кА
G1	28,3	20,4	78,4	27,93
G2 + система	30,2	26,7	83	14,8
Итого на сборных шинах 10,5 кВ	58,5	42,1	161,4	42,73

Решение. Согласно § 1.3.28 ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току.

Наибольший ток в цепи генераторов и сборных шин:

$$I_{max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}U \times 0.95 \times \cos j} = \frac{63 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 0.95 \times 10.5 \times 0.8} = 4558 \text{ А.}$$

Принимаем шины коробчатого сечения алюминиевые 2(125x55x6,5)мм, $I_{доп,ном}=4640$ А. С учетом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим $I_{доп}= 4640 \cdot 0,94=4361$ А, что меньше наибольшего тока, поэтому выбираем шины 2(150x65x7)мм сечением $2 \times 1785 \text{ мм}^2$, для этих шин допустимый ток $I_{доп} = 5650 \cdot 0,94 = 5311 \text{ А} > I_{max} = 4558 \text{ А}$.

Проверка сборных шин на термическую стойкость

По табл. 6.4 $I_{п,0}=58,5$ кА, тогда тепловой импульс тока к.з.:

$$B_k = I_{п,0}^2 (t_{откл} + T_a) = 58,5^2 (4 + 0,185) = 14322 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{14322 \times 10^3}}{91} = 1315 \text{ мм}^2,$$

что меньше выбранного сечения $2 \times 1785 \text{ мм}^2$; следовательно, шины термически стойки; коэффициент C принимаем по таблицам [3].

Проверка сборных шин на механическую прочность

По табл.6.4 $i_y=161,4$ кА. Шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчет производится без учета колебательного процесса в механической конструкции. Принимаем, что швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления $W_{y0-y0}=167 \text{ см}^3$. При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчетную формулу принимаем по табл. 6.3:

$$S_{\phi, max} = 2,2 \frac{i_y^2 l^2}{a W_{y0-y0}} 10^{-8} = 2,2 \frac{161400^2 \times 2^2 \times 10^{-8}}{0,8 \times 167} = 17,16 \text{ МПа},$$

где принято $l = 2$ м;

$$S_{расч} = S_{\phi, max} < S_{дон} = 75 \text{ МПа},$$

поэтому шины механически прочны.

Проверка изоляторов на механическую прочность

Выбираем опорные изоляторы ОФ-10-2000УЗ, $F_{разр} = 20000$ Н, высота изолятора $H_{из} = 134$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб, по табл. 6.3

$$F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7} = \frac{1,62 \times 161400^2 \times 2}{0,8} 10^{-7} = 10550 \text{ Н},$$

где принято расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

Поправка на высоту коробчатых шин

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + c + h / 2}{H_{из}} = \frac{134 + 7 + 150 / 2}{134} = 1,61;$$

$$F_{расч} = k_h F_u = 1,61 \times 10550 = 16985 \text{ Н} > 0,6 F_{разр} = 12000 \text{ Н}.$$

Таким образом, изолятор ОФ-10-2000УЗ не проходит по механической прочности. Выбираем изолятор ОФ-10-3000УЗ, $F_{\text{разр}} = 30000 \text{ Н}$, тогда

$$F_{\text{расч}} = 16985 \text{ Н} < 0,6 \cdot 30000 \text{ Н}.$$

Выбираем проходной изолятор П-10-5000-4250, $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$, что больше $I_{\text{max}} = 4558 \text{ А}$; $F_{\text{разр}} = 42500 \text{ Н}$.

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{\text{расч}} = 0,5F_u = 0,5 \cdot 10550 = 5275 < 0,6F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 42500 \text{ Н}.$$

Проверка ошиновки в цепи генератора на термическую стойкость. Выше выбраны сборные шины и ошиновка в цепи генератора одинакового сечения - $2 \times 1785 \text{ мм}^2$. Расчетный ток в цепи генератора по табл.6.4 $I_{\text{п,о}} = 30,2 \text{ кА}$ (ветвь G2+система) меньше, чем на сборных шинах, поэтому ошиновка в цепи генератора термически стойка.

Проверка шин на механическую прочность

Ошиновка от сборных шин до выключателя в ГРУ расположена по рис. 6.6,а. Примем $l = 2 \text{ м}$, $a = 0,6 \text{ м}$; швеллеры шин соединены жестко только в местах крепления шин на изоляторах ($l_n = l$). По табл.6.4 расчетный ток $i_y = 83 \text{ кА}$, тогда

$$S_{\phi} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \frac{i_y^2 l^2}{W_{\phi} a} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-8} \times 2^2 \times 83000^2}{0,6 \times 167} = 4,76 \text{ МПа},$$

$$S_n = \frac{f_n l_n^2}{12W_n} = \frac{0,5 i_y^2 \times 10^{-7} l_n^2}{h \times 12W_n} = \frac{0,5 \times 83000^2 \times 10^{-7} \times 2^2}{0,134 \times 12 \times 14,7} = 58 \text{ МПа},$$

где $h = 134 \text{ мм} = 0,134 \text{ м}$; $W_n = W_{y-y} = 14,7 \text{ см}^3$ по табл. П3.5;

$$S_{\text{расч}} = S_{\phi} + S_n = 4,76 + 58 = 62,76 \text{ МПа} < S_{\text{дон}} = 75 \text{ МПа},$$

поэтому шины механически прочны.

Выбор изоляторов. Выбираем опорные изоляторы ОФ-10-2000УЗ,

$$F_{\text{расч}} = k_h \sqrt{3} \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7} = 1,61 \sqrt{3} \frac{83000^2 \times 2 \times 10^{-7}}{0,6} = 6403 \text{ Н} < 0,6F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 20000 \text{ Н}.$$

Проходной изолятор выбираем такого же типа, как на сборных шинах П-10-5000-4250.

Выбор комплектного токопровода. От выводов генератора до фасадной стены главного корпуса токоведущие части выполнены комплектным пофазно-экранированным токопроводом. По [3] выбираем

ТЭКН-20/7800 на номинальное напряжение 20 кВ, номинальный ток 6800 А, электродинамическая стойкость главной цепи 250 кА.

Проверяем токопровод:

$$I_{max} \leq I_{ном}; 4558 \text{ А} < 6800 \text{ А};$$

$$i_y \leq i_{дин}; 83 \text{ кА} < 250 \text{ кА}.$$

Пример 2. Выбрать шины в цепи трансформатора ТРДН-32000 со стороны 6,3 кВ. Трансформатор установлен на подстанции 110/6,3 кВ. Расчетные токи КЗ: $I_{п,о}=11,5$ кА; $i_y = 30$ кА; $B_k = 26 \cdot 10^6$ кА²·с. Допустимая перегрузка трансформатора 35 %; $\vartheta_0 = 25$ °С.

Решение. Определяем расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{норм} = I_{ном,т} = \frac{S_{ном,т}}{2\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{3200}{2 \times \sqrt{3} \times 6,3} = 1466 \text{ А};$$

$$I_{max} = 1,35 I_{ном,т} = 1,35 \cdot 1466 = 1979 \text{ А}.$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, т.к. шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, имеет небольшую длину и находится в пределах подстанции. Принимаем двухполосные шины $2(60 \times 10) \text{ мм}^2$; $I_{доп} = 2010$ А.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят: $I_{max} = 1979 \text{ А} < I_{доп} = 2010 \text{ А}$.

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{26 \times 10^6}}{91} = 56 \text{ мм}^2,$$

что меньше принятого сечения.

Проверяем шины на механическую прочность. Определяем пролет l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \approx \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \text{ откуда } l^2 \approx \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}.$$

Если шины расположены на ребро, а полосы в пакете жестко связаны между собой, то по табл. 6.1

$$J = 0,72 b^3 h = 0,72 \cdot 1^3 \cdot 6 = 4,32 \text{ см}^4.$$

Тогда

$$l^2 < \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{4,32}{6 \times 2}} = 0,52 \text{ м}^2; \quad l \leq \sqrt{0,52} = 0,72 \text{ м.}$$

Если шины на изоляторах расположены плашмя, то

$$J = \frac{bh^3}{6} = \frac{1 \times 6^3}{6} = 36 \text{ см}^4;$$

$$l^2 < \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{36}{6 \times 2}} = 1,49 \text{ м}^2; \quad l \leq \sqrt{1,49} = 1,22 \text{ м.}$$

Этот вариант расположения шин на изоляторах позволяет увеличить длину пролета до 1,22 м, т. е. дает значительную экономию изоляторов. Принимаем расположение пакета шин плашмя; пролет 1,2 м; расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

Определяем расстояние между прокладками:

$$l_n < 0,216 \sqrt{\frac{a_n}{i_y^{(3)}}} \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{k_\phi}} = 0,216 \sqrt{\frac{2}{30000}} \sqrt[4]{\frac{7 \times 10^{10} \times 0,5}{0,55}} = 0,88 \text{ м};$$

$$l_n < 0,133 \cdot 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{m_n}} = 0,133 \sqrt[4]{\frac{7 \times 10^{10} \times 0,5}{1,62}} \times 10^{-2} = 0,51 \text{ м,}$$

где $E = 7 \cdot 10^{10}$ Па по табл.6.2;

$$J_n = \frac{hb^3}{12} = \frac{6 \times 1^3}{12} = 0,5 \text{ см}^4;$$

$k_\phi = 0,55$ по рис.6.5;

$a_n = 2b = 2 \text{ см.}$

Масса полосы m_n на 1 м определяется по справочникам или по сечению q , плотности материала шин (для алюминия $2,7 \cdot 10^3$ кг/см³) и длине 100 см:

$$m_n = 2,7 \cdot 10^3 \cdot 6 \cdot 1 \cdot 100 = 1,62 \text{ кг/м.}$$

Принимаем меньшее значение $l_n = 0,51$ м, тогда число прокладок в пролете

$$n = \frac{l}{l_n} - 1 = \frac{1,2}{0,51} - 1 = 1,35.$$

Принимаем $n = 2$.

При двух прокладках в пролете расчетный пролет:

$$l_n = \frac{l}{n + 1} = \frac{1,2}{3} = 0,4 \text{ м.}$$

Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$f_n = \frac{k_\phi i_y^2}{4b} \times 10^{-7} = \frac{0,55 \times 30000}{4 \times 0,01} \times 10^{-7} = 1235 \text{ Н/м,}$$

где $b = 10$ мм = 0,01 м.

Напряжение в материале полос:

$$s_n = \frac{f_n l_n^2}{12W_n} = \frac{1235 \times 0,4^2}{12 \times 1} = 16,47 \text{ МПа,}$$

$$\text{где } W_n = \frac{b^2 h}{6} = \frac{1^2 \times 6}{6} = 1 \text{ см}^3.$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$y_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^{(3)2} l^2}{aW_\phi} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \frac{1,2^2 \times 30000^2}{0,8 \times 12} = 2,34 \text{ МПа,}$$

$$\text{где } W_\phi = \frac{bh^2}{3} = \frac{1 \times 6^2}{3} = 12 \text{ см}^3.$$

$$s_{расч} = s_\phi + s_n = 2,34 + 16,47 = 18,81 \text{ МПа,}$$

что меньше $\sigma_{доп} = 75$ МПа. Таким образом, шины механически прочны.

Лекция15. Выбор гибких шин и токопроводов

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка - сталеалюминевые - несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода - алюминиевые - являются только токоведущими. Сечения отдельных проводов в пучке рекомендуется выбирать возможно большими (500, 600 мм²), т.к. это уменьшает число проводов и стоимость токопровода.

Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится по (6.1) $I_{max} \leq I_{дон}$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока к.з.

$$J_k \leq J_{k,дон}; q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q.$$

При проверке на термическую стойкость проводников линий, оборудованных устройствами быстродействующего АПВ, должно учитываться повышение нагрева из-за увеличения продолжительности прохождения тока к.з. Расщепленные провода ВЛ при проверке на нагрев в условиях к.з. рассматриваются как один провод суммарного сечения.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_k^{(3)} \approx 20 \text{ кА}$ и провода ВЛ при $i_y \approx 50 \text{ кА}$.

При больших токах к.з. провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном к.з. между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока к.з. движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и значение тока к.з.

Определяется усилие от длительного протекания тока двухфазного КЗ, Н/м

$$f = 2 \times 10^{-7} \frac{I^{(2)2}}{a},$$

где a - расстояние между фазами, м. (Для ОРУ расстояние между фазами принято обозначать буквой D);

$I^{(2)}$ - среднеквадратичное значение (за время прохождения) тока двухфазного КЗ.

С достаточной точностью для расчетов можно принять

$$I^{(2)} = I_{n,0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{n,0}^3.$$

Подставляя эти величины, получаем усилие Н/м:

$$f = \frac{1,5 I_{n,0}^{(3)2}}{D} \times 10^{-7}.$$

Определяем силу тяжести 1 м токопровода с учетом внутрифазных распорок, Н/м: $g = 1,19,8m$, где m - масса 1 м токопровода, кг.

Определяем отношение

$$\sqrt{h}/t_{\text{эк}},$$

где h - максимальная расчетная стрела провеса провода в каждом пролете при максимальной расчетной температуре, м;

$t_{\text{эк}}$ - эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с.

Для цепей генераторов и трансформаторов в среднем

$$t_{\text{эк}} = t_3 + 0,05,$$

где t_3 - действительная выдержка времени защиты от токов к.з.;

$0,05$ - учитывает влияние апериодической составляющей.

По диаграмме (рис.6.9) в зависимости f/g и $\sqrt{h}/t_{\text{эк}}$ определяем отклонение провода b , м, и угол α .

Найденное значение сравниваем с максимально допустимым:

$$b_{\text{дон}} = \frac{D-d-a_{\text{дон}}}{2},$$

где d - диаметр токопровода;

$a_{\text{дон}}$ - наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения.

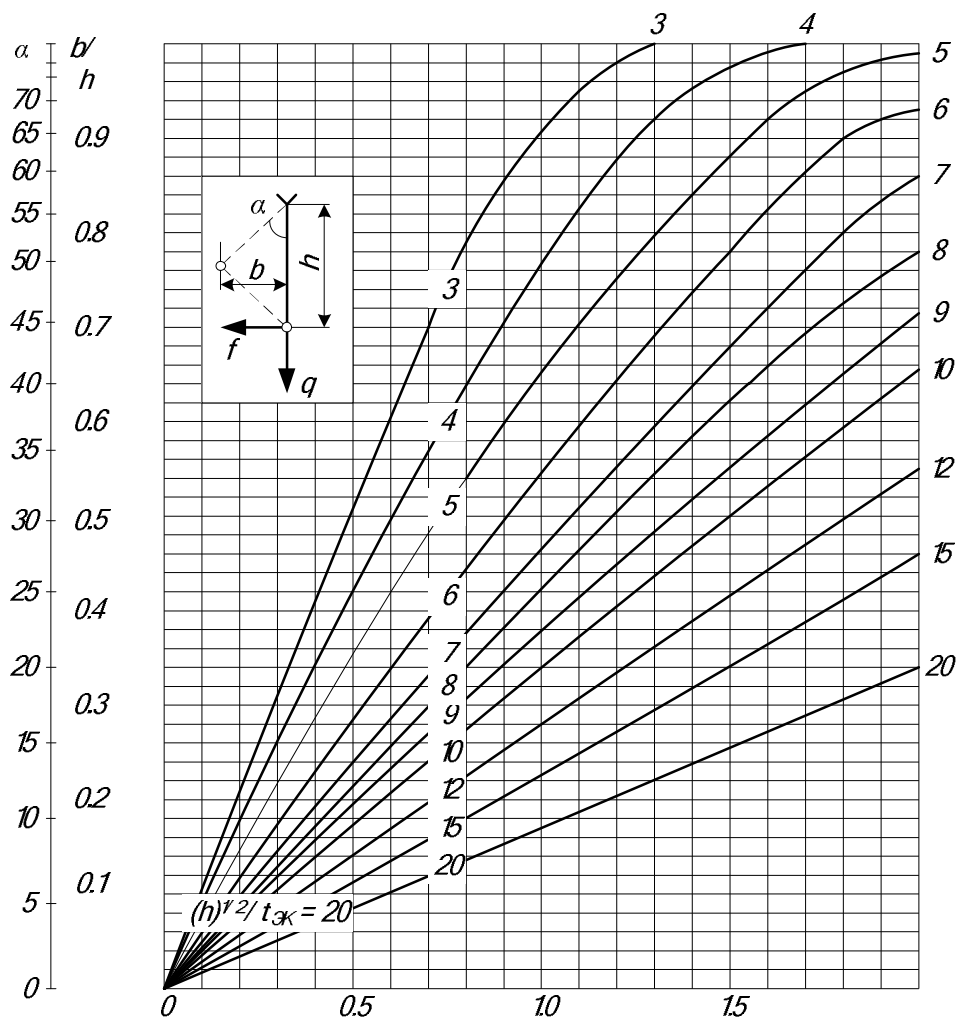


Рис. 9. Диаграмма определения отклонения гибкого токопровода с горизонтальным расположением фаз под действием токов к.з.

Для токопроводов генераторного напряжения $a_{\text{доп}}=0,2\text{ м}$, для ОРУ, согласно ПУЭ: при напряжении 110 кВ - 0,45 м; 150 кВ - 0,6 м; 220 кВ - 0,95 м, 330 кВ - 1,4 м; 500 кВ - 2 м.

Если окажется, что $b > b_{\text{доп}}$, то необходимо уменьшить стрелу провеса или увеличить расстояние между фазами. В гибких подвесных токопроводах уменьшение стрелы провеса может привести к значительному увеличению механических напряжений в проводе, а увеличение расстояния между фазами ведет к увеличению размеров ОРУ. Поэтому в некоторых случаях устанавливают поперечные распорки, присоединяемые к фазам через изоляторы, что позволяет не увеличивать расстояние между фазами и не уменьшать стрелу провеса. Когда все же необходимо уменьшить стрелу провеса, устанавливают дополнительные опоры, т. е. фактически уменьшают пролет, чтобы сохранить механическое напряжение в проводах в допустимых пределах.

Гибкие токопроводы с расщепленными фазами проверяются также по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Расчет производится в следующем порядке.

Усилие на каждый провод от взаимодействия со всеми остальными $n-1$ проводами составляет Н/м:

$$f_u = \frac{n-1}{n^2} \times 2 \times 10^{-7} \frac{I_{n,0}^{(3)2}}{d},$$

где n - число проводов в фазе;

d - диаметр фазы, м;

$I_{n,0}^{(3)}$ - действующее значение тока трехфазного к.з., А.

Под действием импульсных усилий f_u проводники фазы стремятся приблизиться к центру. Для фиксации проводов и уменьшения импульсных усилий в них устанавливают внутрифазовые (дистанционные) распорки. Расстояние между распорками должно быть, м

$$l_p = k S_{max} 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(k-1) S_{max} 24 b}{(g_k + k g_l)(g_k - k g_l)}},$$

где $k=1,8$ - коэффициент допустимого увеличения механического напряжения в проводе при КЗ;

S_{max} - максимальное напряжение в проводе при нормальном режиме, МПа (при температуре 40°C или при гололеде и температуре

-5° С) равняется $s_{max} = \frac{T_{\phi,max}}{nq}$; здесь $T_{\phi,max}$ - максимальное

тяжение на фазу в нормальном режиме, Н;

b - коэффициент упругого удлинения материала провода (для алюминия $\beta = 159 \cdot 10^{-13}$ м²/Н);

g_l - удельная нагрузка от собственной массы провода, МПа /м;

g_k - удельная нагрузка от сил взаимодействия при КЗ, МПа/м равная

$g_k = \frac{f_u}{q}$; здесь q - сечение провода, мм².

Максимальное тяжение на фазу определяется при механическом расчете проводов гибкой связи одновременно с определением максимальной стрелы провеса.

На участках токопровода вблизи источников питания расстояние между дистанционными распорками может составлять всего 3-5 м, а на удаленных пролетах по мере уменьшения токов к.з. это расстояние возрастает. Если по условию электродинамической стойкости дистанционных распорок не требуется, их устанавливают через 15 м для фиксации проводов расщепленной фазы.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию озона, вредно влияющего на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений.

Рассмотрим порядок расчета для выбора сечения проводов по условиям короны.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right),$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для много проволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 - радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}},$$

где U - линейное напряжение, кВ;

D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз

$$D_{cp} = 1,26D,$$

здесь D - расстояние между соседними фазами, см.

В распределительных устройствах 330 кВ и выше каждая фаза для уменьшения коронирования выполняется двумя, тремя или четырьмя проводами, т. е. применяются расщепленные провода (рис. 10).

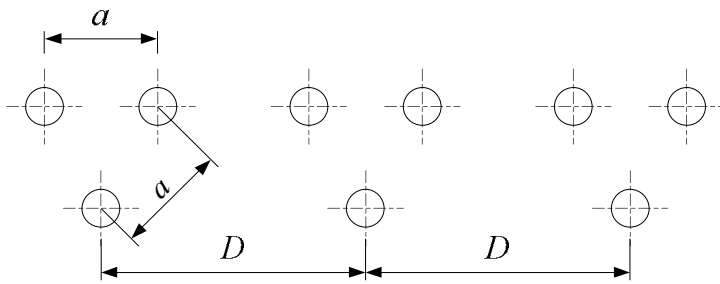


Рис. 10. Расположение расщепленных проводов

В отдельных случаях расщепленные провода применяются также на линиях 220 кВ. Напряженность электрического поля (максимальное значение) вокруг расщепленных проводов, кВ/см:

$$E = k \frac{0,354U}{nr_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_{эк}}}$$

где k - коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе;

$r_{эк}$ - эквивалентный радиус расщепленных проводов (табл. 5).

Таблица 5. Значения k и r

Данные	Число проводов в фазе		
	2	3	4
Коэффициент k	$1 + 2 \frac{r_0}{a}$	$1 + 2\sqrt{3} \frac{r_0}{a}$	$1 + 3\sqrt{2} \frac{r_0}{a}$
Эквивалентный радиус $r_{эк}$, см	$\sqrt{r_0 a}$	$\sqrt[3]{r_0 a^2}$	$\sqrt[4]{\sqrt{2} r_0 a^3}$

Расстояние между проводами в расщепленной фазе a принимается в установках 220 кВ – 20-30 см, в установках 330-750 кВ – 40 см, При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7% больше величин, определенных по (6.22, 6.23).

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны можно записать в виде:

$$1,07E \leq 0,9E_0$$

Пример 3. Выбрать сборные шины 110 кВ и токоведущие части в блоке от сборных шин до выводов блочного трансформатора по условиям примера 6.1. Генератор G3 типа ТВФ-100-2, трансформатор ТДЦ-125000/110, $T_{max} = 6000$ ч. Токи к.з. на шинах 110 кВ: $I_{n0}^{(3)} = 14,18$ кА; $i_y = 34,56$ кА.

Решение.

Выбор сборных шин 110 кВ

Т.к. сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, в данном случае – блока генератор - трансформатор:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном,з}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{118000}{\sqrt{3} \times 110} = 620 \text{ А.}$$

Блочный трансформатор не может быть нагружен большей мощностью, чем мощность генератора 118 МВА, поэтому

$$I_{\text{max}} = I_{\text{норм}} = 620 \text{ А.}$$

Принимаем провод АС-300/48 со следующими характеристиками:

$$q = 300 \text{ мм}^2, d = 24,4 \text{ мм}, I_{\text{доп}} = 690 \text{ А.}$$

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см. Проверка шин на сжестывание не производится, так как $I_{\text{н0}}^{(3)} < 20 \text{ кА}$.

Проверка на термическое действие тока к.з. не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования в данном случае могла бы не производиться, так как согласно ПУЭ минимальное сечение для воздушных линий 110 кВ – 70 мм².

Учитывая, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях, а также для пояснения методики расчета проведем проверочный расчет.

По (6.22) начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}} \right) = 31,6 \text{ кВ/см.}$$

По (6.23) напряженность вокруг провода:

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = \frac{0,354 \times 121}{1,22 \lg \frac{1,26 \times 300}{1,22}} = 14,1 \text{ кВ/см.}$$

Здесь принято $U=121 \text{ кВ}$.

Это напряжение принято потому, что на шинах электростанции (как источника питания) поддерживается напряжение равное по значению $1,1U_{\text{ном}}$.

Условие проверки по (6.25):

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

$$1,07 \cdot 14,1 = 15,1 < 0,9 \cdot 31,6 = 28,4.$$

Таким образом, выбранный провод АС-300/48 проходит по условиям короны.

Токоведущие части от выводов блочного трансформатора напряжением 110 кВ до сборных шин распределительного устройства выполняем гибкими проводами.

Сечение выбираем по экономической плотности тока $J_3 = 1 \text{ А/мм}^2$:

$$q_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{J_3} = \frac{620}{1} = 620 \text{ мм}^2.$$

Принимаем два провода в фазе АС-300/48; наружный диаметр – 24,4 мм, допустимый ток $2 \cdot 690 = 1380 \text{ А}$.

Проверяем провода по допустимому току:

$$I_{\text{max}} = 620 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 1380 \text{ А}.$$

Проверку на термическое действие тока не производим.

Проверку на коронирование также не производим, т.к. выше было показано, что провод АС-300/48 не коронирует.

Пример 4. Выбрать число и марки проводов в гибком токопроводе для присоединения генератора ТВФ-63 с распределительным устройством 10 кВ, если $T_{\text{max}} = 6000 \text{ ч}$, $I_{\text{н0}}^{(3)} = 50 \text{ кА}$, допустимая стрела провеса по габаритно-монтажным условиям $h = 2,5 \text{ м}$. Проверить токопровод по условиям схлестывания при к.з.

Решение.

Выбираем сечение по экономической плотности тока $J_3 = 1 \text{ А/мм}^2$:

$$q_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{J_3} = \frac{4330}{1} = 4330 \text{ мм}^2.$$

Принимаем два несущих провода АС-500/64, тогда сечение алюминиевых проводов должно быть

$$q_a = q_s - q_{AC} = 4330 - 2 \cdot 500 = 3330 \text{ мм}^2.$$

Число проводов АС-500:

$$n = \frac{3330}{500} = 6,06.$$

Принимаем токопровод 2×АС-500/64 + 6×А-500 диаметром $d=160$ мм, расстояние между фазами $D = 3$ м.

Проверяем по допустимому току:

$$I_{don} = 2 \cdot 945 + 6 \cdot 980 = 7770 \text{ А} > I_{max} = 4558 \text{ А}.$$

Пучок гибких неизолированных проводов имеет большую поверхность охлаждения, поэтому проверка на термическую стойкость не производится.

Проверяем токопровод по условиям схлестывания. Сила взаимодействия между фазами (по 6.17):

$$f = \frac{1,5 I_{n,0}^{(3)2}}{D} \times 10^{-7} = \frac{1,5 \times 50000^2}{3} \times 10^{-7} = 125 \text{ Н/м}.$$

Сила тяжести 1 м токопровода (с учетом массы колец 1,6 кг, массы 1 м провода АС-500/64 1,85 кг, провода А-500 1,38 кг) определяется так:

$$g = 9,8 (2 \cdot 1,85 + 6 \cdot 1,38 + 1,6) = 133 \text{ Н/м}.$$

Принимая время действия релейной защиты (дифференциальной) $t_3=0,1$ с, находим

$$t_{эк} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{эк}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5.$$

По диаграмме (рис.6.9) для значения $f/g=125/133=0,94$ находим $b/h=0,24$, откуда $b = 0,24 \cdot 2,5 = 0,6 \text{ м}$.

Допустимое отклонение фазы

$$b_{дон} = \frac{D-d-a_{дон}}{2} = \frac{3-0,16-0,2}{2} = 1,32 \text{ м}.$$

Схлестывания не произойдет, т.к. $b < b_{дон}$. Проверяем гибкий токопровод по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы.

Усилие на каждый провод по (6.20)

$$f_u = \frac{n-1}{n^2} \times 2 \times 10^{-7} \frac{I_{n,0}^{(3)2}}{d} = \frac{8-1}{8^2} \times 2 \times 10^{-7} \frac{50^2 \times 10^6}{0,16} = 341,8 \text{ Н/м.}$$

Удельная нагрузка на каждый провод от взаимодействия при к.з.:

$$g_k = \frac{f_u}{q} = \frac{341,8}{500} = 0,683 \text{ МПа/м.}$$

Удельная нагрузка на провод АС-500 от собственного веса:

$$g_1 = \frac{9,8m}{q} = \frac{9,8 \times 1,38}{500} = 0,027 \text{ МПа/м.}$$

Принимая максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме $T_{\phi, \max} = 100 \cdot 10^3 \text{ Н}$, определяем

$$S_{\max} = \frac{T_{\phi, \max}}{nq} = \frac{100 \times 10^3}{8 \times 500} = 25 \text{ МПа.}$$

Определяем допустимое расстояние между распорками внутри фазы:

$$l_p = k S_{\max} 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(k-1) S_{\max} 24 b}{(g_k + k g_1)(g_k - k g_1)}} =$$

$$= 1,8 \times 25 \times 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(1,8-1) 25 \times 24 \times 10^{-13}}{(0,683 + 1,8 \times 0,027)(0,683 - 1,8 \times 0,027)}} = 5,77 \text{ м.}$$

Таким образом, в токопроводе необходима установка внутрифазных распорок на расстоянии не более 5,77 м одна от другой.

6.8. Проверка шин на термическую устойчивость токам короткого замыкания

При проверке шин на термическую устойчивость должно выполняться условие

$$B_k \leq I_t^2 t.$$

Минимально допускаемое сечение шин по условию термической устойчивости определяется выражением

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}.$$

При отсутствии точных данных допускается принимать C равным: для медных шин и кабелей – 165; для алюминиевых шин и кабелей – 88; для стальных шин – 70.

При сопоставлении значений q_{\min} и $q_{\text{табл}}$ должно быть выполнено соотношение

$$q_{\min} \leq q_{\text{табл.}}$$

Если имеются точные данные о проводниках, то величина C определяется по выражению

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = \text{const},$$

где A_k и A_n - соответственно абсциссы зависимости, определяемые по кривым, для начальной температуры проводника до к.з. и для допустимой предельной температуры, характеризующей допустимое состояние проводников в конце короткого замыкания.

В справочной литературе имеются зависимости $A=f(q)$ для проводников из различных материалов.

Зная температуру в доаварийном режиме q_H , определяют A_n (величина A_n обычно определяется при $\theta_H=70^0$ C).

Значение A_k определяют также по этим кривым по значению $q_{\text{к.доп}}$ ($\theta_{\text{к.доп}}=200^0$ С для алюминиевых шин, 300^0 С для медных, 400^0 С для стальных).

Затем по выражению (6.26) определяется величина q_{\min} и сравнивается с табличной по выражению (6.27).

Если ток нагрузки выбранного сечения жилы проводника $I_{\text{доп}}$ значительно меньше $I_{\text{расч}}$, то целесообразно будет определить действительную рабочую температуру проводника θ_H с целью уточнения величины q_{\min} :

$$q_H = q_o + (q_{\text{доп}} - q_o) \frac{I_{\text{раб.мах}}^2}{I_{\text{доп.}}^2},$$

где q_o - расчетная температура окружающей среды;

$q_{\text{табл}}$ - длительно допускаемая рабочая температура.

Далее действия выполняются по вышеприведенному алгоритму.