

Министерство образования Республики Беларусь  
Учреждение образования  
"Гомельский государственный технический университет  
имени П.О. Сухого"

Кафедра "Электроснабжение"

Бохан А.Н.

## **ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

### **КУРС ЛЕКЦИЙ**

для студентов специальностей

1-43 01 03 "Электроснабжение (по отраслям)" и

1-43 01 02 "Электроэнергетические системы и сети"

Гомель 2010

УКД 621.311 (075.8)  
ББК 31.277.1я73  
Б86

Автор-составитель      Бохан Александр Николаевич

Курс лекций, по дисциплине "Производство электроэнергии" предназначен для студентов дневной и заочной формы обучения специальностей 1-43 01 03 "Электроснабжение (по отраслям)" и 1-43 01 02 "Электроэнергетические системы и сети".

В курсе лекций рассмотрены электрические схемы, устройство и выбор источников оперативного тока в электроустановках. Дано описание и характеристика основных видов управления высоковольтными аппаратами и принципов построения схем дистанционного управления выключателями, приведены типовые схемы дистанционного управления вакуумными выключателями. Большое внимание уделено режимам заземления нейтрали в распределительных сетях 6-35 кВ. Подробно рассмотрены вопросы расчета и устройства компенсированного и резистивного заземления нейтрали. Приведены методики расчета и устройства электрических заземлений, устройств молниезащиты и ограничителей перенапряжения.

© Гомельский государственный  
технический университет имени  
П.О. Сухого 2010

## 1. Технологические процессы и основное оборудование электростановок

В настоящее время электроэнергия вырабатывается на следующих типах электростанций:

- 1) тепловые электростанции, которые подразделяются на конденсационные (КЭС) и теплофикационные ТЭЦ;
- 2) атомные электростанции АЭС;
- 3) гидравлические электростанции (ГЭС);
- 4) Газотурбинные (ГТУ) и парогазотурбинные установки (ПГТУ).

Незначительная доля в выработке электроэнергии приходится на дизельные электростанции (ДЭС). Они в большей части используются в качестве резервных источников питания.

Особое внимание уделяется электроустановкам работающим на возобновляемых энергоресурсах. К таким электроустановкам относятся ветроэлектростанции (ВЭС), солнечные и др.

В республике Беларусь электроэнергия преимущественно вырабатывается на тепловых электростанциях. В настоящее время прорабатываются технические условия строительства атомной электростанции. Реальные перспективы строительства мощной гидроэлектростанции в республике отсутствуют в виду незначительного потенциала гидроресурсов.

### 1.1. Характеристика технологических процессов на электростанциях

Конденсационные электростанции это тепловые электростанции, которые выполняются по блочной структуре в электрической и тепловой части. На КЭС весь отработанный пар пропускается через конденсатор.

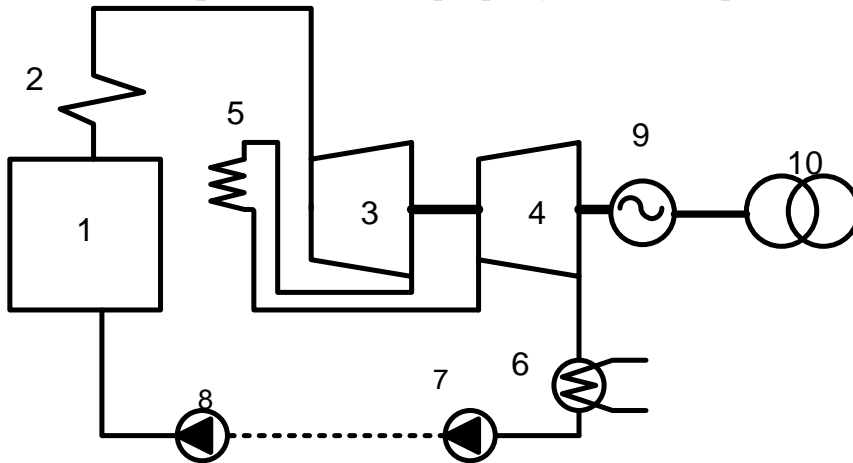


Рис.1.1 Технологическая схема конденсационной электростанции  
1-парогенератор; 2-пароперегреватель; 3-ступень турбины высокого давления; 4- ступень турбины низкого давления; 5- промежуточный перегреватель; 6- конденсатор; 7-конденсатный насос; 8-питательный насос; 9-генератор; 10-повышающий трансформатор.

Теплофикационные электростанции (теплоэлектроцентрали - ТЭЦ) предназначены для централизованного теплоснабжения горячей водой и паром, а также для выработки электроэнергии. При комбинированной выработке тепловой и электрической энергии общий КПД оказывается выше у ТЭЦ, т.к. меньшее количество тепла теряется в конденсаторе. Принципиальная технологическая схема ТЭЦ представлена на рис.1.2.

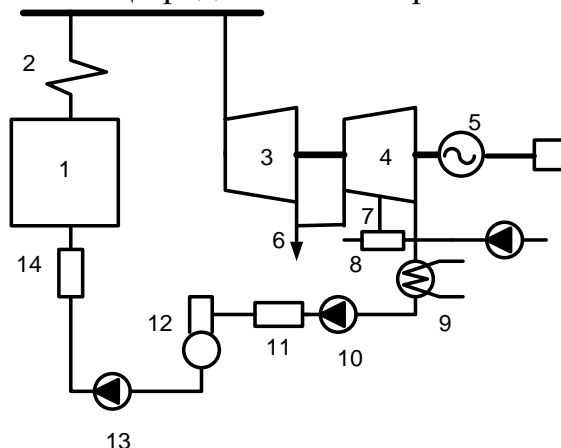


Рис.1.2. Технологическая схема ТЭЦ

1-парогенератор; 2-пароперегреватель; 3-ступень турбины высокого давления; 4- ступень турбины низкого давления; 5- промежуточный перегреватель; 6-отбор пара для производства; 7- отбор пара для отопления; 8- бойлер; 9- конденсатор; 10-конденсатный насос; 11-подогреватель низкого давления; 12- деаэратор; 13-питательный насос; 14-подогреватель высокого давления.

Атомные электростанции – это электростанции использующие энергию ядерных реакций.

На территории бывшего Советского Союза применяются на атомных электростанциях три основных типа реакторов: РБМК ; ВВЭР; БН. Технологическая схема водо-водяного энергетического реактора (ВВЭР) приведена на рис.1.3.

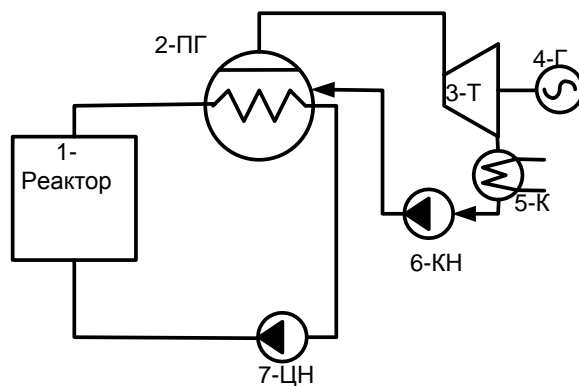


Рис.1.3. Технологическая схема блока АЭС с реактором ВВЭР

1- реактор; 2- парогенератор; 3- турбина; 4- генератор; 5-конденсатор; 6- конденсатный насос; 7-циркуляционный насос первого контура.

Газотурбинные и парогазотурбинные установки относительно небольшой мощности применяются для производства тепловой и электрической энергии. Их основное достоинство : возможность максимального приближения к центрам потребления тепловой и электрической энергии, быстрота сооружения, относительно невысокая стоимость.

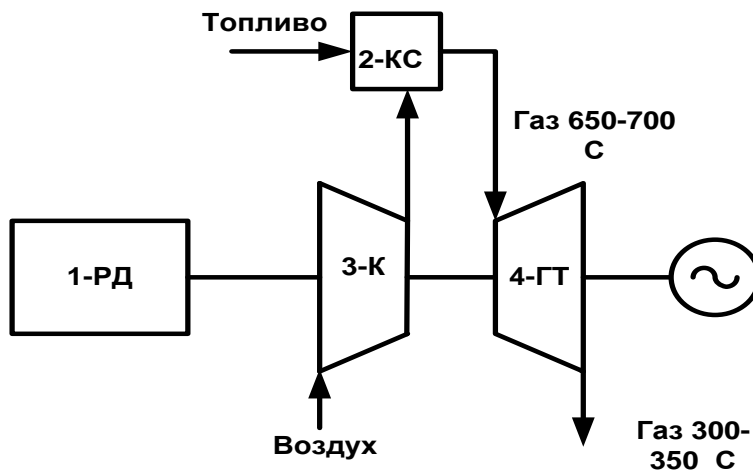


Рис.1.4. Технологическая схема газотурбинной установки  
1-разгонный двигатель; 2- камера сгорания; 3- компрессор; 4- газовая турбина

Гидроэлектростанции используют для выработки электроэнергии энергию воды. ГЭС обычно имеют водохранилища, позволяющие аккумулировать воду и регулировать ее расход и рабочую мощность станции.

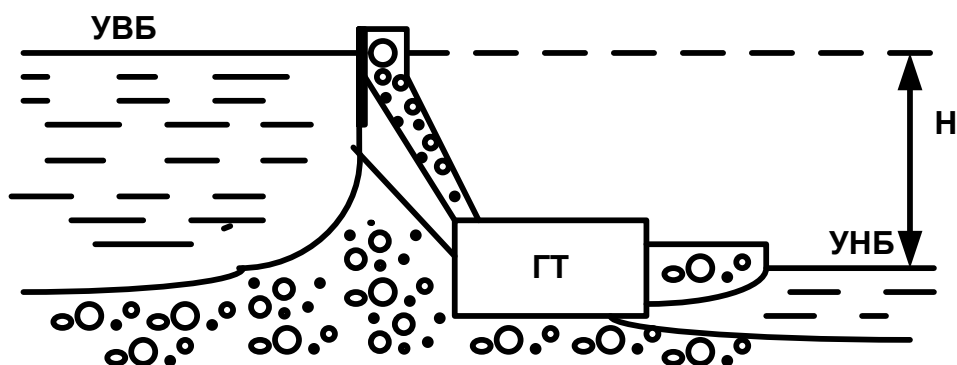


Рис.1.5. Технологическая схема ГЭС  
УВБ- уровень верхнего бьефа; УНБ –уровень нижнего бьефа; Н-перепад высот; ГТ-гидротурбина.

Мощность гидроэлектростанции (кВт) может быть определена по выражению:  $P_{пол} = \frac{\rho \cdot Q \cdot H \cdot \eta}{102 \cdot 3600} \approx \frac{Q \cdot H \cdot \eta}{367,2}$ ;  $H$  – мвс;  $Q$  – м<sup>3</sup>/час

Когенераторные установки- это электроэнергетические установки малой мощности предназначенные для выработки электрической и тепловой энергии. Достоинством установки является их максимальное приближение к узлам потребления электрической и тепловой энергии и высокая эффективность использования топливно-энергетических ресурсов.

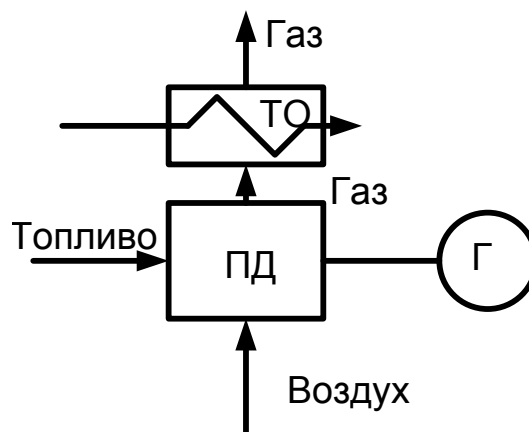


Рис.1.6. Технологическая схема когенераторной установки  
ПД-первичный двигатель (ДВС или турбина), Г-генератор; ТО- теплообменник.

### 1.2.1. Конструкции синхронных генераторов

Скорость вращения ротора синхронного генератора:  $n = \frac{60f}{p}$  (ТГ и ГГ),

Где  $p$ - число пар полюсов;  $f$ - частота;  $n$ - скорость вращения (об/мин).

Основные номинальные параметры генераторов:  $U_{ном}$ ;  $I_{ном}$ ;  $P_{ном}$ ;  $I_{ном}$ .  
рот;  $\cos \phi$ .

*Турбогенераторы* - быстроходные электрические машины(горизонтальные). Частота вращения  $n$  обычно 1500, 3000 об/мин.

Статор- неподвижный, ротор- вращающийся. Корпус – стальной. При мощности более 100 МВт сердечник статора выполняется из холоднокатаной электротехнической стали толщиной 0,5мм. Для охлаждения в стали предусмотрены аксиальные и радиальные каналы.

Ротор выполняется из цельнометаллической поковки. Максимальные размеры:  $d=1,1-1,2$ м;  $l= 6.0-6.5$ м. В роторе фрезеруются пазы для обмоток. Для охлаждения с торцов устанавливаются вентиляторы.

Шкала номинальных мощностей турбогенераторов: 2,5; 4 ; 6; 12; 30(32); 60(63); 100; 160; 200(220); 300; 500; 800; 1000 МВт.

Таблица 1.1 Номинальные напряжения синхронных генераторов:

Мощность, МВт	Напряжение, кВ
До 50	6,3; 10,5
100-150	10,5; 15,75
200-500	15,75; 18; 24

Гидрогенераторы (ГГ)- тихоходные электрические машины.

ГГ небольшой мощности- горизонтального исполнения;

ГГ средней и большой мощности- вертикального исполнения (подвесного или зонтичного типа).

Частота вращения составляет 60-600 об/мин.

Для мощных гидрогенераторов диаметр ротора достигает значения  $d_{рот} \approx 14-16м$ ; а для статора  $D_{стат} \approx 20-22м$ .

#### *Системы охлаждения генераторов*

При работе синхронного генератора в обмотках ротора и статора, а также активной стали происходит тепловыделение и, соответственно, нагрев.

Для изоляции класса В (на асфальтобитумных лаках) допустимая температура нагрева обмотки статора не должна превышать  $105^{\circ}C$ , а ротора  $130^{\circ}C$ . Для более термостойкой изоляции допустимые температуры значительно выше: Н-  $t_{пред} = 155^{\circ}C$ ; F-  $t_{пред} = 180^{\circ}C$ .

Превышение температуры изоляции сверх допустимых значений приводит к более интенсивному старению изоляции. При разработке новых, более мощных, генераторов применяют более интенсивные системы охлаждения. Это позволяет уменьшить их размеры.

Различают косвенную и непосредственную системы охлаждения. При косвенной системе охлаждения воздух циркулирует в зазоре между ротором и статором, а также в вентиляционных каналах активной стали статора.

Для интенсификации охлаждения генераторов применяются газы и жидкости обладающие более высокой теплоотводящей способностью.

Характеристика охлаждающей среды при давлении 0,1 МПа

	Теплопр.	Плотность	Теплотв. способность
Воздух	1	1	1
Водород	7,1	0,07	1,44
Масло	5,3	848	21

Вода                                      23                                      1000                                      50

Системы охлаждения турбогенераторов разных типов:

**Т** - воздушная (проточная и замкнутая) ;

**ТВ** - водородное;

**ТВФ**- водородное форсированное (непосредственное). Охлаждение обмоток статора косвенное, обмоток ротора- непосредственное. Давление водорода 0,2-0,4 МПа.

**ТГВ-200, 300** водородное форсированное (непосредственное) охлаждение обмоток статора и ротора. Давление водорода 0,2-0,4 МПа.

**ТГВ-500** –обмотки статора и ротора охлаждаются водой непосредственно, а сталь статора -водородом.

**ТВМ**- масляно-водяное охлаждение (ротор - водой, а статор - маслом );

**ТВВ**- обмотки статора охлаждаются водой, а обмотка ротора и активная сталь –непосредственное водородное.

Применение более интенсивных систем охлаждения позволяет уменьшить размеры генераторов. В табл.1.2 приведены сравнительные характеристики различных систем охлаждения.

Таблица 1.2 Эффективность различных систем охлаждения

Охлаждение турбогенераторов	Увеличение мощности,
Воздушное	1,0
Косвенное водородное при избыточном давлении 0,005 МПа	1,25
Косвенное водородное при избыточном давлении, 0,2 МПа	1,7
Непосредственное (внутреннее) охлаждение статора и ротора водородом	2,7
Непосредственное охлаждение обмотки статора маслом и обмотки ротора водой	3,6
Непосредственное охлаждение обмоток статора и ротора водой	4,0



### 1.2.2. Системы возбуждения генераторов

Требования к системам возбуждения: надежность, экономичность; допускать регулирование тока возбуждения в необходимых пределах; обеспечение необходимой кратности форсировки; достаточное быстродействие.

Классификация систем возбуждения:

Все типы систем возбуждения можно разделить на две группы: самовозбуждение и независимое возбуждение. В независимых системах возбуждения источником питания являются возбудители (постоянного или переменного тока) непосредственно сопряженные с валом генератора. К системам самовозбуждения относятся системы получающие питание от выводов генератора через понижающие трансформаторы. Независимые системы возбуждения получили большее распространение, т.к. режим их работы не зависит от напряжения на выводах генераторов, и поэтому являются более надежными.

В зависимости от источников питания и принципов построения различают следующие основные типы систем возбуждения: электромашинное независимое; полупроводниковое самовозбуждение; высокочастотное независимое; независимое тиристорное; бесконтактное независимое.

Основные параметры характеризующие системы возбуждения: потребляемая мощность  $P_f \approx (0.3\% - 1\%)P_r$ ; номинальное напряжение  $U_{f.ном} \approx (80 - 650V)$ ; кратность форсировки  $K_\phi = U_{f.пот} / U_{f.ном}$  (не менее двух); скорость нарастания возбуждения  $V_\phi = 0,632(U_{f.пот} - U_{f.ном}) / U_{f.ном} * t_1$  (Рис.1.7). Скорость нарастания возбуждения должна составлять не менее двух.

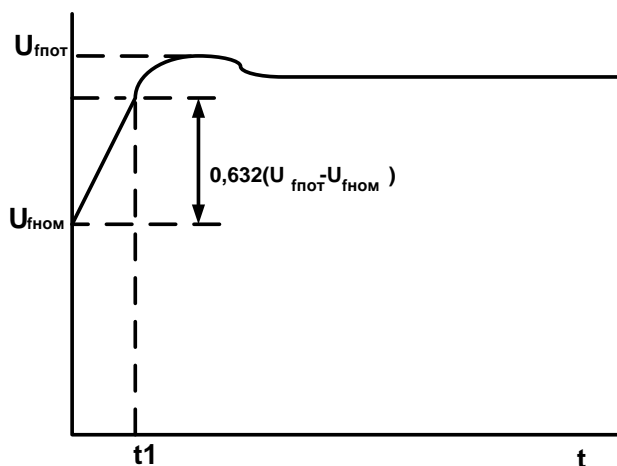


Рис.1.7. Изменение напряжения при форсировке возбуждения

#### *Независимая электромашинная система возбуждения*

В независимой электромашинной системе возбуждения источником питания является генератор постоянного тока, находящийся на одном валу с генератором.

К недостаткам системы возбуждения относятся относительно небольшая скорость нарастания возбуждения ( $\nu \approx 2$  1/с), невысокая надежность и потери мощности в коллекторе.

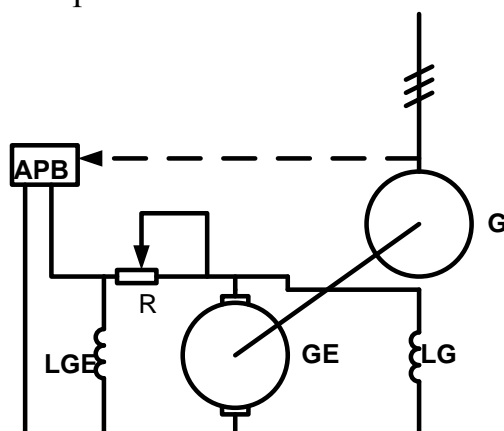


Рис.1.8. Принципиальная схема независимого электромашинного возбуждения

G-генератор; GE- возбудитель; LG- обмотка возбуждения генератора; LGE- обмотка возбуждения возбудителя; R-регулирующий реостат; APB- устройство автоматического регулирования возбуждения генератора.

*Полупроводниковая система самовозбуждения генератора*

Питание цепей возбуждения осуществляется от двух источников: трансформатора тока ТА1 и понижающего трансформатора Т1. Вторичный ток ТА1 пропорционален току статора. От выпрямителя VS2 обеспечивается регулирование возбуждения в нормальном режиме и при форсировке возбуждения.

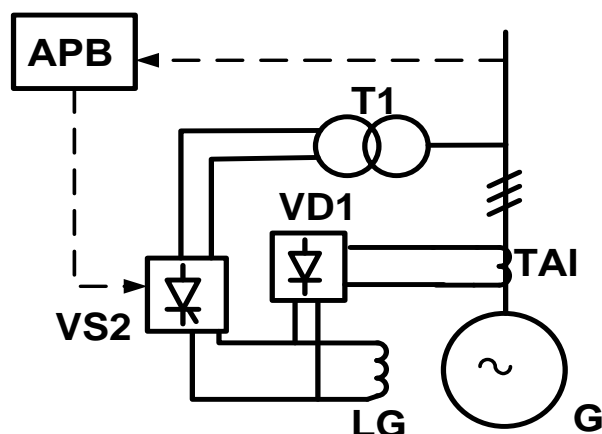


Рис.1.9. Принципиальная схема полупроводниковой системы самовозбуждения генератора

G-генератор; LG- обмотка возбуждения генератора; VD1- неуправляемый выпрямитель; VS2- управляемый выпрямитель; T1- питающий трансформатор; APB- устройство автоматического регулирования возбуждения генератора.

#### *Высокочастотная система возбуждения*

В системе независимого высокочастотного возбуждения (Рис.10 )применяется высокочастотный возбудитель индукторного типа частотой 500Гц, который имеет три обмотки возбуждения ( LGE ; LGE1 ; LGE2 ). Обмотки возбуждения вместе с трехфазной обмоткой переменного тока расположены на статоре возбудителя GE. Обмотка LGE обеспечивает основное возбуждение возбудителя. Подвозбудитель GE2 частотой 400Гц обеспечивает питание обмоток LGE1 ; LGE2, которые обеспечивают автоматическое регулирование возбуждения и быстродействующую форсировку.

#### *Независимое тиристорное возбуждение генераторов*

Питание системы возбуждения осуществляется от трехфазного вспомогательного генератора переменного тока LGE, находящегося на одном валу с основным. Обмотка возбуждения генератора подключена к параллельно соединенным рабочей и форсировочной группам тиристоров VS1 и VS2. В нормальном режиме питание системы возбуждения осуществляется от рабочей группы, а при форсировке рабочая группа запирается более высоким напряжением форсировочной группы VS2.

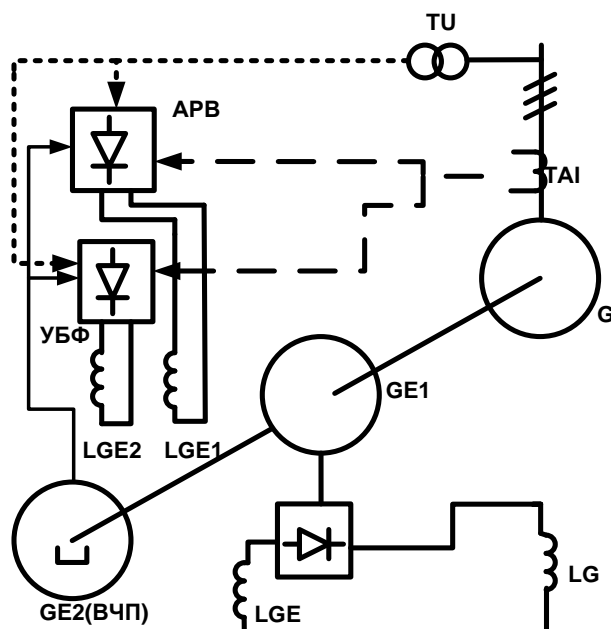


Рис.1.10. Принципиальная схема высокочастотной системы возбуждения G-генератор; GE1- возбудитель; GE2-высокочастотный подвозбудитель; LG- обмотка возбуждения генератора; LGE- обмотка возбуждения возбудителя; ; LGE1,LGE2- обмотки возбуждения подвозбудителя; APB- уст-

ройство автоматического регулирования возбуждения генератора; УБФ- устройство быстродействующей форсировки.

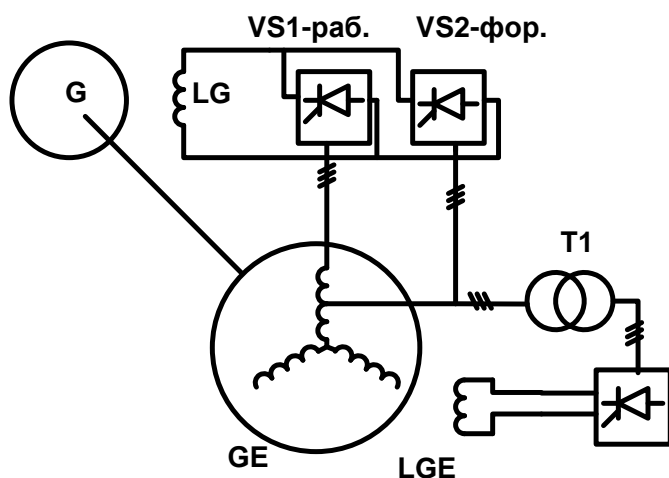


Рис.1.11. Принципиальная схема независимого тиристорного возбуждения генератора

G-генератор; GE1- возбудитель LG- обмотка возбуждения генератора; LGE- обмотка возбуждения возбудителя; VS1,VS2- соответственно рабочая и форсировочная группы тириستоров; T1- вспомогательный трансформатор питания обмотки LGE.

### 1.2.3. Автоматическое гашение поля синхронных генераторов

Гашением поля называется процесс, заключающийся в быстром уменьшении магнитного потока возбуждения до величины, близкой к нулю.

Эффективная система гашения поля позволяет уменьшить размеры повреждений при замыканиях в генераторе и на его выводах.

Для гашения поля необходимо отключить обмотку ротора от возбудителя. Но быстрое гашение поля может вызвать опасные перенапряжения. Амплитуда возможных перенапряжений при обрыве тока определяется выражением:

$U_{\text{п}} = I_{\text{г}} \sqrt{\frac{L_{\text{г}}}{C_{\text{г}}}}$ , где  $L_{\text{в}}$  и  $C_{\text{в}}$  – соответственно индуктивность цепи и паразитная емкость обмотки возбуждения.

Таким образом устройства автоматического гашения поля должны обеспечить возможно быстрый спад тока возбуждения, но при этом должны быть исключены недопустимые уровни перенапряжений.

Процесс гашения поля считается законченным, если амплитуда ЭДС статора снизилось до значения 500 В. При этом напряжении происходит по-

гашение дуги переменного тока. Время гашения поля это такое время, в течение которого ток возбуждения снижается до значения соответствующего ЭДС статора 500В.

В настоящее время применяются три основных способа гашения поля: с помощью дугогасительного сопротивления, с помощью АГП с дугогасительной решеткой, переводом тиристоров в инверторный режим для тиристорных систем возбуждения.

При гашении поля возбуждения дугогасительным сопротивлением мощность выделяющаяся на гасительном сопротивлении составляет:

$$\Delta P_{\text{гн}} = I_{\text{г}}^2 * r_{\text{гн}},$$

Где  $r_{\text{гн}}$  —сопротивление гасительного резистора  $r_{\text{гн}} \approx (3-5)r_{\text{г}}$ ;  
 $r_{\text{г}}$  — активное сопротивление обмотки возбуждения генератора.

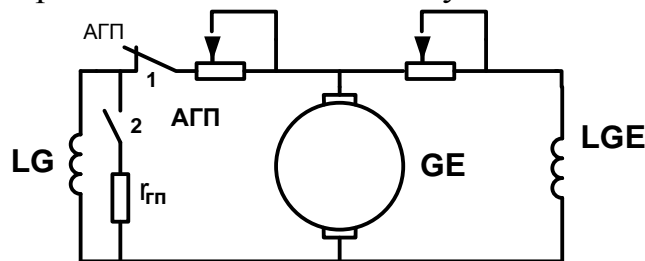


Рис.1.12. Гашение поля автоматом с дугогасительным сопротивлением

Способ гашения поля с помощью дугогасительной решетки представлен на рис.1.13.

Мощность выделяющаяся на дугогасительной решетке определяется выражением -  $\Delta P_{\text{гн}} = I_{\text{г}} * U_{\text{д}}$ . Преимущество данного метода состоит в более интенсивном гашении дуги и уменьшении возможных перенапряжений.

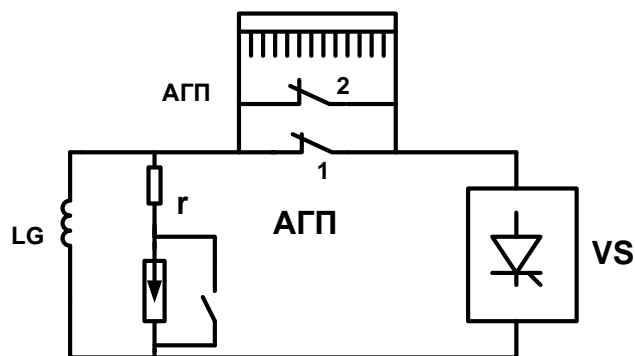


Рис.1.13. Гашение поля автоматом с дугогасительной решеткой

Расстояние между пластинами 1,5-3 мм, падение напряжения на короткой дуге 25-30 В. Противоэдс дугогасительной решетки составляет  $U_{др} = n \cdot U_{кд}$ . Гашение поля с помощью дугогасительной решетки в 4-6 раз более эффективно по сравнению с АГП дугогасительными сопротивлениями.

- Противовключение возбuditеля (перевод тиристорного возбuditеля в инвертирующий режим). Процесс гашения поля аналогичен гашению поля с помощью дугогасительной решетки (включение противоэдс). Для гашения поля используется форсировочная группа тириستоров с предельным напряжением до  $4U_{ф ном}$ .

#### 1.2.4. Включение генераторов на параллельную работу

Включение синхронных машин в сеть на параллельную работу возможно двумя способами:

- методом точной синхронизации;
- методом самосинхронизации.

Метод точной синхронизации (ручной и автоматический)

Для точной синхронизации ручным методом применяется синхронизационная колонка: два вольтметра, два частотомера и синхроскоп.

Допустимые отклонения параметров:  $U$ - не более 10% (обычно до 5%),  $f(\omega)$ - не более 0,1% ;

$\phi$ - не более 20 град.

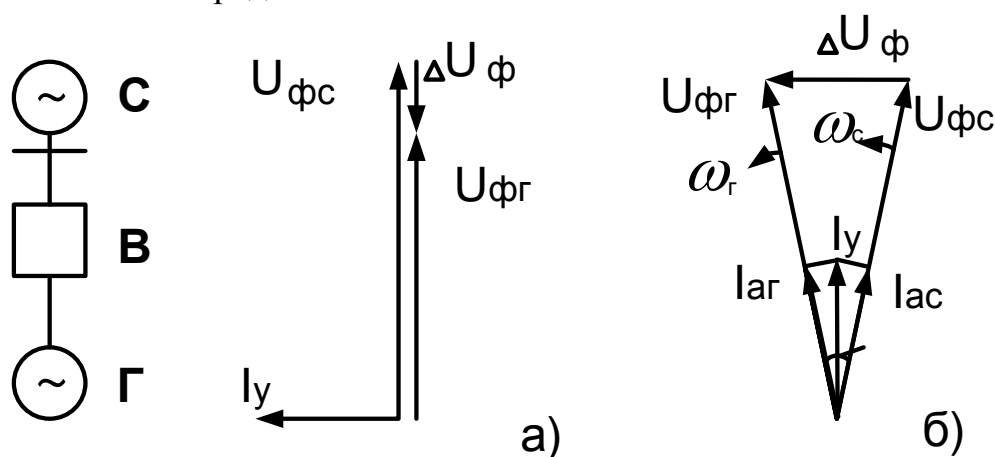


Рис.1.14. Включение генераторов методом точной синхронизации

Уравнительные токи при включении генератора методом точной синхронизации:

$$I_y = \frac{U_{ф.с} - E_{ф.г}}{X_d^{11} + X_c}.$$

Метод самосинхронизации

Генератор разгоняется до скорости близкой к синхронной ( $\Delta\omega = 2-3\%$ ) и включается. После включения подается возбуждение и через 1-2с генератор втягивается в синхронизм. При разгоне генератора (до включения выключателя) обмотка возбуждения должна быть замкнута на разрядное со-

противление АГП либо специальное сопротивление. Это позволяет предотвратить возникновение недопустимых перенапряжений в момент включения генератора.

Способ самосинхронизации применяется в нормальных условиях для включения на синхронную работу турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток. При ликвидации аварийных режимов включение всех типов генераторов может выполняться методом самосинхронизации.

### **1.2.5. Режимы работы синхронных генераторов**

Различают нормальные и анормальные режимы синхронных генераторов. Нормальный режим работы СГ характеризуется следующими параметрами:

активной нагрузкой  $P_{\text{ном}}$ ; напряжением  $U_{\text{ном}}$ ; коэффициентом мощности  $\cos\varphi_{\text{ном}}$ ; частотой  $f_{\text{ном}}$  и номинальной температурой охлаждающей среды. Работа с номинальными параметрами может продолжаться как угодно долго, при этом температура обмоток и стали не должны выходить за установленные пределы.

Анормальные режимы работы СГ: перегрузки; асинхронный режим (потеря устойчивости, потеря возбуждения);- внешние короткие замыкания и др. Анормальные режимы синхронных генераторов представляют опасность обусловленную прежде всего с перегревом обмоток и стали. Длительность ненормальных режимов должна по возможности быть сокращена для предотвращения преждевременного выхода из строя генератора. Генераторы с непосредственным охлаждением более чувствительны к перегрузкам, поэтому они допускают меньшие величины и длительности перегрузок, чем машины с косвенным охлаждением.

### **1.3. Синхронные компенсаторы**

Синхронный компенсатор (СК) представляет собой синхронную электрическую машину, работающую в режиме холостого хода. Изменением тока возбуждения регулируется выработка или потребление реактивной мощности. Особенностью СК является возможность работы с отрицательным возбуждением. При этом реактивная мощность потребляется. Номинальная мощность синхронных компенсаторов находится в диапазоне 10–160 МВАр.

Ток потребляемый СК: 
$$I_{\text{СК}} = \frac{E_{\text{СК}} - U_c}{x_{\text{СК}}}$$

Для СК применяют воздушную и водородную системы охлаждения: КС-10000-6(воздушное охлаждение); КСВ-160000-11(водородное охлаждение).

Для СК применяют реакторный пуск для уменьшения пусковых токов ( $I_{\text{п.СК}} = 2 - 2,8 I_n$ ).

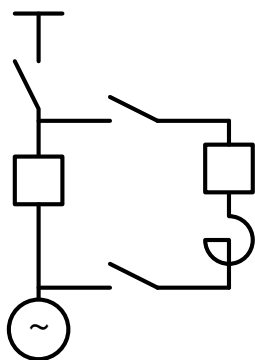


Рис.1.15. Включение синхронного компенсатора

Без возбуждения генератор разгоняется до скорости близкой к синхронной. Разворот осуществляется за счет асинхронного момента. После этого подается возбуждение и генератор втягивается в синхронизм.

К достоинствам СК является возможность плавного регулирования выработки или потребления реактивной мощности в широких пределах. К основным недостаткам СК относятся повышенные затраты на ремонт и обслуживание присущие вращающимся электрическим машинам.

Альтернативные регуляторы реактивной мощности: Статические регулируемые источники реактивной мощности (ИРМ) и конденсаторные батареи. Принципиальная схема статического регулируемого ИРМ приведена на рис.1.16. Регулирование потребления реактивной мощности выполняется изменением индуктивности реактора. Для этого может применяться реактор с подмагничиванием.

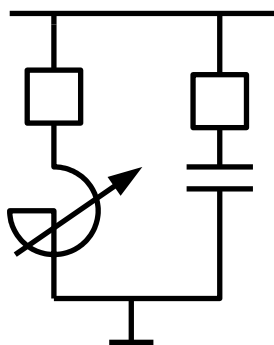


Рис.1.16. Статический регулируемый ИРМ

#### 1.4. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электроэнергии одного напряжения на другое. На пути к потребителю электроэнергия многократно трансформируется, поэтому в энергосистеме установленная мощность трансформаторов в 4-5 раз больше установленной мощности генераторов.



*Номинальные параметры трансформаторов:* мощность  $S_{\text{ном}}$ ; напряжение  $U_{\text{ном}}$ ; ток  $I_{\text{ном}}$ ; напряжение короткого замыкания  $U_{\text{кз}}$ ; ток холостого хода  $I_{\text{хх}}$ ; потери холостого хода  $\Delta P_{\text{хх}}$ ; потери короткого замыкания  $\Delta P_{\text{кз}}$ .

Номинальной мощностью трансформатора называется значение полной мощности с которой может длительно может работать трансформатор при номинальных условиях охлаждения, частоте и напряжении.

В таблице 1.3 приведена шкала номинальных мощностей (кВА) трансформаторов до 6300 кВА включительно.

Таблица 1.3. Шкала номинальных мощностей трансформаторов

10	16	25	40	63
100	160	250	400	630
1000	1600	2500	4000	6300

Напряжение короткого замыкания  $U_{\text{кз}}$  – это напряжение при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой накоротко другой обмотке в ней протекает ток равный номинальному.  $U_{\text{кз}}$  характеризует полное сопротивление трансформатора. В справочных данных оно обычно указывается в % от номинального напряжения.  $U_{\text{кз}}$ - используется при расчетах токов короткого замыкания.

Потери холостого хода  $\Delta P_{\text{хх}}$ - это активные потери мощности в стали на перемагничивание и на вихревые токи. В современных трансформаторах с холоднокатанной сталью марки Э330А потери меньше.

Потери короткого замыкания  $\Delta P_{\text{кз}}$ - обусловлены потерями активной мощности в обмотках трансформатора при протекании токов нагрузки и добавочными потерями вызванными магнитными полями рассеяния.

Значения  $\Delta P_{\text{хх}}$ ,  $\Delta P_{\text{кз}}$  используются при расчетах связанных с определением экономичных режимов трансформаторов.

Типы трансформаторов: однофазные и трехфазные.

Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы. Однофазные трансформаторы применяются при большой мощности и высоких напряжениях (500, 750 кВ), когда возникают затруднения по условиям транспортировки. Техничко-экономические показатели трехфазных трансформаторов лучше чем у однофазных. Расход активных материалов у них на 20-25 % меньше чем у группы однофазных трансформаторов такой же мощности.

По количеству обмоток различают двухобмоточные и трехобмоточные. В трехобмоточных трансформаторах мощность обмотки низкого или среднего напряжения может быть меньше номинальной (например 67%). Сумма нагрузок обмоток низкого и высокого напряжения при этом не должна превышать номинальной.

Трансформаторы с расщепленной обмоткой являются разновидностью трехобмоточных трансформаторов. Обмотка низкого напряжения может выполняться из двух или более изолированных ветвей. Мощность каждой из расщепленных обмоток определяется выражением:

$S_{po} = S_{nn}/n$ , где  $n$  – количество расщепленных ветвей.

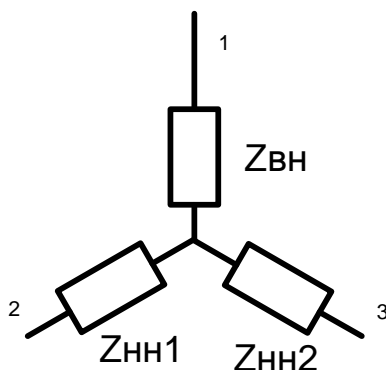


Рис.1.17. Схема замещения трансформатора с расщепленной обмоткой  
Конструктивные особенности и характеристики трансформаторов с расщепленной обмоткой.

Достоинством трансформаторов с расщепленной обмоткой является большое сопротивление ветвей, что позволяет уменьшить токи короткого замыкания в РУ низкого напряжения подстанций.

В справочниках для трансформаторов с расщепленной обмоткой  $U_{кз}$  обычно задано между обмоткой высокого напряжения и параллельно соединенными обмотками низкого напряжения ( $U_{к.в-н1//н2}$ ). Значения  $U_{кз}$  находятся при этом в диапазоне 10-12%.

$U_{кз}$  для отдельных обмоток могут быть определены по выражениям:

$$U_{кн1} = U_{кн2} = U_{к.в-н1//н2} \cdot \frac{K_p}{2}; \quad U_{кв} = U_{к.в-н1//н2} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right);$$

где  $K_p$  коэффициент расщепления, принимается равным  $K_p = 3,5$  – для трехфазных трансформаторов;  $K_p = 4$  – для группы из трех однофазных трансформаторов.

При расчете токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения трансформатора (при раздельной работе обмоток низкого напряжения) можно принимать:  $U_{к.т.} = 2 \cdot U_{к.в-н1//н2}$ .

В случае если для трансформатора с расщепленной обмоткой значение  $U_{к.т.}$ , приведенное в справочнике, превышает 20%, то применять коэффициент 2 не следует, т.к. справочные данные приведены для раздельной работы обмоток низкого напряжения трансформатора.

#### 1.4.1 Автотрансформаторы:

Автотрансформатор представляет собой многообмоточный трансформатор у которого две обмотки связаны электрически.

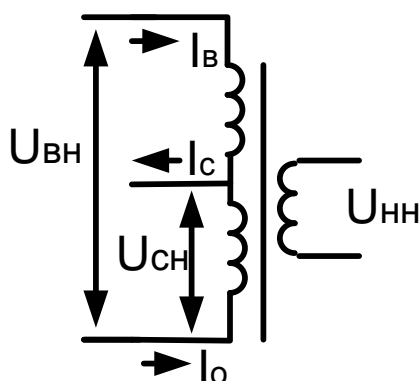


Рис.1.18. Схема однофазного трехобмоточного автотрансформатора  
Полная мощность передаваемая из первичной стороны автотрансформатора в во вторичную называется проходной. Проходная мощность в номинальном режиме называется номинальной  $S_{ном}$ .

Мощность передаваемая электромагнитным полем называется трансформаторной:  $S_{тр} = I_B \cdot (U_B - U_C)$ . Трансформаторная мощность в номинальном режиме называется типовой  $S_{тип}$ .

Мощность передаваемая из первичной обмотки во вторичную за счет электрической связи называется электрической:  $S_{эл} = I_B \cdot U_C$

Размеры автотрансформатора определяются в основном магнитопроводом, а следовательно типовой мощностью.

Коэффициент типовой мощности:

$$K_{выг} = K_{тип} = \frac{S_{тип}}{S_{ном}} = \frac{(U_B - U_C) \cdot I_B}{U_B \cdot I_B} = 1 - \frac{U_C}{U_B} = 1 - \frac{1}{K_{тр}}$$

Номинальная мощность обмотки низкого напряжения (электрически не связанной) автотрансформатора всегда меньше (или равна) типовой мощности  $S_{тип}$ .

#### 1.4.2. Схемы соединений трансформаторов и автотрансформаторов

Обмотки трансформаторов соединяются в следующие схемы:  $\star$ ,  $\star$ ,  $\Delta$ . Сети напряжением 110 кВ и выше выполняются с эффективно заземленной нейтралью, соответственно схема соединения  $\star^0$ . Сетями с эффективно заземленной нейтралью называются сети в которых нейтраи трансформаторов заземлены глухо или же через небольшое сопротивление с таким расчетом, чтобы коэффициент замыкания на землю не превышал 1,4; т.е. при однофазном КЗ напряжение неповрежденных фаз относительно земли не превышали  $1,4U_{ф}$ .

Сети среднего напряжения 6, 10, 35 кВ выполняются с изолированной или компенсированной нейтралью, поэтому обмотки указанных напряжений соединяются в  $\Delta$  или  $\star$ .

а) б) в)

### 1.4.3. Регулирование напряжения трансформаторов

- ПБВ-переключение без возбуждения;
- РПН-регулирование под нагрузкой;
- последовательными регулировочными (вольтодобавочными ) трансформаторами

$$K_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{\omega_1}{\omega_2}; \quad U_2 = U_1 \frac{\omega_2}{\omega_1}$$

На трансформаторах малой мощности – три ответвления 5, 0 -5%;

Устройство РПН позволяет переключать ответвления обмотки трансформатора без разрыва цепи (под нагрузкой). Диапазон регулирования зависит от мощности и напряжения трансформатора и находится в пределах от  $\pm 10\%$  до  $\pm 15\%$  ступенями приблизительно  $1,5\%$ .

Различают следующие основные типы РПН:

- с токоограничивающими реакторами;
- с токоограничивающими резисторами;
- с тиристорными коммутаторами.

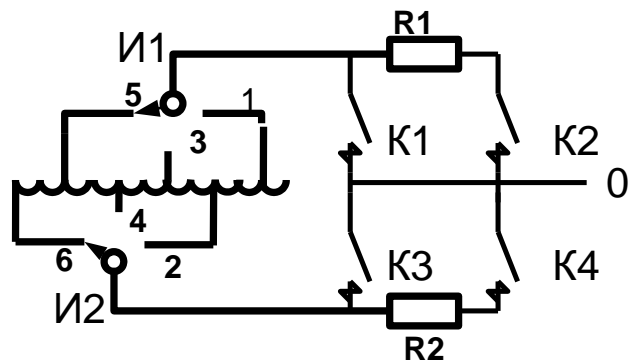


Рис.1.20. Схема устройства РПН с токоограничивающими резисторами  
Последовательность переключений устройства РПН с отпайки 5 на 4 приведена в табл. 4.

Таблица 1.4. Последовательность переключений устройства РПН

№	Положение контактов и избирателей					
	K1	K2	И1	K3	K4	И2
0	+	+	5	-	-	6
1	+	+	5	-	-	4
2	-	+	5	-	-	4
3	-	+	5	-	+	4
4	-	-	5	-	+	4
5	-	-	5	+	+	4

### *Регулирование напряжения последовательными регулировочными трансформаторами*

Регулирование последовательными регулировочными трансформаторами применяется в тех случаях, если нет устройства РПН или при необходимости независимого регулирования напряжения двух обмоток. Стоимость устройства регулирования с помощью линейных трансформаторов значительно выше чем РПН, поэтому они применяются значительно реже.

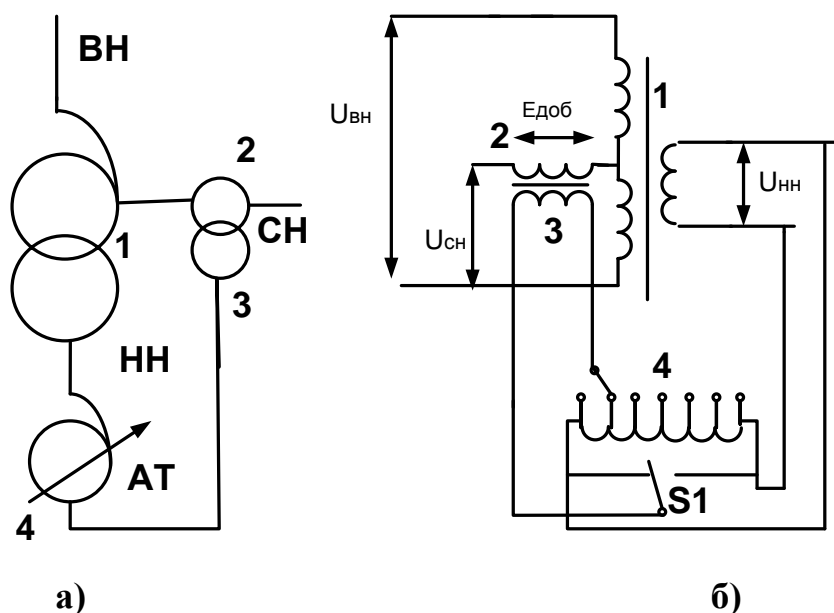


Рис.1.21. Регулирование с помощью вольтодобавочных трансформаторов  
а-схема подключения последовательного трансформатора; б- схема включения регулировочного автотрансформатора.

1- основной автотрансформатор; 2- последовательная обмотка вольтодобавочного трансформатора; 3- обмотка возбуждения вольтодобавочного трансформатора; 4- регулирующий автотрансформатор.

#### 1.4.4. Конструктивные элементы силовых трансформаторов, системы охлаждения

Силовые трансформаторы высокого напряжения представляют собой сложную конструкцию состоящую из следующих основных элементов: магнитопровод, обмотки, изоляция с трансформаторным маслом, система охлаждения, устройства регулирования напряжения, высоковольтные выводы, бак. Сверху к баку трансформатора крепится расширитель. Он представляет собой цилиндрический сосуд соединенный с баком. Расширитель служит для уменьшения площади соприкосновения трансформаторного масла с атмосферным воздухом. При нагревании и охлаждении уровень масла в расширителе изменяется. В расширителе встроен силикагелевый воздухоосушитель.

*Системы охлаждения трансформаторов:*

*Естественное воздушное охлаждение трансформаторов (С-сухие).* Данная система охлаждения применяется для трансформаторов мощностью до 1600кВА и напряжении до 15кВ.

*Естественное масляное охлаждение (М).* При данной системе происходит естественная конвективная циркуляция масла по баку и радиаторным трубам.

Применяется для трансформаторов мощностью до 16000 кВА включительно.

*Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д).*  
В данной системе для интенсификации охлаждения радиаторных труб применяются охладители. Применяется данная система охлаждения для трансформаторов до 100000 кВА.

*Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла (ДЦ)*  
применяется для трансформаторов 63000кВА и выше. Для интенсификации охлаждения применяются вентиляторы и маслонасосы для принудительной циркуляции масла. Как правило, применяется несколько групп охладителей (включающих насосы и вентиляторы), которые включаются в зависимости от нагрузки и температуры масла.

*Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц).*

Обозначение трансформаторов

Обозначение трансформаторов отражают информацию об основных конструктивных особенностях и технических параметрах .

Буквенные обозначения отражают следующую информацию:

- 1- число фаз (для однофазных-О; для трехфазных- Т);
- 2- вид охлаждения (С; М; Д; ДЦ; Ц);
- 3- число обмоток (для трехобмоточных-Т);
- 4- наличие устройства РПН (Н);
- 5- обозначение автотрансформатора (А), ставится на первом месте (перед числом фаз);
- 6- расщепление обмоток (Р), ставится после числа фаз.

После буквенных обозначений трансформатора указывается его номинальная мощность (кВА) и номинальные напряжения (кВ).

#### **1.4.5. Температурные режимы и перегрузочная способность трансформаторов**

Превышения температур масла и обмоток в установившемся режиме.

Стандартом 14209-85 установлены следующие значения температур и превышения температуры частей трансформатора при номинальных условиях.

Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды для трансформаторов с системой охлаждения М и Д составляет  $\theta_m = 60(55)^{\circ}\text{C}$ ; для систем охлаждения Ц и ДЦ -  $\theta_m = 40^{\circ}\text{C}$ ;

Номинальная температура охлаждающей среды  $\vartheta_{охл} = +20^{\circ}\text{C}$ .

Для указанных условий определяются превышения температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла для трансформаторов с системами охлаждения М и Д -  $\theta_{ннт} = 18(23)$ ; а для трансформаторов с системами охлаждения Ц и ДЦ  $\theta_{ннт} = 38^{\circ}\text{C}$ .

Соответственно, номинальная температура наиболее нагретой точки составит:  $\nu_{\text{ннт}}^{\text{ном}} = 98^\circ \text{C}$ .

На практике нагрузка трансформаторов не остается неизменной. Суточный график нагрузки может быть представлен ступенчатым, с нагрузками  $K_i$  и продолжительностью ступеней  $\tau_i$ . Количество ступеней выбирается в зависимости от требуемой точности расчета и особенностей фактического графика нагрузки.

Эквивалентная нагрузка за определенный период времени

$$I_{\text{н эк}} = I_{\text{н}} \sqrt{\frac{\sum K_i^2 \tau_i}{\sum \tau_i}};$$

Условная температура обмотки в наиболее нагретой точке, при которой износ изоляции класса А равен 1, что соответствует номинальному сроку службы трансформатора,  $\vartheta_{\text{ннт}}^{\text{ном}} = 98^\circ \text{C}$ .

Температура в наиболее нагретой точке:

$$\vartheta_{\text{ннт}} = \vartheta_{\text{охл}} + \theta_{\text{м}} + \theta_{\text{ннт.м.}}$$

Для установившегося режима работы превышение температуры масла над температурой охлаждающей среды может быть определено выражением [3]:

$$\theta_{\text{м}} = \theta_{\text{ном}} \left( \frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^x,$$

где  $d = P_{\text{КЗ}} / P_{\text{ХХ}}$  – отношение потерь ХХ к потерям КЗ при номинальной нагрузке;

$K = S / S_{\text{ном}}$  – относительная нагрузка трансформатора.

Превышение температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла в верхних слоях при относительной нагрузке  $K$  в установившемся режиме может быть определено из выражения

$$\theta_{\text{ннт.м.}} = \theta_{\text{ннт.м.ном}} K^y.$$

Значения показателей  $x$  и  $y$  в приведенных выше выражениях зависят от системы охлаждения (таблица. 5).

Таблица 5.

Система охлаждения	М и Д	Ц и ДЦ
$x$	0,9	1,0
$y$	1,6	1,8

Нагрев трансформатора определяется уравнением теплового баланса:

$$\Delta P \cdot dt = G C d \theta + K F dt;$$

Превышение температуры масла в верхних слоях:



$\theta = \theta_0 + (\theta_{уст} - \theta_0)(1 - e^{-t/T_{тр}})$ , где  $T_{тр} = \frac{GC}{KF}$  - постоянная времени (2,5-3,5ч);

Для обмоток  $T_{обм}$  - составляет несколько минут.

### *Тепловое старение изоляции трансформаторов*

При повышении температуры изоляции в соответствии с законом Аррениуса ускоряются химические реакции (главным образом окислительные). Зависимость среднего срока службы изоляции класса А от температуры при изменении последней в пределах от 80 до 140°C может быть представлена следующей функцией

$$V = Ae^{-a\vartheta_{ном}},$$

где  $A$  и  $a$  – постоянные, зависящие от вида изоляции;

$\vartheta$  - температура в наиболее нагретой точке.

Относительный срок службы изоляции:

$$V_* = \frac{V}{V_{ном}} = e^{-a(\vartheta - \vartheta_{ном})}.$$

Величина, обратная относительному сроку службы, называется относительным износом изоляции:

$$F_* = e^{a(\vartheta - \vartheta_{ном})} = 2^{a(\vartheta - \vartheta_{ном})/0,693} = 2^{(\vartheta - \vartheta_{ном})/\Delta};$$

где  $1/0,693 = \ln e / \ln 2$ ;  $\Delta = 0,693 / a$ .

При оценке процессов старения изоляции трансформаторов применяют шестиградусное правило (для изоляции класса А). Это означает, что при изменении температуры на каждые 6°C относительный износ и соответственно срок службы изоляции изменяются в два раза.

Постоянная  $\Delta$  применяется равной 6°C.

$$\Delta = 0,693 / a = 0,693 / 0,1155 = 6^\circ C.$$

При температуре изоляции  $\vartheta_{ном} = 98^\circ C$

Износ изоляции при температуре  $\vartheta$  за время  $t$  может быть определен:

$$F = F_* t.$$

Суточный износ изоляции при известном графике изменения температуры можно определить, как сумму износов на участках, в пределах которых температуру можно считать неизменной:

$$F_{сум} = \sum_{i=1}^n F_{*i} t_i.$$

### *Систематические перегрузки трансформаторов*

Критерием допустимости систематической перегрузки является износ изоляции, который при фактическом графике нагрузки за расчетный период не должен превышать износ при постоянной номинальной нагрузке и температуре наиболее нагретой точки обмотки 98°C (номинальный). Для систематических перегрузок, согласно ГОСТ 14209-85, максимально до-

пустимая температура масла в верхних слоях  $\vartheta_{м.мах}$  не должна превышать  $95^{\circ}\text{C}$ , а температура наиболее нагретой точки –  $140^{\circ}\text{C}$ .

Для обмоток  $T_{обм}$  – несколько минут.

#### *Аварийные перегрузки трансформаторов*

Такой режим допускается в исключительных условиях; чтобы не допустить перерыв электроснабжения. В режиме аварийной перегрузки износ изоляции превышает номинальный. Максимальная нагрузка не должна превышать  $2,0S_{ном}$ , температура масла в верхних слоях не должна превышать  $115^{\circ}\text{C}$ , температура в наиболее нагретой точке обмотки трансформаторов с номинальным напряжением до 110 кВ включительно не должна превышать  $160^{\circ}\text{C}$ , а трансформаторов с номинальным напряжением выше 110 кВ –  $140^{\circ}\text{C}$ .

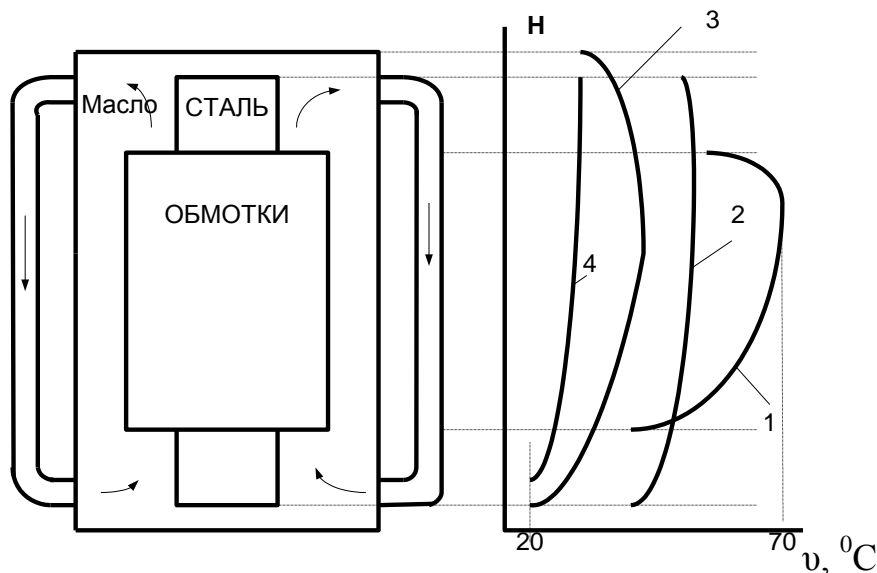


Рис.1.20. Примерное распределение температур в трансформаторе  
1-температуры обмоток; 2-температура активной стали; 3-температура масла;  
4-температура поверхности радиаторов.

#### **1.4.6. Условия параллельной работы трансформаторов**

В электрических сетях, как правило, параллельная работа трансформаторов не применяется. Это обусловлено потребностью снижения токов короткого замыкания в сетях 6 и 10 кВ. В настоящее время для РУ 35-6 кВ применяется одинарная система шин. При этом в нормальном состоянии секционный выключатель отключен.

Для включения на параллельную работу требуется выполнение следующих условий:

- 1- соотношение мощностей включаемых трансформаторов не должно превышать 1/3;

- 2- одинаковые напряжения обмоток;
- 3- одинаковые коэффициенты трансформации;
- 4- одинаковые  $U_{кз}$ .

## **2. Проводники и кабели в электроустановках**

### **2.1. Конструкции шин и токопроводов и изоляторов**

В электроустановках (электростанциях и подстанциях) применяются неизолированные жесткие проводники; неизолированные гибкие многопроволочные провода; кабели и комплектные токопроводы.

В настоящее время применяются в основном алюминиевые токоведущие части и шины, но, в связи с уменьшением разницы цен алюминиевых и медных проводников, в последнее время, расширилась возможная область применения медных проводников.

Выбор конкретных типов проводников зависит от номинального напряжения, тока, рода установки и особенностей проектируемой электроустановки.

В сложившейся практике типового проектирования вид применяемого проводника зависит, в основном, от места его установки в электроустановке.

Распространенные типы проводников и шин на подстанциях приведены на рис. 2.1.

На подстанциях, в открытой части (РУ 35 кВ и выше), применяются обычно в качестве токоведущих частей и сборных шин гибкие многопроволочные провода. На напряжениях 35-220 кВ разработано ряд компактных конструкций РУ, в которых применяется жесткая ошиновка. При этом на напряжениях 110 и 220 кВ применяются трубчатые (круглые) токоведущие части и шины, а на напряжении 35 кВ обычно прямоугольного сечения.

Соединение выводов 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. Для РУ НН (6-10 кВ), как правило, применяются однополосные шины. Это обусловлено тем, что в данных РУ применяются типовые ячейки комплектных распределительных устройств (КСО, КРУ), которые комплектуются однополосными шинами и электрическими аппаратами рассчитанными на соответствующие токи. При большой мощности распределяемой РУ низкого напряжения можно принять большее количество секций РУ (4 или 8), при этом уменьшится мощность распределяемая на секции РУ в длительных режимах соответственно в 2 и 4 раза. Отпайка к трансформатору собственных нужд выполняется обычно гибкими проводниками.

*Неизолированные жесткие проводники и шины.*

Применяются жесткие проводники следующих профилей: прямоугольные однополосные, двухполосные и трехполосные шины прямоугольного сечения, корытообразные, трубчатые (рис. 2.2.).

#### *Комплектные токопроводы и шинные мосты*

Шинные мосты поставляются комплектно с шкафами КРУ и предназначены для соединения секций шин при двухрядной компоновке. Конструкции шинных мостов обычно предусматривают возможность транспозиции фаз. Шинные мосты имеют прямоугольное сечение, в оболочке которых в одной плоскости расположены токоведущие шины. Шинные мосты ячеек КСО имеют открытое исполнение

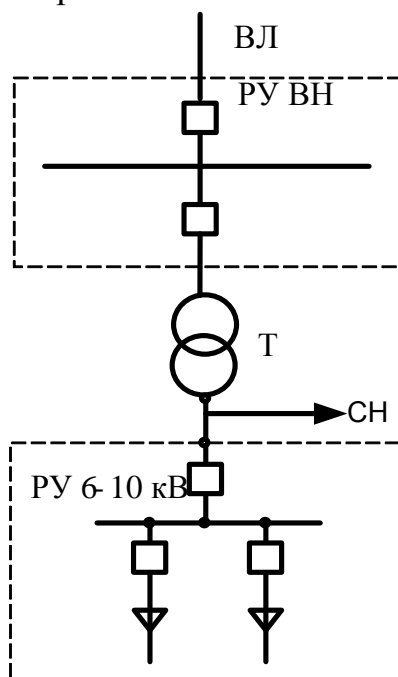


Рис.2.1. Фрагмент электрических соединений подстанции

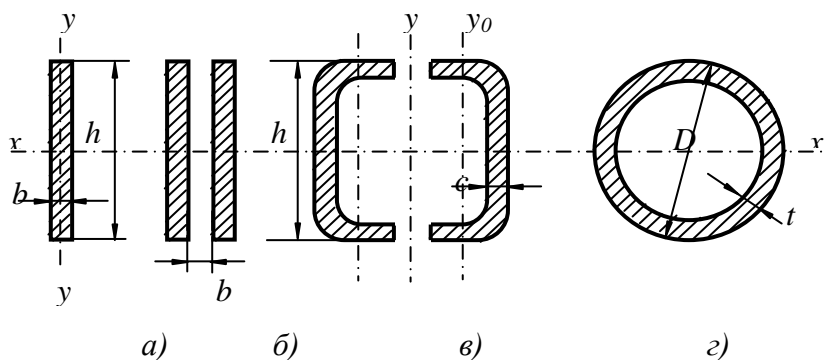


Рис.2.2. Типовые формы поперечного сечения жестких шин

Токопроводы различаются по конструкции, размерам и способу крепления. Различают токопроводы в стальной оболочке и алюминиевой. Конструкции токопроводов предусматривают применение компенсаторов шин, которые обеспечивают возможные изменения длины шин при изменениях температуры в диапазоне  $-40 \dots +100^{\circ}\text{C}$ .

Токопроводы предназначенные для промышленных предприятий и подстанций выпускаются на номинальный ток до 3200А и ток динамической стойкости до  $I_{\text{м.дин}}=125 \text{ кА}$ .

Наиболее распространенные конструктивные схемы токопроводов приведены на рис. 2.3., 2.4.



Рис. 2.3. Схемы токопроводов круглого сечения

А) Токопроводы без разделения фаз: ТУК-6 – токопровод унифицированный комплектный; ТЗК-6(10)-токопровод закрытый комплектный; ТКС-10-симметричный; ТЗВ-6(10)- с выемными изоляторами.

Б) Токопроводы с разделением фаз: ТЗКР-6- токопровод закрытый комплектный с разделением фаз; ТУКР -6- токопровод унифицированный комплектный с разделением фаз.

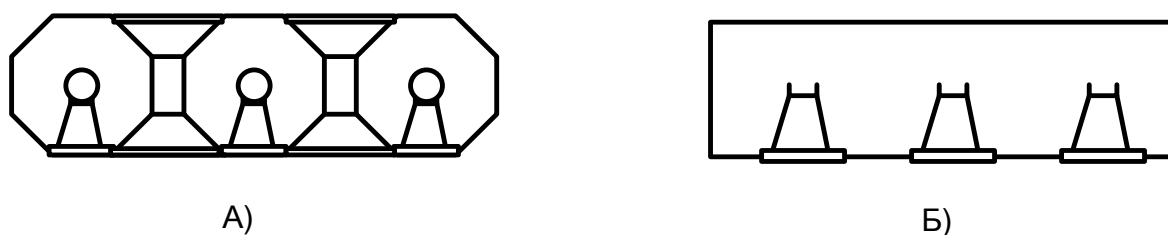


Рис. 2.4. Конструктивные схемы пофазно-экранированных токопроводов и прямоугольного сечения

А) Пофазно-экранированные токопроводы: ТКЭП-6/3200, (ТЭН, ТЭК, КЭТ);

Б) Токопровод прямоугольного сечения: КЗШ-6.

Пофазно-экранированные токопроводы применяются в цепях генераторов мощностью 60, 100 МВт и выше: ТЭН-токопровод экранированный непрерывный; КЭТ, ТЭК-токопровод экранированный комплектный. КЭТ- выполняются с секциями 3м, а ТЭК- 20 с секциями длиной 8м. Токопроводы

ТЭН выполняются с цельносварными кожухами и выемными изоляторами. Для компенсации внешнего магнитного поля, в начале и конце токопровода устанавливаются перемычки между экранами, которые заземляются.

## 2.2. Выбор проводников по продолжительным режимам работы

Продолжительный режим работы электротехнического устройства - это режим, продолжающийся не менее чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды.

Продолжительные режимы электроустановки: нормальный, ремонтный, послеаварийный

*Нормальный режим*- это такой режим работы электротехнического устройства, при котором значения его параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных нормальных условиях эксплуатации.

*Ремонтный режим* - это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. При выборе аппаратов и токоведущих частей необходимо учитывать повышение нагрузки до  $I_{\text{рем макс}}$ .

*Послеаварийный режим*- это режим, при котором часть элементов электроустановки отключена или выведена в ремонт в следствие аварийного отключения.

Выбор проводников в продолжительных режимах работы осуществляется по двум условиям:

- по условию экономичности в нормальном режиме;
- по допустимому току нагрева утяжеленного режима (ремонтного или послеаварийного).

### *Расчетные режимы трансформаторов*

Для двухобмоточного трансформатора расчетный ток нормального режима обычно принимают равным номинальному току:

$$I_{\text{р. норм}} = I_{\text{ном, т}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}},$$

где  $U_{\text{ном}}$  - номинальная мощность трансформатора.

Наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима принимается при условии отключения параллельно работающего трансформатора. Если неизвестны действительные возможные перегрузки, то в учебном проектировании можно принять:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \div 1,5 I_{\text{ном, т}}.$$

Для трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора на подстанции расчетные токи на стороне ВН определяются так же, как в цепи двухобмоточного трансформатора.

Расчетный ток нормального режима на стороне СН и НН при двух работающих трансформаторах (автотрансформаторах):

$$I_{\text{р.норм}} = \frac{S_{\text{р.нагр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

где  $S_{\text{р.нагр}}$  — наибольшая расчетная нагрузка на стороне СН или НН.

*Выбор проводников по условию экономичности в нормальном режиме*

Выбор сечения ошиновки производится по экономической плотности тока:

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}},$$

где  $I_{\text{норм}}$  — ток нормального режима (без перегрузок);

$j_{\text{э}}$  — нормированная экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

*Экономическим* называется такое сечение проводников, при котором обеспечиваются наименьшие расчетные приведенные затраты.

Найденное сечение округляется. При этом принимается ближайшее меньшее стандартное сечение, если оно не отличается от экономического значения больше чем на 15 %. В противном случае принимается ближайшее большее стандартное сечение.

*Выбор проводников по допустимому току в длительного утяжеленного режима*

Для установившегося режима можно записать уравнение нагрева:

$$I^2 R_a = \Phi_{\text{л}} + \Phi_{\text{к}} = \Phi,$$

где  $R_a$  — активное сопротивление проводника,

$\Phi_{\text{л}}$ ,  $\Phi_{\text{к}}$ ,  $\Phi$  — соответственно тепловой поток лучеиспусканием, конвекцией и суммарный.

Допускаемые температуры для проводников и кабелей в утяжеленном режиме приведены в таблице 2.1.

Номинальные значения температуры окружающей среды, °С, в таблице 2.2.

Таблица 2.1. Допустимые температуры проводников

Вид и материал проводника	Длительно допуст. температура жил $t_{\text{ж, дл}}$ , °С
Шины и голые провода:	
медные;	70
алюминиевые;	70
стальные, непосредственно не соединенные с аппаратами;	70
то же, непосредственно соединенные с аппаратами	70
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на-	

пряжением, кВ:

до 3	80
6	65
10	60
20	50
35	50

Кабели и провода с резиновой изоляцией:

обычной	55
теплостойкой	65

Провода с поливинилхлоридной изоляций 70

Таблица 2.2. Расчетная температура окружающей среды для проводников и аппаратов

Проводники и аппараты	Среда	Температура $t_p$ , °C
Проводники: провода, шины, кабели	Воздух	25
	Земля	15
	Вода	15
Аппараты	Воздух	35

В тех случаях, когда температура воздуха  $t_v$  (окружающей среды) отличается от номинальной расчетной  $t_{в. ном}$ , допустимый ток проводника может быть определен по выражению:

$$I_{доп} = I_{доп. ном} \sqrt{\frac{t_{п. ном} - t_{в. факт}}{t_{п. ном} - t_{в. ном}}}$$

Условие выбора проводника по утяжеленному режиму:  $I_{доп} \geq I_{р. утяж}$ .

### 2.3. Проверка проводников по условиям короткого замыкания

#### Термическая стойкость проводников

Продолжительность КЗ составляет обычно доли секунды и, как исключение, может достигнуть нескольких секунд. В течение этого короткого промежутка времени выделение тепла настолько велико, что температура проводников и аппаратов выходит за пределы, установленные для нормального режима. Процесс нагревания прекращается в момент автоматического отключения поврежденного участка системы, после чего происходит относительно медленное остывание.

Свойство (способность) аппарата и проводника противостоять кратковременному тепловому действию тока КЗ без повреждений, препятствующих дальнейшей исправной работе, называется термической стойко-



стью. Критерием термической стойкости является конечная температура, которая ограничивается механической прочностью металлов, деформациями частей аппаратов, а также нагревостойкостью изоляции. Допустимые конечные температуры для проводников (табл. 8) установлены на основании опыта. Они выше допустимых температур при нормальной работе, поскольку изменение механических свойств металлов и износ изоляции определяются не только температурой, но также продолжительностью нагревания, которая в рассматриваемых условиях мала. Как видно из табл. 8, допустимые конечные температуры при КЗ лежат в пределах от 120 до 300°C, в то время как допустимые температуры при нормальной работе, как правило, не превышают 60 – 80°C.

Таблица 2.4. Допустимые конечные температуры проводников при КЗ

Наименование проводников, частей аппаратов	Конечная температура, °C
Неизолированные медные и латунные проводники, части аппаратов	300
Неизолированные алюминиевые проводники, части аппаратов	200
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией до 10 кВ с медными и алюминиевыми жилами	200
Кабели 20 – 220 кВ	125
Кабели и провода с поливинилхлоридной изоляцией, с медными и алюминиевыми жилами	150
То же, но, с полиэтиленовой изоляцией	120

При проверке на термическую стойкость пренебрегают теплоотдачей, что не вносит заметной ошибки.

Таким образом, процесс нагрева при КЗ определяется уравнениями:

$$I_{\kappa t}^2 r_v dt = G C_v dv,$$

где  $r_v$ ,  $c_v$  - соответственно, сопротивление и теплоемкость проводника для температуры  $v$ ;

$G$  – масса проводника.

После подстановки  $G$ ,  $r_v$  и разделения переменных:

$$\frac{1}{q^2} I_{\kappa t}^2 dt = \frac{\gamma C_v}{\rho_v} dv;$$

$$\frac{1}{q^2} \int_0^{t_{\text{отк}}} I_{\kappa t}^2 dt = \int_{v_v}^{v_{\kappa}} \gamma \frac{C_v}{f_v} dv,$$

где  $\gamma$ ,  $q$  – удельная проводимость и площадь поперечного сечения проводника.

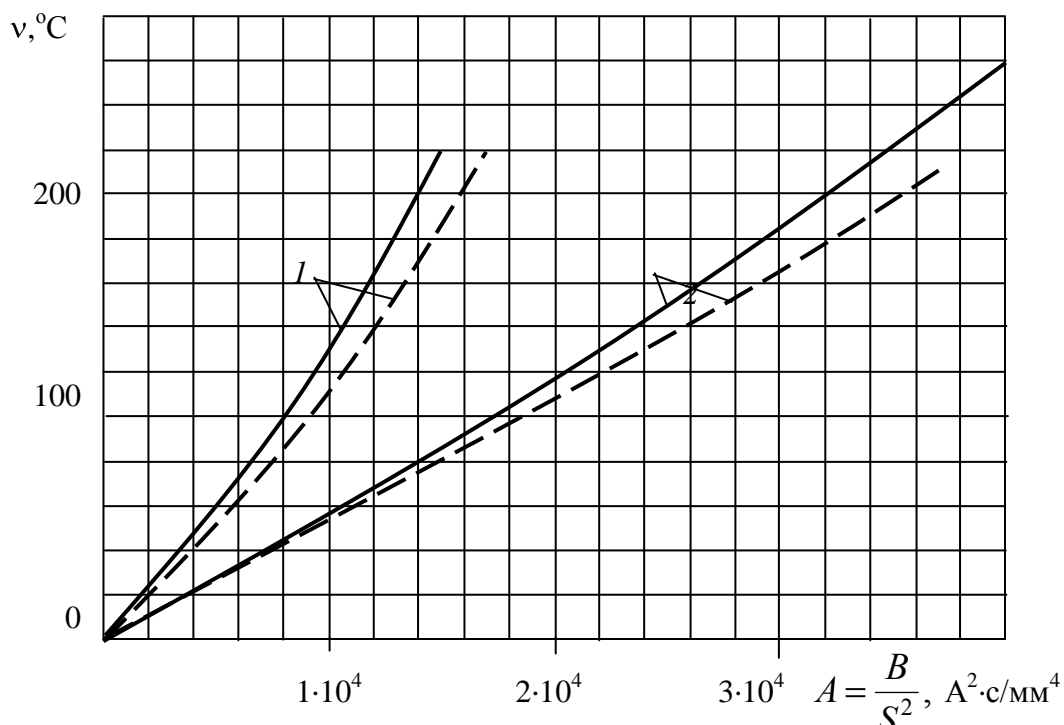


Рис.2.5. Кривые для определения конечной температуры шин и кабелей при КЗ.

Сплошные линии относятся к жестким шинам; а пунктирные к кабелям с многопроволочными жилами; 1- алюминий, 2- медь.

Для неизолированных проводников при номинальных условиях  $v_{нач}=70^{\circ}\text{C}$ .

$$\text{При этом } A_k = A_{нач} + \frac{B_k}{q^2}.$$

$$\text{где } B_k = I_{по}^2 (t_{отк} + T_a),$$

$T_a$ - постоянная времени затухания апериодической составляющей (табл.2.5.)

Таблица 2.5.

Электрическая система, элемент системы	$T_a, \text{с}$	$k_y$
Распредустройство 6-10 кВ	0,01	1,37

Система, связанная с шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ:		
35	0,02	1,61
110 – 150	0,02 – 0,03	1,61 – 1,72
220 – 330	0,03 – 0,04	1,72 – 1,78
500 - 750	0,06 – 0,08	1,85 – 1,89

По значению  $A_k$  и рис. 21 определяется температура  $\nu_k$  в конце короткого замыкания.

Проводник термически устойчив, если  $\nu_k \leq \nu_{k, \text{доп}}$ .

Для голых медных проводников предельно допустимая температура составляет  $300^\circ\text{C}$ , а для алюминиевых  $200^\circ\text{C}$ .

Часто определяют термическую стойкость шин и кабелей по минимально допустимой площади сечения:

$$q_{\min \text{тс}} = \sqrt{\frac{B_k}{A_{k, \text{доп}} - A_{\text{нач}}}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}.$$

Значения коэффициентов  $C \left( \frac{\text{А} \cdot \text{С}^{1/2}}{\text{мм}^2} \right)$  приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6. Допустимые температуры и соответствующие им коэффициенты  $C$  для шин и кабелей

Обозначения	$\nu_{k, \text{доп}}, ^\circ\text{C}$	$C$
<b>Шины:</b>		
из меди	300	170
из алюминия	200	90
из стали, не соединенные непосредственно с аппаратом	400	65
из стали, соединенные непосредственно с аппаратом	300	60
<b>Кабель до 10 кВ с бумажной изоляцией и жилами:</b>		
из меди	200	160
из алюминия	200	90

Условия термической стойкости при этом определяется выражением  $q_{\min \text{доп}} \leq q_{\text{расч}}$ , где  $q_{\text{расч}}$  – площадь сечения проводника выбранная по условиям рабочего режима.

Проверку аппаратов на термическую стойкость допускается производить сравнением термически эквивалентного тока КЗ  $I_{\text{тер.эк}}$  с допустимым током термической стойкости  $I_{\text{тер.доп}}$ .

Условие термической стойкости:  $I_{\text{тер.эк}} \leq I_{\text{тер.доп}}$

Термически эквивалентный ток определяется из условия:

$$I_{тер.эк} = \sqrt{\frac{B_k}{t_{отк}}} = I_{но} \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_{отк}} (1 - e^{-\frac{2t_{отк}}{T_a}})},$$

В практических расчетах, когда  $t_{отк} \geq 3T_a$ , эквивалентный ток КЗ можно определять по следующему выражению:

$$I_{тер.эк} = I_{но} \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_{отк}}}.$$

Для коммутационных аппаратов:

Если  $t_{отк} \geq t_{тер.нор.}$ , то условие термической стойкости аппарата:

$$I_{тер.эк} \leq I_{тер.нор} \sqrt{t_{тер.нор} / t_{отк}};$$

если  $t_{отк} \leq t_{тер.нор.}$ , то условие термической стойкости аппарата:

$$I_{тер.эк} \leq I_{тер.нор.}$$

### *Электродинамическая стойкость проводников*

Под электродинамической стойкостью проводников понимают способность проводников и аппаратов выдерживать механические усилия возникающие при протекании токов КЗ, без повреждений и деформаций препятствующих их дальнейшей работе.

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 КЗ, 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 механического резонанса 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 шин:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}};$$

для медных шин

$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}},$$

где  $l$  - длина пролета между изоляторами, м;  $J$  - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см<sup>4</sup>;  $q$  - поперечное сечение шины, см<sup>2</sup>.

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, т. е.  $f_0 > 200$  Гц. В этом случае проверка шин на электродинамическую стойкость производится в предположении, что шины и изоляторы являются статической системой с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе, возникающей при КЗ.

Наибольшие электродинамические усилия возникают обычно при трехфазном коротком замыкании. Поэтому в дальнейших расчетах на динамическую стойкость учитывается ударный ток трехфазного КЗ.

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент, Н/м (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах)

$$M = \frac{fl^2}{10},$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

При расположении шин в плоскости наибольшие динамические нагрузки возникают в средней фазе. Максимальное распределенное усилие на единицу длины средней фазы при трехфазном КЗ  $f_{\max} = 1,76 \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}$ ,

где  $i_y$  – ударный ток КЗ, А,  $a$  – расстояние между осями смежных фаз, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа,

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{fl^2}{10W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 l^2}{Wa},$$

где  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup> (табл. 11). Шины механически прочны, если  $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ ,

где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое механическое напряжение в материале шин (табл. 12).

Расстояние  $a$  принимается в соответствии с типовыми конструкциями РУ 6-10 кВ обычно в пределах 0,3-0,6 м, а пролет в пределах  $l=1,0 \div 1,5$  м, обычно принимают равным или кратным шагу ячейки.

В современных распределительных сетях 6-10 кВ обычно применяются типовые ячейки комплектных распределительных устройств (КРУ, КРУН, КСО) с однополосными конструкциями шин. Поэтому здесь не рассмотрены особенности выбора и проверки двухполосных и трехполосных шин.

Таблица 2.7. Моменты сопротивления и инерции характерных профилей шин

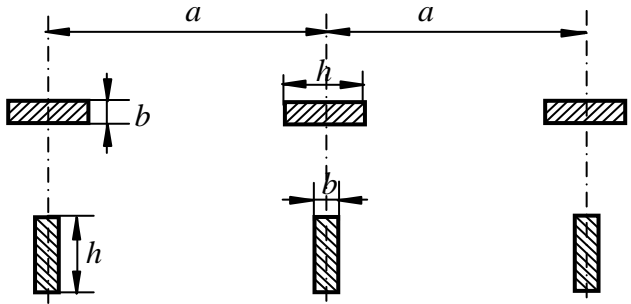
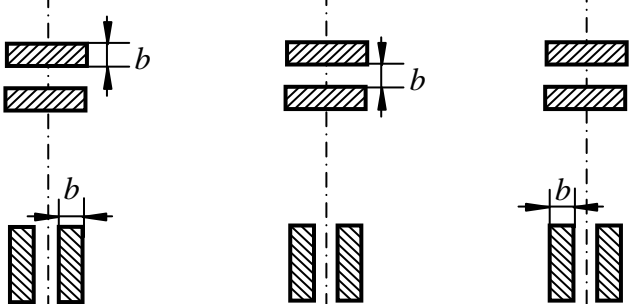
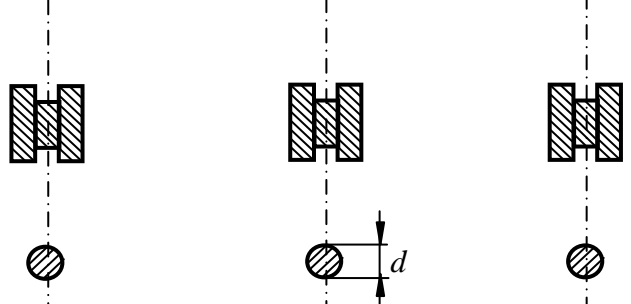

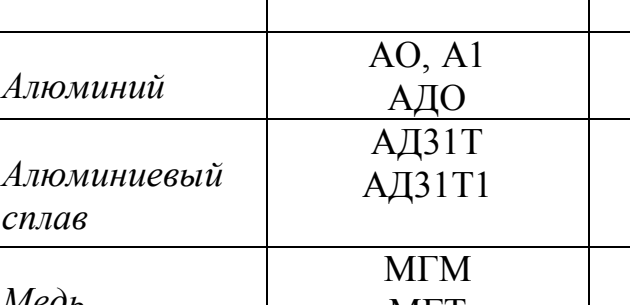
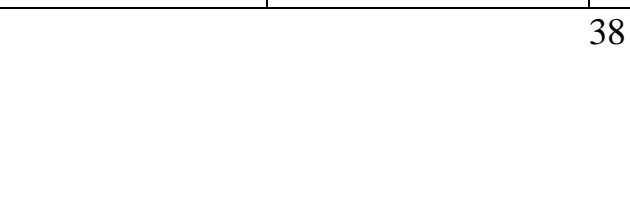
Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$
	$0,72b^3h$	$1,44b^2h$
	$\frac{\pi * d^4}{64}$	$\frac{\pi * d^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$

Таблица 2.8. Допустимое механическое напряжение в материале шин

Материал	Марка	$\sigma_{\text{доп}}$ , МПа	Модуль упругости E, $10^4$ МПа
Алюминий	АО, А1	82,3	7
	АДО	41,2 - 48	-
Алюминиевый сплав	АД31Т	89,2	-
	АД31Т1	137,2	-
Медь	МГМ	171,5 – 178,4	10
	МГТ	171,5 – 205,8	10

## 2.4. Выбор изоляторов

Различают изоляторы следующих типов: опорные, проходные, и подвесные.

Изоляторы должны отвечать ряду требований, определяющих их электрические и механические характеристики, в соответствии с назначением и номинальным напряжением и родом установки. Основные характеристики изолятора: номинальное напряжение  $-U_{\text{ном}}$ ; допустимое усилие  $-F_{\text{доп}}$ .

Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления шин или токоведущих частей на металлических или бетонных конструкциях и в электрических аппаратах. Различают опорно-стержневые и опорно-штыревые изоляторы.

Расчетная нагрузка на изоляторы не должна превышать 60% минимальной разрушающей нагрузки.

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

по номинальному напряжению  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;

по допускаемой нагрузке  $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ ,

где  $F_{\text{расч}}$  - сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{доп}}$  - допустимая нагрузка на головку изолятора.

$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}}$ ,

где  $F_{\text{разр}}$  - разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, Н:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} \cdot l k_{\text{п}} \cdot 10^{-7} = f_{\text{ф}} l k_{\text{п}},$$

где  $k_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «на ребро» (рис. 2.5):

$$k_{\text{п}} = \frac{H'}{H_{\text{из}}}; H' = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2},$$

где  $H_{\text{из}}$  – высота изолятора;  $H'$  - расстояние от основания изолятора до центра тяжести поперечного сечения шины.

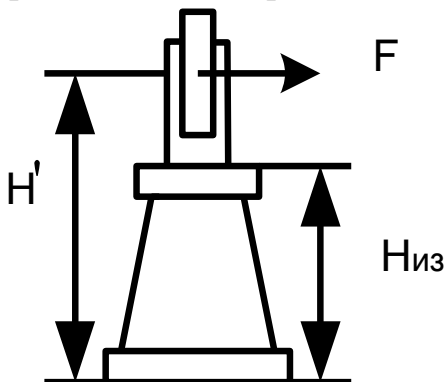


Рис. 2.6. К определению расчетной нагрузки на изолятор

Разрушающая нагрузка для опорных изоляторов приведена в таблице 2.9.

Таблица 2.9.

Тип изолятора	$F_{\text{разр.и}}, \text{ Н}$
ОФ-6-375, ОФ-10-375, ОФ-20-375, ОФ-35-375	3 750
ОФ-6-750, ОФ-10-750, ОФ-20-750, ОФ-35-750	7 500
ОФ-10-1250	12 500
ОФ-10-2000, ОФ-20-2000	20 000
ОФ-20-3000	30 000

Проходные изоляторы выбираются:

по напряжению  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;

по номинальному току  $I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$ ;

по допустимой нагрузке  $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ .

При этом расчетная сила для проходных изоляторов определяется по выражению  $F_{\text{расч}} = 0,5f_{\phi}I$ .

## 2.5. Расчетные условия выбора и проверки сборных шин, токопроводов и кабелей

### Выбор жестких шин и токопроводов

Жесткие шины и токопроводы применяются в распредустройствах 6-10 кВ, а также в отдельных компактных конструкциях РУ 35-220 кВ. При этом в РУ 110 и 220 кВ применяются трубчатые и круглые профили шин, а для РУ 6-35 кВ обычно прямоугольные шины.

Условия выбора токоведущих частей:

1. По экономической плотности тока-  $q_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{J_3}$ , найденное значение округляется до ближайшего стандартного;
2. Выполняется проверка по допустимому току утяжеленного режима, с учетом поправки на фактическую температуру окружающей среды:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.утяж}}, \text{ где } I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \sqrt{\frac{\nu_{\text{п.ном}} - \nu_{\text{в.факт}}}{\nu_{\text{п.ном}} - \nu_{\text{в.ном}}}} \cdot \text{При необходимости се-}$$

чение проводника увеличивается.



3. Проверка на термическую стойкость выполняется для закрытых рас-  
предустройств:  $q_{\min \text{тс}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}$ .

4. Проверка на динамическую стойкость:  $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ . Расчетное механи-  
ческое напряжение в материале шин не должно превышать установ-  
ленных допустимых напряжений.

Выбор сборных шин осуществляется по тем же условиям, что и выбор то-  
ководующих частей за исключением первого условия. Сборные шины не  
выбираются по экономической плотности тока.

### *Особенности выбора гибких шин и токопроводов*

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины и тоководующие части, вы-  
полненные проводами АС. Гибкие токопроводы применяются для соеди-  
нения трансформаторов с РУ 6-10 кВ. Они выполняются пучком проводов,  
закрепленных по окружности в кольцах-обоймах.

Условия выбора гибких тоководующих частей и шин те же что и для  
жестких. Но динамическое действие тока КЗ проявляется в сближении  
проводников фаз. При этом определяется сближение гибких токопроводов  
при протекании токов КЗ и сравнивается с допустимыми значениями.  
Наименьшие допустимые расстояния в свету между соседними фазами в  
момент их наибольшего сближения составляют: для ОРУ 110 кВ – 0,45 м;  
220 кВ – 0,95 м.

Гибкие шины и тоководующие части РУ не требуется проверять на  
электродинамическое действие при мощности КЗ меньше значений приве-  
денных в таблице 2.10.

Таблица 2.10. Предельно допустимые мощности КЗ

Номинальное напряжение, кВ	110	220	330
Мощность КЗ, МВ·А	4000	8000	12000

### *Проверка по условиям коронирования*

Минимальное сечение проводов по условиям коронирования для РУ 110кВ  
составляет 120мм<sup>2</sup>, а для РУ-220 кВ 240мм<sup>2</sup>.

### *Выбор кабелей*

Кабели выбираются по экономической плотности тока; проверяются по  
допустимому току утяжеленного режима  $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р. утяж}}$ ,

где  $I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}}$ ;  $K_1$ -поправочный коэффициент на температуру  
окружающей среды;  $K_2$ -поправочный коэффициент на количество парал-

тельно проложенных кабелей;  $K_1$ -поправочный коэффициент на вид почвы;

$I_{\text{доп}}$ -каталожное значение допустимого тока по условиям нагрева.

Проверка на термическую стойкость:  $q_{\text{каб}} \geq q_{\text{минтс}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}$ .

### **3. Конструкции высоковольтных электрических аппаратов**

#### **3.1. Высоковольтные выключатели**

Требования, предъявляемые к выключателям, заключаются в следующем:

- 1) надежность в работе и безопасность для окружающих; 2) быстродействие- возможно малое время отключения; 3) удобство в обслуживании; 4) простота монтажа; 5) бесшумность работы; 6) сравнительно невысокая стоимость.

Применяемые в настоящее время выключатели отвечают перечисленным требованиям в большей или меньшей степени. Однако конструкторы выключателей стремятся к более полному соответствию характеристик выключателей выдвинутым выше требованиям.

##### **Масляные выключатели**

Различают масляные выключатели двух видов — баковые и маломасляные. Методы деионизации дугового промежутка в этих выключателях одинаковы. Различие заключается лишь в изоляции контактной системы от заземленного основания и в количестве масла. До недавнего времени в эксплуатации находились баковые выключатели следующих типов: ВМ-35, С-35, а также выключатели серии У напряжением от 35 до 220 кВ. Баковые выключатели предназначены для наружной установки, в настоящее время не производятся.

Основные 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.

##### **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 получили выключатели 6—10 кВ подвесного типа (рис. 3.1, а, б) (ВМГ-10, ВМП-10). 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.

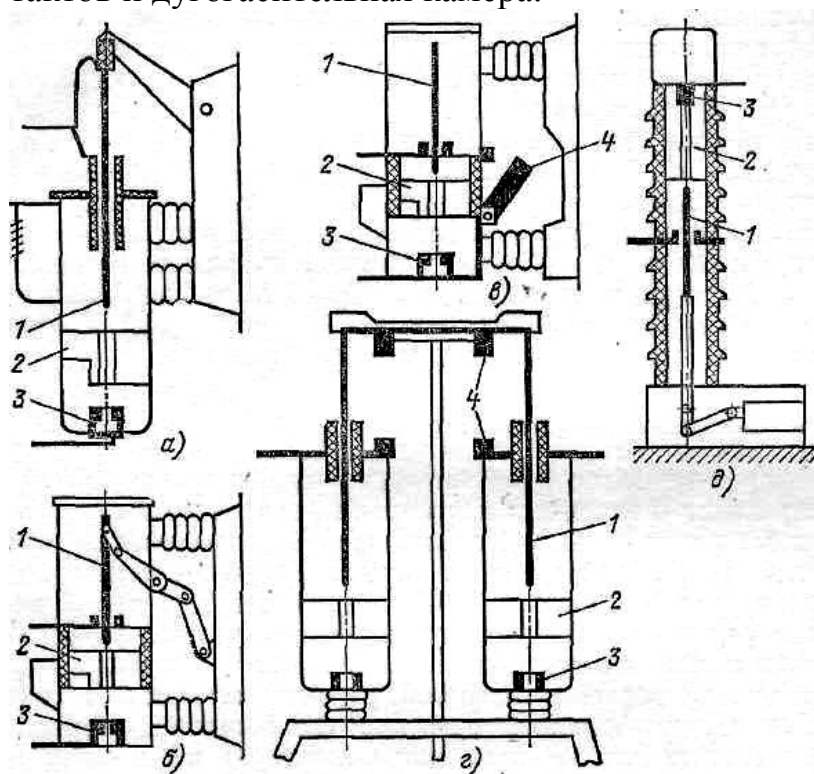


Рис. 3.1. Конструктивные схемы маломасляных выключателей,

1- подвижный контакт; 2 - дугогасительная камера; 3 - неподвижный контакт; 4 -рабочие контакты.

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 (рис. 3.1, в,г). При больших отключаемых токах на каждый полюс имеется два дугогасительных разрыва (рис. 3.1, 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 9500 А). При напряжениях 35 кВ и выше корпус выключателя выполняется фарфоровым (рис. 2, д, серия ВМК — выключатель маломасляный колонковый). В выключателях 35, 110 кВ предусмотрен один разрыв на полюс, при больших напряжениях-два разрыва и более.

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 и 110 кВ.

### Воздушные выключатели

В воздушных выключателях гашение дуги происходит сжатым воздухом при давлении 2-4 МПа, 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, способа подачи сжатого воздуха в дугогасительное устройство. В выключателях на большие номинальные токи (рис. 3.2, *а, б*) имеется главный и дугогасительный контур подобно маломасляным выключателям МГ и МГГ. 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 камере 2. К моменту размыкания этих контактов в камеру подается сжатый воздух из резервуара 1, создается мощное дутье, гасящее дугу. Дутье может быть продольным (рис. 5, *а*) или поперечным (рис. 5, *б*). Необходимый изоляционный промежуток между контактами в отключенном положении создается в дугогасительной камере путем разведения контактов на достаточное расстояние. Выключатели, выполненные по конструктивной схеме с открытым отделителем (рис. 5, *а*), изготавливаются для внутренней установки на напряжение 15 и 20 кВ и ток до 20 000 А (серия ВВГ). В данном типе выключателей после отключения отделителя 5 прекращается подача сжатого воздуха в камеры и дугогасительные контакты замыкаются. В воздушных выключателях для открытой установки на напряжение 35 кВ (ВВ-35) достаточно иметь один разрыв на фазу (рис. 5, *в*). 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 данной конструктивной схеме (рис. 5, *г*) созданы выключатели серии ВВ на напряжение до 500 кВ. Чем выше номинальное напряжение и чем больше от-

ключаемая мощность, тем больше должно быть разрывов в дугогасительной камере и в отделителе. По конструктивной схеме рис 5,г выполняются воздушнонаполненные выключатели серии ВВБ. Напряжение модуля ВВБ 110 кВ при давлении сжатого воздуха в гасительной камере 2 МПа. Номинальное напряжение модуля выключателя серии ВВБК (крупномодульного) составляет 220 кВ, а давление воздуха в гасительной камере 4 МПа. Аналогичную конструктивную схему имеют выключатели серии ВНВ: модуль напряжением 220кВ при давлении 4 МПа. Для выключателей серии ВВБ количество дугогасительных камер (модулей) зависит от напряжения (110 кВ —одна; 220 кВ- две; 330 кВ- четыре; 500кВ — шесть; 750 кВ - восемь), а для крупномодульных выключателей (ВВБК, ВНВ) количество модулей соответственно в два раза меньше.

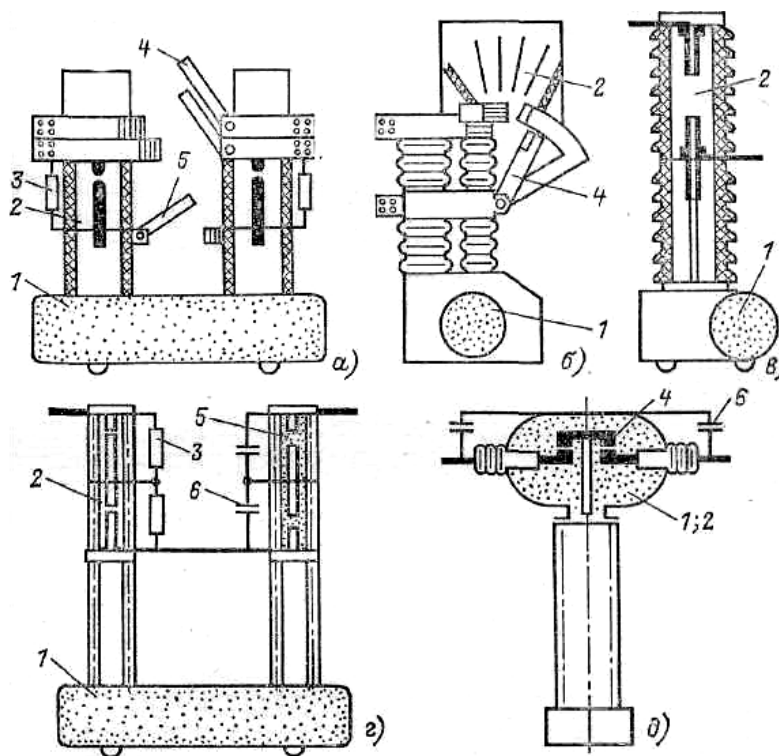


Рис.3.2. Конструктивные схемы воздушных выключателей.

1-резервуар со сжатым воздухом; 2-дугогасительная камера; 3 — шунтирующий резистор; 4 — главные контакты; 5 — отделитель; 6 — емкостный делитель напряжения. на 110 кВ —два разрыва на фазу (рис. 3.2, г).

#### Элегазовые выключатели

Элегаз ( $\text{SF}_6$  — шестифтористая сера) представляет собой инертный газ, плотность которого превышает плотность воздуха в 5 раз. Электрическая прочность элегаза в 2 - 3 раза выше прочности воздуха; при давлении 0,2 МПа электрическая прочность элегаза сравнима с прочностью масла.

В элегазе при атмосферном давлении может быть погашена дуга с током, который в 100 раз превышает ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях. Исключительная способность элегаза гасить дугу объясняется тем, что его молекулы улавливают электроны дугового столба и образуют относительно неподвижные отрицательные ионы. Потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она легко гаснет. В струе элегаза, т. е. при газовом дутье, поглощение электронов из дугового столба происходит еще интенсивнее.

В элегазовых выключателях применяют автопневматические (автокомпрессионные) дугогасительные устройства, в которых газ в процессе отключения сжимается поршневым устройством и направляется в зону дуги. Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу.

В настоящее время элегазовые выключатели применяются на всех классах напряжений (6-750 кВ) при давлении 0,15 – 0,6 МПа. Повышенное давление применяется для выключателей более высоких классов напряжения. Хорошо зарекомендовали элегазовые выключатели следующих зарубежных фирм: ALSTOM; SIEMENS; Merlin Gerin и др.. Освоен выпуск современных элегазовых выключателей ПО «Уралэлектротяжмаш» : баковые выключатели серии ВЭБ, ВГБ и колонковые выключатели серии ВГТ, ВГУ. В качестве примера рассмотрим конструкцию выключателя серии LF фирмы Merlin Gerin напряжением 6-10 кВ (рис. 3.3.).

Базовая модель выключателя состоит из следующих элементов:

- корпуса выключателя, в котором расположены все три полюса, представляющего собой "сосуд под давлением", заполненный элегазом под низким избыточным давлением (0,15 МПа или 1,5 атм.);
- механического привода типа RI;
- передней панели привода с рукояткой для ручного взвода пружин и индикаторами состояния пружины и выключателя;
- высоковольтных силовых контактных площадок;
- многоштырьевое разъема для подключения цепей вторичной коммутации.

Автокомпрессионный метод гашения дуги:

В выключателе LF применен принцип вращения дуги в элегазовой среде и метод автокомпрессии, что в комплексе позволяет создать наилучшие условия для гашения дуги. Это обеспечивает сокращение мощности привода выключателя, снижение износа дугогасительных контактов и, таким образом, повышает механический и электрический ресурс. Основные этапы гашения дуги: Выключатель включен (рис.3.3,а). Основные контакты разомкнуты (рис. 3.3,б). Разомкнуты основные контакты (а), ток проходит через дугогасительные контакты (б). Гашение дуги (рис. 3.3,в). Разомкнулись дугогасительные контакты. При расхождении дугогасительных контактов

в дугогасительной камере происходит загорание дуги. Воздействие магнитного поля, создаваемого катушкой (d), вызывает закручивание дуги и ее охлаждение. Избыточное давление в расширительном объеме (c), обусловленное повышением температуры, вызывает охлаждение дуги потоком элегаза, направленным из зоны с высоким давлением в зону с более низким давлением, что приводит к удлинению дуги и ее затягиванию в полость цилиндрического дугогасительного контакта (e). При прохождении тока через 0 дуга гарантировано гаснет. Выключатель выключен (рис. 3.3,г).

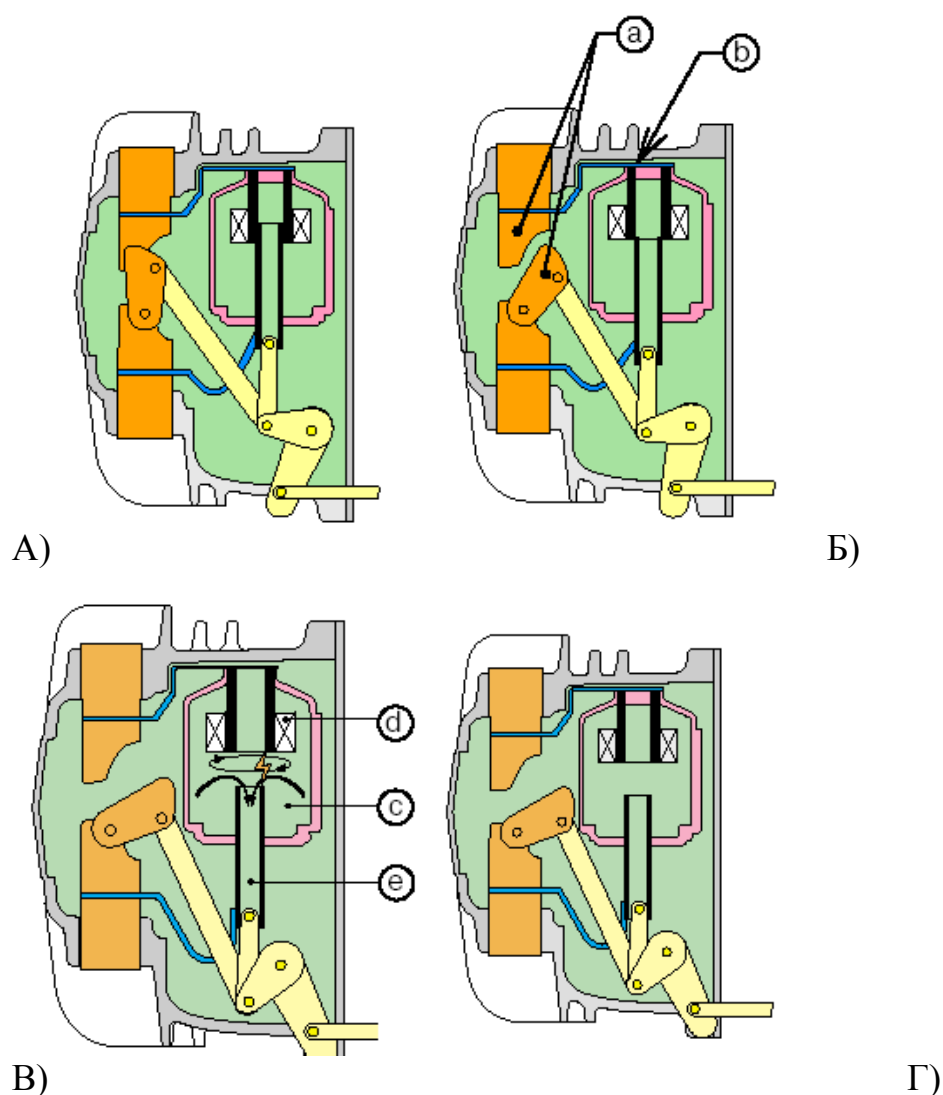


Рис. 3.3. Процесс отключения элегазового выключателя серии LF

#### Вакуумные выключатели

Электрическая прочность вакуума значительно выше прочности других сред, применяемых в выключателях. Объясняется это увеличением длины среднего свободного пробега электронов, атомов, ионов и молекул по ме-

ре уменьшения давления. В вакууме длина свободного пробега частиц превышает размеры вакуумной камеры.

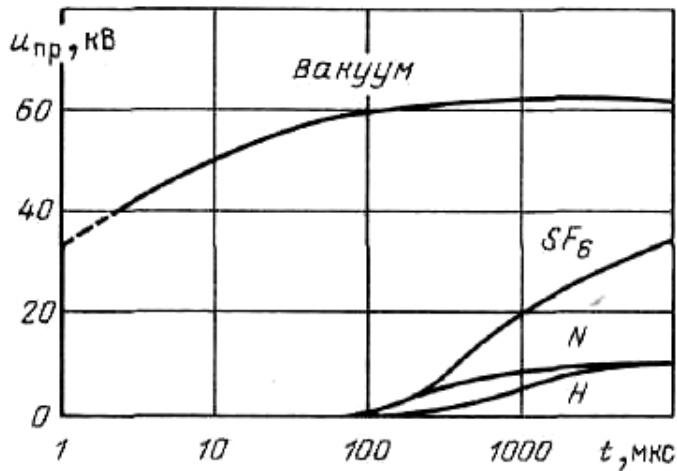


Рис. 3.4.. Восстанавливающаяся электрическая прочность промежутка длиной 1/4 " после отключения тока 1600 А в вакууме и различных газах при атмосферном давлении

В этих условиях удары частиц о стенки камеры происходят значительно чаще, чем соударения между частицами. На рис. 30 показаны зависимости пробивного напряжения вакуума и воздуха от расстояния между электродами диаметром 3/8" из вольфрама. При столь высокой электрической прочности расстояние между контактами может быть очень малым (2 — 2,5 см), поэтому размеры камеры могут быть также относительно небольшими.

Процесс восстановления электрической прочности промежутка между контактами при отключении тока протекает в вакууме значительно быстрее, чем в газах.

Уровень вакуума (остаточное давление газов) в современных промышленных дугогасительных камерах обычно составляет  $10^{-7}$ - $10^{-6}$  Па. В соответствии с теорией электропрочности газов, необходимые изоляционные качества вакуумного промежутка достигаются и при меньших уровнях вакуума (порядка  $10^{-3}$  Па), однако для современного уровня вакуумных технологий, создание и поддержание в течение времени жизни вакуумной камеры уровня  $10^{-6}$  Па не составляет проблемы. Это обеспечивает вакуумным камерам запасы электропрочности на весь срок эксплуатации (20-30 лет). Типовая конструкция вакуумной дугогасительной камеры приведена на рис. 3.4.



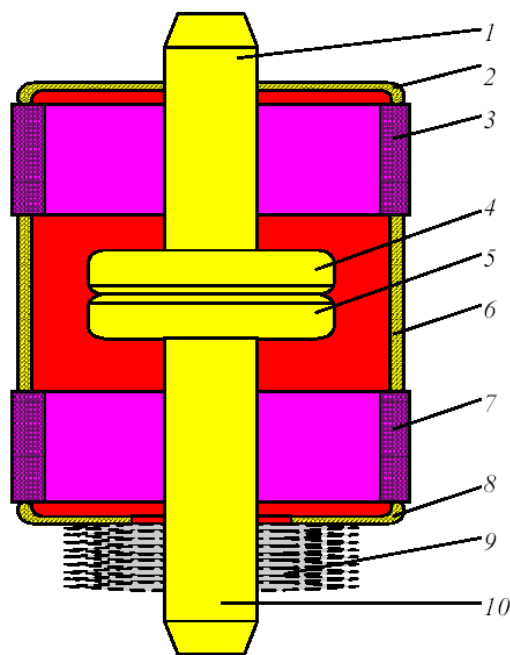


Рис. 3.4. Конструктивная схема вакуумной дугогасительной камеры

Конструкция вакуумной камеры состоит из пары контактов (4;5), один из которых является подвижным (5), заключенных в вакуумно-плотную оболочку, спаянную из керамических или стеклянных изоляторов (3;7), верхней и нижней металлических крышек (2;8) и металлического экрана (6). Перемещение подвижного контакта относительно неподвижного обеспечивается путем применения сильфона(9). Выводы камеры (1;10) служат для подключения ее к главной токоведущей цепи выключателя. Надо отметить, что для изготовления оболочки вакуумной камеры применяются только специальные вакуумноплотные, очищенные от растворенных газов металлы - медь и специальные сплавы, а также специальная керамика. Контакты вакуумной камеры изготавливаются из металлокерамической композиции (как правило это медь-хром в соотношении 50%-50% или 70%-30%), обеспечивающей высокую отключающую способность, износостойкость и препятствующей возникновению точек сваривания на поверхности контактов. Цилиндрические керамические изоляторы, совместно с вакуумным промежутком при разведенных контактах обеспечивают изоляцию между выводами камеры при отключенном положении выключателя.

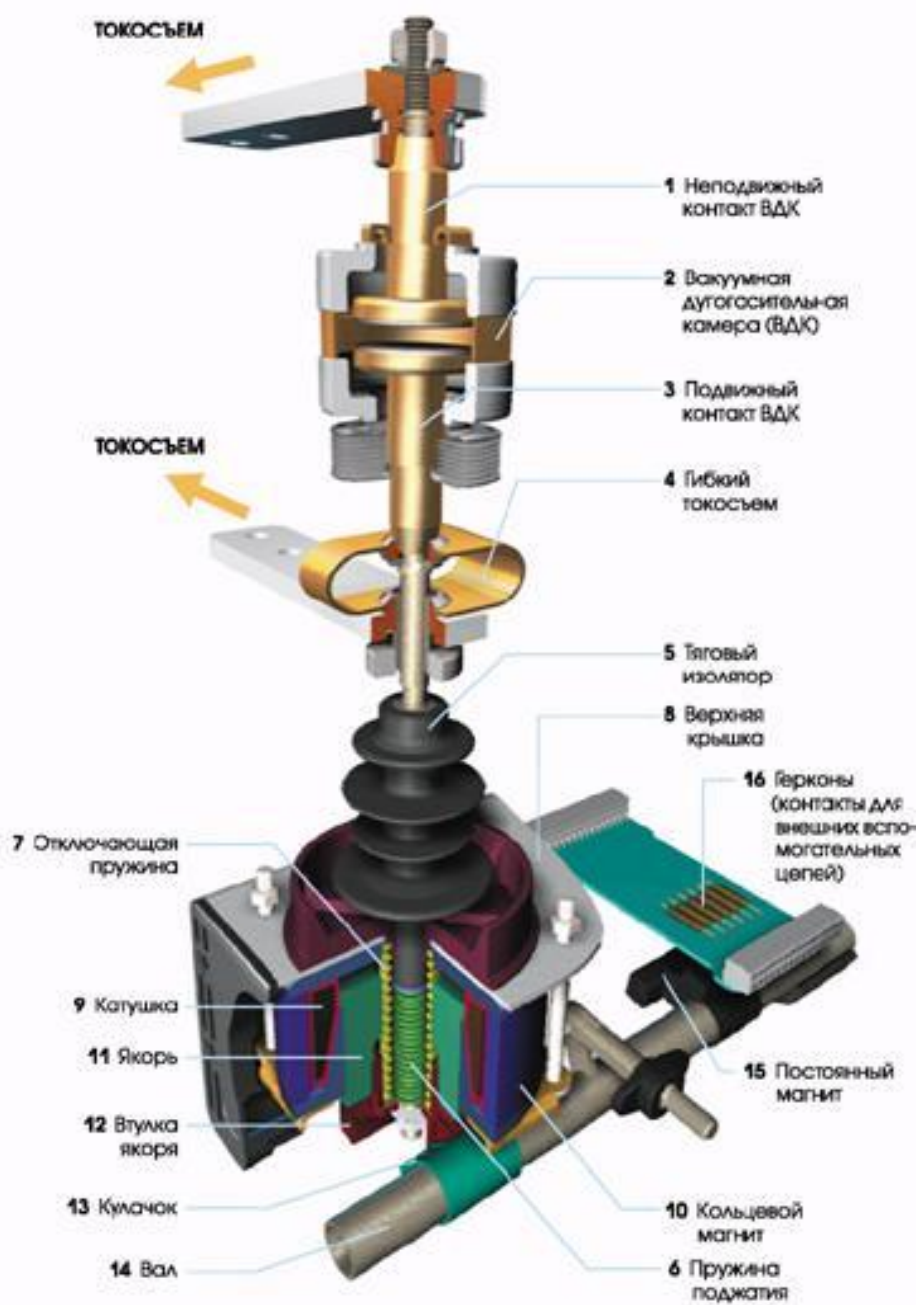


Рис. 3.5 Конструкция вакуумного выключателя с магнитной защелкой

Таврида-электрик выпустила новую конструкцию вакуумного выключателя с магнитной защелкой (рис. 3.5). В основу его конструкции заложен принцип соосности электромагнита привода и вакуумной дугогасительной камеры в каждом полюсе выключателя.

Включение выключателя осуществляется в следующей последовательности. В исходном состоянии контакты вакуумной дугогасительной камеры разомкнуты за счет воздействия на них отключающей пружины **7** через тяговый изолятор **5**. При прикладывании напряжения положительной полярности к катушке **9** электромагнита, в зазоре магнитной системы (см. Рис.

3.5) нарастает магнитный поток. В момент, когда сила тяги якоря, создаваемая магнитным потоком, превосходит усилие пружины отключения **7**, якорь **11** электромагнита вместе с тяговым изолятором **5** и подвижным контактом **3** вакуумной камеры начинает движение вверх, сжимая пружину отключения. При этом в катушке возникает двигательная противо-ЭДС, которая препятствует дальнейшему нарастанию тока, и даже несколько уменьшает его. В процессе движения якорь набирает скорость около 1м/с, что позволяет избежать предпробоев при включении и исключить дребезг контактов ВДК. При замыкании контактов вакуумной камеры, в магнитной системе остается зазор дополнительного поджатия равный 2 мм. Скорость движения якоря резко падает, так как ему приходится преодолевать еще и усилие пружины дополнительного контактного поджатия **6**. Однако под воздействием усилия, создаваемого магнитным потоком и инерцией, якорь **11** продолжает двигаться вверх, сжимая пружину отключения **7** и пружину **6** дополнительного контактного поджатия. В момент замыкания магнитной системы якорь соприкасается с верхней крышкой привода **8** и останавливается. После окончания процесса включения ток катушки привода отключается. Выключатель остается во включенном положении за счет остаточной индукции, создаваемой кольцевым постоянным магнитом **10**, который удерживает якорь **11** в притянутом к верхней крышке **8** положении без дополнительной токовой подпитки.

Для отключения выключателя необходимо приложить к выводам катушки напряжение отрицательной полярности.

В настоящее время вакуумные выключатели стали доминирующими аппаратами для электрических сетей с напряжением 6-36 кВ. Так, доля вакуумных выключателей в общем количестве выпускаемых аппаратов в Европе и США достигает 70%, в Японии - 100%. В России в последние годы эта доля имеет постоянную тенденцию к росту, и в 1997 году превысила 50%-ю отметку.

Основными преимуществами ВВ (по сравнению с масляными и газовыми выключателями), определяющими рост их доли на рынке, являются:

- более высокая надежность;
- меньшие затраты на обслуживание.

Выключатели нагрузки

Выключатель нагрузки представляет собой трехполюсный коммутационный аппарат переменного тока для напряжения свыше 1 кВ, рассчитанный на отключение рабочего тока, и снабженный приводом для неавтоматического или автоматического управления. Выключатели нагрузки не предназначены для отключения тока КЗ, но их включающая способность соответствует электродинамической стойкости при КЗ. В распределительных се-

тях 6-10 кВ, выключателями нагрузки часто называют выключатели с отключающей способностью меньше 20 кА.

Выключатели нагрузки применяют в присоединениях силовых трансформаторов на стороне высшего напряжения (6-10 кВ) вместо силовых выключателей, если это возможно по условиям работы электроустановки. Поскольку они не рассчитаны на отключение тока КЗ, функции автоматического отключения трансформаторов в случае их повреждения возлагают на плавкие предохранители либо на выключатели, принадлежащие предшествующим звеньям системы, например на линейные выключатели, расположенные ближе к источнику энергии.

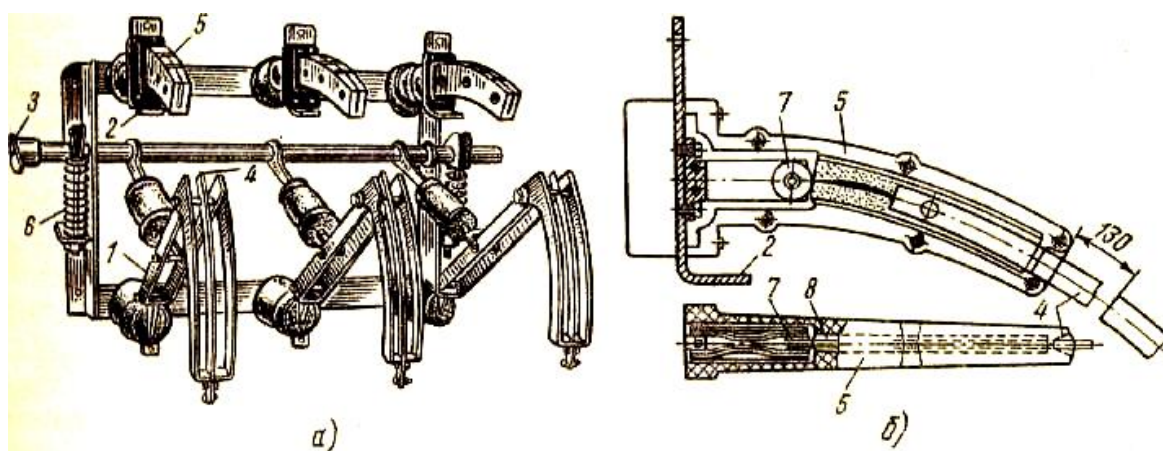


Рис. 3.6. Выключатель нагрузки с гасительными устройствами газогенерирующего типа (ВН)

а-общий вид выключателя; б — гасительная камера

В распределительных сетях наиболее распространены конструкции выключателей нагрузки (ВНР, ВНА, ВНБ) с гасительными устройствами газогенерирующего типа (рис. 3.6). Как видно из рисунка, здесь использованы элементы трехполюсного разъединителя для внутренней установки. На опорных изоляторах разъединителя укреплены гасительные камеры 5. К ножам разъединителя 1 прикреплены вспомогательные ножи 4. Изменен также привод разъединителя, чтобы обеспечить необходимую скорость движения ножей при включении и отключении, не зависящую от оператора.

Для этого предусмотрены пружины 6, которые натягиваются при повороте вала 3 разъединителя, а при освобождении передают свою энергию подвижным частям аппарата.

В положении «включено» вспомогательные ножи входят в гасительные камеры. Контакты разъединителя 2 и скользящие контакты гасительных камер 7 замкнуты. Большая часть тока проходит через контакты разъединителя 8 в процессе отключения (рис. 3.6, б) сначала размыкаются контакты разъединителя; при этом ток смещается через вспомогательные ножи 4 в гасительные камеры. Несколько позднее размыкаются контакты в камере.

Зажигаются дуги, которые гасятся в потоке газов - продуктов разложения вкладышей 8 из органического стекла. В положении «отключено» вспомогательные ножи находятся вне гасительных камер; при этом обеспечиваются достаточные изоляционные разрывы. Наибольший ток отключения выключателя типа ВН (активный или индуктивный, но не емкостный) равен 800 А при номинальном напряжении 6 кВ и 400 А при напряжении 10 кВ, номинальные продолжительные токи в 2 раза меньше и соответствуют рабочим токам разъединителей.

## Приводы выключателей

Привод выключателя предназначен для операции включения, для удержания во включенном положении и для 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 выключателем 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 к. з. 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 применяются пружинные, электромагнитные, пневматические приводы.

Приводы воздушных выключателей отличаются отсутствием отключающих пружин, устройством передаточного механизма и др. Включение и отключение воздушных выключателей осуществляется пневмоклапанами, которые управляются соответствующими электромагнитами. Источником энергии, необходимой для управления выключателем, является электрическая система. Однако энергия из системы не поступает непо-

средственно в привод, а предварительно преобразуется и аккумулируется в том или ином виде, например в аккумуляторных батареях для электромагнитных приводов, в ресиверах сжатого воздуха для пневматических приводов, в напряженных пружинах в пружинных приводах. Аккумуляторы энергии любого вида обеспечивают работу привода в аварийных условиях при отсутствии энергии в рассматриваемой части системы. В современных типах маломасляных и вакуумных выключателей применяемых в распределительных сетях 6-10 кВ применяются встроенные электромагнитные и пружинные приводы, а для элегазовых выключателей применяются также гидравлические приводы.

Приводы должны отвечать следующим требованиям:

они должны быть исключительно надежными в эксплуатации; привод может находиться в бездействии в течение недель и месяцев и при подаче команды на отключение должен сработать также хорошо, как после только что проведенного ремонта и испытания;

операции включения, отключения, многократного повторного включения должны протекать в течение минимального времени;

должна быть обеспечена возможность включения выключателя при временном нарушении работы станции, подстанции и отсутствии энергии в рассматриваемой части системы.

### Выбор выключателей

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

по напряжению электроустановки

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

по длительному току утяжеленного режима.

$$I_{раб.н} \leq I_{ном}; I_{раб.утяж.} \leq I_{ном}$$

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условиям:

$$I_{п.0} \leq I_{дин.}; i_{у.} \leq I_{м.дин.},$$

где  $I_{п.0}$  и  $i_{у.}$  — расчетные, значения периодической составляющей тока КЗ и ударного тока в цепи, для которой выбирается выключатель.

Выбрав выключатель по рассмотренным параметрам, а следовательно, зная  $t_{с.в.}$ , находят  $\tau$  и для этого момента времени определяют периодическую  $I_{пт}$  и апериодическую  $i_{ат}$  составляющие тока КЗ.

Далее проверяют выключатель на симметричный ток отключения  $I_{пт}$  и на возможность отключения апериодической составляющей  $i_{ат}$ . Определяют процентное содержание  $i_{ат}$  в токе:

$$\beta = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} I_{пт}}$$

и проверяют выполнение условия  $\beta \leq \beta_{\text{ном}}$

Если условие  $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.}}$  выполняется, а  $\beta > \beta_{\text{ном}}$  (велика доля апериодического тока), то в соответствии с ГОСТ 687—78 допускается выбирать выключатель по полному току:

$$(\sqrt{2} I_{\text{н.т.}} + i_{\text{а.т.}}) = \sqrt{2} I_{\text{откл.}} (1 + \beta_{\text{ном}}/100)$$

При выборе выключателей по включающей способности достаточно, чтобы были выполнены условия

$$I_{\text{п.0.}} \leq I_{\text{вкл.}}; i_{\text{у.}} \leq I_{\text{м.вкл.}}$$

Для выключателей генераторов проверку по включающей способности следует выполнять по току, возникающему при несинхронном включении в противофазе,

На термическую стойкость выключатель проверяют по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ и найденным в каталоге значениям  $I_T$  и  $t_T$ :

$$B_{\kappa} \leq I_T^2 t_T.$$

Необходимо отметить, что расчетным видом КЗ для проверки на электродинамическую и термическую стойкость является трехфазное КЗ.

Перспективным является применение элегазовых выключателей и элегазовых РУ на все напряжения. Для распределительных сетей 6, 10 кВ в настоящее время можно рекомендовать вакуумные выключатели в составе комплектных распределительных устройств, которые обладают большим сроком службы и коммутационным ресурсом.

При выборе высоковольтных выключателей в учебном проектировании обычно бывает достаточным выполнить проверку по условиям в таблице 3.1, выделенным жирным шрифтом.

**Таблица 3.1. Выбор выключателей**

Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя	Условие выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.утж}$	$I_{ном}$	$I_{раб.утж} \leq I_{ном}$
$I_{пт}$	$I_{откл}$	$I_{пт} \leq I_{откл}$
$\beta = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} \cdot I_{нт}} \cdot 100$	$\beta_{ном}$	$\beta \leq \beta_{ном}$
$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}$	—	$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left( 1 + \beta_{ном} / 100 \right)$
$I_{н0}$	$I_{вкл}$	$I_{н0} \leq I_{вкл}$
$i_y$	$I_{твкл}$	$i_y \leq I_{твкл}$
$I_{н0}$	$I_{дин}$	$I_{н0} \leq I_{дин}$
$i_y$	$I_{мдин}$	$i_y \leq I_{мдин}$
$B_k$	$I_T, t_T$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

### 3.2. Разъединители

*Разъединитель - это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, и 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 к. з. и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем.*

Однако для упрощения схем электроустановок *допускается использовать разъединители для производства следующих операций:*

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

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

отключения и включения нагрузочного тока до 15 А трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже;



разъединителем разрешается производить также операции, если он надежно шунтирован низкоомной параллельной цепью (шиносоединительным или обходным выключателем);

разъединителями и отделителями разрешается отключать и включать незначительный намагничивающий ток силовых трансформаторов и зарядный ток воздушных и кабельных линий.

Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации разъединителей следует стремиться к применению разъединителей преимущественно трехполюсного типа. Чтобы исключить ошибочные действия с разъединителями, устанавливают блокировки (механические, электрические), которые разрешают оперировать с разъединителями только в том случае, если связанный с ними выключатель отключен.

По конструкции различают рубящие, поворотные, катящиеся и пантографические разъединители (Рис. 3.7.).

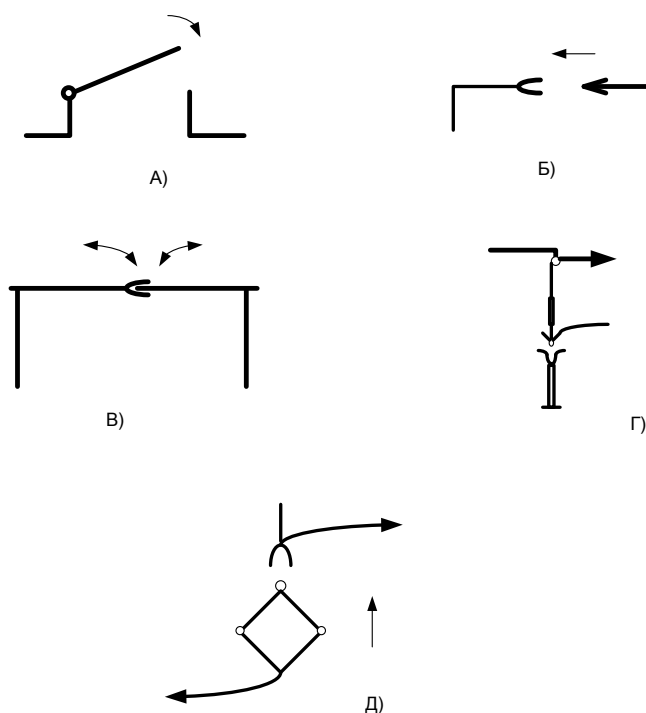


Рис.3.7. Конструктивные схемы разъединителей

Конструкцией разъединителя во многом определяются размеры РУ. Важным элементом электроустановки высокого напряжения являются заземляющие разъединители. Разъединители могут выполняться с одним или двумя заземляющими ножами. В большинстве случаев (при напряжениях до 500 кВ) заземляющий разъединитель монтируется на общей раме с основным разъединителем и блокируется с ним механически. Блокировка разрешает включение заземляющего разъединителя только при отключенном основном и наоборот. На напряжение 10 кВ выполняются преимущественно разъединители рубящего типа внутренней и наружной установки: РВ, РЛК, РЛНД и др. На напряжениях 35-220 кВ обычно выполняются

разъединители горизонтально-поворотного типа: РГ, РГП, РГН, РГНП. В настоящее время «Уралэлектротяжмаш» на напряжения 110-220 кВ выпускает усовершенствованную серию разъединителей РПД. В установках со сборными шинами в качестве шинных разъединителей выбирают разъединители с одним заземляющим ножом, в качестве линейных - с двумя заземляющими ножами. При напряжении 750 кВ и выше целесообразна раздельная установка основного и заземляющего разъединителя.

Специальными типами разъединителей являются короткозамыкатели и отделители, применяемые на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам. Короткозамыкателем создают искусственное КЗ на стороне высокого напряжения трансформатора подстанции с целью повышения чувствительности релейной защиты линии. Отделители предназначены для автоматического отделения поврежденного участка цепи в безтоковую паузу АПВ. Отделителями допускается отключать те же токи, что и разъединителями. В настоящее время область применения отделителей и короткозамыкателей в распредустройствах высокого напряжения уменьшается. При реконструкции подстанций в мостиковых схемах РУ вместо отделителей и короткозамыкателей устанавливают выключатели.

Выбор разъединителей

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбирают по номинальному напряжению  $U_{ном}$ , номинальному длительному току  $I_{ном}$ , а в режиме КЗ проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Для короткозамыкателей выбор по номинальному току не требуется [1,3]. Выключатели нагрузки проверяют дополнительно по току отключения:

$$I_{раб. утяж} \leq I_{откл}$$

Расчетные величины для выбора перечисленных аппаратов те же, что и для выключателей.

Для правильного выбора аппаратов необходимо учитывать их перегрузочную способность и температуру окружающей среды. Нормированная температура окружающей среды для аппаратов +35°C. Допускается работа при температуре выше +35°C, но не более +60°C и при условии снижения нагрузки, характеризуемого следующими коэффициентами:

Температура окружающей среды, °C	35	40	45	50	55	60
Коэффициент снижения нагрузки	1,0	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

При температуре ниже +35°C допустимый ток может быть увеличен, но не более чем на 20 %:

Температура окружающей среды, °C	35	30	25	20	15	10	5	0
Коэффициент дополнительной нагрузки	1,0	1,03	1,06	1,09	1,1	1,15	1,18	1,20

Условия выбора аппаратов сводят в таблицу типа таблице 3.2.

**Таблица 3.2. Условия выбора разъединителей**

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные разъединителя	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб. утяж}$	$I_{ном}$	$I_{раб. утяж} \leq I_{ном}$
$i_y$	$I_{м. дин.}$	$i_y \leq I_{м. дин.}$
$B_k$	$I_m, t_m$	$B_k \leq I_m^2 t_m$

### 3.3. Высоковольтные предохранители

Предохранители ПКТ, ПКН, ПКИ предназначены для защиты силовых трансформаторов, воздушных и кабельных линий в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц и 60 Гц с номинальным напряжением 6 кВ и 10 кВ. В цепях трансформаторов напряжения устанавливаются предохранители типа ПКН (ПКТН). Они применяются в РУ 6, 10, 35 кВ и отличаются от обычных кварцевых предохранителей материалом плавкой вставки, изготовляемой из константановой проволоки. В предохранителях указанного типа отсутствуют также указатели срабатывания.

Устройство и работа предохранителей.

Предохранители состоят из одного или двух патронов, вставляемых в контакты, которые укреплены на опорных изоляторах. Изоляторы устанавливаются на специальном цоколе или непосредственно на элементах конструкции.

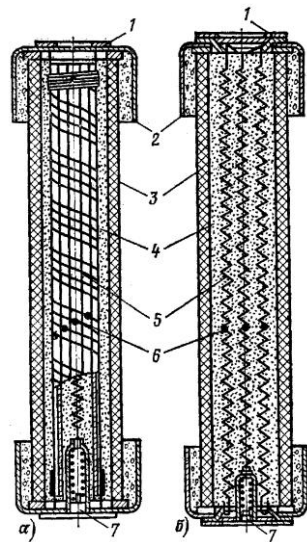


Рис.3.8. Предохранитель типа ПКТ. а — на ток до 8 А; б — на ток более 8А; 1 — торцевая крышка; 2 — латунный колпачок; 3 — фарфоровая трубка; 4 — кварцевый песок; 5 — плавкая вставка; 6 — шарики из олова; 7 — указатель срабатывания.

Предохранители с кварцевым наполнителем являются токоограничивающими. Отключение тока короткого замыкания в предохранителях с кварцевым песком обеспечивается за счет интенсивной деионизации дуги, возникающей на месте пролегания плавкой вставки, в узких щелях между песчинками наполнителя. Срабатывание патрона определяется в предохранителях серий ПКТ101, ПКТ102, ПКТ103 по указателю срабатывания, выдвигающемуся наружу под воздействием пружины после перегорания нихромовой проволоки, а в предохранителях серии ПКН-001 - по отсутствию показаний приборов, включенных во вторичные цепи трансформатора напряжения.

#### Условия выбора предохранителей

1. Номинальное напряжение предохранителя должно соответствовать номинальному напряжению установки.

$$U_{уст.} \leq U_n$$

2. Условие выбора по току длительного режима.

$$I_{мах. раб} \leq I_{ном}$$

3 Условие выбора по отключающей способности:

$$I_{н0} \leq I_{отк. ном.}$$

При выборе номинального тока плавкой вставки предохранителя следует учитывать избирательность защиты, пусковые токи двигателей, а также броски намагничивающих токов трансформаторов.

Для защиты трансформаторов можно рекомендовать плавкие вставки в соответствии с таблицей 3.3 .

Таблица 3.3.

Номинальный ток трансформатора, А	Номинальный ток плавкой вставки, А	Номинальный ток трансформатора, А	Номинальный ток плавкой вставки, А
1	3,2	20	40
3	8	30	50
5	10	70	100
8	16	100	160
10	20	145	200

Номинальные токи предохранителей, А: 8; 10; 20; 32; 40; 50; 80; 160; 200; 320; 400

Номинальные токи плавких вставок, А : 2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 32; 40; 50; 80; 160; 200; 320; 400.

### 3.4. Реакторы

Реакторы служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, что позволяет применять более легкие и дешевые выключатели и уменьшать площадь сечений кабелей, а следовательно, удешевлять РУ и распределительные сети.

Основная область применения реакторов - электрические сети напряжением 6 и 10 кВ. Иногда токоограничивающие реакторы используют в установках напряжением 35 кВ, а также при напряжении ниже 1000 В.

Для ограничения тока КЗ в РУ 6—10 кВ ТЭЦ применяют секционные и линейные реакторы и групповые (рис.3.9).

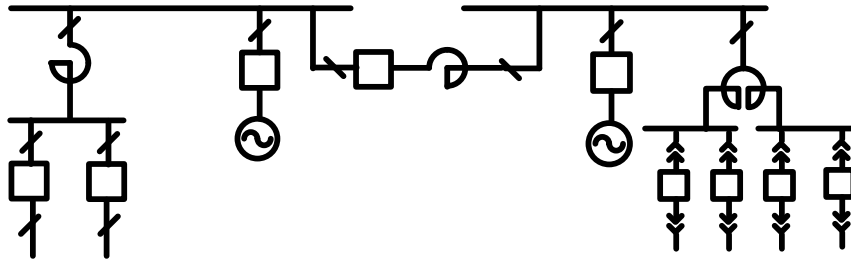


Рис.3.9. Схема включения реакторов в РУ генераторного напряжения

На подстанциях токоограничивающие реакторы применяются обычно при большой мощности силовых трансформаторов, когда в РУ низкого напряжения оказываются большие уровни токов короткого замыкания. Реакторы для ограничения токов короткого замыкания при этом устанавливаются последовательно с обмоткой низкого напряжения трансформатора.

Для ограничения тока КЗ целесообразно иметь возможно большее индуктивное сопротивление реактора. Однако значение  $X_p$  должно быть ограничено допустимым значением потери напряжения в реакторе при нормальном режиме работы установки (1,5—2% номинального). Реакторы включенные последовательно в цепь одной или нескольких линий ограничивают ток КЗ в распределительной сети, а также поддерживают остаточное напряжение  $U_{ост}$  на шинах установки при КЗ за реактором. Последнее благоприятно сказывается на потребителях электрической энергии. Допустимое остаточное напряжение на шинах зависит от типа потребителей и быстрого действия устройств РЗА.

По конструкции различают одинарные и сдвоенные реакторы.

При большом числе линий применяют групповые реакторы, т. е. один реактор на несколько линий. Затраты, связанные с установкой реактора, в этом случае уменьшаются, однако уменьшается и токоограничивающее действие реактора с большим номинальным током при заданном значении потери напряжения.

Сдвоенные реакторы лишены недостатков групповых реакторов. К среднему выводу реактора присоединены источники питания, а потребители

подключаются к крайним выводам. Сдвоенные реакторы характеризуются номинальным напряжением, номинальным током ветви и сопротивлением одной ветви  $x_p = x_g = \omega L$  при отсутствии тока в другой. При эксплуатации стремятся к равномерной загрузке ветвей ( $I_1 = I_2 = I$ ). В нормальном режиме работы установки потеря напряжения в ветви реактора с учетом взаимной индукции ветвей определится как

$$\Delta U = (I\omega L - I\omega M) \sin \varphi = I\omega L (1 - k_c) \sin \varphi,$$

где  $K_c = M/L$  — коэффициент связи ветвей реактора.

Если  $X_g = \omega L$ , то индуктивное сопротивление ветви с учетом взаимной индукции  $X_g^1 = X_g(1 - K_c)$ . Обычно коэффициент связи  $K_c$  близок к 0,5, тогда  $X_g^1 = 0,5X_g$  т. е. потеря напряжения в сдвоенном реакторе вдвое меньше по сравнению с обычным реактором.

При КЗ за одной из ветвей ток в ней значительно превышает ток в неповрежденной ветви. Влияние взаимной индукции мало, и  $X_p = X_g$ , т. е. сопротивление реактора при КЗ вдвое больше, чем в нормальном режиме.

Порядок выбора линейных реакторов.

Реакторы выбирают по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; I_{раб. утяж.} \leq I_{ном},$$

Индуктивное сопротивление реактора выбирают исходя из условий ограничения тока КЗ до заданного уровня, определяемого коммутационной способностью выключателей, которые установлены в данной сети. Например, в распределительных сетях часто устанавливаются вакуумные выключатели ВВ-10 с током отключения  $I_{откл.} = 20$  кА. Первоначально известно значение периодической составляющей тока КЗ  $I_{по.}$ , которое с помощью реактора необходимо уменьшить. Результирующее сопротивление цепи КЗ до места присоединения реактора (рис.) можно определить по выражению

$$X_{рез.к1} = \frac{U_{cp}}{I_{нок1} \sqrt{3}}$$

Начальное значение периодической составляющей тока за реактором должно быть меньше или равно току отключения выключателя:

$$I_{по} \leq I_{откл.}$$

Сопротивление цепи КЗ до точки К.2 за реактором

$$X_{рез.к2} = \frac{U_c}{I_{нок2} \sqrt{3}}$$

Разность полученных сопротивлений даст необходимое сопротивление реактора:

$$X_p = X_{рез.к2} - X_{рез.к1},$$

Выбирают по каталогу тип реактора с ближайшим большим значением  $X_p$  и рассчитывают действительное значение периодической составляющей тока КЗ за реактором:  $I_{no.ф} = \frac{U_c}{\sqrt{3}(x_p + x_c)}$

Выбранный реактор необходимо проверить на электродинамическую стойкость;  $i_y \leq I_{м\text{ дин.}}$

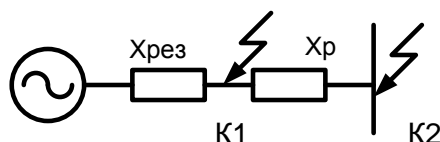


Рис.3.10. Схема замещения для определения сопротивления реактора

где  $i_y$  — ударный ток трехфазного КЗ за реактором.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию

$$B_k \leq I_m^2 t_m$$

где  $B_k$  — расчетный импульс квадратичного тока при КЗ за реактором. Короткое замыкание за реактором можно считать удаленным, поэтому

$$B_k = I_{no.к2}^2 (t_{откл.} + T_a),$$

при этом в значение  $t_{откл.}$  входит время действия релейной защиты отходящих линий, составляющее 1—2 с.

Необходимо также определить потерю напряжения на реакторе в нормальном режиме и остаточное напряжение на шинах установки при коротком замыкании за реактором (в процентах):

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{раб} x_p \sin \varphi * 100 / U_{ном}, \% \leq \Delta U_{дон}; U_{ост} = \sqrt{3} I_{но.ка} x_p 100 / U_{ном}, \%;$$

и сравнить полученные значения с допустимыми.

### 3.5. Измерительные трансформаторы

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность работающих, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле.

#### Трансформаторы тока

Трансформаторы тока характеризуются номинальным первичным током  $I_{ном1}$  (стандартная шкала номинальных первичных токов содержит значения от 1 до 40000 А) и номинальным вторичным током  $I_{ном2}$ , который принят равным 5 или 1 А. Отношение номинального первичного к

номинальному вторичному току представляет собой коэффициент трансформации  $K = I_{\text{НОМ1}} / I_{\text{НОМ2}}$

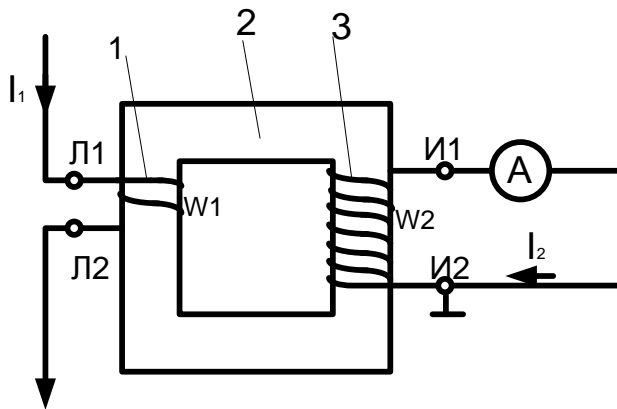


Рис 3.11. Схема включения трансформатора тока

Трансформаторы тока характеризуются токовой погрешностью  $\Delta I = (I_2 K - I_1) * 100 / I_1$  (в процентах) и угловой погрешностью  $\delta$  (в минутах). В зависимости от токовой погрешности измерительные трансформаторы тока разделены на пять классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Наименование класса точности соответствует предельной токовой погрешности трансформатора тока при первичном токе, равном 1—1,2 номинального. Для лабораторных измерений предназначены трансформаторы тока класса точности 0,2, для присоединений счетчиков электроэнергии - 0,2 и 0,5, для присоединения щитовых измерительных приборов - классов 1 и 3.

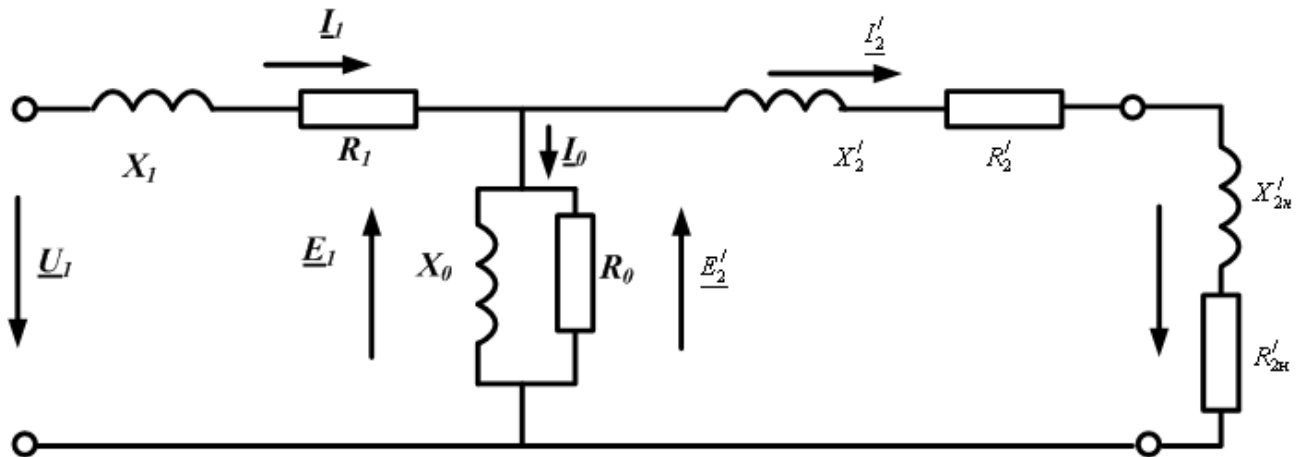


Рис.3.12. Схема замещения трансформаторов тока

Нагрузка трансформатора тока - это полное сопротивление внешней цепи  $Z_2$ , выраженное в омах. Сопротивления  $r_2$  и  $x_2$  представляют собой сопротивление приборов, проводов и контактов. Нагрузку трансформатора можно также характеризовать кажущейся мощностью  $S_2 = I_{2\text{НОМ}}^2 Z_2$ , В\*А. Под номинальной нагрузкой трансформатора тока  $Z_{2\text{НОМ}}$  понимают нагруз-



ку, при которой погрешности не выходят за пределы, установленные для трансформаторов данного класса точности. Значение  $Z_{2ном}$  дается в каталогах.

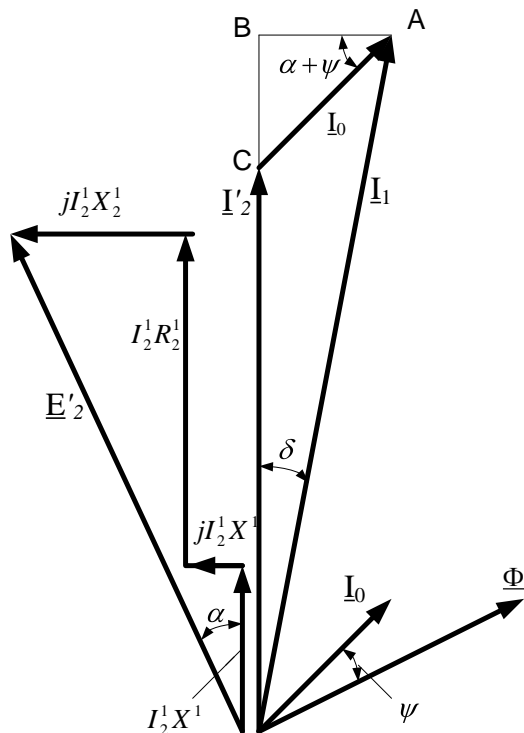


Рис.3.13. Векторная диаграмма трансформаторов тока

Электродинамическую стойкость трансформаторов тока характеризуют номинальным током динамической стойкости  $I_{м.дин.}$  или отношением

$k_{дин} = I_{м.дин.} / \sqrt{2} I_{ном}$  Термическая стойкость определяется номинальным током термической стойкости  $I_T$  или отношением  $k_T = I_T / I_{ном}$  и допустимым временем действия тока термической стойкости  $t_m$ .

По конструкции различают трансформаторы тока одновитковые (типа ТОЛ, ТПОЛ), многовитковые с литой изоляцией (типа ТПЛ). Для больших токов применяют трансформаторы типа ТЛШ, у которых роль первичной обмотки выполняет шина. Электродинамическая стойкость таких трансформаторов тока определяется стойкостью шины. Трансформаторы тока нулевой последовательности- ТЗЛ, ТЗРЛ. Для ОРУ выпускают трансформаторы тока в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной и элегазовой изоляцией (ТОГ) рис.3.14. Маслонаполненные трансформаторы тока в фарфоровой оболочке: ТФРМ, ТФМ, ТФЗМ, ТФУМ, ТФМД. Для РУ-35 кВ разработаны трансформаторы тока с литой изоляцией ТОЛ-35. Для релейной защиты имеются специальные конструкции трансформаторов тока. На выводах элегазовых баковых выключателей и силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше устанавливаются встроенные трансформаторы тока (ТВ, ТВТ, ТВМ). Погрешность их при прочих равных условиях больше, чем у отдельно стоящих трансформаторов.

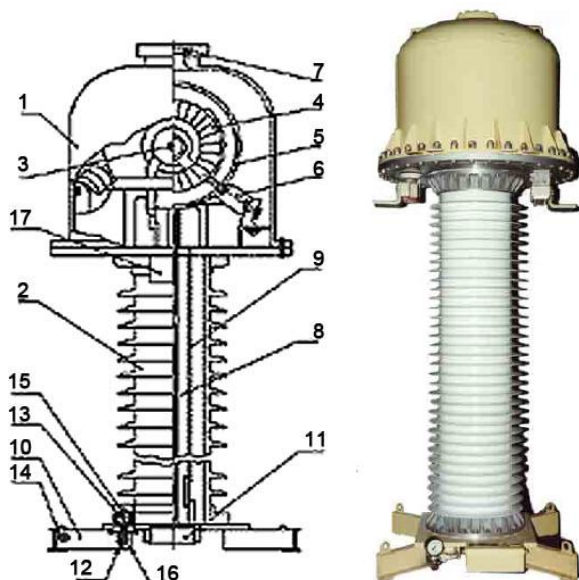


Рис. 3.14. Конструктивная схема трансформатора тока с элегазовой изоляцией (ТОГ).

1. корпус; 2-покрышка; 3-первичная обмотка; 4-вторичная обмотка ; 5-подставка; 6-изоляторы; 7-мембрана; 8-вторичные выводы; 9-конденсатор; 10-основание; 11-коробка выводов; 12-вентиль; 13-манометр; 14-бобышка для заземления; 15-кожух на манометр; 16-кожух на вентиль; 17-кожух на первичные провода.

Условия выбора трансформаторов тока приведены в табл. 3.4.

**Таблица 3.4. Условия выбора трансформаторов тока**

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные трансформатора тока	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.утяж}$	$I_{ном}$	$I_{раб.утяж.} \leq I_{ном}$
$i_y$	$I_{м.дин.}, k_{дин}$	$i_y \leq I_{м.дин.}; i_y \leq k_{дин} \sqrt{2} I_{1ном}$
$B_k$	$I_m, t_m, k_m, I_{1ном}$	$B_k \leq I_m^2 t_m; B_k \leq (k_m I_{1ном})^2 t_m$
$Z_{2.расч}$	$Z_{2.ном}$	$Z_{2.расч} \leq Z_{2.ном}$

Рассмотрим подробнее, как рассчитывается нагрузка  $Z_2$ , Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ . Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб.}} + r_{\text{конт.}} + r_k.$$

Сопротивление приборов  $r_{\text{приб}} = S_{\text{приб.}} / I_{2.\text{ном}}^2$ , где  $S_{\text{приб}}$  — мощность, потребляемая приборами. Для подсчета  $S_{\text{приб}}$  рекомендуется табличная форма.

Трансформаторы тока установлены во всех цепях (цепи генераторов, трансформаторов, линий и пр.). При выборе ТТ необходимо также учесть, схемы включения и распределение приборов по комплектам или сердечникам трансформаторов тока.

Сопротивление контактов  $r_k$  принимают равным 0,05 Ом при двух-трех и 0,1 Ом — при большем числе приборов.

Зная  $Z_{2.\text{ном}}$ , определяем допустимое сопротивление  $Z_{\text{пр}} = Z_{2.\text{ном}} - r_{\text{приб.}} - r_{\text{конт.}}$ . И площадь сечения провода  $S = r l_{\text{расч.}} / r_{\text{пров.}}$ , где  $r$  — удельное сопротивление материала провода;  $l_{\text{расч.}}$  — расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния  $l$  от трансформаторов тока до приборов: при включении в неполную звезду  $l_{\text{расч.}} = \sqrt{3}l$ ; при включении в звезду  $l_{\text{расч.}} = l$  при включении в одну фазу  $l_{\text{расч.}} = 2l$ .

Для разных присоединений принимается приблизительно следующая длина соединительных проводов  $l$  (в метрах):

Все цепи ГРУ 6—10 кВ, кроме линий к потребителям ....	40—60 м
Линии 6—10 кВ к потребителям ... ..	4—6 м
Цепи генераторного напряжения блочных станций .....	20—40 м
Все цепи РУ 35 кВ .....	60—75 м
• Все цепи РУ 110 кВ .....	75—100 м
Все цепи РУ 220 кВ .....	100—150 м

Для подстанций указанные длины снижают на 15—20 %.

Полученная площадь сечения не должна быть меньше 4 мм<sup>2</sup> для проводов с алюминиевыми жилами и 2,5 мм<sup>2</sup> для проводов с медными жилами — по условиям механической прочности. Провода с площадью сечения больше 6 мм<sup>2</sup> обычно не применяются.

### Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения характеризуются номинальными значениями первичного напряжения  $U_1$ , вторичного напряжения  $U_2$  (обычно 100 В или  $100/\sqrt{3}$ ), коэффициента трансформации  $K = U_{1.\text{ном.}} / U_{2.\text{ном.}}$ . В зависимости от погрешности различают следующие классы точности трансформаторов напряжения: 0,2; 0,5; 1; 3.

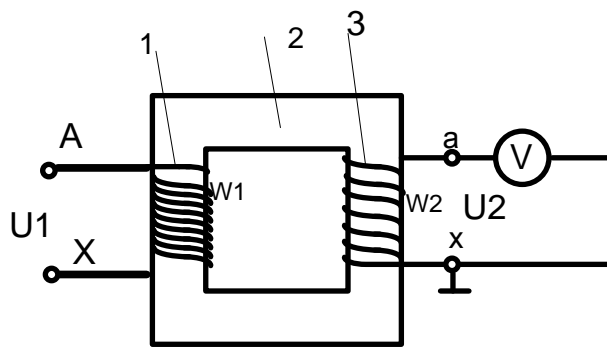


Рис. 3.15. Схема включения трансформатора напряжения.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения — это мощность внешней вторичной цепи  $S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}$ ; под номинальной вторичной нагрузкой  $S_{2\text{ном}}$  понимают наибольшую нагрузку, при которой погрешность не выходит за допустимые пределы, установленные для трансформаторов данного класса точности.

Трансформаторы напряжения могут характеризоваться также максимальной мощностью  $S_{2\text{макс}}$ . Трансформатор напряжения может использоваться как силовой трансформатор малой мощности, при этом погрешности не нормируются.

Погрешности трансформатора напряжения зависят от размеров магнитопровода, магнитных свойств стали, конструкции обмотки, сечения проводов, а также от присоединенной нагрузки и первичного напряжения. Чтобы уменьшить погрешности трансформаторов напряжения, выбирают меньшую плотность тока в обмотках и меньшую магнитную индукцию в магнитопроводе по сравнению с соответствующими значениями для силовых трансформаторов. Магнитное рассеяние у трансформаторов напряжения значительно меньше, чем у силовых трансформаторов: напряжение КЗ составляет только 0,4 - 1,0%.

Погрешности однофазных трансформаторов напряжения могут быть определены аналитически из схемы замещения трансформатора и векторной диаграммы (рис. 3.16). Сопротивления вторичной обмотки трансформаторов  $X_2$  и  $R_2$ , сопротивления внешней цепи  $X$  и  $R$ , вторичный ток  $I_2$  и вторичное напряжение  $U_2$  должны быть приведены к числу витков первичной обмотки согласно выражениям:  $X'_2 = X_2 n_{mn}^2$ ;  $R'_2 = R_2 n_{mn}^2$ ;  $X' = X n_{mn}^2$ ;  $R' = R n_{mn}^2$ ;  $U'_2 = U_2 * n$ ;  $I'_2 = I_2 / n$ . Угловая погрешность ТН определяется углом  $\delta$ , а абсолютная  $\Delta U\% = \frac{n_{mn} U_2 - U_1}{U_1} * 100$ .

В установках напряжением до 20 кВ применяются трехфазные и однофазные трансформаторы, при более высоких напряжениях — только од-

нофазные. По типу применяемой изоляции различают трансформаторы напряжения: маслонаполненные, элегазовые и с литой изоляцией.

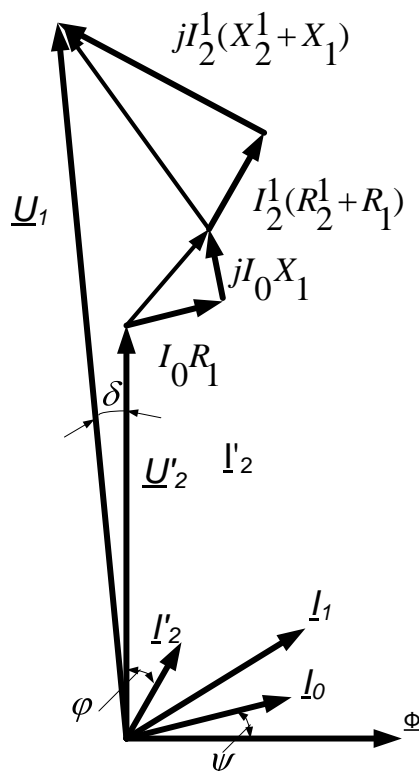


Рис. 3.16. Векторная диаграмма трансформатора напряжения  
Трехфазные масляные трансформаторы напряжения: НАМИ, НАМИТ, ЗНМИ. Однофазные ТН с литой изоляцией: НОЛ, ЗНОЛ, НОЛП. Следует отличать однофазные двухобмоточные трансформаторы (НОЛ, НОЛП) от однофазных заземленных трехобмоточных трансформаторов (ЗНОЛ, ЗНОЛП). На напряжении до 35 кВ применяются маслонаполненные однофазные ТН (ЗНОМ, ЗНОМП) (рис. 3.17). В установках напряжением 110 кВ и выше применяют трансформаторы напряжения каскадного типа маслонаполненные НКФ, с элегазовой изоляцией (НОГ, ЗНОГ) и с емкостными делителями напряжения типа НДЕ (СПА, СРВ).

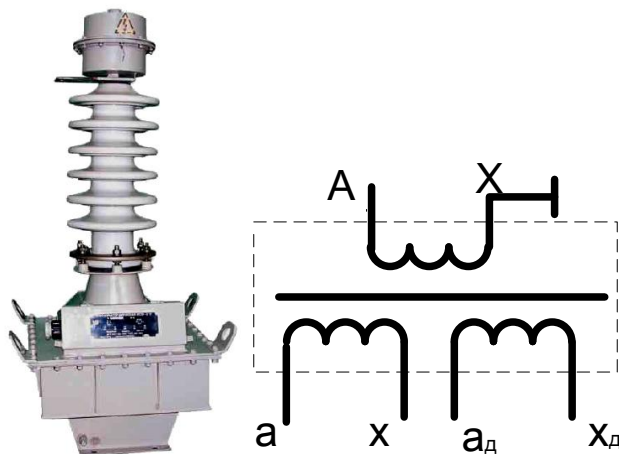


Рис.3.17. Внешний вид и схема трансформатора напряжения ЗНОМ-35

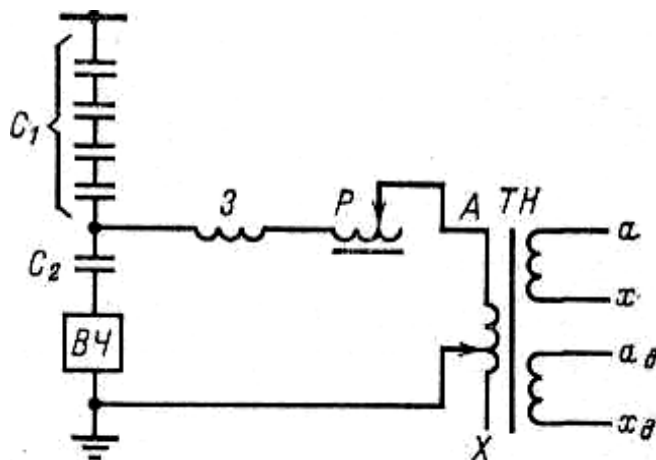


Рис.3.18 Схема емкостного трансформатора напряжения типа НДЕ

Рекомендуются для применения в электроустановках антирезонансные трансформаторы напряжения (НАМИ, НАМИТ, ЗНМИ и др.). Как правило, при возникновении феррорезонанса в сети, возникает явление насыщения магнитопровода, вследствие чего по обмотке ВН протекают недопустимо большие токи, приводящие к перегреву провода первичной обмотки (ВН) и обугливанию межвитковой и межслойной изоляции. Для предотвращения повреждений вследствие феррорезонансных явлений применяют в антирезонансных ТН: снижение рабочей индукции (до 0,9 Тл); применение специальной компенсационной обмотки. Компенсационная обмотка в контуре нулевой последовательности создает дополнительные потери и способствует предотвращению феррорезонанса. Электрическая схема антирезонансного ТН приведена на Рис .3.19.

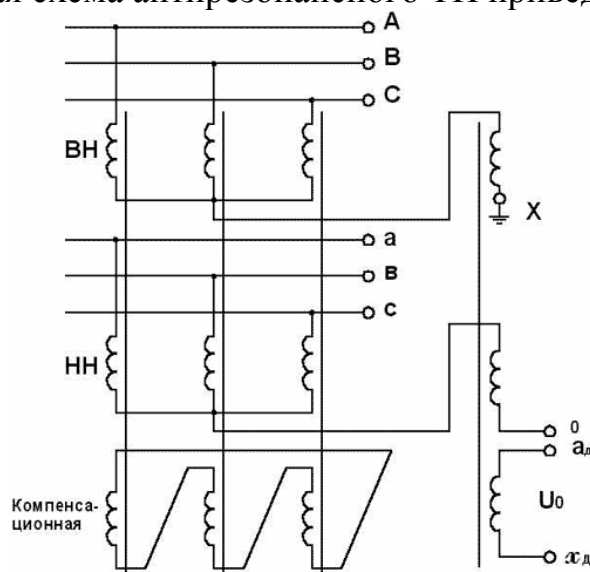


Рис.3.18 . Электрическая схема антирезонансного трансформатора напряжения типа НАМИ-10

В зависимости от назначения могут применяться разные схемы включения трансформаторов напряжения. Два однофазных трансформатора напряжения (2хНОЛ), соединенные в неполный треугольник (рис. 3.20,в), позволяют измерять два линейных напряжения. Целесообразна такая схема для подключения счетчиков и ваттметров. Для измерения линейных и фазных напряжений могут быть использованы три однофазных трансформатора (ЗНОЛ), соединенные по схеме «звезда - звезда», или трехфазный типа НАМИ, НАМИТ (рис. 3.20,а). Так же соединяются в трехфазную группу однофазные трехобмоточные трансформаторы типа НДЕ и НКФ.

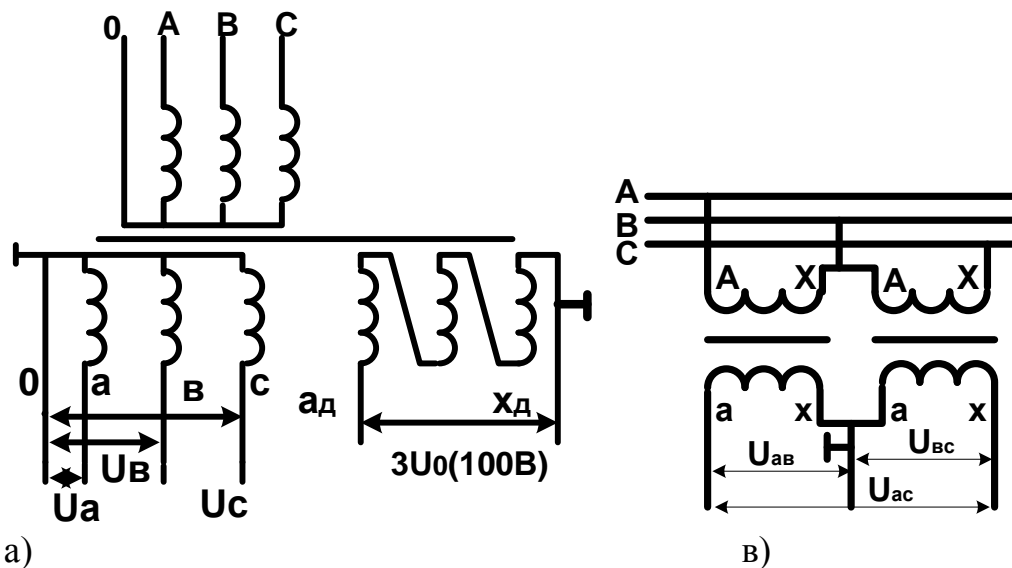


Рис.3.20. Схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения  
а)-схема соединения ТН в трехфазную группу; в) –схема соединения ТН в неполный треугольник.

Присоединение расчетных счетчиков к трехфазным трансформаторам напряжения не рекомендуется, т.к. они имеют, обычно, несимметричную магнитную систему и увеличенную погрешность. Для этой цели желательно устанавливать группу из двух однофазных трансформаторов соединенных в неполный треугольник.

Трансформаторы напряжения выбирают по условиям  $U_{уст} \leq U_{1ном}$ ,  $S_2 \leq S_{2ном}$  в намечаемом классе точности. За  $S_{2ном}$  принимают мощность всех трех фаз однофазных трансформаторов напряжения, соединенных по схеме звезды, и удвоенную мощность однофазного трансформатора, включенного по схеме неполного треугольника.

Для подсчета  $S_2$  рекомендуется табличная форма. Расчетную нагрузку приборов для упрощения расчетов не разделяют по фазам, тогда получают  $S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}$ . При определении вторичной нагрузки сопротивление соединительных проводов не учитывают, так как оно мало, однако сопротивление проводов создает дополнительную потерю напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения в проводах от трансформаторов к счетчикам не должна

превышать 0,5%, а в проводах к щитовым измерительным приборам 3%. Обычно площадь сечения проводов принимают из условий механической прочности, равной 1,5 и 2,5 мм<sup>2</sup> соответственно для медных и алюминиевых проводов.

## **4. Главные схемы электрических соединений электроустановок**

### **4.1. Общая характеристика и порядок выбора главных схем электрических соединений**

Главная схема электрических соединений электростанции (подстанции) это совокупность основного оборудования, сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми связями между ними.

Требования предъявляемые к главным схемам электрических соединений:  
*Надежность электроснабжения потребителей*- оценивается частотой  $\omega$  и временем  $T_n$  нарушения электроснабжения, теряемой мощностью  $\Delta P$  и математическим ожиданием ущерба  $M(y)$  от недоотпуска электроэнергии.  
*приспособленность к проведению ремонтных работ*;  
*оперативная гибкость электрической схемы*- оперативная гибкость оценивается количеством, сложностью и продолжительностью оперативных переключений;  
*экономическая целесообразность*- может оцениваться по приведенным затратам.

Факторы влияющие на выбор главной схемы электрических соединений:  
Значение и роль электростанции или подстанции для энергосистемы;  
положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей;  
категория потребителей по степени надежности электроснабжения.  
Перспектива расширения и промежуточные этапы развития электростанции (подстанции) и прилегающих сетей

Этапы проектирования главной схемы электрических соединений:

1. Составление структурной схемы и выбор основного электрооборудования;
2. Выбор схем распределительных устройств;
3. Выбор электрических аппаратов;
4. Выбор схем и оборудования собственных нужд (СН).



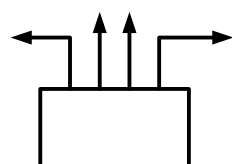
## 4.2. Схемы трансформаторных подстанций

Трансформаторные подстанции представляют собой электроустановки, предназначенные для преобразования напряжения сетей с целью экономичного распределения электроэнергии.

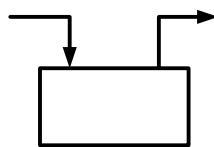
Классификация подстанций:

- по напряжению сети высокого напряжения
- по количеству трансформаторов.
- по принадлежности и роли подстанции- районные п/ст и ГПП;
- в зависимости от положения в сети высокого напряжения: узловые, проходные, на ответвлениях, концевые;

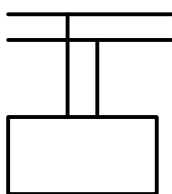
На подстанциях устанавливаются, как правило, два трансформатора. Однотрансформаторные подстанции могут сооружаться для неответственных потребителей 3-й категории или как первая очередь двухтрансформаторной подстанции.



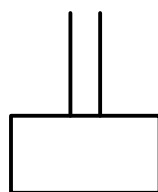
А)Узловая



Б)Проходная



В)Ответвительная



Г)Тупиковая

Рис.4.1. Типы подстанций в зависимости от положения в энергосистеме

Выбор мощности трансформаторов на подстанции:

При числе трансформаторов более двух мощность трансформаторов выбирается по условию:

$$S_{нт} = \frac{S_{м.расч} * K_{1,2}}{K_{ав} * (n - 1)},$$

где  $S_{м.расч}$  - максимальная расчетная мощность подстанции;

$K_{1,2}$  - относительное содержание нагрузок первой и второй категорий;

$K_{ав}$  - коэффициент допустимой аварийной перегрузки (1,3-1,4);

n- количество трансформаторов.

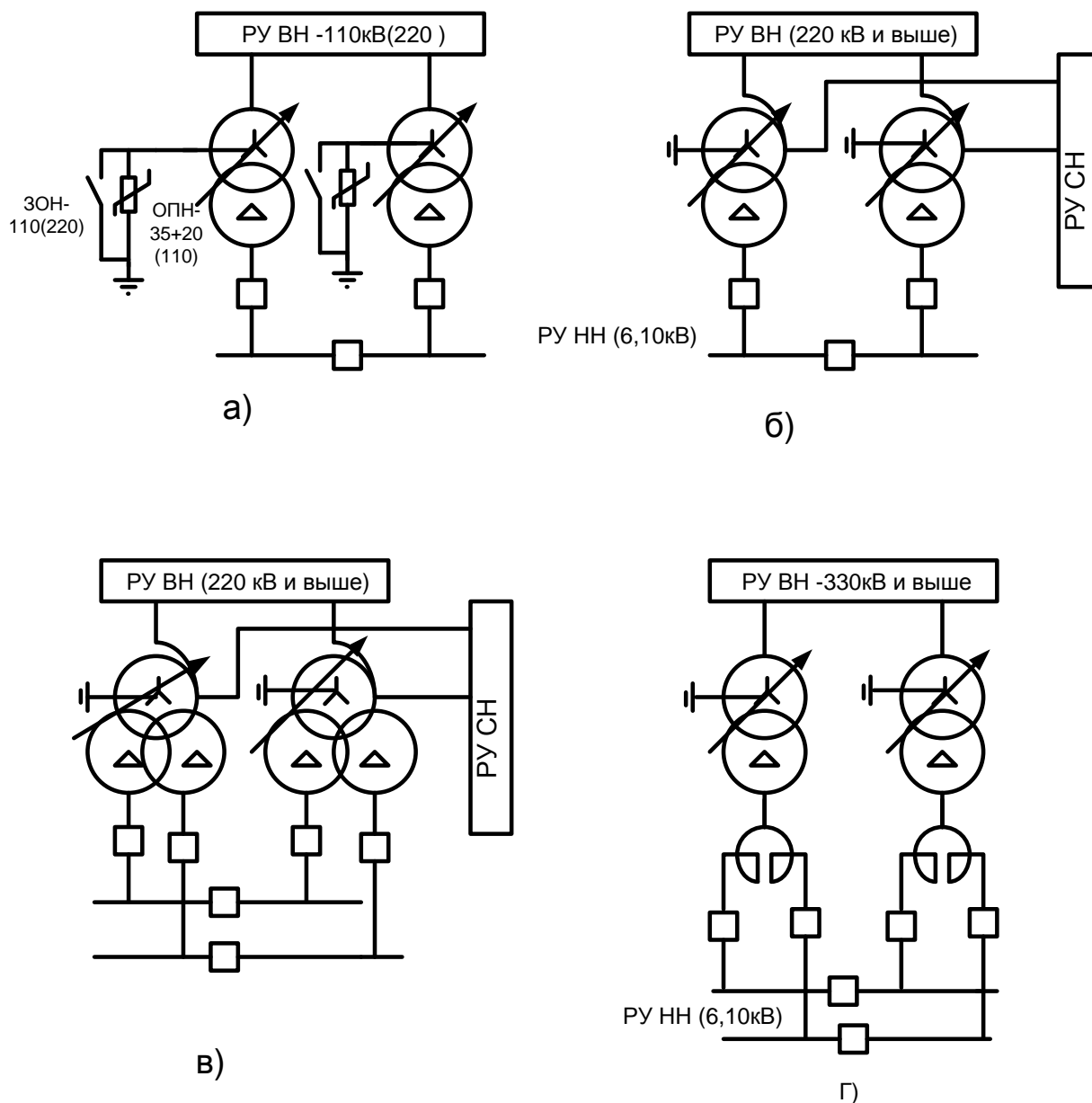


Рис.4.2. Типовые структурные схемы районных подстанций

Схемы понижающих подстанций с распредустройствами ВН упрощенного типа применяются для тупиковых, ответвительных и проходных подстанций.

Для подобных подстанций обычно РУ ВН выполняется для 4-х присоединений ( 2 линии и 2 трансформатора).

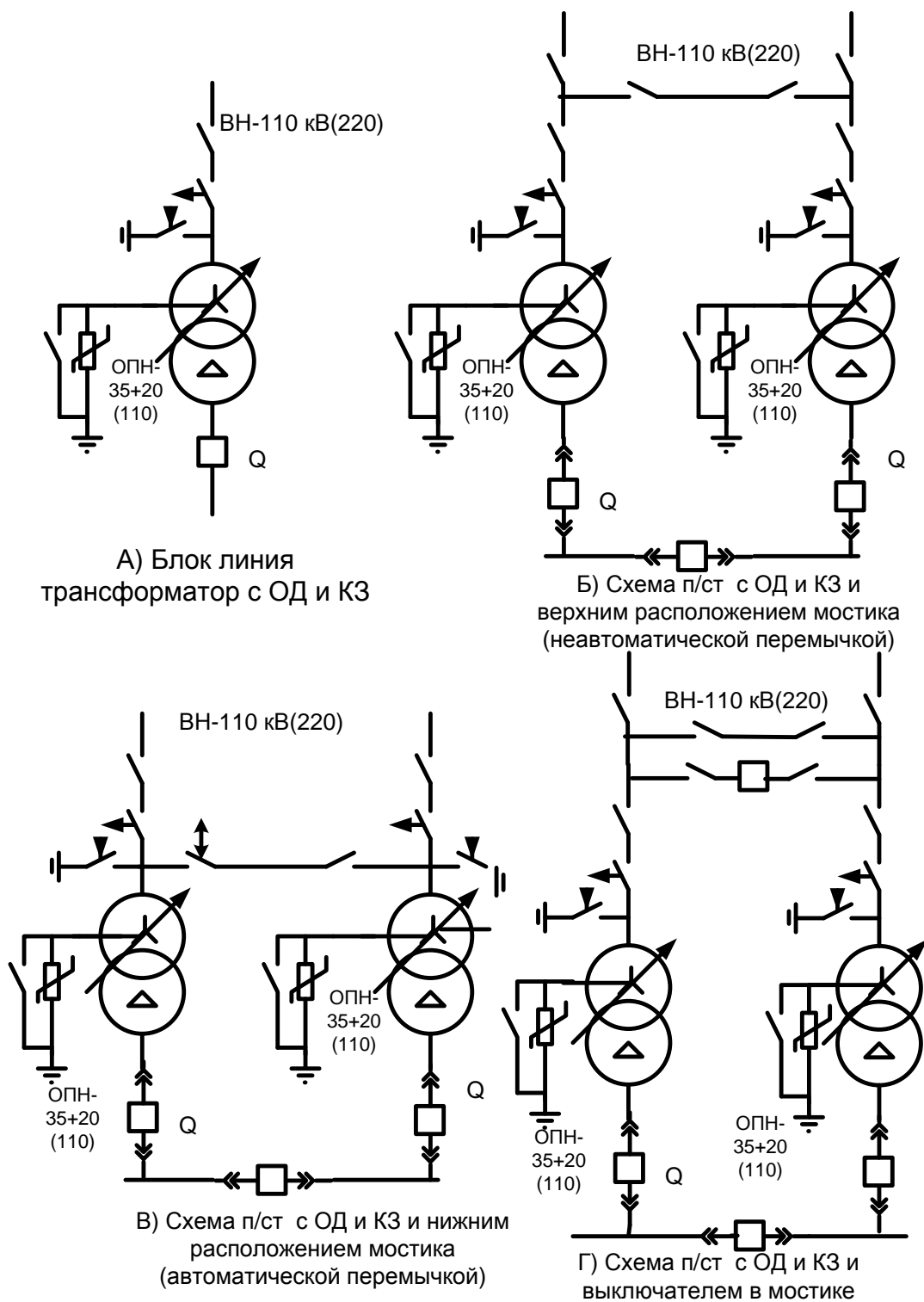


Рис.4.3. Схемы подстанций с отделителями и короткозамкателями (для новых п/ст не рекомендуется применение ОД и КЗ).

## Мостиковые схемы с выключателями

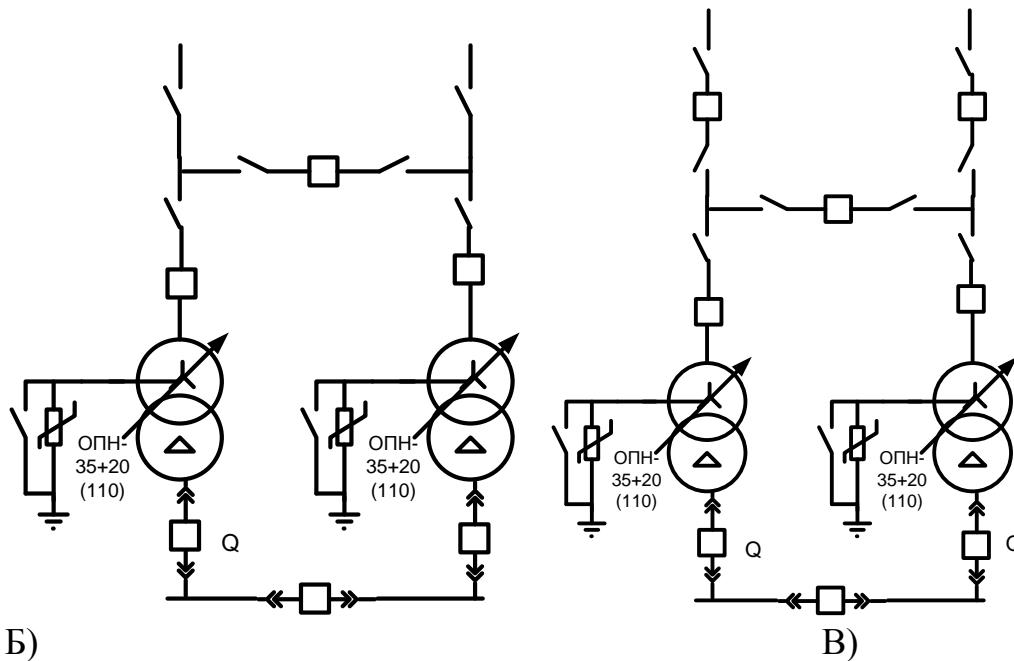


Рис. 4.4 Подстанции с выключателями в мостиковых схемах РУ высокого напряжения ( 110-220 кВ) .

### 4.3. Схемы распреустройств (РУ) высокого напряжения в электроустановках

#### *Распреустройства с одной системой шин*

Каждое присоединение подключается к шинам через один выключатель, с обеих сторон которого обычно установлены разъединители.



Рис.4.5. Подключение цепей при схеме РУ с одной системой шин  
Система шин обычно секционируется через секционный выключатель (две секции). Если применяются трансформаторы с расщепленной обмоткой

или же к обмотке низкого напряжения подключен сдвоенный реактор – 4 секции. На однотрансформаторных подстанциях- одна секция.

В соответствии с нормами технологического проектирования (НТП) одинарная система шин применяется в РУ 6-35кВ. К каждой секции сборных шин, кроме присоединений (линий и трансформаторов) подключаются также трехфазные трансформаторы напряжения (или группа из трех однофазных).

Трансформаторы напряжения необходимы для подключения катушек измерительных приборов и устройств РЗА. К секциям РУ низкого напряжения подключаются обычно трансформаторы собственных нужд.

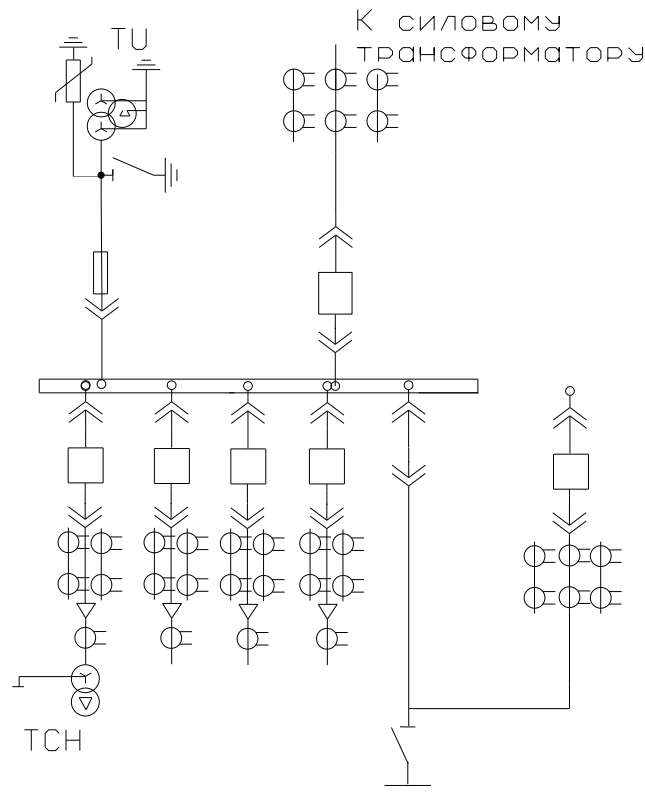


Рис.4.6. Фрагмент схемы РУ НН

Схема РУ – Одинарная система шин с обходной

Одинарная система шин с обходной применяется на напряжениях 110-220 кВ.

Достоинство схемы: возможность ремонта и опробования выключателей всех присоединений без отключения цепей.

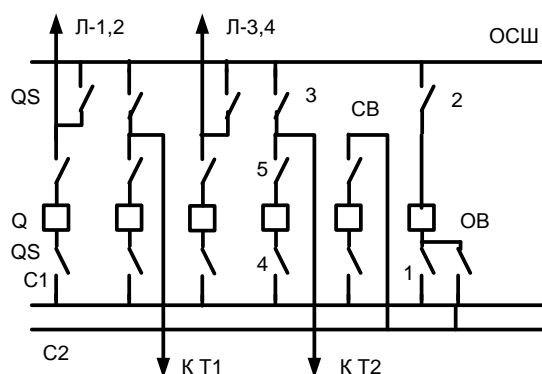


Рис.4.7. Схема РУ- Одинарная система шин с обходной

Последовательность оперативных переключений при выводе в ремонт выключателя одного из присоединений (Т2).

1. Опробование обходной системы шин:

а) осмотр обходной системы шин на предмет возможности подачи напряжения (отсутствие закороток, заземлений, посторонних предметов);

б) подача напряжения на ОСШ- включаются разъединители 1 и 2, уставка срабатывания РЗ на ОВ выставляется на мгновенное срабатывание, включается ОВ;

в) проверяется наличие напряжения на ОСШ по показанию вольтметра.

2. Перевод работы присоединения на ОВ:

а) уставки срабатывания РЗА на ОВ выставляются соответствующие присоединению в цепи которого будет включен ОВ;

б) включить разъединитель 3;

в) включить ОВ.

3. Вывод в ремонт выключателя:

а) отключить выключатель;

б) отключить разъединители 1 и 2;

в) наложить заземления и установить необходимые плакаты.

При небольшом количестве присоединений (до 7-и) может применяться совмещенный СВ и ОВ.

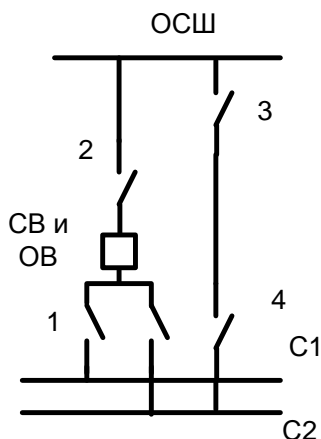


Рис.4.8. Совмещенный СВ и ОВ

При этом цепь секционного выключателя образуется замыканием разъединителей 1,2,3,4.

Недостатки одинарной системы шин с обходной:

- Необходимость отключения всех присоединений подключенных к данной секции при ремонте шинных разъединителей или шины;
- отказ в работе выключателя при кз. в одном из присоединений приводит к отключению всех присоединений данной секции;
- при повреждении СВ отключаются обе секции.

Схема РУ – Двойная система шин

Область применения РУ с двойной системой шин в настоящее время весьма ограничена. Она может применяться как РУ ВН на подстанциях 35 кВ при большом количестве присоединений, а также на электростанциях в качестве ГРУ (6-10 кВ).

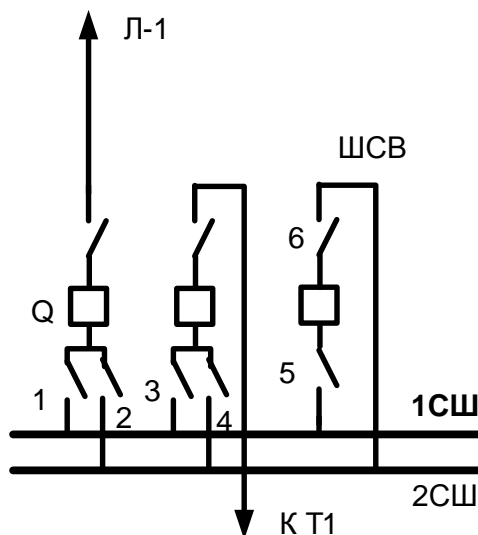


Рис.4.9. Схема РУ - Двойная система шин

Характерной особенностью данной схемы является развилка из двух шинных разъединителей в цепи выключателя каждого присоединения. Это позволяет подключать каждое присоединение к любой из двух систем шин. Последовательность переключений при выводе в ремонт 1 СШ.

- 1) Предварительно замкнув разъединители 5 и 6 включить ШСВ .
- 2) Перевести работу присоединений работавших ранее от 1-й СШ на вторую СШ. Для этого первоначально замыкаются разъединители со стороны 2СШ (2,4) и затем отключаются разъединители со стороны 1СШ. Данные операции разрешены ПУЭ, т.к. при этом на разъединителях не возникает дуга.
- 3) Отключить ШСВ и разомкнуть разъединители 5, 6.
- 4) Наложение заземлений на 1СШ и вывешивание плакатов.

### Схема РУ – Двойная система шин с обходной

Применяется в РУ 110-220 кВ при большом количестве присоединений.

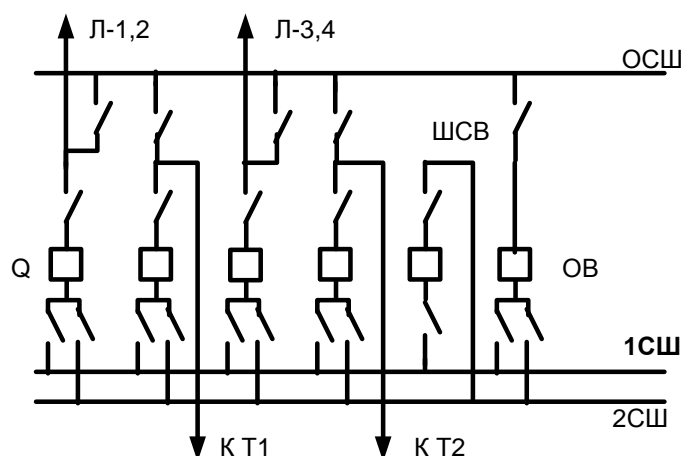


Рис.4.10. Схема РУ - Двойная система шин с обходной

При количестве присоединений более 7 применяется отдельный ШСВ и ОВ. При большом количестве присоединений рабочие СШ могут секционироваться выключателями.

Схема РУ с двумя системами сборных шин позволяет выводить в ремонт выключатель любого присоединения и любую из рабочих систем шин без отключения присоединений. В настоящее время применяется обычно работа шин с фиксированными присоединениями, когда линии с трансформаторами примерно равномерно распределяются между сборными шинами.

Недостатки РУ «Двойная система шин с обходной»:

Ранее данная схема считалась универсальной, но в настоящее время применяется на напряжениях 110-220 кВ.

Главный недостаток: большое количество операций разъединителями при выводе в ремонт выключателей и СШ увеличивает вероятность ошибочных действий оперативного персонала и возможность тяжелых аварий.

Дополнительная установка ШСВ и ОВ а также большого количества шинных разъединителей значительно удорожают РУ.

Рассмотренной схеме присущи недостатки схемы одинарной СШ с обходной.

Схемы многоугольников (треугольник и четырехугольник) применяются при небольшом количестве присоединений (3,4).



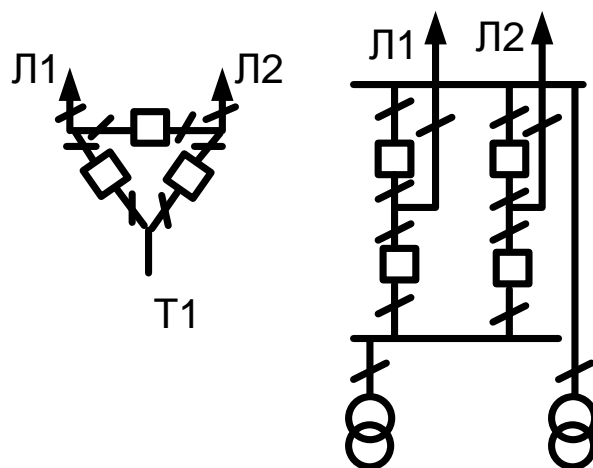


Рис.4.11. Схемы многоугольников: треугольник и четырехугольник  
*Распредустройства с 2-мя системами сборных шин и числом выключателей на цепь 2, 3/2, 4/3*

В РУ данного типа имеется две системы сборных шин между которыми установлены цепочки из двух, трех или четырех выключателей. При этом каждое присоединение коммутируется двумя выключателями.

РУ указанных типов применяются на напряжениях 330, 500 кВ и выше.

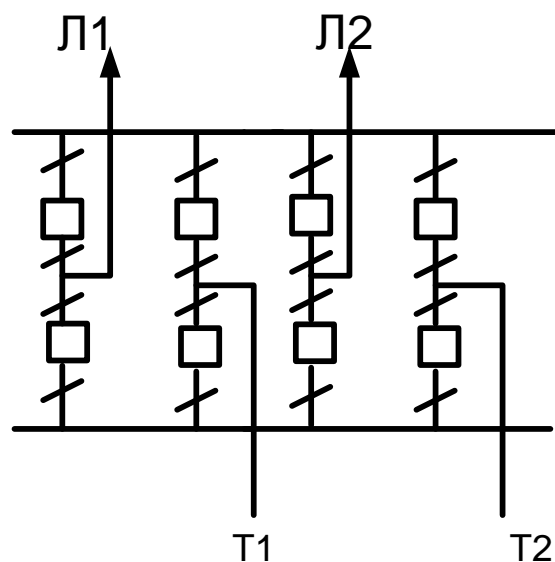


Рис. 4.12. Схема с двумя выключателями на присоединение

Схемы данного типа применялись в США а также на некоторых мощных электростанциях. Основной недостаток заключается в высокой стоимости.

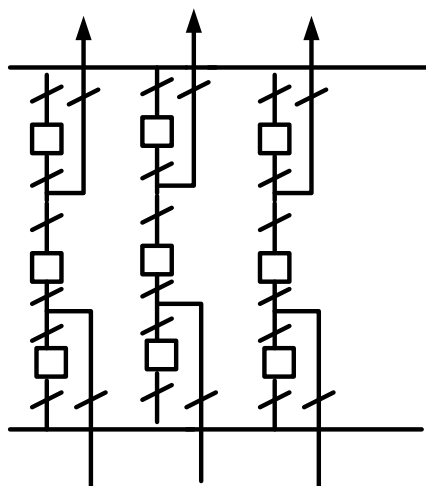


Рис. 4.13. Схема с 3/2 выключателями на присоединение

Схема 3/2 выключателя на цепь более экономична чем предыдущая. Наилучшие показатели схемы при соотношении линий и трансформаторов 1: 1. Количество операций разъединителями минимальное: они служат только для вывода в ремонт, а для оперативных переключений не используются.

При ремонте любого выключателя все присоединения остаются в работе. Схема обладает высокой надежностью. При одинаковом количестве линий и трансформаторов в работе остаются все присоединения даже при отключении обеих сборных шин.

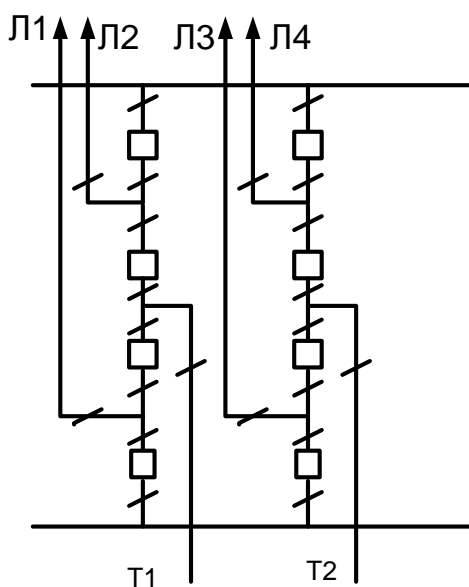


Рис. 4.14. Схема с 4/3 выключателями на присоединение

Наилучшие показатели схемы при соотношении линий и трансформаторов 2: 1. Схема более экономична по сравнению с 1,5 выключателя на цепь. Для повышения надежности при количестве цепочек 4 и более сборные шины секционируются выключателями.

#### 4.4. Главные схемы электрических соединений электростанций

##### Структурные схемы блочных электростанций

Структурная схема электростанции определяет распределение генераторов между РУ разных напряжений, электромагнитные связи между РУ и состав блоков генератор-трансформатор. Блочную структуру применяют для мощных конденсационных электростанций (ГРЭС), мощных загородных ТЭЦ и ГЭС. Выбор структурной схемы основывается на сравнении возможных вариантов по технико-экономическим критериям.

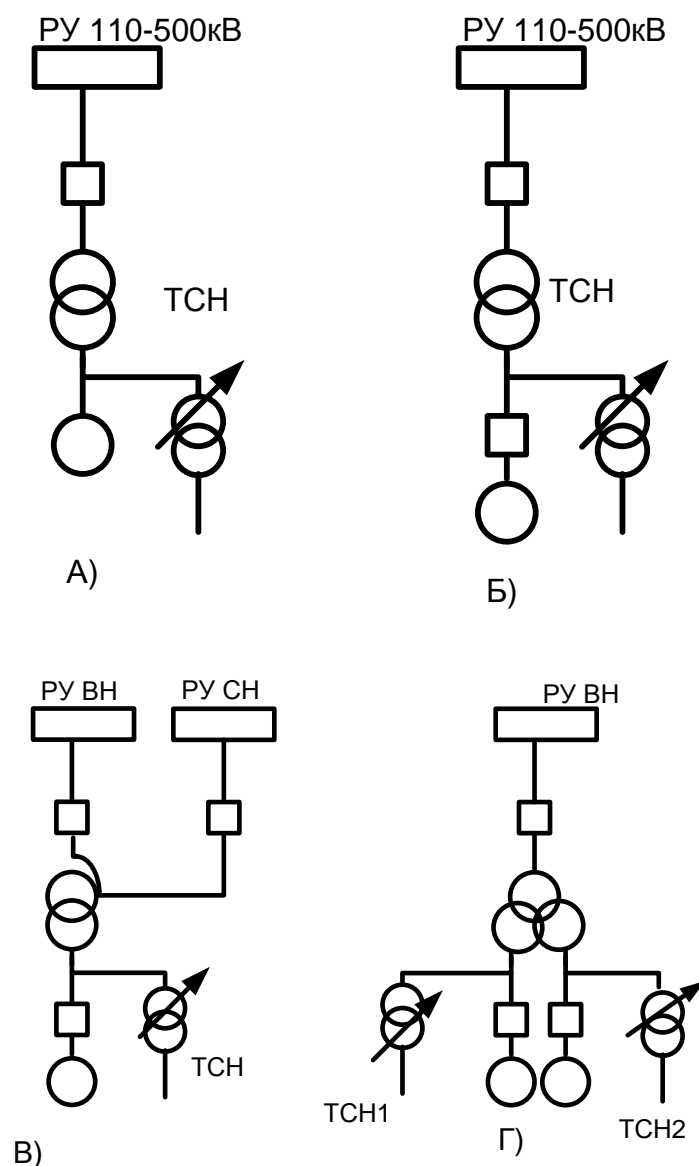


Рис.4.15. Типовые структуры блоков генератор-трансформатор  
а) моноблок; б) блок с генераторным выключателем; в) блок с автотрансформатором;

г) укрупненный блок

Количество и мощность генераторов принимаемых к установке на электростанции определяется обычно на стадии формирования технического задания. Моноблок (схема а)-основной тип блока рекомендуемый для конденсационных электростанций. Схема б) –блок с генераторным выключателем рекомендуется при частых включениях и отключениях блока , например для частотнорегулирующих электростанций. Схема в) – блок с автотрансформатором может применяться в том случае, когда мощность обмотки низкого напряжения автотрансформатора достаточна для передачи полной номинальной мощности генератора. Схема г) – может применяться при необходимости уменьшения количества трансформаторов и выключателей в РУ ВН.

При выборе мощности трансформаторов блока необходимо чтобы номинальная мощность трансформатора превышала или была равна мощности генератора:

$$S_{н.т} \geq \frac{P_{н.г.}}{\cos \varphi_n}$$

Обычно блочные трансформаторы не имеют устройств РПН. Промышленностью выпускаются трансформаторы с мощностью соответствующей типовым генераторам.

Если блок генератора с автотрансформатором (схема в), то мощность определяется максимально допустимой нагрузкой третичной обмотки

$$(S_{нн} \leq S_{мин}). S_{мин} = K_{мин} \cdot S_{ном}; K_{мин} = \frac{U_6 - U_c}{U_6}, \text{ где } K_{тип} - \text{коэффициент типовой}$$

мощности.

Схема г (укрупненный блок ) находит применение на мощных гидроэлектростанциях, где не хватает места для большого количества повышающих трансформаторов. При этом мощность каждой из расщепленных обмоток низкого напряжения трансформатора должна быть больше или равна мощности генератора:

$$\frac{S_{н.т}}{n_p} \geq S_{н.г.}$$

Структурные схемы блочных электростанций

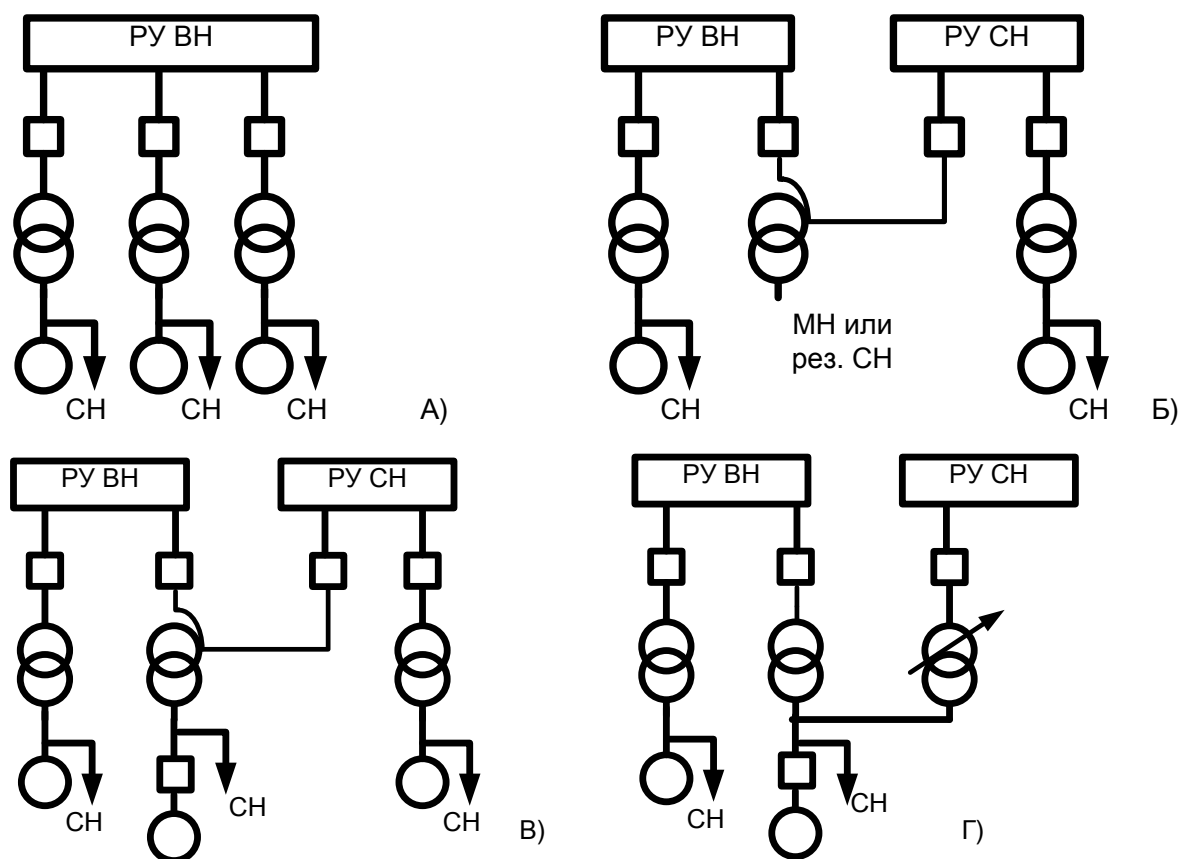


Рис. 4.16. Типовые структурные схемы блочных электростанций

Энергоблоки распределяются между распределительными устройствами в соответствии с мощностью линий подключенных в РУ, чтобы в нормальном режиме обеспечить минимальные перетоки мощности между РУ. Это создает условия для выбора автотрансформаторов связи между РУ минимальной мощности. На электростанции обычно устанавливают два автотрансформатора связи между РУ ВН и РУ СН, но возможно и применение одного АТ связи, если имеется связь между распределительными устройствами ВН и СН в электрической системе.

### Структурные схемы ТЭЦ

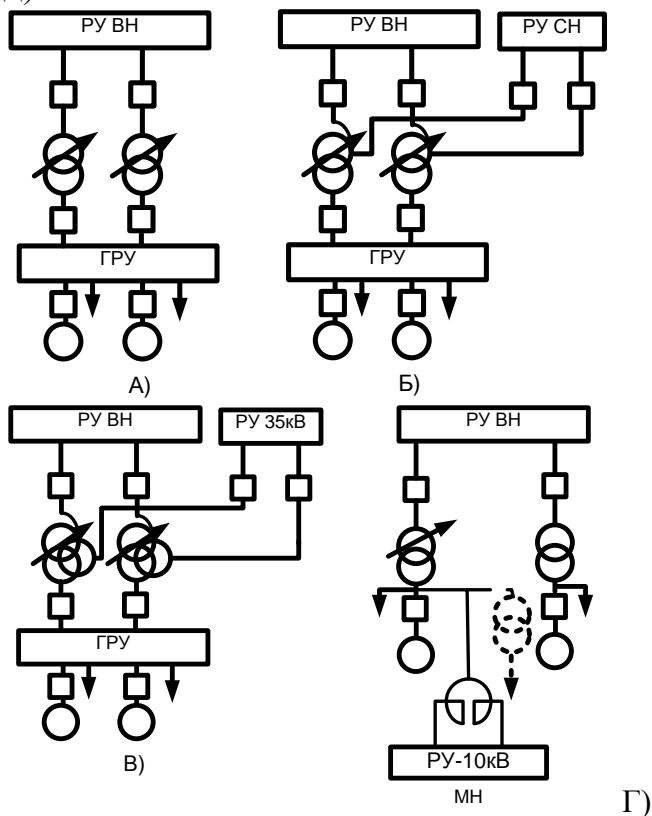
ТЭЦ предназначены для снабжения теплом и электроэнергией ближайших потребителей городов и предприятий. В связи с этим, значительное количество вырабатываемой электроэнергии может распределяться на генераторном напряжении (6-10 кВ). Структурные схемы ТЭЦ зависят от соотношения мощностей распределяемых между РУ разных напряжений и номинальной мощности применяемых генераторов. В настоящее время на ТЭЦ применяются теплофикационные агрегаты с максимальной мощностью 200- 220 МВт. Но при этом обычно генераторы до 100 МВт выпускаются с номинальным напряжением до 10 кВ. Генераторы большей мощности имеют больше номинальное напряжение 13,8кВ, 15кВ, 18кВ. При

этом для питания местной нагрузки необходимо устанавливать понижающие трансформаторы. Связь между РУ разных напряжений осуществляется с помощью трансформаторов или автотрансформаторов связи, а их мощность определяется исходя из возможных перетоков мощности в максимальном и минимальном режиме на генераторном напряжении. При этом рассматриваются два основных режима.

- 1) Выдача избыточной мощности в систему при минимальной нагрузке на генераторном напряжении:  $S_m \geq \sum S_{нз} - S_{мин. гн} - S_{сн}$ .
- 2) Обеспечение перетока из энергосистемы недостающей мощности при максимуме нагрузки на генераторном напряжении и отключении наиболее мощного генератора:  $S_m \geq \sum S_{нз} - S_{г. макс.} - S_{макс. гн} - S_{сн}$ .

При отключении одного из трансформаторов связи перегрузка оставшихся в работе не должна превышать 40%.

Схемы а), б) и в) с ГРУ применяются в случаях, когда не менее 50 % мощности генераторов распределяется на генераторном напряжении. В тех случаях, когда нагрузка на генераторном напряжении составляет менее 50% от установленной мощности применяются то применяются схемы г), д).



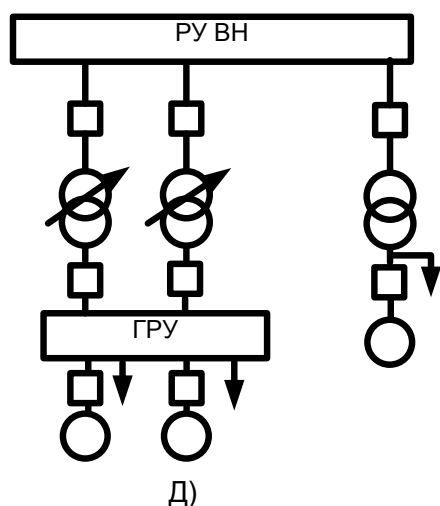


Рис. 4.17. Типовые структурные схемы ТЭЦ

На электростанциях с поперечными связями к ГРУ присоединяются генераторы, трансформаторы связи, линии распределительной сети, система СН. В качестве схемы ГРУ ранее применялась 2-я СШ. При этом сооружалось 2-х этажное здание ГРУ. В настоящее время применяется 1-я СШ и ее разновидность кольцевая схема.

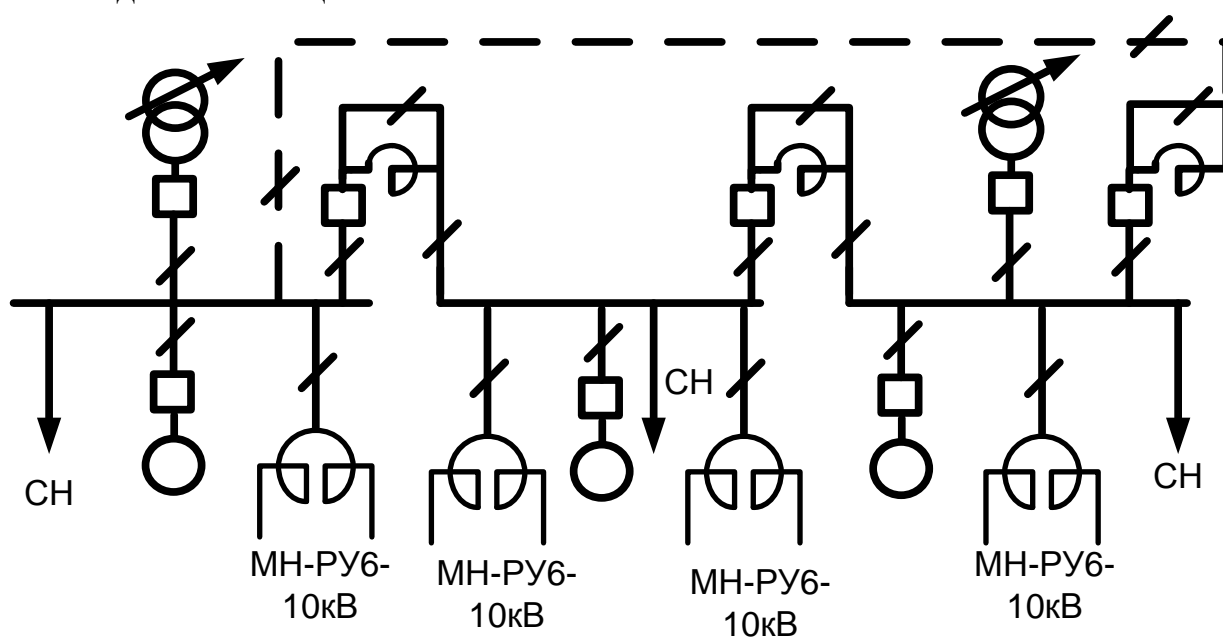


Рис.4.18. Схема ГРУ- одинарная система шин

## 5. Собственные нужды электростанций и подстанций

Для обеспечения надежной работы электроустановок применяется вспомогательное оборудование, которое питается от трансформаторов собственных нужд.

Собственные нужды потребляют значительное количество энергии: ТЭЦ на пылеугольном топливе 8-14%; на газомазутном топливе 5-7%.

Собственные нужды подстанций потребляют значительно меньше электроэнергии (менее 1%).

### 5.1. Собственные нужды подстанций

Мощность потребляемая собственными нуждами подстанций зависит от состава потребителей с.н. и мощности трансформаторов. Основные потребители с.н. приведены в таблице 5.1. Мощность потребляемая системой охлаждения трансформатора зависит от номинальной мощности трансформатора и его системы охлаждения. При установке воздушных выключателей требуется компрессорная установка, мощность которой определяется количеством и типом принятых к установке выключателей.

Таблица 5.1 Основные потребители с.н. подстанций.

N	Наименование
1	Охлаждение трансформаторов
2	Подогрев КРУ и шкафов РЗА
4	Питание оперативных цепей, РЗА, телемеханика
5	Компрессорная установка
6	Маслохозяйство
7	Освещение ОРУ
8	Освещение и отопление ЗРУ и ОПУ
9	Система пожаротушения

Потребители с.н. подстанций питаются от сети 380/220В. На двухтрансформаторных подстанциях применяются два трансформатора собственных нужд (ТСН) мощность которых определяется из расчетной нагрузки и допустимой аварийной перегрузки 1,3-1,4. Для наиболее мощных подстанций мощность ТСН не превышает 630кВА.

Подключение ТСН зависит от типа подстанции.

Для питания оперативных цепей подстанций может применяться переменный и постоянный ток. Постоянный оперативный ток применяется на всех подстанциях 330-750 кВ, а также 110-220кВ со сборными шинами.

Подключение ТСН на подстанциях с переменным оперативным током приведено на рис А). На подстанциях с постоянным оперативным током (рис Б) ТСН могут подключаться через предохранители или выключатели непосредственно к РУ НН.



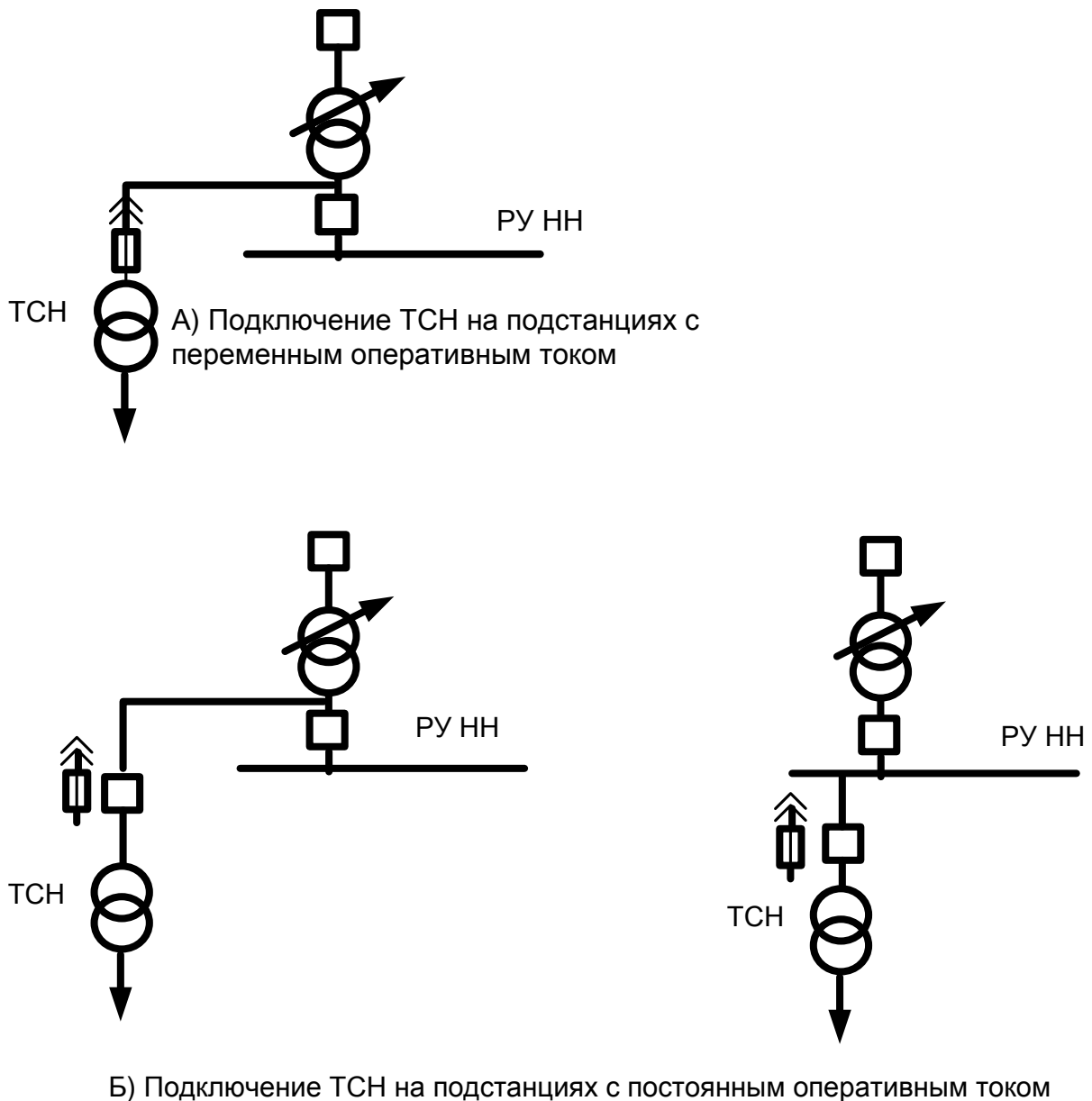


Рис.5.1 Схемы подключения ТЧН на подстанциях

Собственные нужды электростанций: Потребители СН электростанций. Характеристика механизмов и э/дв привода с.н. электростанций. Конструктивные схемы насосов и вентиляторов центробежного типа и осевого типа их характеристики. Способы регулирования производительности.

## 5.2. Собственные нужды тепловых электростанций

### *Потребители СН ТЭС*

Для работы паротурбинных агрегатов и котлоагрегатов СН необходимо обеспечить надежную работу вспомогательных машин и механизмов систем топливоприготовления, подачи воздуха и удаления продуктов сгорания, подачи и циркуляции воды в котлах, и горячего водоснабжения и др.

Большинство рабочих машин СН приводится электродвигателями 3-х фазного переменного тока, и лишь наиболее ответственные потребители относительно небольшой мощности приводятся электродвигателями постоянного тока.

Мощность электродвигателей в системе СН изменяется от нескольких кВт до нескольких МВт.

Наиболее мощные электродвигатели питаются напряжением 6кВ, а потребители относительно небольшой мощности (менее 200кВт) напряжением 380/220В.

Основные рабочие механизмы СН:

Рабочие машины топливоприготовления- дробилки, мельницы, питатели пыли; тягодутьевые машины- дутьевые вентиляторы, дымососы; питательные насосы, циркуляционные и конденсатные и сетевые насосы; рабочие машины системы регулирования и смазки турбины.

*Конструктивные схемы насосов и вентиляторов центробежного и осевого типа, их характеристики*

Наибольшее применение в системе СН электростанций имеют лопастные насосы и вентиляторы. На тепловых и атомных электростанциях в основном технологическом процессе применяются питательные, конденсатные, циркуляционные и сетевые насосы.

Лопастные вентиляторы используются в качестве дымососов, дутьевых вентиляторов, вентиляторов первичного воздуха и др. Кроме лопастных насосов находят некоторое применение объемные насосы (насосы вытеснения) и насосы ротационные. В настоящее время наблюдается расширение областей применения более энергоэффективных ротационных механизмов.

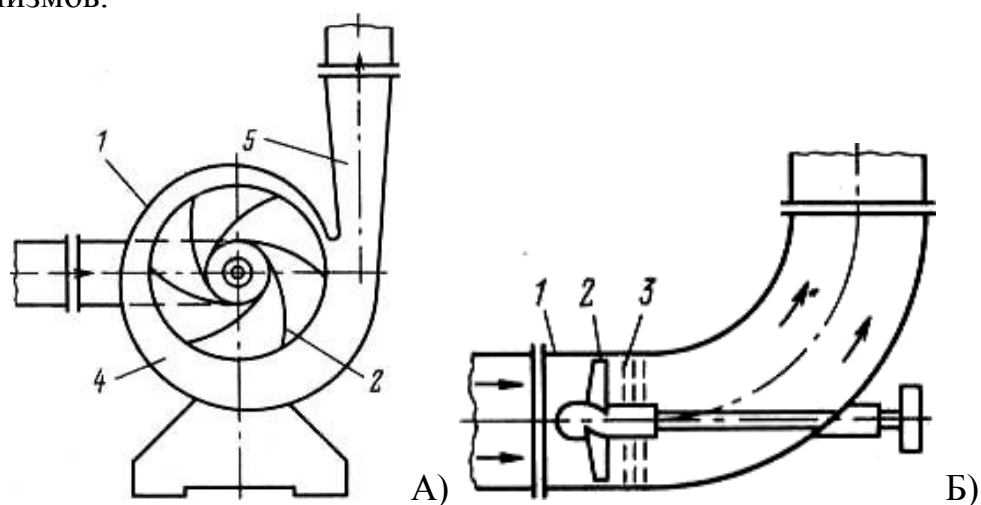


Рис 5.2 Конструктивные схемы механизмов центробежного А) и осевого Б) типов: 1-корпус; 2-лопасти; 3- направляющий аппарат; 4-спиральный отвод; 5-напорный патрубок.

### Регулирование производительности насосов и вентиляторов

Свойства лопастных насосов и вентиляторов определяются их характеристиками (рис. 5.3):

$$H=f(Q); P=f(Q); \eta=f(Q);$$

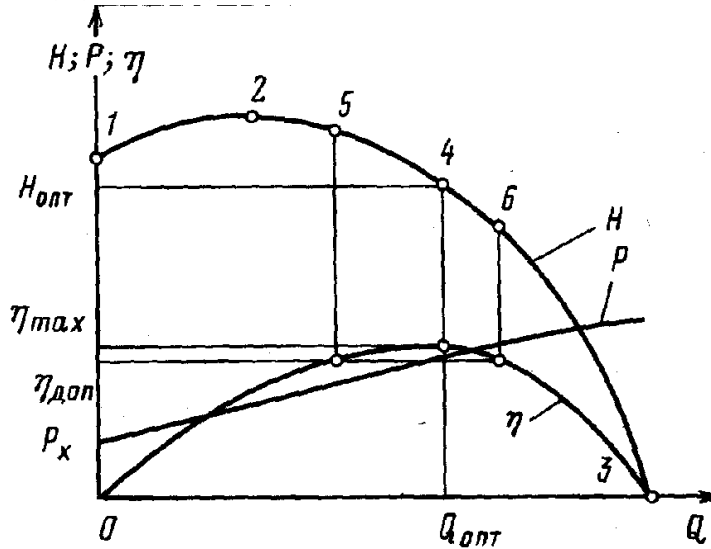


Рис 5.3 Рабочие характеристики центробежного насоса:

$H = \varphi(Q)$  - напор насоса;  $P = \varphi(Q)$  - мощность;  $\eta = \varphi(Q)$  - КПД насоса.

Способы регулирования производительности

Дроссельное регулирование

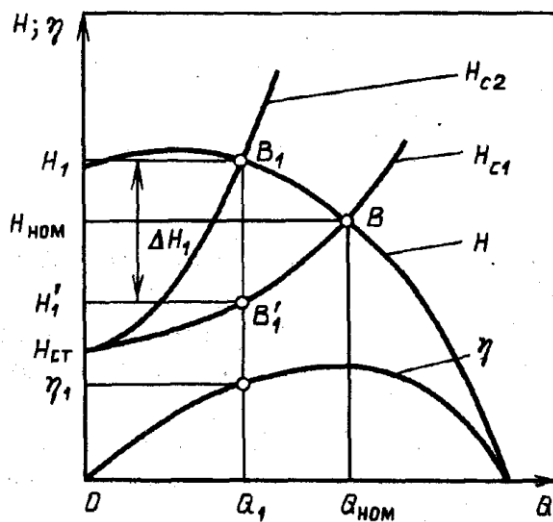


Рис 5.4 Изменение напора и подачи при дроссельном регулировании:  $H_{c1} = \varphi(Q)$  и  $H_{c2} = \varphi(Q)$  - характеристики сети;  $H = \varphi(Q)$  - характеристика насоса;  $\eta$  - КПД насоса;  $\Delta H_1$  - потеря напора на регулирующей заслонке, полагая что при номинальном расходе она полностью открыта.

Регулирование подачи  $Q$  задвижкой, при постоянной скорости вращения насоса, приводит к изменению характеристики сети. Прикрытие задвижки приводит к переходу от рабочей точки  $B$  к  $B_1$ . В результате уменьшится расход воды от значения  $Q_{\text{ном}}$  до  $Q_1$ .

Метод дросселирования заслонками имеет следующие недостатки :

- трудность самого процесса регулирования (приходится подбирать положение заслонок при каждом изменении расхода ) ;
- колебание давления в системе ;
- потери мощности на преодоление гидравлического сопротивления заслонки, что связано с безвозвратной потерей энергии , износом запорной аппаратуры и необходимостью выполнения её восстановительного ремонта .

Анализ энергетических показателей центробежного насоса наиболее удобно провести по характеристикам  $H(Q)$  и  $P(Q)$ , которые с достаточной точностью для инженерных расчетов описываются соотношениями

$$H_* = H_{X*} + (1 - H_{X*}) \cdot Q_*^2$$

$$P_* = P_{X*} + (1 - P_{X*}) \cdot Q_*$$

где  $H_*$  и  $P_*$  - напор и мощность насоса , о.е.

$H_{X*}$  и  $P_{X*}$  - напор и мощность насоса при  $Q_*=0$ , о.е.

$Q_*$  - расход воды, о.е.

В установившемся режиме работы напор, создаваемый сетевым насосом, уравнивается напором гидродинамического сопротивления сети , в которую он подает воду .

Мощность при дроссельном регулировании  $P_1$  , удобно определяется по графику совместной работы насоса и системы перекачки воды.

$$P_1 = \frac{\rho \cdot Q_1 \cdot H_1}{\eta_{н1} \cdot \eta_{д1} \cdot 367,2} ,$$

где  $Q$ -расход воды м<sup>3</sup>/ч;  $H$ -напор в м.в.с.;  $\rho=1$  -плотность воды в кг/см<sup>3</sup>;

$\eta_{н1} \cdot \eta_{д1}$  - кпд насоса и двигателя.

Потеря мощности на регулирующей заслонке может быть определена по выражению:

$$\Delta P_1 = \frac{\rho \cdot Q_1 \cdot \Delta H_1}{\eta_1 \cdot 367,2} ;$$

где  $\Delta H$  – потеря напора на регулирующей заслонке (рис.5.4).

Частотное регулирование

Регулирование производительности насосов и вентиляторов изменением их частоты вращения значительно экономичнее дроссельного, поэтому оно широко применяется в настоящее время в качестве энергосберегающего мероприятия.

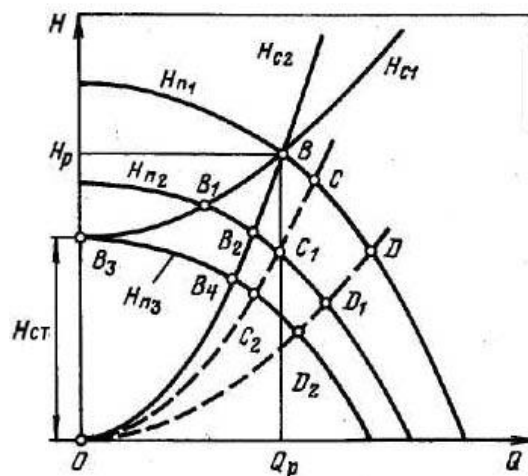


Рис 5.5 Изменение характеристик насоса при частотном регулировании:  $H_{c1} = \varphi(Q)$  и  $H_{c2} = \varphi(Q)$  - характеристики сети;

$H_{п1} = \varphi(Q)$ ,  $H_{п2} = \varphi(Q)$ ,  $H_{п3} = \varphi(Q)$  - характеристики насоса;

При изменении скорости вращения рабочие характеристики центробежных сетевых насосов видоизменяются в соответствии с законами подобия, которые имеют следующий вид:  $Q_* = n_*$ ,  $H_* = n_*^2$ .

В соответствии с этим происходит переход от одной характеристики насоса  $H = \varphi(Q)$  к другой и т.д. При нулевом статическом напоре  $H_{ст}$  и неизменной характеристике сети уменьшение частоты приведет к переходу от рабочей точки В с рабочими параметрами  $Q_p$ ,  $H_p$  к характерным точкам В<sub>2</sub> и В<sub>4</sub>. При наличии в сети не нулевого статического напора  $H_{ст}$  уменьшение частоты приводит к переходу рабочей точки к В<sub>1</sub> и В<sub>3</sub>. В точке В рабочий напор насоса становится равным статическому и поэтому расход  $Q$  становится равным нулю. Возможный энергосберегающий эффект частотного регулирования зависит от величины статического напора. При прочих равных условиях он будет большим при меньшем статическом напоре  $H_{ст}$ . Значительное сокращение электропотребления в установках вентиляции можно получить за счет внедрения следующих мероприятий:

применение многоскоростных асинхронных короткозамкнутых электродвигателей вместо регулирования шиберами в напорной линии вентиляционной установки (экономия электроэнергии при этом составляет 20—30 %);

регулирование подачи воздуха шиберами на всасывающей стороне вместо регулирования на нагнетании (экономия электроэнергии до 15 %);

регулирование вытяжной вентиляции шиберами на рабочих местах вместо регулирования на нагнетании обеспечивает экономию электроэнергии до 10 %;

регулирование подачи дымососа с помощью цилиндрических направляющих аппаратов вместо дросселя (экономия электроэнергии составляет до 25 %);

Потери электроэнергии в установках вентиляции можно в большей мере снизить за счет изменения частоты вращения:

Экономия электроэнергии при этом (кВт • ч):

$$\Delta \mathcal{E} = (Q_1 * H_1 - Q_2 * H_2) T / (\eta_1 - \eta_2) * \eta_d$$

где  $Q_1, Q_2$  — подача вентилятора до и после изменения режима его работы, которая определяется по совмещенным характеристикам вентилятора и вентиляционной сети, м<sup>3</sup>/с;  $H_1, H_2$  — давление вентилятора до и после изменения режима кПа;  $\eta_d$  — КПД электродвигателя;  $\eta_1, \eta_2$  — КПД вентилятора до и после изменения режима;  $T$  — число часов работы установки, ч.

### 5.3. Электрические схемы питания СН блочных тепловых электростанций

Технологические схемы КЭС и блочных ТЭЦ а также главные схемы электрических соединений строятся по блочному принципу, поэтому системы СН выполняются также блочными (без поперечных связей). Для каждого энергоблока предусматривается рабочий ТСН, который подключается на участке между генератором и повышающим трансформатором. Кроме рабочих ТСН предусматриваются один или два пускорезервных или резервных ТСН. Резервные ТСН могут подключаться к РУ СН (35-220 кВ), к обмотке низкого напряжения автотрансформаторов или к токопроводам генераторов при наличии генераторных выключателей.

С целью ограничения ТКЗ применяются в качестве ТСН трансформаторы с расщепленной обмоткой, предусматриваются также устройства РПН. Мощность пускорезервных ТСН выбирается обычно на ступень больше рабочего ТСН. Трансформаторы СН второй ступени 380/220 В питаются от секций 6 кВ соответствующих блоков.

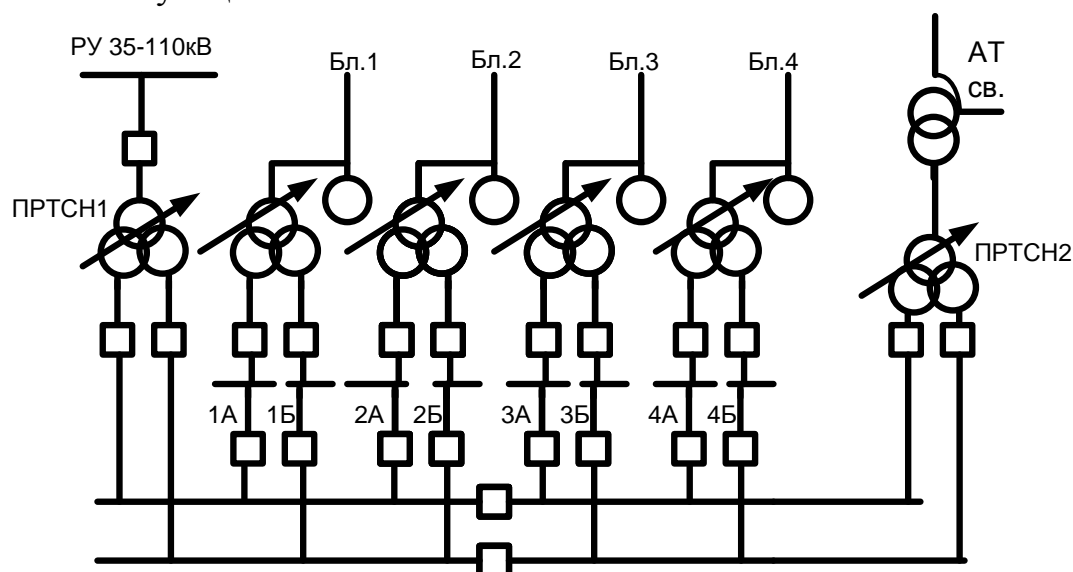


Рис.5.6 Схема собственных нужд блочной электростанции

ПРТСН- пускорезервные трансформаторы собственных нужд; 1А....4Б- рабочие секции собственных нужд 6 кВ с 1-го по 4-й энергоблоки.

#### 5.4. Электрические схемы СН ТЭЦ с поперечными связями (с ГРУ)

обычно предусматривают количество секций с.н. равное количеству котлов. Мощность резервного ТСН принимается равной мощности рабочих. Обычно предусматривается один резервный ТСН и лишь при количестве рабочих ТСН более 6 рекомендуется установка 2-х резервных ТСН.

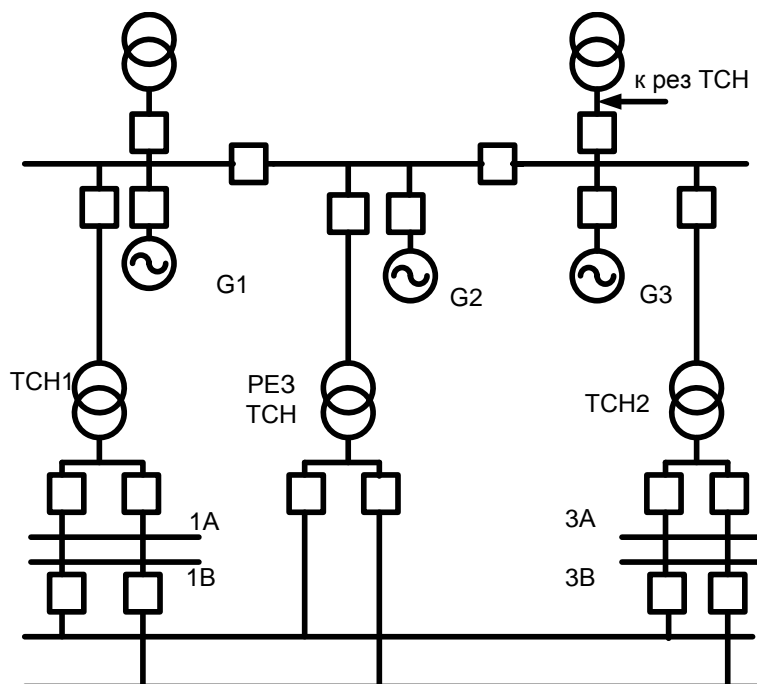


Рис.5.7 Схема собственных нужд ТЭЦ с поперечными связями

#### 5.5. Рекомендации по выбору числа и мощности ТСН на электростанции

Электроснабжение потребителей собственных нужд осуществляется на двух ступенях напряжения 6 и 0,4 кВ. Трансформаторы собственных нужд второй ступени (6/0,4 кВ) подключаются к рабочим секциям с.н. 6кВ. Номинальная мощность рабочих ТСН определяется в соответствии с их максимальной рабочей нагрузкой.

Расчетная мощность ТСН первой ступени:

$$S_{\text{расч.т1}} = \sqrt{(\sum P_{01}^2 + \sum P_2^2) + (\sum Q_{01}^2 + \sum Q_2^2)} ;$$

где  $\sum P_{01}^2$ ,  $\sum Q_{01}^2$  - суммарная активная и реактивная мощность электродвигателей первой ступени (6 кВ);  $\sum P_2^2$ ,  $\sum Q_2^2$  - суммарная активная и реактивная мощность электроприемников 0,4 кВ.

Расчетная нагрузка электродвигателей 6 кВ определяется :

$$S_{\text{эд1}} = K_{01} \sum P_i ;$$

Где  $K_{дi} = \frac{K_p K_z}{\eta \cdot \cos \varphi} \approx 0.9$  учитывает коэффициент одновременности максимумов нагрузки ( $K_p \approx 1$ ); коэффициент загрузки ( $K_z \approx 0,75$ );  $\cos \varphi \approx 0,9$ ;  $\eta \approx 0,9$

При этом в проектной практике мощность ТСН первой ступени определяется по следующему выражению:  $S_{расч.м1} = 0,9(\sum P_{дi} + \sum S_{м2})$ ;

Где  $\sum S_{м2}$  - суммарная установленная мощность трансформаторов второй ступени.

Расчетная мощность трансформаторов второй ступени определяется с учетом эмпирических коэффициентов  $K_1, K_2, K_3, K_4$ :

$$S_{м2} = K_1 \cdot P_1 + K_2 \cdot P_2 + K_3 \cdot P_3 + K_4 \cdot P_4;$$

Где  $P_1$  и  $K_1=0,7$  - суммарная расчетная мощность и коэффициент для постоянно работающих электродвигателей мощностью 70-160 кВт;  $P_2$  и  $K_2=0,35$  - соответственно для периодически работающих электродвигателей мощностью до 100кВт;  $P_3$  и  $K_3=0,15$  для мелких электродвигателей;  $P_4$  и  $K_4=0,85$  для осветительной и отопительной нагрузки.

## 5.6. Переходные процессы в системе СН электростанций

Системы электроснабжения собственных нужд должны обеспечивать работу механизмов собственных нужд не только во время нормальных режимов работы, но и при кратковременных возмущениях в системе электроснабжения. К таким возмущениям относятся: КЗ в сети СН и на шинах станции, ошибочные отключения рабочих источников питания, отказы в технологической части.

Указанные возмущения приводят к кратковременным понижениям или исчезновениям напряжения на шинах или сборках СН. В результате возникают электромагнитные и электромеханические переходные процессы в системе СН. Анализ переходных процессов позволяет судить о возможности восстановления нормальной работы электроэнергетических агрегатов. Возможность успешного самозапуска электродвигателей СН определяется следующими двумя основными факторами: величиной остаточного напряжения на шинах СН и длительностью перерывов питания или других нарушений нормального электроснабжения.

Можно выделить следующие основные причины кратковременных нарушений нормального электроснабжения.

1. Короткое замыкание в сети СН и последующее его отключение. При этом напряжение на шинах СН падает до нуля, а время перерыва питания складывается из времени действия защиты (токовой отсечки) и времени отключения выключателя:  $t_{пп} = t_{то} + t_{ов}$ .
2. Короткое замыкание в цепи рабочего питания. Время перерыва питания определяется при этом временем действия защиты (токовой



отсечки), отключения выключателя, и временем действия АВР:  $t_{пп} = t_{то} + t_{ов} + t_{авр}$ .

3. Короткое замыкание во внешней сети. На шинах СН наблюдается глубокая просадка напряжения (ниже 0,7-0,8  $U_{ном}$ ). Время нарушения питания зависит в основном от времени действия релейной защиты. Если отключение происходит основной защитой, то  $t_{пп} \approx 0,1 - 0,3$ с, а при ее отказе и действии резервной защиты  $t_{пп} \approx 1$ с.

Кроме рассмотренных нарушений возможны и другие: отказы в технологической части, ошибочное или самопроизвольное отключение рабочего питания и др.

При определении длительности перерывов питания следует учитывать: собственное время отключения выключателя-  $t_{ов} = 0,05 - 0,12$ с; время действия основной защиты-  $t_{орз} = 0,1 - 0,5$ с.; время действия резервной защиты-  $t_{ррз} = 0,7 - 1,5$ с.; время действия АВР-  $t_{авр} = 0,4 - 0,5$ с.

Грубую оценку возможности успешного самозапуска электродвигателей СН можно оценивать по остаточному напряжению на шинах в начальный момент самозапуска. Остающееся напряжение на шинах должно быть больше допустимого:  $U_{*ш} \geq U_{*доп}$ . Допустимое остающееся напряжение на шинах по условиям самозапуска для ТЭС среднего давления -  $U_{*доп} = 0,55$ , а для ТЭС высокого давления -  $U_{*доп} = 0,6$ .

В расчетах можно принимать  $E_{с*} = 1$ ;  $E_{эд.эк*} = 0$ .

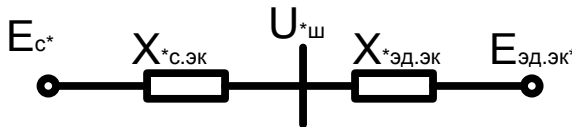


Рис. 5.8. Схема замещения расчетной сети

Остающееся напряжение на шинах при этом будет равно:  $U_{*ш} = \frac{E_{с*}}{1 + \frac{X_{с.эк}}{X_{эд.эк}}}$ ;

где  $X_{с.эк}$  и  $X_{эд.эк}$  —соответственно эквивалентное сопротивление системы и электродвигателей в относительных единицах.

Эквивалентное сопротивление электродвигателей в начальный момент самозапуска определяется по выражению:  $X_{эд.эк} = \frac{1}{I_{*пуск} * K_t}$ ;

где  $I_{*пуск}$  - пусковой ток в о.е.;

$K_t$ -коэффициент учитывающий снижение пускового тока в зависимости от длительности перерыва питания  $t_{пп}$  (рис. 5.9).

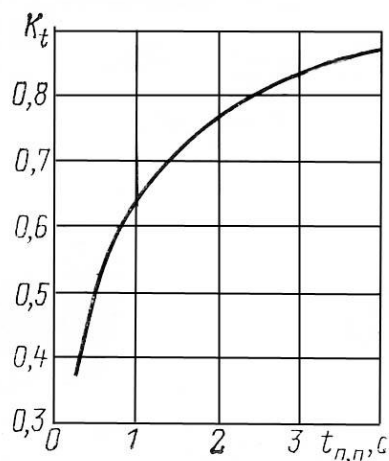


Рис. 5.9. Кривая зависимости коэффициента снижения пускового тока от времени перерыва питания.

Оценку возможности успешного самозапуска по остаточному напряжению, в соответствии с указанной методикой, можно выполнять для систем электроснабжения насосных станций разного назначения с высоковольтными электродвигателями.

Расчет самозапуска электродвигателей более точно можно выполнить решением дифференциальных уравнений:

$$\frac{dn}{dt} T_j = M_{эо} - M_c;$$

Где  $n$ - скорость вращения;  $T_j$ - момент инерции;  $M_{эо}$ - вращающий момент электродвигателя;  $M_c$ - момент сопротивления.

## 6. ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

### 6.1. Переменный и выпрямленный оперативный ток

Применяют два вида оперативного тока: переменный и выпрямленный – на подстанциях с упрощенными схемами распределительных устройств высокого напряжения и постоянный – на электростанциях и подстанциях, имеющих стационарные аккумуляторные установки.

В качестве источников переменного оперативного тока используются трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд. Эти источники тока имеют свои недостатки. Так, ТТ обеспечивают надежное питание оперативных цепей только лишь во время КЗ, когда резко возрастают ток и напряжение на их зажимах, а ТН и ТСН не пригодны для питания оперативных цепей при КЗ, так как при этом снижается напряжение в питающей сети, но они пригодны для питания оперативных цепей в режимах работы, близких к номинальным, поэтому область их отдельного применения ограничена.

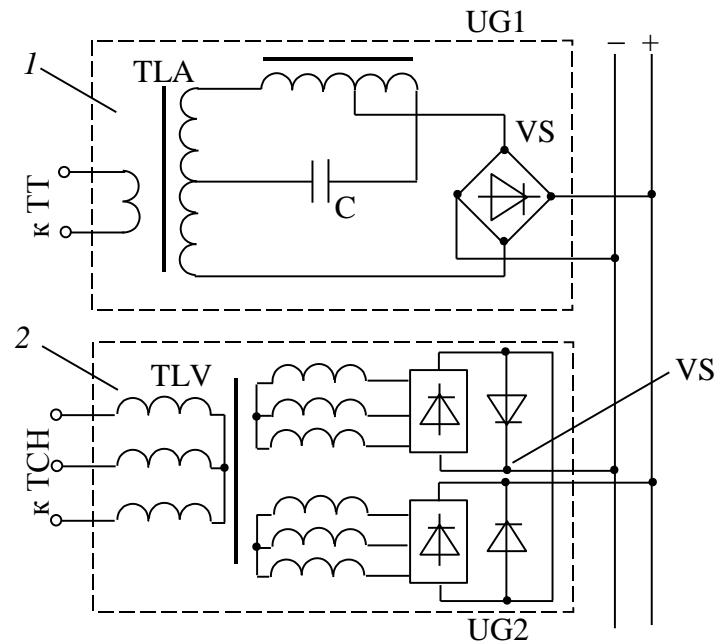


Рис. 6.1. Блоки питания БПТ-1002 и БПН-1002:

1 и 2 – блоки питания от трансформаторов тока и собственных нужд

Широкое применение на подстанциях получили источники комбинированного питания одновременно от трансформаторов тока и напряжения. От них включают полупроводниковые выпрямительные устройства и специальные блоки питания. Источники комбинированного питания можно разделить на три группы: источники для заряда и подзаряда аккумуляторных батарей; источники оперативного тока, питающие цепи управления и сигнализации; источники, предназначенные для питания электромагнитов включения масляных выключателей.

Блоки питания серии БП-1002 (типов БПН-1002 и БПТ-1002) предназначены для питания выпрямленным током аппаратуры релейной защиты, сигнализации и управления, выполненной на номинальное напряжение 110 и 220 В и имеющей номинальную мощность до 1500 Вт в кратковременном режиме (рис. 1.1). Токовые блоки питания БПТ-1002 включаются на комплекты трансформаторов тока, использование которых для других целей не допускается. Первичная обмотка промежуточного трансформатора блока БПТ-1002 выполнена из отдельных электрически изолированных секций, позволяющих изменять число витков первичной обмотки от 25 до 200 через каждые 25 витков в зависимости от типа трансформатора тока. Каждая фаза первичной обмотки промежуточного трансформатора блока БПН-1002 выполнена из двух секций, которые могут включаться последовательно или параллельно. При параллельном включении секций и соединении обмоток в треугольник номинальное напряжение

блока 110-127 В; при последовательном включении секций оно равно 220 В при соединении обмоток в треугольник и 380-400 В при соединении в звезду. Выходное напряжение регулируется переключением ответвлений на вторичных обмотках.

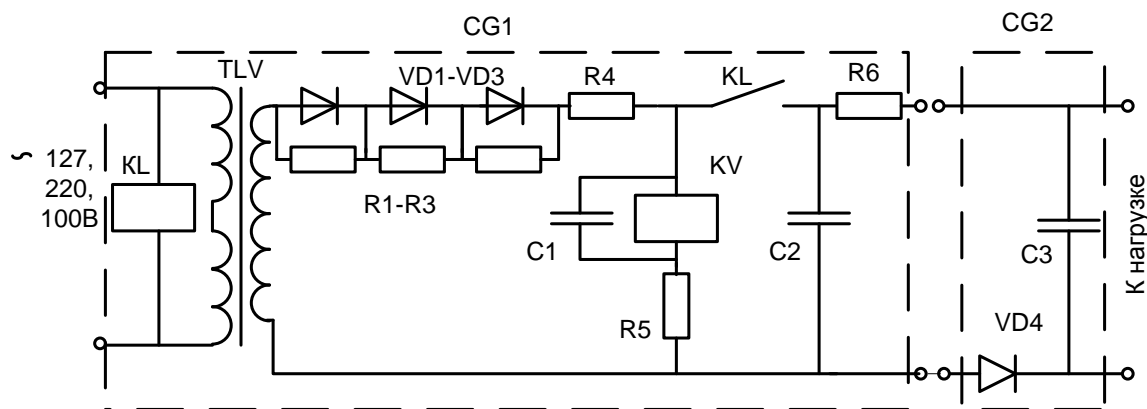


Рис. 6.2. Схема зарядного устройства конденсаторов УЗ-401

К источникам выпрямленного тока следует также отнести предварительно заряженные конденсаторы, поскольку они заряжаются через выпрямители, питаемые от источников переменного тока. На рис. 1.2 приведена электрическая схема зарядного устройства УЗ-401 (CG1). Номинальное напряжение на выходе зарядного устройства 400 В. Блоки конденсаторов серии БК-400 (CG2) предназначены для создания запаса энергии, используемой для приведения в действие отключающих электромагнитов приводов выключателей, реле защиты и т. п. Блоки выполняются из конденсаторов напряжением 400 В, 20 мкФ, соединяемых параллельно для получения необходимой емкости.

Технические данные блока конденсаторов приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Техническая характеристика конденсаторных блоков

Тип блока	Емкость конденсатора, мкФ
БК-401	40
БК-402	80
БК-403	200

Блоки питания и заряда типов БПЗ-401 и БПЗ-402 (рис. 6.3) предназначены для заряда конденсаторных батарей, используемых для приведения в действие аппаратов и устройств релейной защиты (режим зарядного устройства) или питания выпрямленным током ап-

паратуры автоматики, управления и релейной защиты (режим блока питания).

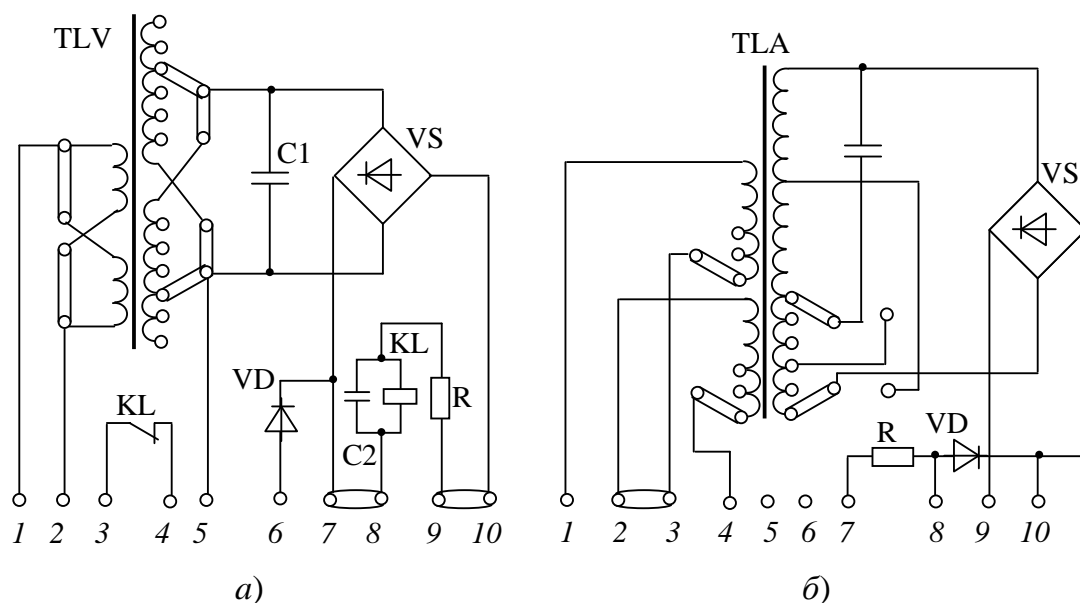


Рис. 6.3. Блоки питания БПЗ-401 (а) и БПЗ-402 (б): 1 ... 10 – зажимы выводов

Блоки типа БПЗ-401 включаются на измерительные трансформаторы напряжения или на трансформаторы собственных нужд, а блоки типа БПЗ-402 могут включаться на все трансформаторы тока, отдаваемая мощность которых при двукратном номинальном токе составляет не менее 500 В·А.

#### Выбор блоков питания

Блок питания выбирают по максимальной мощности (минимальному сопротивлению) нагрузки, необходимой для надежной работы реле и электромагнитов отключения. Номинальное выходное напряжение рекомендуется 220 В, так как на это напряжение в основном рассчитаны применяемые типовые схемы управления, защиты и сигнализации.

Минимальное напряжение на выходе блока при нагрузке должно быть не ниже 80 % номинального. Дальнейший выбор сводится к определению вторичных тока и напряжения надежной работы и проверке обеспеченности питания оперативных цепей в любых возможных режимах работы подстанции и питающей энергосистемы.

Ток надежной работы – это ток, подаваемый на токовый блок, при котором выходное напряжение при данной нагрузке равно минимально допустимому.

Напряжение надежной работы – это напряжение, подаваемое на блок, при котором выходное напряжение при данной нагрузке равно минимально допустимому.

Выбор числа витков первичной обмотки блока типа БПЗ-402 производится следующим образом: вольт-амперная характеристика трансформатора тока (снятая экспериментально, взятая из паспортных данных или построенная расчетным путем) сравнивается с семейством вольт-амперных характеристик ненагруженного блока, снятых с первичной стороны. Число витков первичной обмотки трансформатора блока выбирается таким образом, чтобы вольтамперная характеристика трансформатора тока проходила выше вольтамперной характеристики блока при токах более 5 А.

Определение первичного тока надежной работы блоков БПТ-1002 производится в следующем порядке:

1. Вольт-амперная характеристика трансформатора тока сравнивается с семейством вольт-амперных характеристик блоков при холостом ходе. Выбирается число витков блока таким образом, чтобы вольт-амперная характеристика трансформатора тока проходила выше вольт-амперной характеристики блока при токах более 5 А.

Рекомендуемое число витков для некоторых типов трансформаторов тока приведено в табл. 6.2.

**Таблица 6.2**

Тип трансформатора тока	Коэффициент трансформации	Число витков
ТВТ-110 (варианты исполнения 300 и 600 А)	100/5	50
	150/5	75
	200/5	100
	300/5	175
	400/5; 600/5	200
ТВТ-35М	150/5; 200/5	50
	300/5	100
	400/5	125
	Остальные	200
ТПОЛ-10 (обмотка класса Р)	600/5; 1000/5	50
	800/5; 1500/5	75
ТВЛМ-10 (обмотка класса Р)	600/5; 1000/5	75
	800/5	100
	1500/5	125
ТЛМ (обмотка класса Р)	300/5	75
	800/5; 1000/5	100
	1500/5	125

Выбранное число витков проверяется по уровню перенапряжений при максимальной кратности первичного тока таким образом, чтобы МДС не превышала 24750 ампер-витков:

$$F_{\text{расч}} = 5m_{\text{max}} \cdot k_{\text{сх.бл}} \cdot w_{1\text{бл}} \leq 24750; \quad (6.1)$$

$$m_{\text{max}} = I_{\text{max}} / I_{\text{ном}},$$

где  $m_{\text{max}}$  – максимальная расчетная кратность первичного тока;

$I_{\text{max}}$  – максимальный расчетный ток КЗ, А, при котором ток в блоке максимально возможный;

$I_{\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А;

$k_{\text{сх.бл}}$  – коэффициент схемы блока.

Если условие (1.1) не выполняется, необходимо уменьшить число витков таким образом, чтобы это условие было выполнено.

#### Выбор конденсаторов

Необходимая для отключения привода энергия заряда конденсатора, Вт·с определяется по выражению:

$$A = 1,25 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot t / R, \quad (6.2)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение отключающего электромагнита, В;

$R$  – сопротивление катушки отключающего электромагнита, Ом;

$t$  – время отключения привода, с.

Необходимая емкость конденсатора, мкФ:

$$C = 2 \cdot A \cdot 10^6 / U^2; \quad (6.3)$$

где  $U$  – напряжение на конденсаторе, В (при заряде от блока БПЗ-401 принимается равным 320 В).

При проектировании РУ и подстанций на выпрямленном оперативном токе необходимо учитывать следующее:

1. Токовые блоки обеспечивают надежную работу при определенных минимальных значениях первичных токов трансформаторов тока. Поэтому обязательно должна проводиться проверка обеспечения надежной работы блоков в защищаемой сети.

2. Отключение электродвигателей 10(6) кВ при действии защиты минимального напряжения должно выполняться с помощью предварительно заряженных конденсаторов, так как при исчезновении напряжения блок напряжения не обеспечит питания цепей защиты.

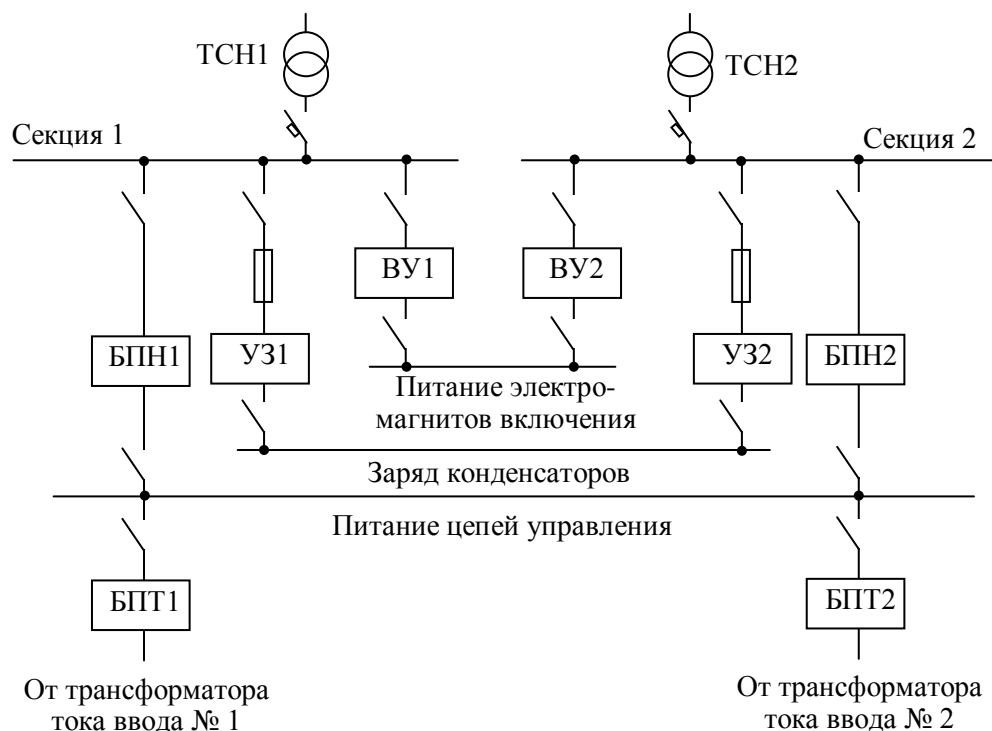
3. Пульсации выпрямленного напряжения на выходе блоков питания превышают 5 %, в связи с чем должны приниматься специальные меры для обеспечения надежной работы устройств, чувствитель-

ных к пульсациям. Для сглаживания пульсаций используются сглаживающие фильтры, поставляемые в комплекте блоков питания БПНС-2.

Один из вариантов построения схемы питания оперативных цепей приведен на рис. 6.4.

Для питания выпрямленным током электромагнитов включения приводов выключателей с током нагрузки до 320 А применяются устройства питания комплектные (типа УКП). Устройство УКП состоит из следующих элементов: силовой выпрямитель с распределительным устройством выпрямленного тока и аппаратурой сигнализации.

Цепи управления, релейной защиты и автоматики подключаются к комбинированному блоку питания от трансформаторов тока и напряжения, а питание электромагнитов отключения может обеспечиваться от предварительно заряженных конденсаторных блоков типа БК-401.



*Рис.6.4.* Схема питания оперативных цепей выпрямленным током: ТСН1 и ТСН2 – трансформаторы собственных нужд; ВУ1, ВУ2 – выпрямительные устройства; УЗ1 и УЗ2 – зарядные устройства конденсаторов; ШП – шины питания электромагнитного включения выключателей; БПН1, БПН2 – блоки питания; БПТ1, БПТ2 – токовые блоки питания



### ***Импульсный блок питания ВВ/TEL***

В связи с внедрением в электроустановках новых типов выключателей отличающихся небольшой потребляемой мощностью цепей управления, были разработаны также источники питания оперативных цепей повышенной надежности. Одним из таких источников является блок ВВ/TEL-220-02А. Блок питания работает от источника переменного ток в диапазоне напряжений 75-260 В и от источника постоянного тока (75-300 В) и предназначен для питания цепей управления выключателя ВВ/TEL-10-Х/Х. Предусмотрена также возможность питания блока от вспомогательного источника постоянного тока напряжением 12-24 В. Продолжительность работы от вспомогательного источника не должна превышать 10-15 мин. Функциональная схема блока представлена на рис. 6.5.

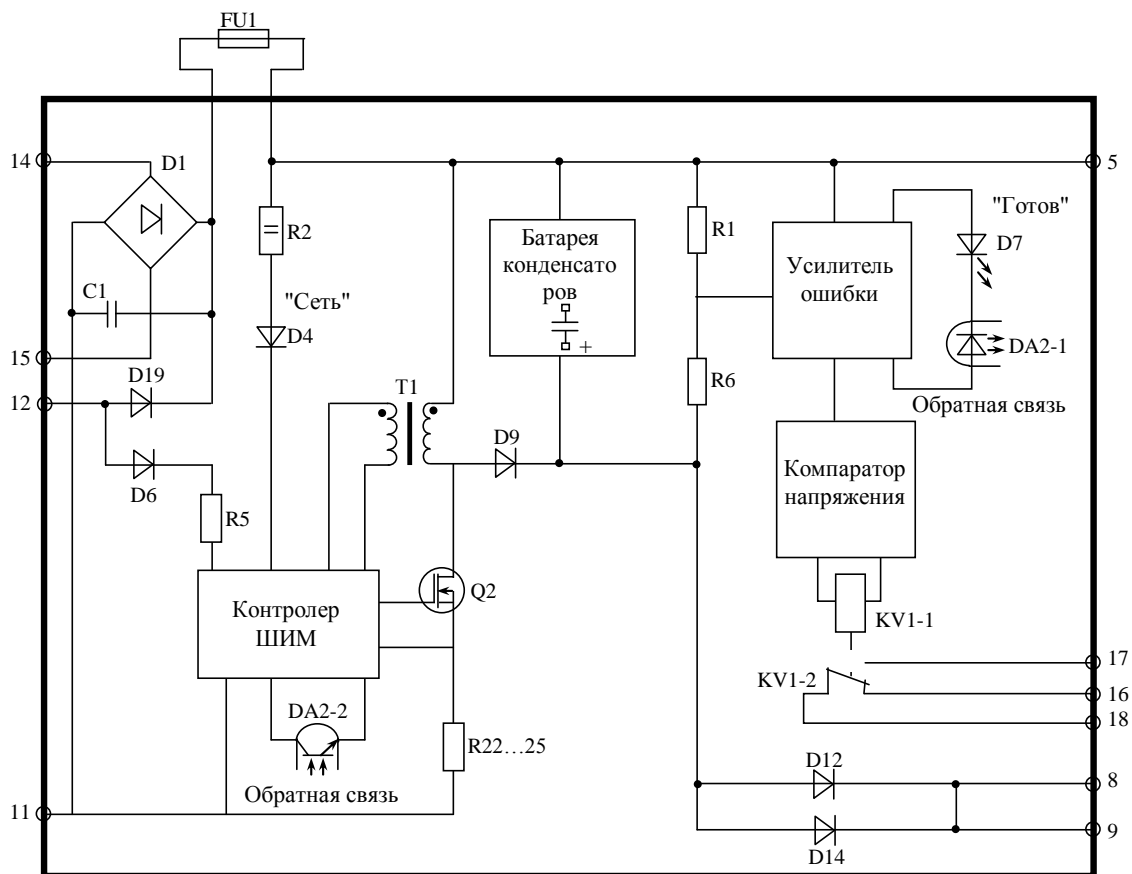


Рис. 6.5. Функциональная схема блока питания ВВ/TEL-220-02А

Импульсный преобразователь напряжения (инвертор) выполнен по схеме одноканального "обратноходового" (flyback) преобразователя. В состав инвертора входят: обмотка трансформатора Т1, силовой

ключ Q2, диод D9, датчик тока "прямого хода" R22–R25 и контроллер управления. При подаче напряжения питания на **Блок** (контакты 14, 15), контроллер управления силовым инвертором питается по цепи: выпрямительный мост D1, резистор R2 и светодиод "СЕТЬ" D4. Как только напряжение на контроллере достигнет 7–8 В открывается силовой ключ Q2 и через обмотку T1, открытый канал Q2 и резисторы R22–R25 начинает течь ток. При достижении напряжения на R22–R25 1 В, что соответствует току примерно 3 А, контроллер управления закрывает ключ Q2. После чего начинается вторая фаза преобразования. Накопленная трансформатором (реактором) T1 электрическая энергия передается во вторичную цепь, в батарею конденсаторов и нагрузку **Блока** (выводы 5, 6 и 8, 9). Затем процесс повторяется. Частота преобразования задается тактовым генератором контроллера управления и составляет 20–25 кГц. Стабилизация напряжения на батарее конденсаторов осуществляется с помощью усилителя ошибки, который производит сравнение опорного напряжения с напряжением на делителе R1, R6. Сигнал рассогласования передается в контроллер управления через оптрон обратной связи DA2. В соответствии с уровнем сигнала рассогласования контроллер управляет продолжительностью открытого состояния ключа Q2.

Питание инвертора от вспомогательного источника 12–24 В (контакты 11, 12) происходит через диод D19, а контроллера управления по цепи D6, R5. Процесс преобразования напряжения остается таким же, как при питании от сети 220 В. Компаратор напряжения предназначен для контроля нижнего и верхнего допустимых уровней выходного напряжения. Компаратор управляет реле сигнализации превышения/принижения напряжения таким образом, что когда выходное напряжение **Блока** находится вне рабочего диапазона - обмотка реле KV1 обесточена (контакты 16, 18 замкнуты, а 17, 16 разомкнуты), когда напряжение в норме – контакты 17, 16 замкнуты, а 16, 18 разомкнуты. Выходное напряжение блока составляет  $230 \pm 10$  В.

## 6.2. Оперативный постоянный ток в электроустановках

Основным источником оперативного постоянного тока являются свинцово-кислотные аккумуляторные батареи с зарядными устройствами напряжением 110 и 220 В, а на небольших подстанциях – 24 или 48 В.

В качестве источников постоянного оперативного тока используются аккумуляторные батареи типа СК или СН, а также необслуживаемые (герметизированные) аккумуляторы.

### ***Потребители постоянного тока***

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три группы:

1) Постоянно включенная нагрузка – аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения. Постоянная нагрузка на аккумуляторной батареи зависит от мощности постоянно включенных ламп сигнализации и аварийного освещения, а также от типов реле. Так как постоянные нагрузки невелики и не влияют на выбор батареи, в расчетах можно ориентировочно принимать для крупных подстанций 110-500 кВ значение постоянно включенной нагрузки 25 А.

2) Временная нагрузка – появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима – токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (расчетная длительность 0,5 часа).

Примерный состав точек установки светильников аварийного освещения, выполняемого с использованием ламп накаливания, и оценка их мощности приведены в табл. 6.3.

**Таблица 6.3**

Место установки светильников	Количество светиль- ников	Мощность единицы, Вт	Общая мощность, Вт	Ток, А при $U = 220\text{ В}$
ЗРУ 6(10) кВ при двух выходах	2	60	120	0,6
ОПУ подстанции 110(220)/6(10) кВ	2	60	120	0,6
ОПУ подстанции 220(110)/6(10) кВ	6	60	120	2,0
Лестница 1 шт., 2 марша	3	40	120	0,6
Помещение аккумуляторной батареи	2	60	120	0,6

3) Кратковременная нагрузка (длительностью не более 5 с) создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током.

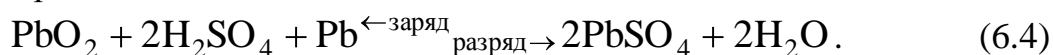
### ***Характеристики и режимы работы аккумуляторов***

В электроустановках широко применяются свинцово-кислотные аккумуляторы типа СК и СН, отличающиеся электрическими характеристиками, размерами пластин, устройством сосудов и другими элементами конструкции.

Положительная пластина изготавливается из чистого свинца, которая в процессе формирования аккумулятора преобразуется в перекись свинца  $PbO_2$ . Отрицательная пластина изготавливается из окислов свинца и порошкового свинца, которые при формировании превращаются в губчатый свинец. Чтобы пластины между собой не соприкасались, между ними размещается сепаратор. Пластины с активной массой размещаются в стеклянных или керамических сосудах. В качестве электролита применяется раствор серной кислоты плотностью 1,2 при температуре 25°C. Аккумуляторы СК – с коробчатыми отрицательными пластинами. Аккумуляторы СН – с намазными пластинами.

Аккумуляторы типа СН имеют более совершенную конструкцию и лучшие разрядные характеристики. Они рекомендованы для применения на подстанциях. Для обеспечения аварийной нагрузки электростанций их емкость обычно недостаточна.

Разряд аккумулятора происходит при замыкании внешней цепи на нагрузку, при этом положительной и отрицательной пластине происходит химическая реакция:



При разряде реакция читается слева направо. Молекулы серной кислоты вступают в реакцию с активной массой пластин, образуя на них сульфат свинца  $PbSO_4$ . Концентрация электролита в порах активной массы в процессе разряда снижается. Это приводит к снижению напряжения на зажимах аккумулятора.

В настоящее время выпускаются также малообслуживаемые (требующие незначительного ухода) и герметичные необслуживаемые аккумуляторы. В них используется принцип рекомбинации газов по кислородному циклу, в результате которой выделяющиеся внутри аккумулятора кислород и водород вновь соединяются с образованием воды. Существует два основных способа "связывания" электролитов:

- применение пропитанного жидким электролитом пористого заполнителя, например стекловолокна (технология Absorptive Glass Mat – AGM);
- использование гелеобразного электролита (технологии Dryfit и Gelled Electrolite – GEL).

Их главное преимущество перед аккумуляторами классического типа состоит в том, что они практически не требуют обслуживания в течение всего срока службы и могут эксплуатироваться в помещениях с естественной вентиляцией.

У всех типов свинцово-кислотных аккумуляторов имеется зависимость доступной емкости аккумуляторов от тока разряда и от температуры.

Доступная емкость батареи уменьшается при увеличении разрядного тока и при уменьшении температуры окружающей среды. В качестве примера приведены разрядные характеристики герметизированных батарей фирмы Casil.

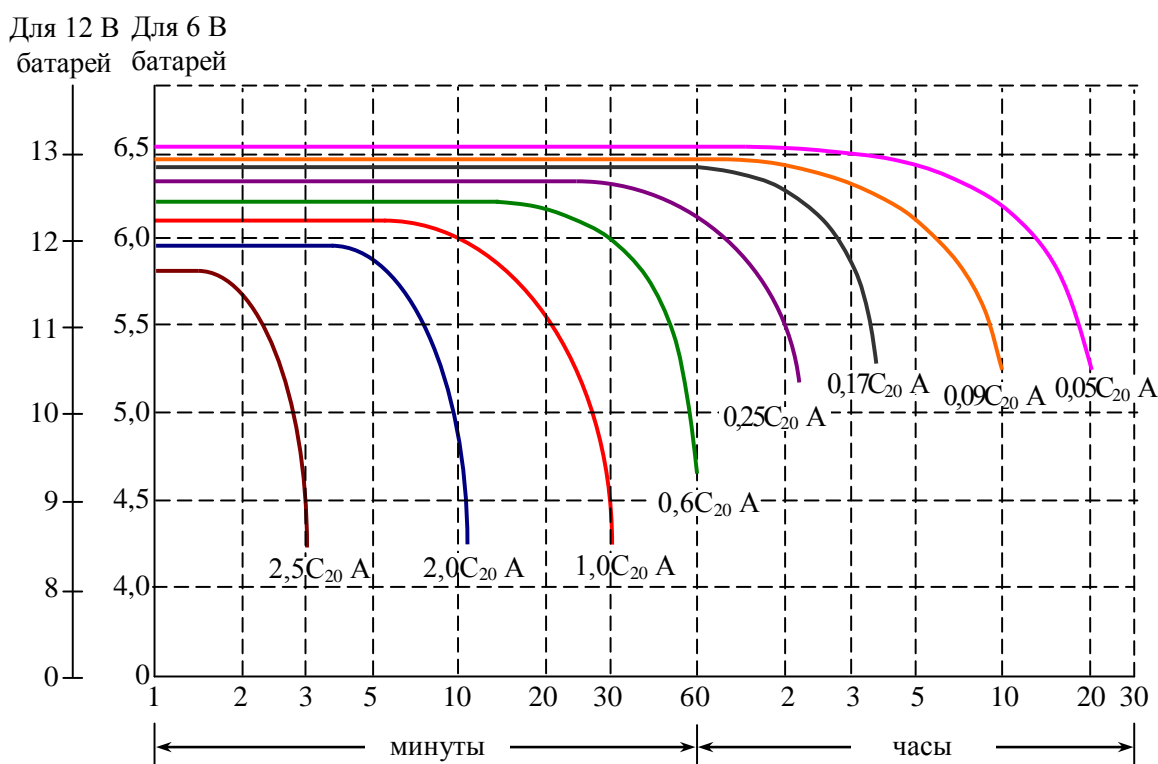


Рис. 6.6. График разрядных характеристик при различных скоростях разряда

#### Температурный эффект

Повышение рабочей температуры влечет увеличение емкости батареи.

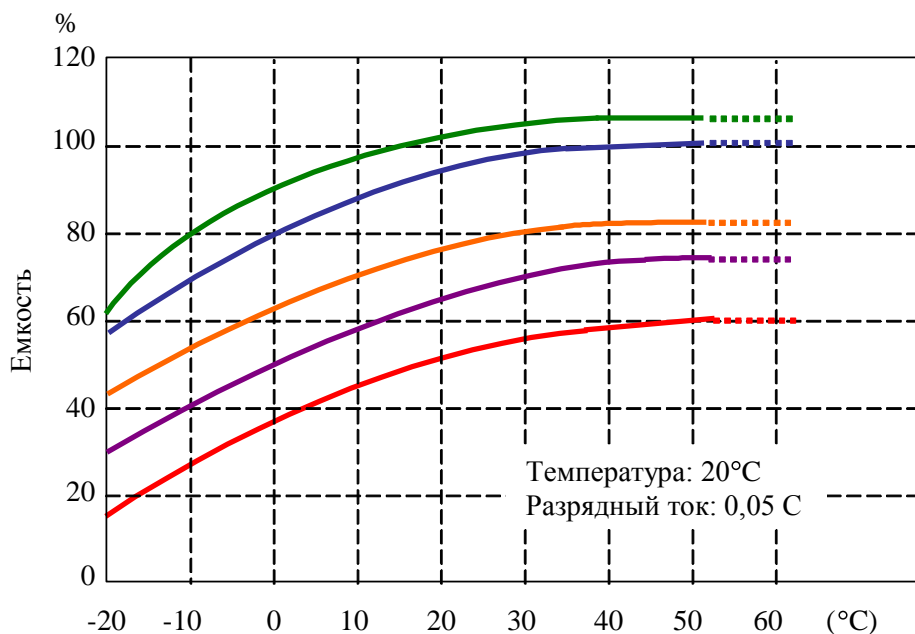


Рис. 6.7. Зависимость емкости батареи от рабочей температуры

#### Изменения внутреннего сопротивления

На рис. 6.8 показаны графики внутреннего сопротивления батареи Casil, измеренное на частоте 1000 Гц.

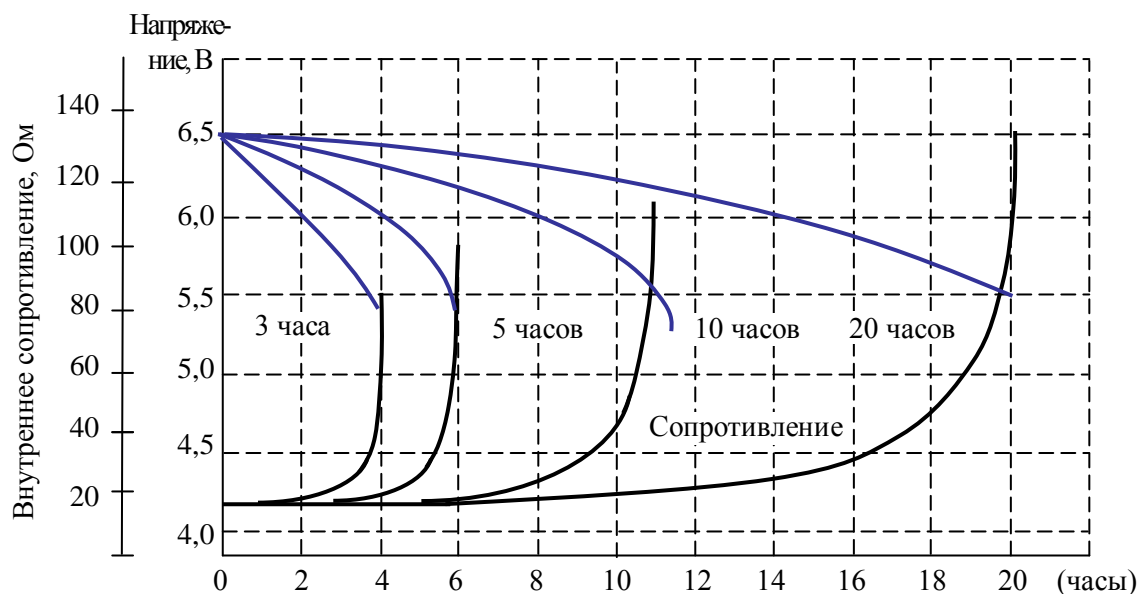


Рис. 6.8. Зависимость внутреннего сопротивления от степени разряда

На электростанциях в настоящее время широко применяются в качестве источников оперативного постоянного тока аккумуляторы СК. Для аккумуляторов СК установлено 45 типоразмеров, отличающихся числом и размерами (1, 2, 3, ..., 6, 8, 10, ..., 20, 24, 28, ..., 148).

А для аккумуляторов типа СН – 14 типоразмеров (0,5; 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20).

Характеристики аккумуляторов первого номера обоих типов приведены в табл. 6.4.

**Таблица 6.4**

**Характеристики первого номера аккумуляторов типа СК и СН**

Тип аккумулятора	СК	СН	СК	СН	СК	СН
Продолжительность разряда, ч	10,0	10,0	1,0	1,0	0,5	0,5
Разрядный ток, А	3,6	4	18,5	20	25	30
Номинальная емкость, А·ч	36	40	18,5	20	12,5	15

Емкости и разрядные токи аккумуляторов могут быть определены умножением соответствующих значений для аккумулятора первого номера на **типовой номер**.

Напряжение снижается тем больше, чем больше ток разряда. Это объясняется тем, что при разрядах большим током в течении малого времени диффузия серной кислоты в поры активной массы не успевает за процессом образования сульфата свинца. Сульфат свинца закрывает доступ к активной массе. В результате этого процесса емкость одного и того же аккумулятора различна и зависит от разрядного тока (или длительности разряда).

Заряд аккумулятора производится от источника постоянного тока (выпрямительной установки). При этом к аккумулятору подводится напряжение большее, чем его э.д.с., и направление движения ионов внутри аккумулятора меняется на противоположное. Реакция (1.4) читается справа налево. В процессе реакции сульфат свинца на обеих пластинах восстанавливается: на положительной пластине – в перекись свинца, а на отрицательной – в металлический свинец и образуется серная кислота. Концентрация электролита в процессе заряда растет, поэтому напряжение на аккумуляторе увеличивается. По мере заряда реакция переносится вглубь активной массы. К концу заряда, когда большая часть сульфата свинца восстановлена, происходит реакция электролиза воды. В результате которой у отрицательной пластины выделяются пузырьки водорода, у положительной – кислород. Газовыделение начинается при напряжении 2,3 В. Чтобы не допустить бурного газовыделения, зарядный ток снижают и продолжают заряд при напряжении 2,3 В. Увеличение напряжения в конце заряда до 2,5–2,7 В на аккумулятор приводит к необходимости устройств регулирования числа банок в батарее, что усложняет схему. Поэтому

широко применяется метод заряда аккумуляторной батареи при напряжении 2,3 В на один аккумулятор. Режим постоянного подзаряда для стационарных аккумуляторных установок принят как основной нормальный режим.

Аккумуляторная батарея должна быть выбрана так, чтобы она совместно с кабелями, питающими цепи включения приводов выключателей, и зарядно-подзарядными устройствами обеспечивала надежное и экономичное питание потребителей постоянного тока во всех возможных режимах работы.

В нормальном режиме основные элементы  $n_0$  батареи подключены к подзарядному устройству:

$$n_0 = 230 \text{ В} / 2,15 \text{ В} = 108 \text{ элементов},$$

где 230 В – напряжение на шинах ( $1,05 \cdot U_{\text{ном}}$ );

2,15 В – напряжение на элементе в режиме заряда.

Это же подзарядное устройство питает постоянно включенную нагрузку постоянного тока  $I_{\text{дл}}$ . Заряд батареи производится после ликвидации аварии, а также один раз в три месяца осуществляется уравнительный дозаряд от зарядного устройства. Учитывая, что в режиме заряда напряжение на элементе поднимается до 2,7 В, к шинам присоединяется:  $n_{\text{мин}} = 230 \text{ В} / 2,7 \text{ В} = 85 \text{ элементов}$ .

В схемах без элементного коммутатора батареи имеют отпайки от 85 и 108 элементов. Таким образом, к шинам постоянного тока подключаются 85, 108 и 125 элементов в режимах заряда, постоянного подзаряда и аварийного разряда соответственно.

При расчете исходным является наименьший номер аккумуляторной батареи  $N$ , определяемый по условию обеспечения минимально допустимого напряжения при толковых токах от наиболее мощного привода в конце аварийного разряда батареи.

Аккумуляторную батарею и кабели выбирают в первую очередь для РУ с выключателями, имеющими наибольшие толковые токи электромагнитов включения, затем проверяют выбранный номер аккумулятора для других РУ и, если не возникает необходимости в увеличении номера, определяют сечение кабелей для каждого РУ.

### **6.2.3. Выбор аккумуляторных батарей**

Аккумуляторные батареи выбирают с учетом прогнозируемого режима работы, характера изменения нагрузки, диапазона изменения силы тока и напряжения, температуры окружающей среды. Все эти факторы определяют необходимую емкость аккумуляторной батареи, выражаемую в ампер·часах (А·ч). Для упрощения выбора в специфици-



кациях на батарее производители приводят данные, отражающие их способность отдавать постоянную мощность или постоянный ток в зависимости от емкости, времени разряда и допустимого остаточного напряжения на каждой банке.

При выборе аккумуляторной батареи (СК, СН) задачей расчета является выбор номера и количества элементов батареи. Исходными данными к расчету являются:

- 1) типы выключателей и приводов к ним;
- 2) номинальный ток электромагнитов включения приводов  $I_{пр}$ ;
- 3) ток аварийной получасовой нагрузки и аварийного освещения  $I_{0,5}$ ;
- 4) ток постоянной нагрузки  $I_{дл}$ .

Типовой номер батареи  $N$  выбирается по формуле:

$$N \geq (1,05) \cdot I_{AB} / j; \quad (6.5)$$

$$I_{AB} = I_{дл} + I_{0,5}, \quad (6.6)$$

где  $I_{AB}$  – ток аварийного получасового режима;

$j$  – допустимая нагрузка аварийного получасового разряда, А, приведенная к первому номеру аккумулятора, которую можно определить (для батарей СН) в зависимости от температуры электролита  $t$ , °С, по выражению:

$$j = 18,8 + 0,2 \cdot t, \quad (6.7)$$

где  $t = +10^\circ \text{C}$  – минимально допустимая температура.

Полученный по (1.2) номер  $N$  округляется до ближайшего большего типового. При выборе аккумуляторной батареи, как правило, определяющим фактором является включение одного наиболее мощного выключателя или одновременное отключение группы выключателей, что может иметь место как в нормальном, так и в аварийном режимах работы батареи. Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему пиковому току  $I_{п. \max}$ , величина которого:

$$I_{п. \max} = I_{AB} + I_{пр}, \quad (6.8)$$

где  $I_{пр}$  – ток, потребляемый электромагнитом включения самого мощного привода выключателя или ток, потребляемый электромагнитами отключения группы выключателей на подстанции (максимальное значение).

Условие проверки:

$$(46 - 50) \cdot N \geq I_{п. \max}, \quad (6.9)$$

где (46–50) – коэффициент, учитывающий допускаемую перегрузку аккумуляторов типа СК (46) или СН (50) в режиме кратковременного разряда.

При невыполнении условия (1.9) принимается больший номер батареи.

Определяется наибольший пиковый ток, приведенный к батарее с типовым номером  $N = 1$ :

$$I_{\text{пл}} = I_{\text{п. max}} / N. \quad (6.10)$$

Определяется отклонение напряжения, %, при минимально допустимой температуре  $+10^\circ \text{C}$ :

$$\Delta U / U = 100 - 0,3445 \cdot I_{\text{пл}}. \quad (6.11)$$

С учетом падения напряжения в соединительном контрольном кабеле (условно 5 %), напряжение на приводах высоковольтных выключателей, %:

$$U_{\text{п.в}} = (\Delta U / U) - 0,5. \quad (6.12)$$

При этом допустимый диапазон отклонений напряжения  $U_{\text{п.в. доп}}$  составляет (80-110) %. Должно быть обеспечено выполнение условия:

$$U_{\text{п.в. доп}} \leq U_{\text{п.в}}. \quad (6.13)$$

Число элементов в батарее при напряжении на шинах постоянного тока 220 В:

$$n = 220 / 1,75 = 125, \quad (6.14)$$

где 1,75 – напряжение на аккумуляторе (элементе) в режиме кратковременного разряда. На подстанциях 110-330 кВ устанавливается одна аккумуляторная батарея 220 В.

Аккумуляторные батареи на подстанциях, как правило, выполняют по схеме с постоянным подзарядом без элементного коммутатора.

Для подзаряда и послеаварийного заряда устанавливаются выпрямительные агрегаты ВАЗП-380/260-40/80 на напряжение 380 В и 260 В и ток 40 и 80 А. Потребляемая мощность (при  $\cos \varphi = 0,86$ ) составляет 20,8 кВт и 15, 2 кВт соответственно.

В качестве зарядных устройств применяются статические преобразователи. Для выбора подзарядного и зарядного устройств определяют величину тока подзаряда  $I_{\text{п}}$  и напряжение  $U_{\text{п}}$ , ток заряда  $I_{\text{з}}$  и напряжение в конце заряда  $U_{\text{з}}$ , по которым определяют необходимую мощность преобразователя.

$$I_{\text{п}} \geq 0,15 \cdot N + I_{\text{дл}}; \quad (6.15)$$

$$U_{\pi} = 2,2 \cdot n_0; \quad (6.16)$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{\text{дл}}; \quad (6.17)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot n_0. \quad (6.18)$$

В настоящее время на подстанциях широко применяются для питания оперативным постоянным током шкафы оперативного тока ШОТы. Они предназначены для бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей при отключении сети. Базовый комплект ШОТ включает в себя: шкаф, зарядное устройство, аккумуляторную батарею (герметизированную), автоматические выключатели, устройство контроля изоляции, измерительные приборы, контроллер сбора и обработки информации. Схема питания цепей от шкафа оперативного тока представлена на рис. 6.9.

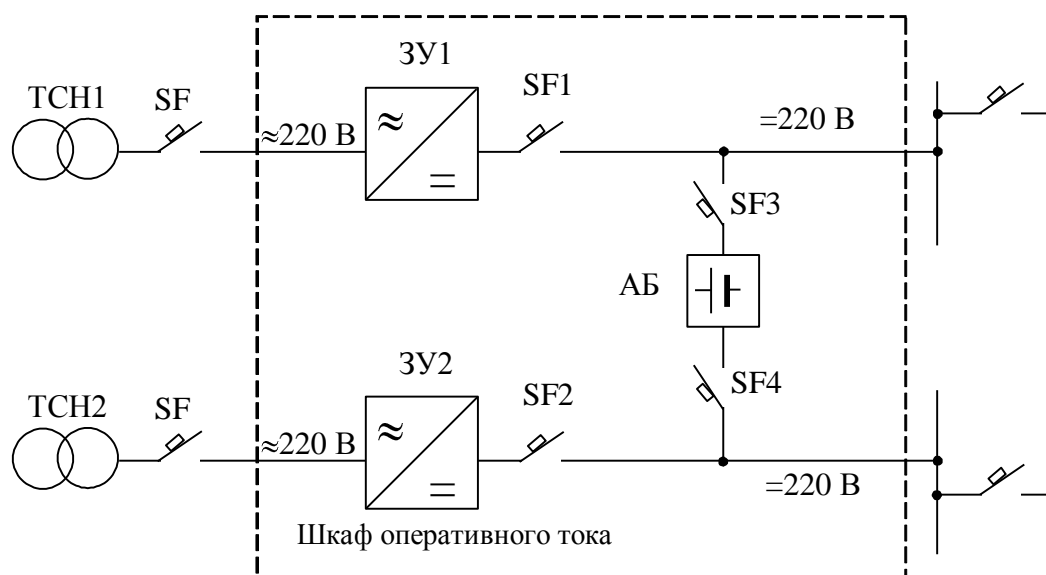


Рис. 6.9. Схема питания оперативных цепей от шкафа оперативного тока (ШОТ)

Шкаф оперативного тока работает от двух независимых источников питания переменного тока. Зарядное устройство и аккумуляторная батарея находятся в постоянном параллельном соединении, обеспечивая, таким образом, высокую безопасность и надежность эксплуатации в сочетании с экономичностью. Зарядное устройство обеспечивает питание потребителей и одновременно заряжает батарею.

В состав шкафов оперативного тока могут входить аккумуляторы разных фирм (Хокер, FIAMM и др.) и различной емкости. Как правило, паспортные значения емкости герметизированных аккумуляторов указываются для малых токов разряда и большой длительности. Шкаф оперативного тока должен обеспечить питание ответст-

венных потребителей при перерывах питания длительностью 0,5 ч. Поэтому расчетная емкость аккумуляторов в составе ШОТ должна быть определена для тока получасового разряда.

Из приведенных выше характеристик герметизированных аккумуляторов фирмы Casil следует:  $C_{0,5ч} = 0,5 \cdot C_{20ч}$ .

Для аккумуляторов СН и СК емкость получасового разряда составляет –  $C_{0,5ч} = 0,42 \cdot C_{10ч}$ , СК –  $C_{0,5ч} = 0,38 \cdot C_{10ч}$ . Для обеспечения надежного питания оперативных цепей при перерывах питания при отсутствии достоверной информации о разрядных характеристиках герметизированных аккумуляторов можно рекомендовать с учетом запаса коэффициенты пересчета емкости аккумуляторов СК или СН.

## **7. ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ КОММУТАЦИОННЫМИ АППАРАТАМИ**

### **Виды управления**

Включение и отключение высоковольтного выключателя осуществляется его приводом.

Ручное управление может осуществляться либо непосредственно на месте установки путем физического воздействия оператора на привод, либо с помощью командоаппарата с местного щита, либо из ячейки КРУ через электрическую схему, так же как с удаленного пункта управления (ЦЩУ, БЩУ). Автоматическое управление осуществляют устройства релейной защиты, станционной автоматики.

Управление выключателями может осуществляться с разных щитов станции или подстанции, а также с диспетчерских пунктов. При этом совмещаются принципы централизованного и децентрализованного управления, что обеспечивает высокую оперативность управления, надежность и экономичность. Наиболее ответственные объекты имеют дублированное управление.

Существенное различие имеют способы управления со щитов электростанций и подстанций и со щита энергосистемы. При расстояниях, измеряемых десятками метров, возможна непосредственная электрическая связь между командоаппаратом (ключом управления) и исполнительным органом или между сигнальным (измерительным) прибором и датчиком. В таком случае управление получило название дистанционного. При расстояниях, измеряемых десятками и сотнями километров (управление с ДП), передача команды, сигнала, результа-

тов измерения осуществляется средствами телемеханики, т. е. преобразованием команды, сигнала, результатов измерения в соответствующий импульс на передающем конце и последующим преобразованием его в удобную величину на приемном конце. При этом управление называется телемеханическим.

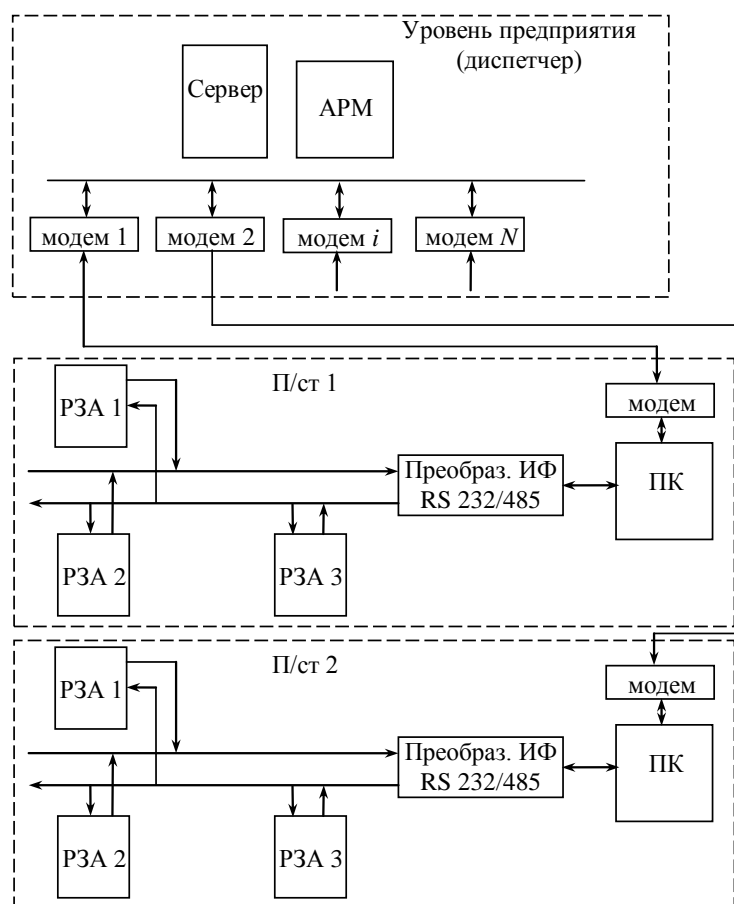


Рис. 7.1. Иерархическая МП-система управления подстанциями

использовании на подстанции микропроцессорных устройств РЗА, центральная сигнализация и телемеханика организовывается. При этом через локальную сеть и коммутируемые каналы связи (телефонная АТС, выделенный канал и т. д.). Вся информация собранная микропроцессорными устройствами РЗА поступает на шлюзовый компьютер, где она проходит первичную обработку (выделение приоритетных сигналов, создание базы данных и т. д.). После установления связи с компьютером диспетчера, установленным на расстоянии от сотен метров до десятков километров, сначала передается информация с высочайшим приоритетом (аварийные сигналы и срабатывания защит), а затем (с более низким приоритетами) кратковременные незначительные отклонения от нормы и текущие измерения. После полного опроса ПС, в автоматическом режиме компьютер диспетчера (верхнего уровня) перейдет к опросу следующей подстанции. Для выполнения любых оперативных действий (например, включить/отключить

выключатель), диспетчеру достаточно установить связь с требуемой ПС, и дать команду на выполнение конкретного действия. Все действия оператора, аварийные и текущие измерения и срабатывания защит заносятся в защищенную базу данных, которая доступна только для просмотра.

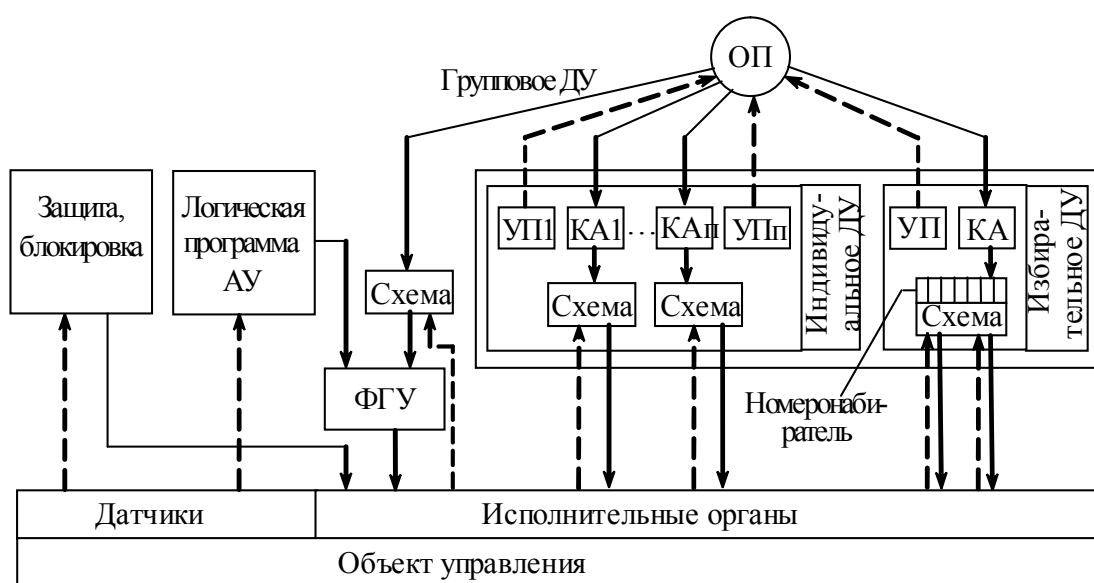


Рис. 7.2. Структурная схема дистанционного управления коммутационными аппаратами

Различают дистанционное управление коммутационными аппаратами трех разновидностей: индивидуальное, избирательное индивидуальное (или групповое) и функционально-групповое. При индивидуальном дистанционном управлении каждый объект (например, выключатель генератора) имеет отдельный ключ управления и указатель положения. При избирательном управлении на группу объектов устанавливается один общий ключ управления, один указатель положения и один номеронабиратель. Команда управления проводится в две стадии: сначала происходит выбор объекта при помощи номеронабирателя, а затем производится подача команды на выбранный объект (или одновременно на группу объектов, связанных между собой функционально) общим для группы ключом.

ским программам. В случае отказа или ненормальной работы ФГУ обеспечивается возможность управления каждой рабочей машиной, входящей в состав функциональной группы, с БЦУ по схеме индивидуального или избирательного управления.

Наибольшее применение получили малогабаритные переключатели серии МКВ. Их используют в схемах с действием через реле оперативных команд. Рукоятка имеет три положения: «включить» (поворот рукоятки на  $45^\circ$  по часовой стрелке), «отключить» (то же, но против часовой стрелки) и нейтральное положение, в которое ключ возвращается из положений «включить» и «отключить».

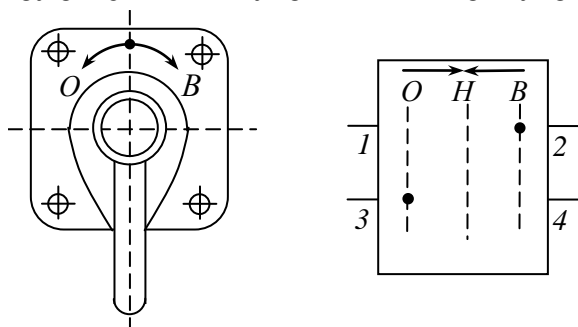


Рис. 7.3. Диаграмма ключа серии МКВ (ПМОВ)

Ключи управления имеют два типа контактов: а) оперативные для подачи команд (контакты 1 – 2, 3 – 4 на рис. 2.3), замыкаются только на время подачи команды и сигнальные, предназначенные для сигнализации положения выключателя.

### ***Дистанционное управление выключателями с электромагнитными приводами***

Силовыми элементами электромагнитного привода служат электромагниты с втягивающимися сердечниками: мощный электромагнит включающего устройства и маломощный электромагнит отключающего устройства. Для включения выключателя необходимо подать команду на электромагнит включения. Ввиду большой мощности последнего команда на включение подается косвенно – через промежуточный контактор, имеющий более мощные контакты. Процесс включения завершается срабатыванием удерживающего механизма, надежно запирающего выключатель во включенном положении.

Для отключения выключателя ключом серии ПМО на электромагнит отключения подают прямую команду. Электромагнит осво-

бождает удерживающее устройство, и выключатель отключается под действием отключающих пружин.

Схемы управления, использующие реле команд (включения КСС, отключения КСТ) и ключ управления серии МКВ, имеющий кроме нейтрального только два положения – «включить» и «отключить», позволяют снизить уровень сигнала, поступающего со щита управления в РУ, поскольку реле КСС и КСТ располагаются там.

Обмотки электромагнитов включения и отключения рассчитаны на кратковременное прохождение тока, необходимое для выполнения оперативной команды. Поэтому длительность оперативных команд должна быть ограничена автоматическими устройствами.

На рис. 7.4, а приведена схема управления выключателем с электромагнитным приводом ключом серии МКВ. Положение контактов указано для случая, когда выключатель отключен, а обмотки реле и контактора обесточены. Такое состояние условно считается нормальным и принято при изображении как первичных, так и вторичных схем.

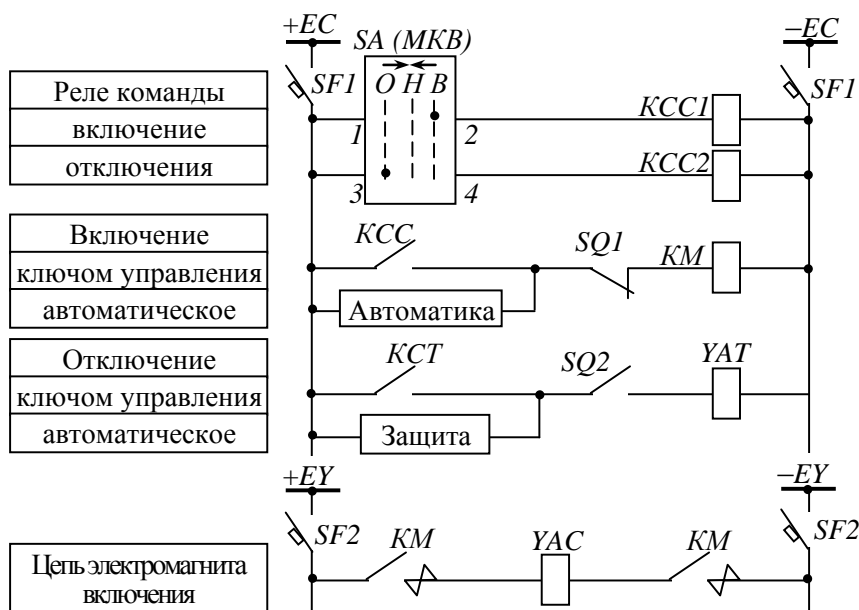


Рис. 7.4. Схема дистанционного управления выключателем с электромагнитным приводом

Кратковременность командного импульса обеспечивается с помощью вспомогательных контактов выключателя SQ, связанных механически с валом выключателя, а именно: размыкающего в цепи включения и замыкающего в цепи размыкают цепи управления после завершения соответствующей команды. Кроме того, достаточно мощ-



ные вспомогательные контакты, разрывающие цепи управления, освобождают от этого маломощные контакты реле и ключа управления.

Оперативные команды на включение и отключение подаются через реле команд *КСС* или *КСТ*. Включение выключателя осуществляется подачей команды посредством контактов *1 – 2* ключа управления *SA*. При этом срабатывает реле *КСС* и подается напряжение на промежуточный контактор *KM*. Команда на включение может быть подана и автоматическим устройством, выходные контакты которого включены параллельно контактам *1 – 2 SA*. Контактор замыкает цепь электромагнита включения *YAC*, который производит включение выключателя. В конце процесса включения вспомогательные контакты *SQ* разрывают цепь включения, а другие контакты *SQ*, замыкаясь, подготавливают цепь отключения.

При отключении оператором (с помощью оперативных контактов *3 – 4* ключа управления) срабатывает реле команды отключить *КСТ*. При замыкании контактов реле *КСТ* или под действием выходных контактов релейной защиты замыкается цепь электромагнита отключения *YAT*.

**Блокировка от многократного включения на короткое замыкание.** Подача затяжной команды включения на устойчивое короткое замыкание опасна для любого выключателя, так как при этом происходят многократные включения и отключения (под действием релейной защиты) тока *КЗ*. На такой тяжелый режим работы выключатели не рассчитаны. Для предотвращения этого опасного явления предусматривают специальную блокировку.

Наибольшее распространение получила электрическая блокировка. На рис. 7.5 приведена схема блокировки применительно к выключателю с электромагнитным приводом. Здесь предусмотрено промежуточное реле *KBS* с двумя обмотками – последовательной и параллельной. Реле имеет две пары контактов – размыкающие и замыкающие. При срабатывании релейной защиты, вызванном включением на *КЗ*, по электромагниту отключения *YAT* и последовательной обмотке *KBS* протекает ток. Срабатывая, реле размыкает цепь включения. Таким образом, после переключения вспомогательных контактов повторного включения выключателя не произойдет. Реле удерживается своей параллельной обмоткой в подтянутом положении до снятия команды на включение, после чего схема возвращается в исходное положение.

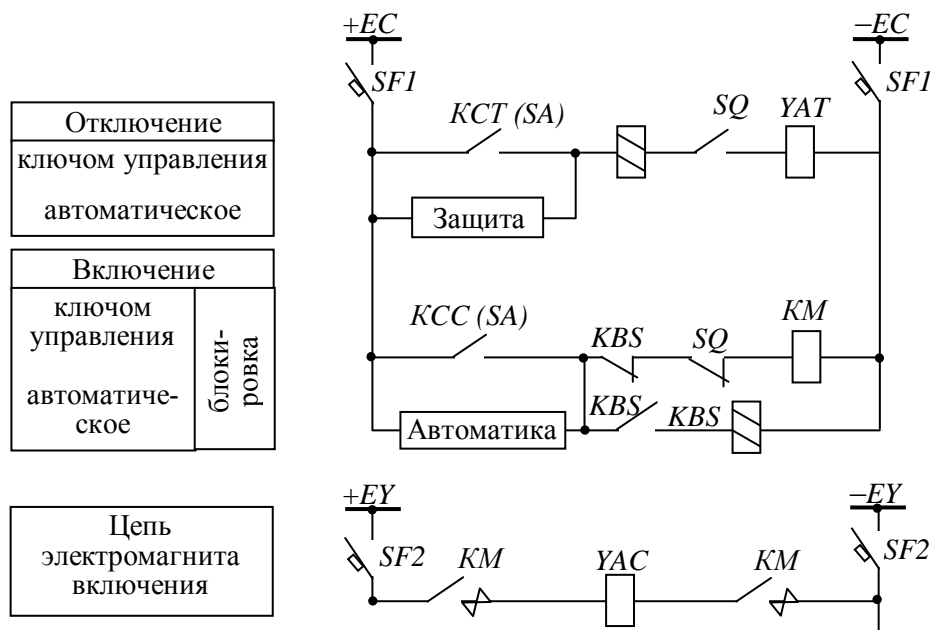


Рис 7.5. Схема электрической блокировки выключателя от многократного включения на КЗ

**Сигнализация положения выключателя.** Сигнализация положения выключателя должна быть разной при выполнении операции управления оператором и при воздействии автоматических устройств или самопроизвольном действии выключателя. В первом случае оператор нуждается лишь в световой сигнализации положения выключателя. При автоматических или самопроизвольных действиях выключателя также необходима световая сигнализация, а при отключениях – еще и звуковая, чтобы немедленно оповестить оператора об аварии.

Световая сигнализация нормального положения выключателя может, быть обеспечена или свечением зеленой лампы в отключенном положении и красной лампы во включенном положении, или положением светящейся рукоятки ключа управления: поперек линии мнемонической схемы при отключенном положении и вдоль линии при включенном положении. Для световой сигнализации аварийного изменения положения выключателя используют дополнительный отличительный признак – мигание ламп. В настоящее время применяется двухламповая схема сигнализации: красная лампа *HLR* – положение включено, зеленая *HLG* – отключено. Если положение выключателя не соответствует последней команде, которая фиксируется посредством реле *KQQ*, то соответствующая лампа сигнализации подключается к шинке мигающего света (+EP).

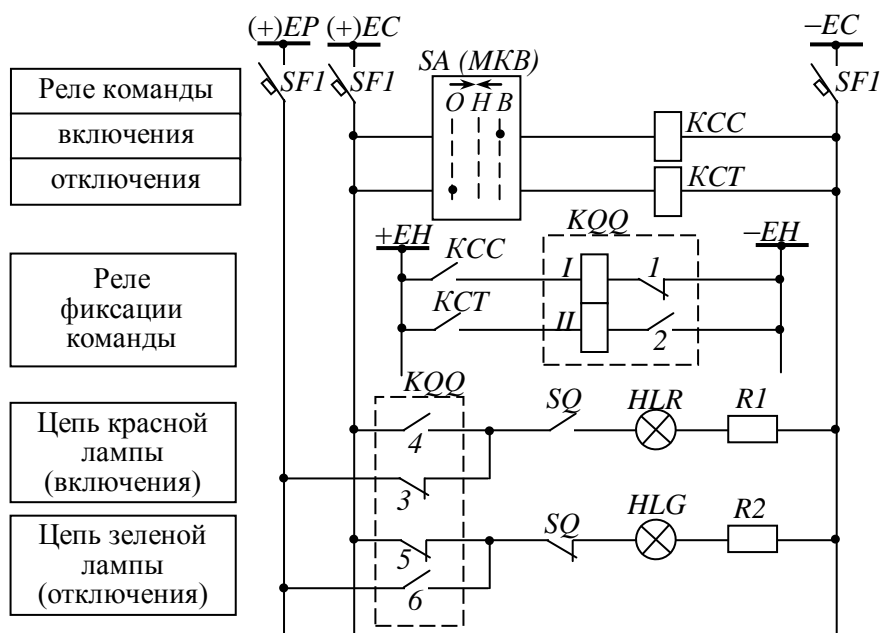
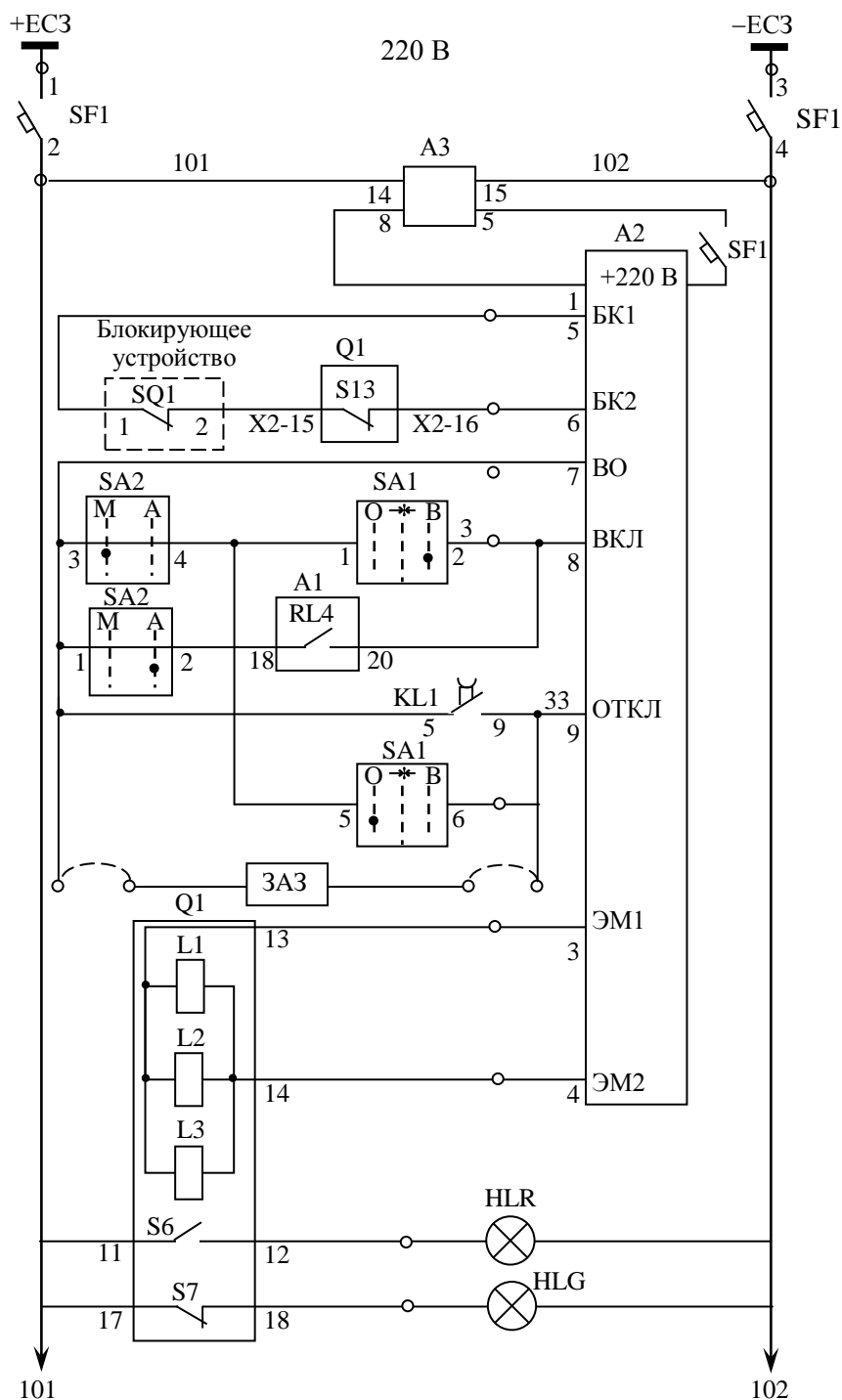


Рис. 7.6. Схема двухламповой сигнализации положения выключателя

**Контроль цепей управления.** Нарушение цепей дистанционного управления чревато отказом выключателя в действии при подаче очередной команды оператором или от автоматического устройства. Поэтому предусматривают постоянный световой или звуковой контроль исправного состояния цепей управления. При этом контролируется цепь последующей операции.

При световом контроле цепи управления и цепи двухламповой сигнализации положения выключателя объединяют, используя сигнальные лампы одновременно для контроля целостности оперативных цепей. Для этой цели цепи сигнальных ламп положения выключателя подключают через вспомогательные контакты выключателя и электромагниты управления. Таким образом, горение зеленой лампы означает, что выключатель отключен, а его цепь включения исправна. При включенном выключателе красная лампа аналогичным образом сигнализирует его положение и контролирует цепь отключения. Нарушение контролируемой цепи приводит к погасанию лампы.

В настоящее время широко внедряются новые типы высоковольтных выключателей (вакуумных и элегазовых). При этом схемы управления могут иметь существенные отличия, обусловленные особенностями конструкции выключателя.



Шинки управления и автоматический выключатель	
Блок питания ВР/TEL	
Цепь питания привода выключателя	
Блок-контакты положения выключателя и контакты	
Цепи включения	оперативное
	по локальной сети
Цепи отключения	от МТЗ токовой отсечки, АЧР и по локальной сети
	оперативное
	от дуговой защиты (резерв)
Электромагниты включения и отключения выключателя	
Индукция положения «включено»	
Индукция положения «отключено»	

Рис 7.7. Схема дистанционного управления вакуумного выключателя ВВ/TEL с магнитной защелкой:

A1 – блок релейной защиты; A2 – блок управления; A3 – блок питания; SA1 – ключ управления выключателя; SA1 – ключ переключения управления (оперативное, по локальной сети); L1, L2, L3 – электромагниты включения и отключения выключателя

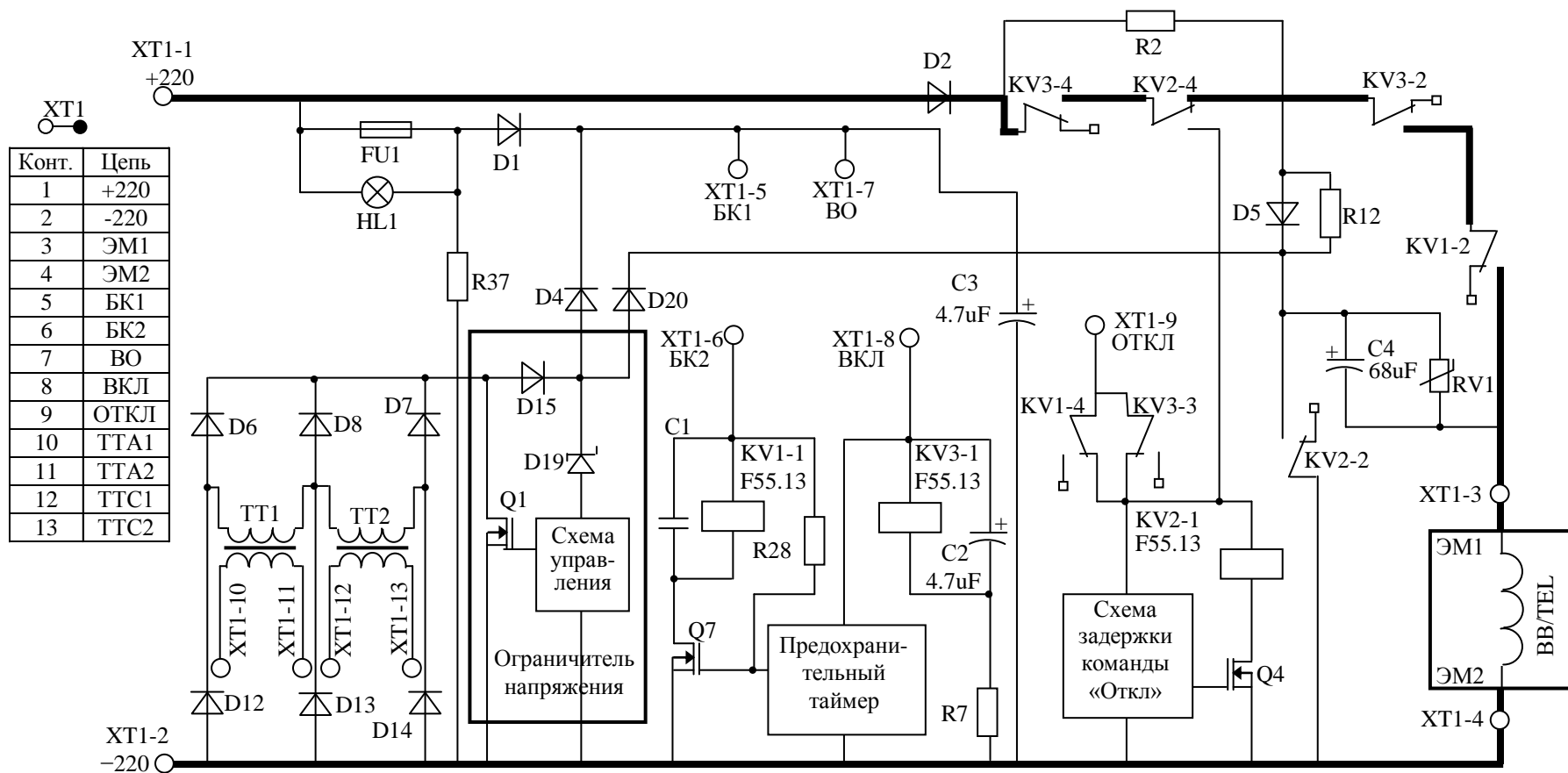


Рис. 7.8. Функциональная схема блока управления выключателя BU/TEL-220-05A

На рис. 7.7 приведена схема дистанционного управления вакуумным выключателем ВВ/TEL с магнитной защелкой. Особенностью данной конструкции выключателя является наличие магнитной защелки и общего электромагнита предназначенного для включения и отключения выключателя. При этом для отключения на электромагнит подается напряжение обратной полярности. По указанной причине в схеме применяется специальный блок управления А2. Ключ SA1 позволяет выполнять местное оперативное управление выключателем (включить, отключить). Переключатель SA2 предназначен для перевода местного управления на управление по локальной сети.

#### *Устройство и работа блока*

Включение вакуумного выключателя производится подключением обмоток его электромагнитного привода (цепи электромагнита) к цепи питания **Блока**. Включение выключателя блоком возможно только в случае замкнутого состояния датчика положения выключателя (блок-контакта) (контакт 5-“БК1” и контакт 6-“БК2”), что соответствует отключенному положению выключателя. Режим “Включение” начинается с момента замыкания цепи управления включением (контакта 7 – “ВО” и контакта 8 – “ВКЛ”), то есть подачи команды включения. Режим “Включение” можно условно разделить на 4 этапа.

#### *Первый этап – “Задержка включения”*

В результате подачи команды включения обмотка реле KV3 (см. рис. 7.8) оказывается подключенной к цепи питания **Блока**. Однако включения реле не происходит до тех пор, пока не зарядится конденсатор С2. Постоянная времени цепи заряда С2 выбрана примерно мс, что позволяет предотвратить ложные попытки включения вакуумного выключателя при кратковременном воздействии (менее 10 мс) на цепь управления включением. Первому этапу соответствует интервал времени  $t_1 - t_2$  на типовых диаграммах включения (см. рис. 7.9).

#### *Второй этап – “Включение вакуумного выключателя”*

Второй этап начинается с момента срабатывания реле KV3. В результате переключения контактов KV3-4, KV3-2 цепь электромагнита вакуумного выключателя подключается к цепи питания **Блока**. Включение выключателя происходит только если реле KV1 обесточена, а контактная группа KV1-2 препятствует подключению цепи электромагнита к цепи питания. Электрическая цепь, по которой протекает ток включения выключателя, выделена на рис. 2.8 жирной линией, а изменение тока электромагнита (IЭМ) во времени представлено на рис. 2.9. Второй этап за-

вершается в момент времени  $t_3$ , когда происходит замыкание главных контактов (ГК) вакуумного выключателя.

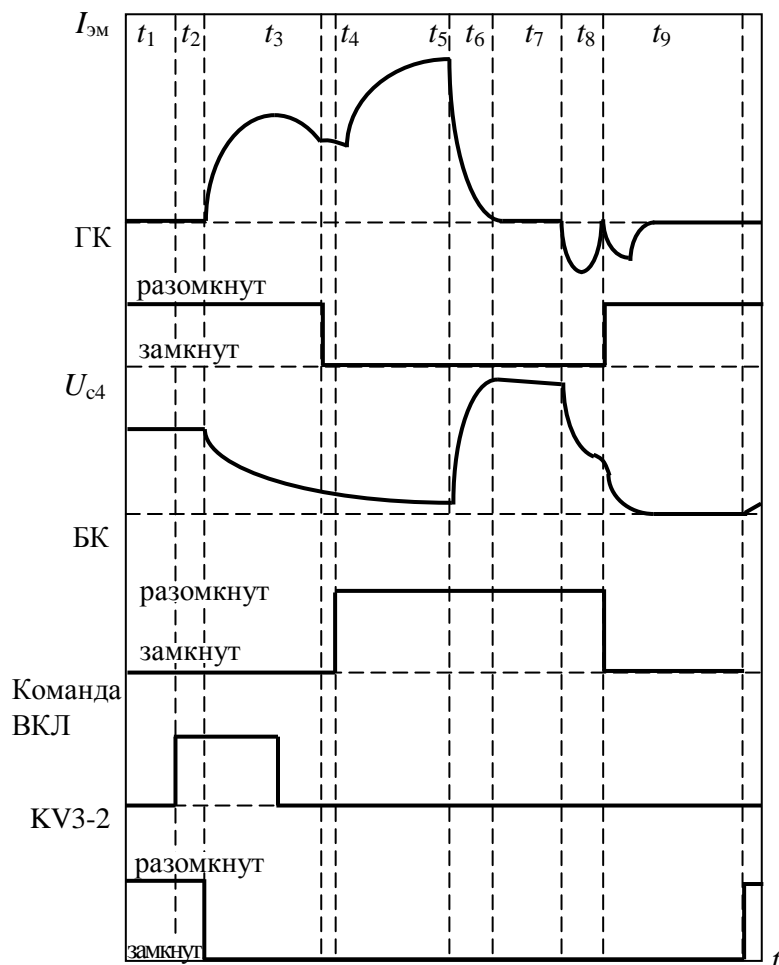


Рис 7.9. Типичные осциллограммы блока управления BU/TEL-220-05A в цикле В-О

### ***Третий этап – "Постановка на магнитную защелку"***

После замыкания главных контактов вакуумного выключателя необходимо еще некоторое время на "поджатие" контактной системы и преодоление усилия пружин отключения выключателя. Процесс поджатия заканчивается замыканием магнитной системы привода выключателя. Для надежной фиксации выключателя ("магнитной защелки"), обмотки электромагнитного привода остаются подключенными к цепи питания в течение определенного времени. За это время ("довключение") магнитная система привода выключателя приобретает остаточную магнитную индукцию необходимую для длительного удержания выключателя во включенном положении. Выдержка времени "довключения" производится с помощью конденсатора С1. В момент размыкается блок-контакт (БК) и обмотка реле KV1 отключается от цепи питания, но реле удерживается во включенном состоянии (40–60 мс) за счет энер-

гии, накопленной в конденсаторе С1. Если блок-контакт выключателя по какой-то причине останется в замкнутом положении, то КV1 отключится от предохранительного таймера. В этом случае общее время воздействия на цепь электромагнита от цепи питания **Блока** составляет 120–140 мс.

*Четвертый этап – "Гашение энергии электромагнита выключателя"*

Четвертый этап начинается в момент ( $t_5$ ) размыкания контактов КV1-2. Ток электромагнита начинает протекать по цепи: источник питания, разряженный в процессе включения конденсатор отключения С4, обмотка электромагнита. Запасенная в электромагните энергия преобразуется в энергию заряда конденсатора С4 и частично гасится в варисторе RV1. Через время менее 20 мс ( $t_5 - t_6$ ) процесс гашения заканчивается, а конденсатор отключения заряжается до 440 В, уровень напряжения определяется варистором RV1. Форма напряжения на конденсаторе С4 ( $U_{c4}$ ) показана на рис. 7.9.

Следует отметить, что для подготовки (взвода) предохранительного таймера требуется время 3 с (не более). Поэтому при попытке произвести включение ранее, чем через 3 с после снятия предыдущей команды включения, выключатель может не включиться или не довключиться. При недовключении выключатель не становится на магнитную защелку 3 и может самопроизвольно отключиться сразу или через некоторое время.

### ***Работа Блока в режиме "Отключение"***

Режим "Отключение" начинается с момента замыкания цепи управления отключением (контакта 7 – "ВО" и контакта 9 – "ОТКЛ"), то есть подачи команды отключения. Отключение вакуумного выключателя производится подключением конденсатора отключения к цепи электромагнита (с помощью контактов КV2-2). При этом напряжение к цепи электромагнита прикладывается в обратной полярности по отношению к включающему напряжению. Отключение выключателя возможно при любом состоянии блок-контакта.

Отключение происходит не сразу после подачи команды отключения, а спустя некоторое время задержки. Необходимость задержки отключения вызвана конструктивными особенностями выключателя и используемым способом конденсаторного отключения. Выключатель не позволяет произвести отключение от источника ограниченной энергии (примерно 1 Дж) сразу же после включения. По окончании процесса включения в магнитопроводе привода вакуумного выключателя продолжают циркулировать вихревые токи, препятствующие отключению. Поэтому задержка отключения необходима для выполнения цикла В-О,



иначе выключатель не отключится. Время задержки выбирается с учетом характера затухания вихревых токов. Задержка отключения так же способствует увеличению коммутационного ресурса выключателя при отключении токов короткого замыкания. Это обусловлено уменьшением апериодической составляющей тока короткого замыкания за время задержки отключения. Пока команда отключения подана, контакты KV2-4 блокируют возможность процедуры включения.

### ***Работа Блока в режиме "Отключение от токовых цепей"***

Отключение выключателя от токовых цепей при отсутствии напряжения питания возможно при протекании через токовые цепи тока более 3 А. Трансформаторы ТТ1 и (или) ТТ2 обеспечивают заряд конденсатора С4 до уровня, необходимого для отключения выключателя. В качестве порогового элемента служит реле KV2 (при условии, что команда отключения подана). Как только напряжение на конденсаторе С3 достигнет уровня включения реле KV2, контакты KV2-2 замыкаются и конденсатор С4 разряжается через цепь электромагнита, производя отключение вакуумного выключателя.

Если команда отключения не подана и через ТТ1 (ТТ2) протекает ток более 3 А, схема ограничения поддерживает на конденсаторах С3, С4 напряжение 250 В.

### ***Работа Блока в режиме "Блокировка от повторных включений"***

**Блок** запрещает повторное включение после отключения вакуумного выключателя, если команда включения остается поданной. Блокировка производится с помощью реле KV2. Если команда включения остается поданной, то при последующем отключении выключателя контакт KV2-4 подключает обмотку реле KV2 к цепи питания через контакты KV3-4. **Блок** останется в режиме блокировки до тех пор, пока команда включения не будет снята на 1,5 с (не менее).

## **8. РЕЖИМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

### **8.1. Режимы работы нейтрали в трехфазных сетях**

В зависимости от режима нейтрали электрические сети разделяют на следующие группы:

- 1) сети с изолированной (незаземленной) нейтралью;
- 2) сети с резонансно-заземленными нейтралями;
- 3) сети с резистивно-заземленными нейтралями;
- 4) сети с эффективно-заземленными нейтралями;
- 5) сети с глухо-заземленными нейтралями.

К сетям с эффективно-заземленными нейтралями относятся, в соответствии с рекомендациями Международного электротехнического комитета (МЭК) относятся сети высокого и сверхвысокого напряжения, нейтрали которых соединяются непосредственно или через небольшое сопротивление с землей. В республике Беларусь к сетям с эффективно-заземленной нейтралью относятся сети напряжением 110 кВ и выше. В эффективно-заземленных сетях коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. Коэффициент замыкания на землю представляет отношение наибольшего напряжения в неповрежденной фазе при замыкании на землю, к номинальному фазному напряжению. При замыкании на землю напряжения неповрежденных фаз не превышают  $1,4U_{\phi}$ . В сетях 110 и 220 кВ в нейтраль трансформаторов подключают обычно заземлитель и параллельно ему ОПН с номинальным напряжением на ступень меньшим напряжения сети. В сетях 330 кВ и выше нейтраль заземляют обычно непосредственно. Для уменьшения токов короткого замыкания при однофазных коротких замыканиях до уровней не превышающих токи при трехфазных КЗ, в сетях 110 и 220 кВ применяют разземление нейтрали в отдельных точках сети, а в сетях 330 кВ и выше находят применение специальные реакторы нулевой последовательности.

Трехфазные сети низкого напряжения (380 В) выполняются с глухо-заземленной нейтралью. При этом нейтраль присоединяется к земле непосредственно или через малое сопротивление (например, через трансформаторы тока).

Сети среднего напряжения (3-35 кВ), в зависимости от конкретных условий, могут выполняться с изолированной нейтралью (1), или с резонансно-заземленной нейтралью (2), или с резистивно-заземленной нейтралью (3).

## 8.2. Сети с изолированной нейтралью

В незаземленных сетях провода трехфазной системы соединены с землей только через емкости и проводимости изоляции распределенные по длине линий. Схема замещения сети с изолированной нейтралью представлена на рис. 3.1. В схеме емкости и активные проводимости фаз на землю представлены условно сосредоточенными параметрами.

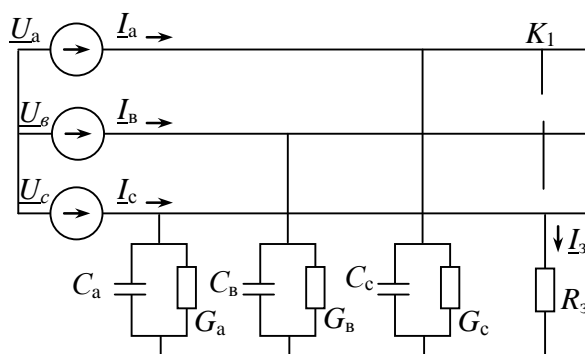


Рис. 8.1. Схема замещения сети с изолированной нейтралью

В кабельных сетях емкости фаз на землю могут быть примерно одинаковыми и при этом напряжение в нейтрали сети близко к нулю. В сетях с преобладанием воздушных линий емкости  $C_A$ ,  $C_B$ ,  $C_C$  неодинаковы, и напряжение в нейтрали сети не равно нулю.

Пренебрегая активными проводимостями фаз на землю, можно определить напряжение нейтрали при нормальном режиме работы сети. Смещение нейтрали обусловленное асимметрией емкостей фаз на землю.

$$\underline{U}_N = \frac{\underline{U}_A \omega C_A + \underline{U}_B \omega C_B + \underline{U}_C \omega C_C}{\omega(C_A + C_B + C_C)} = \underline{U}_\phi \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C}, \quad (8.1)$$

где  $\underline{U}_A = \underline{U}_\phi$ ;  $\underline{U}_B = a^2 \underline{U}_\phi$ ;  $\underline{U}_C = a \underline{U}_\phi$ ;

$a$  – фазный множитель ( $a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$ ,  $a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$ ).

Коэффициент емкостной асимметрии:

$$\alpha = \frac{C_A + a C_B + a^2 C_C}{C_A + C_B + C_C}. \quad (8.2)$$

Степень несимметрии напряжений (%) определяется по формуле:

$$u_{nc} = \frac{U_{nc}}{U_\phi} \times 100\%. \quad (8.3)$$

Отношение суммарных активных и реактивных проводимостей сети, называется коэффициентом успокоения

$$d = \frac{3G}{\omega(C_A + C_B + C_C)}. \quad (8.4)$$

Емкостная асимметрия воздушных сетей находится в пределах  $\alpha = 0,5 - 2 \%$ , а коэффициент успокоения  $d = 2 - 6 \%$ .

В кабельных сетях коэффициент  $\alpha = 0$ , а коэффициент  $d = 2 - 4 \%$ .

Замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью.

При однофазном замыкании на землю напряжение нейтрали определяется основным сопротивлением  $R_3$  в месте повреждения. Пренебрегая активным сопротивлением элементов системы, и принимая  $C_A = C_B = C_C = C$  и  $G = 0$ , напряжение нейтрали в установившемся режиме определяется выражением:

$$\underline{U}_N = \frac{1/R_3}{1/R_3 + j3\omega C} = \underline{U}_\phi \frac{1}{1 + j3\omega C}. \quad (8.5)$$

Векторная диаграмма емкостных токов и напряжений при замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью приведена на рис. 8.2.

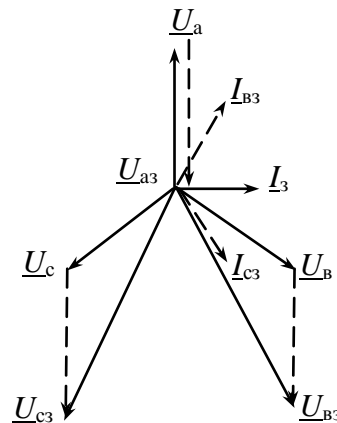


Рис. 8.2. Векторная диаграмма напряжений и токов в сети с изолированной нейтралью

Распределение емкостных токов при замыкании на землю фазы А, для сети с незаземленной нейтралью приведено на рис. 8.3.

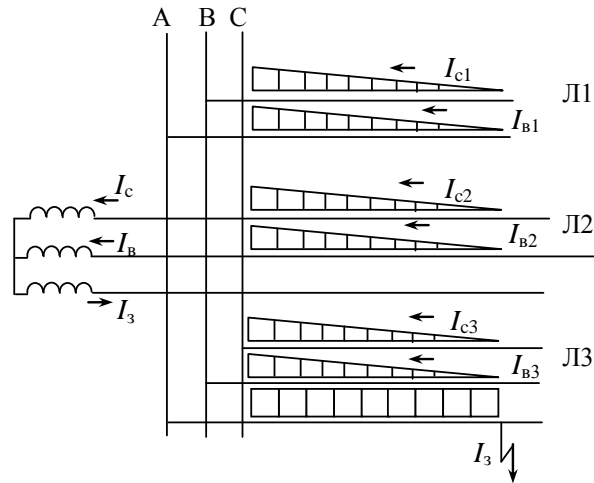


Рис. 8.3. Распределение емкостных токов при замыкании на землю в сети с незаземленной нейтралью

### Токи замыкания на землю

Емкости линий равномерно распределены по длине. Поэтому емкостные токи имеют максимальные значения в начале линий у шин подстанции и уменьшаются до нуля в конце линий. При  $R_3 = 0$  емкостные токи в неповрежденных фазах в начале  $i$ -й линии равны:

$$I_{B_i} = I_{C_i} = \sqrt{3}U_{\phi}\omega C_{0i}l_i, \quad (8.6)$$

где  $C_{0i}$  – удельная емкость фазы на землю.

Ток замыкания на землю равен сумме емкостных токов всех линий:

$$I_3 = 3U_{\phi}\omega \sum_{i=1}^n (C_{0i}l_i), \quad (8.7)$$

где  $3 \sum_{i=1}^n (C_{0i}l_i) = 3C$  – емкость сети на землю.

Ток замыкания на землю может быть определен по приближенному выражению:

$$I_3 = \frac{UL}{a}, \quad (8.8)$$

где  $U$  – линейное напряжение сети, кВ;

$L$  – суммарная длина линий, км;

коэффициент  $a = 350 \text{ кВ} \cdot \text{км}/\text{А}$  – для воздушных линий,

$a = 10 \text{ кВ} \cdot \text{км}/\text{А}$  – для кабельных линий.

Очевидно, ток замыкания на землю относительно невелик и определяется эквивалентной емкостью сети на землю.

В сетях с изолированной нейтралью, при наличии замыкания на землю, допускается работа поврежденного участка в течение нескольких часов, необходимых для отыскания места повреждения. Это повышает надежность электроснабжения.

Протекание тока замыкания на землю вызывает значительное тепловыделение в месте замыкания ( $R_3$ ), что может привести к переходу замыкания на землю в междуфазное КЗ.

На основании опыта эксплуатации сетей с изолированной нейтралью установлены допустимые значения емкостных токов замыкания на землю.

Для воздушных сетей напряжением до 35 кВ допустимый ток замыкания на землю составляет 10 А. При этом полагают, что дуга в месте замыкания гаснет без повторных зажигания и сопровождающих их перенапряжений.

В кабельных сетях 6 и 10 кВ замыкание жилы на оболочку может происходить как через дугу, так и без дуги. Разогрев изоляции в месте замыкания может вызвать междуфазное короткое замыкание. Допустимый ток замыкания для сети 6 кВ составляет 30 А, а для сети 10 кВ – 20 А. Повторные зажигания дуги в месте замыкания приводят к опасным перенапряжениям в сети с изолированной нейтралью. Обычно уровни дуговых перенапряжений возрастают при уменьшении емкости сети (уменьшении тока замыкания на землю).

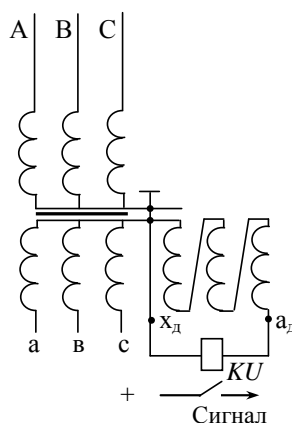


Рис. 8.4. Схема неселективной сигнализации замыканий на землю

В сети с изолированной нейтралью предусматривается неселективная сигнализация замыканий на землю с помощью дополнительной обмотки трансформатора напряжения (НТМИ, 3×ЗНОМ, НАМИ). Дополнительная вторичная обмотка трансформатора напряжения, соединенная в разомкнутый треугольник, выполняет суммирование фазных напряжений. В нормальном режиме напряжение на выводах вторичной обмотки равно нулю, а при замыкании на землю напряжение на выводах

$a_d$  и  $x_d$  появляется напряжение 100 В. В результате срабатывает реле КУ и сигнализирует о появлении замыкания на землю.

При большом количестве присоединений в РУ предусматривается обычно селективная сигнализация или релейная защита от замыканий на землю с помощью трансформаторов тока нулевой последовательности (ТЗЛ, ТЗР), устанавливаемых в начале кабельных линий.

### 8.3. Сети с компенсированной нейтралью

Как показывает опыт эксплуатации сети 6-35 кВ, основное число повреждений в них составляют повреждения изоляции одной фазы относительно земли. Предотвращение развития таких повреждений в междофазные короткие замыкания может быть достигнуто компенсацией емкостных токов замыкания на землю индуктивными токами дугогасящего реактора. Компенсация емкостного тока замыкания на землю применяется для уменьшения тока замыкания на землю, снижения скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения заземляющей дуги, уменьшения перенапряжений при повторных зажигания дуги и создания условий для нее самопогасания.

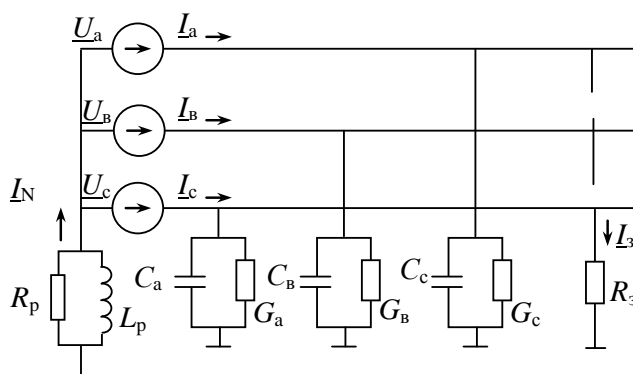


Рис. 8.5. Схема замещения в сети с компенсированной нейтралью

$R_3$  – переходное сопротивление в месте замыкания на землю.

Емкостный ток  $I_c$  (А) замыкания на землю определяется по формуле

$$I_c = 3\omega C_\phi U_\phi \cdot 10^{-6}, \quad (8.9)$$

где  $\omega$  – угловая частота напряжения,  $\left(\frac{1}{c}\right)$ ;

$C_\phi$  – емкость фазы сети, (мкФ);

$U_\phi$  – фазное напряжение, (В).

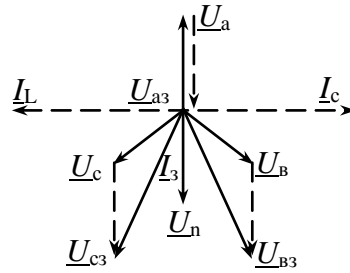


Рис.8.6. Векторная диаграмма напряжений и токов в сети с компенсированной нейтралью

Ток  $I_k$  (А) компенсации дугогасящего реактора без учета влияния сопротивления заземляющего трансформатора определяется по формуле

$$I_k = \frac{U_\phi}{\omega L_p}, \quad (8.10)$$

где  $L_p$  – индуктивность реактора, (Гн).

Степень расстройки компенсации  $\nu$  определяется по формуле

$$\nu = \frac{I_c - I_k}{I_c} = 1 - K. \quad (8.11)$$

Напряжение смещения нейтрали в сети с подключенным дугогасящим реактором при резонансной настройке реактора определяется по формуле

$$U_N = \frac{U_{нс}}{\nu - jd}, \quad (8.12)$$

где  $d = \frac{I_a}{I_c}$  – коэффициент успокоения сети, равный отношению активной составляющей тока замыкания на землю к полному емкостному току сети.

Для воздушных сетей с нормальным состоянием изоляции коэффициент  $d = (2 - 6) \%$ .

При загрязнении и увлажнении коэффициент  $d$  может увеличиваться до 10 %. Для кабельных сетей  $d = (2 - 4) \%$ .

**Модуль вектора напряжения смещения нейтрали равен**

$$U_0 = \frac{U_{нс}}{\sqrt{\nu^2 + d^2}}. \quad (8.13)$$

Компенсацию емкостного тока замыкания на землю рекомендует применять при следующих значениях этого тока сети в нормальных режимах ее работы:



– в воздушных сетях 6-20 кВ на железобетонных или металлических опорах и во всех сетях 35 кВ – при токе более 10 А;

– в воздушных сетях, не имеющих железобетонных или металлических опор:

при напряжении 6 кВ – при токе более 30 А;

при напряжении 10 кВ – более 20 А;

при напряжении 15-20 кВ – более 15 А.

Компенсацию допускается применять также в воздушных сетях 6-10 кВ при емкостном токе менее 10 А.

Для компенсации емкостного тока замыкания на землю должны применяться дугогасящие заземляющие реакторы с плавным или ступенчатым регулированием индуктивности.

В электрических сетях, где в процессе эксплуатации емкостный ток замыкания на землю изменяется не более чем на  $\pm 10\%$ , рекомендуется применять дугогасящие реакторы со ступенчатым регулированием индуктивности.

Дугогасящие реакторы должны быть настроены на ток компенсации, как правило, равный емкостному току замыкания на землю (резонансная настройка). Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой индуктивная составляющая тока замыкания на землю не превышает 5 А, а степень расстройки – 5 %.

Типы дугогасящих реакторов:

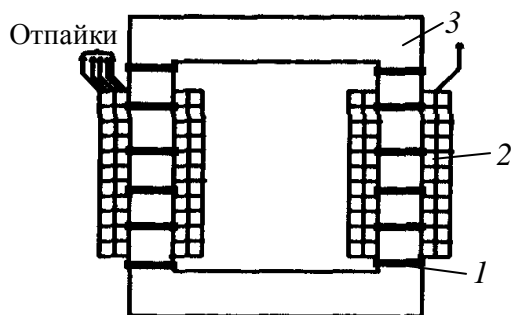
– с воздушным зазором и отпайками (ЗРОМ, GEUF, РЗДСОМ);

– регулируемым воздушным зазором (РДМР, РЗДПОМ, РДМР, ZТС);

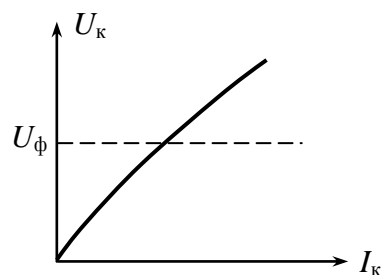
– дугогасящие реакторы с подмагничиванием (РУОМ).

В последнее время находят все большее применение для компенсации емкостного тока дугогасящие устройства типа ТАДТМ-30/10, из трехфазного двухобмоточного пятистержневого трансформатора и однофазного реактора, размещенных в одном баке.

Для подключения дугогасящих реакторов применяются также специальные нейтраллеры типа ФМЗО (без вторичной обмотки), которые имеют одну первичную обмотку соединенную в зигзаг.



а)



б)

Рис.8. 7. Дугогасящий реактор с распределенным воздушным зазором и отпайками: а) – конструктивная схема реактора; б) – вольт-амперная характеристика

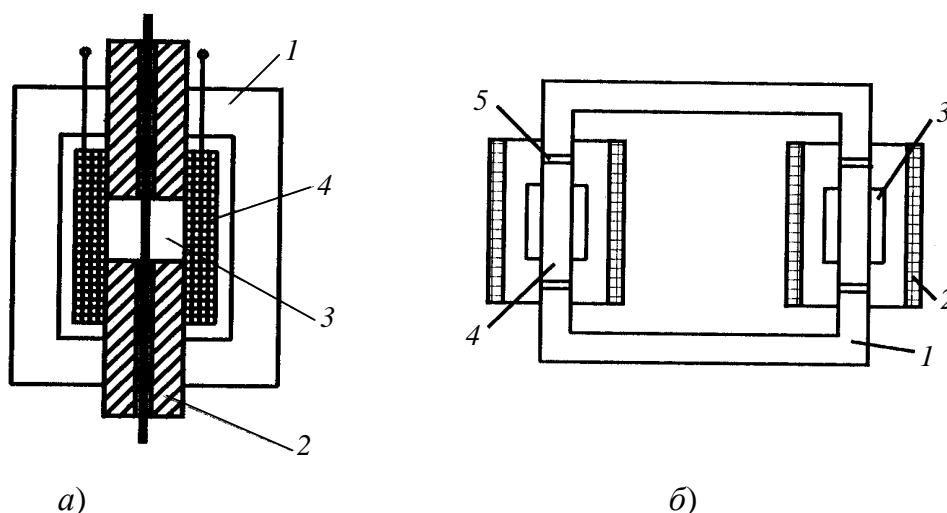


Рис.8.8. Дугогасящие реакторы с плавным регулированием: а) – реактор плунжерного типа; б) – реактор с подмагничиванием

### **Выбор мощности дугогасящих реакторов и трансформаторов для их подключения**

Мощность дугогасящих реакторов выбирается по значению емкостного тока сети, с учетом перспектив ее развития.

При отсутствии данных о развитии сети мощность реакторов следует определять по значению емкостного тока сети, увеличенному на 25 %.

Определение емкостного тока сети для выбора мощности дугогасящих реакторов можно производить путем расчетов по методике, данной в приложениях.

Расчетная мощность реакторов  $Q$  определяется по формуле:

$$Q = \frac{I_c U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}}, \text{ (кВ} \cdot \text{А)} \quad (8.14)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, (кВ);

$I_c$  – емкостный ток замыкания на землю, (А).

При применении в сети дугогасящих реакторов со ступенчатым регулированием тока количество и мощность реакторов следует выбирать с учетом возможных изменений емкостного тока сети с тем, чтобы ступени регулирования тока позволяли устанавливать настройку, близкую к резонансной при всех возможных схемах сети.

При емкостном токе замыкания на землю более 50 А рекомендуется применять не менее двух реакторов.

Для подключения реакторов должны использоваться силовые трансформаторы со схемой соединения обмоток "звезда с выведенной нейтралью – треугольник".

В сетях 35 кВ для этой цели могут использоваться трехобмоточные трансформаторы 110/35/10(6) кВ с обмоткой 10(6) кВ, соединенной в треугольник.

В сетях 6-10 кВ могут использоваться ненагруженные трансформаторы или трансформаторы собственных нужд (ТСН) с обмоткой 0,4 (0,23) кВ, соединенной в треугольник. В этом случае ТСН должны быть проверены по длительно допустимой нагрузке.

Допустимая нагрузка  $I_{\text{доп}}$  (А) трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{1,1I_{\text{ном}}^2 - \frac{I_{\text{к}}^2}{3}}, \quad (8.15)$$

где  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток трансформатора, (А);

$I_{\text{к}}$  – ток компенсации подключенного к нейтрали трансформатора реактора, (А).

При отсутствии необходимости питания нагрузок от низкой стороны заземляющих трансформаторов предпочтительнее использовать для подключения реакторов нейтраллеры типа ФМЗО, так как они обладают по сравнению с трансформаторами одинаковой мощности улучшенными массогабаритными показателями и меньшими потерями холостого хода.

#### **8.4. Сети с резистивным заземлением нейтрали**

В сетях 6-35 кВ, работающих в режиме изолированной или резонансно-заземленной нейтрали, внутренние перенапряжения являются причиной значительного числа аварий. Наиболее частым видом опасных перенапряжений являются перенапряжения при дуговых замыканиях (ОДЗ), возникающие в случае однофазных замыканий на землю (ОЗЗ). Их доля среди всех видов аварий значительна (до 80 %). Такие перенапряжения часто существуют в виде переходных процессов при перемежающейся дуге и опасны для электроустановок высокими кратностями перенапряжений  $U_{\text{пер}} = 3 - 3,5U_{\text{ф}}$  своей продолжительностью и шириной охвата сети, электрически связанной с местом повреждения.

Значительную долю нарушений составляют повреждения вследствие феррорезонансных перенапряжений. Наиболее часто отмечаются

выходы из строя измерительных трансформаторов напряжения при длительных перемежающихся дуговых замыканиях на землю.

Все применяемые способы ограничения перенапряжений основаны на использовании методов и средств, способствующих стеканию зарядов на землю, появляющихся в трехфазной сети, например, при дуговых замыканиях на землю и приводящих к появлению напряжения смещения нейтрали.

Уровни срабатывания, которых удается приблизить к величинам допустимых кратностей кратковременных перенапряжений, недостаточно. Такие уровни ограничения позволяют снизить коммутационные, но не устраняют феррорезонансные и дуговые перенапряжения.

В настоящее время распределительные сети 6-35 кВ достаточно резервированы и подготовлены как к более полной автоматизации, так и к переходу к работе с резистивно-заземленными нейтралью.

В этом случае снижение дуговых перенапряжений достигается заземлением нейтрали сети через активное сопротивление. В зависимости от конструктивного исполнения и величины сопротивления различают низкоомное и высокоомное заземление нейтрали.

В первом варианте резистор рассчитывается на ограниченную мощность, что допускает протекание токов ОЗЗ в течение короткого времени, не более 1-10 сек. За это время должно быть обеспечено срабатывание специальной селективной защиты, отключающей поврежденный фидер.

Во втором варианте резистор функционирует в длительном режиме до устранения аварии. Это позволяет демпфировать перенапряжения в течение времени существования ОЗЗ и обеспечить непрерывность электроснабжения.

Выбор схемы подключения и величины резистора является оптимизационной задачей. Вариант использования резистора, находящегося под действием напряжения только в течение времени, достаточного для аварийного отключения присоединения, имеет ряд ограничений:

- любая несимметрия, даже в пределах, допускаемых ГОСТ, будет приводить в нормальном режиме к длительному выделению мощности на резисторе;
- принудительное отключение потребителя через 3-10 с является крайне нежелательным для ряда объектов, требующих высокой надежности электроснабжения;
- заземление нейтрали, увеличивающее ток замыкания с использованием резистора 100-200 Ом увеличивает вероятность расплавления стали статора даже при быстродействующем отключении повреждений;

– выделение в резисторе в нормальном или аварийном режиме энергии, превышающей допустимую, приводит к срабатыванию собственной защиты резистора и его отключению.

Вариант подключения резистора величиной несколько кОм (1-3 кОм) предполагает постоянное присоединение резистора к нейтрали, что исключает вышеуказанные недостатки.

Параметры резистора рассчитываются по условию ограничения перенапряжений до заданной величины (обычно до уровня испытательного для вращающихся машин), ток замыкания на землю при этом практически не меняется. Резистор изготавливается на базе композиционного материала и рассчитан на время воздействия наибольшего фазного напряжения не менее 6 часов, что позволяет обходиться без устройств автоматики и защиты для его отключения.

Возможный вариант подключения резисторов в сетях 6-35 кВ приведен на рис. 3.9. В сетях 6-10 кВ генераторного напряжения и собственных нужд электростанций наиболее приемлемы варианты подключения резисторов к нейтралю трансформаторов собственных нужд или специальных фильтров нулевой последовательности типа ФМЗО. При этом мощность устройств определяется необходимостью длительной работы в режиме однофазного замыкания и обеспечения апериодического процесса разряда емкости фаз.

Сравнительно низкая стоимость высокоомных резисторов (1-2 кОм), включаемых в нейтрали трансформаторов малой мощности либо специальных фильтров нулевой последовательности (нейтраллеров) типа ФМЗО, ставят это мероприятие вне конкуренции с иными способами ограничения перенапряжений.

В настоящее время разработаны и серийно выпускаются резисторы типа РЗ для заземления нейтрали сетей 6-35 кВ. Резистор данного типа рассчитан на время воздействия наибольшего фазного напряжения до 6 часов, что позволяет обходиться без автоматики и защит для его отключения.

Резистор состоит из отдельных элементов, каждый из которых представляет собой резистивную пластину или несколько пластин, помещенных в кожух с диэлектрической теплопроводной прокладкой между кожухом и пластиной. Элементы соединяют последовательно, ориентируют вертикально и закрепляют на раме. Величина зазора определяется уровнем допустимого пробивного напряжения и теплоотводом.

Пластины изолированы от металлического корпуса изолирующими прокладками. Металлический герметичный корпус снабжен устройством для выравнивания давления внутри тела резистивного элемента.

Конструктивное выполнение резистора в виде набора вертикально ориентированных отдельных пластин создает хороший теплоотвод от пластин в воздух за счет естественной конвекции. Это дает возможность стационарной работы резистора в неполнофазном режиме. В соответствии с правилами эксплуатации электроустановок неполнофазный режим может продолжаться до 6 часов без отключения потребителей и резистора.

Выполнение резистора из набора отдельных пластинчатых элементов дает возможность легко и быстро подобрать необходимое количество составляющих элементов для обеспечения нужного сопротивления и мощности в сетях от 6 до 35 кВ.

Полученные в результате эксплуатации данные показывают снижение повреждаемости электрооборудования на присоединениях секций шин с установленными резисторами, что подтверждает реальное ограничение кратности дуговых перенапряжений при подключении резистора. Ограничение кратности дуговых перенапряжений приводит к уменьшению числа перекрытий изоляции и снижению общего числа ОЗЗ, и, кроме того, снижение кратностей коммутационных перенапряжений на "здоровых" фазах в режиме ОЗЗ приводит также к уменьшению количества переходов ОЗЗ в двойные замыкания. Также в результате эксплуатации было выявлено, что введение высокоомного резистора в нейтраль повышает селективность определения аварийного фидера существующими вариантами защит. Это объясняется тем что протекание даже незначительного активного тока в аварийном присоединении позволяет демпфировать высокочастотные переходные процессы при однофазном замыкании, которые являются основной причиной неселективной работы существующих защит.

В таблице 8.1 приведены технические характеристики наиболее часто используемых типов резисторов.

**Таблица 8.1**

*Параметры резисторов для заземления нейтрали сети 6-10-35 кВ*

Тип резистора	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$R_{\text{ном}}$ , Ом
PЗ-1700-10-6	6	10	1700
PЗ-1000-40-10	10	40	1000
PЗ-1000-12-6	6	12	1000
PЗ-500-24-6	6	24	500
PЗ-1000-40-10	10	40	1000

P3-8000-51-35	35	51	8000
P3-4000-102-35	35	102	4000

На основании изложенного, разработаны рекомендации для снижения уровней возникающих перенапряжений при замыканиях на землю в сетях собственных нужд электростанций с применением резистивного заземления нейтрали.

Электрические сети 6-10 кВ, для которых не предусматривается компенсация емкостного тока замыкания на землю, могут эксплуатироваться в режимах высокоомного или низкоомного заземления нейтрали через резистор.

При высокоомном заземлении нейтрали величина сопротивления резистора должна выбираться из условия:

$$R = X_{c\Sigma} = \frac{U_{\phi.\text{ном.}}}{I_{c\Sigma}}, \text{ (Ом)} \quad (8.16)$$

где  $X_{c\Sigma}$  – суммарное емкостное сопротивление сети (Ом);

$U_{\phi.\text{ном}}$  – номинальное фазное напряжение сети (кВ);

$I_{c\Sigma}$  – суммарный емкостной ток замыкания на землю сети (А).

Допускается сочетание резонансного заземления нейтрали через дугогасящий реактор с заземлением через высокоомный резистор. Величина сопротивления резистора в этом случае должна выбираться из условия:

$$R = \frac{U_{\phi.\text{ном}}}{\Delta I_3}, \text{ (Ом)} \quad (8.17)$$

где  $\Delta I_3$  – разность между током дугогасящих реакторов и суммарным емкостным током замыкания на землю, А.

Мощность резистора при высокоомном заземлении нейтрали должна обеспечивать его длительную работу под напряжением, превышающим на (10-15) % номинальное фазное напряжение сети.

Для сетей 6 кВ собственных нужд электрических станций, для которых немедленное отключение присоединения с поврежденной изоляцией не приводит к аварийному отключению всей установки благодаря автоматическому включению резервного электрического и технологического оборудования, следует предусматривать низкоомное заземление нейтрали через резистор.

Величина сопротивления резистора при низкоомном заземлении нейтрали должна выбираться из условия обеспечения чувствительности простых токовых защит нулевой последовательности во всех режимах работы сети. Мощность резистора должна обеспечивать его термиче-

скую стойкость при работе под напряжением, превышающем на (10-15) % номинальное фазное напряжение сети в течение времени отключения замыкания на землю резервными защитами.

На всех присоединениях сети с низкоомным заземлением нейтрали должны быть установлены токовые защиты нулевой последовательности, отключающие без выдержки времени коммутационный аппарат в цепи присоединения с поврежденной фазной изоляцией.

Резервная общесекционная защита от замыканий на землю должна с выдержкой времени определяемой ступенью селективности отключать или рабочий и резервный вводы (питание секции), или коммутационный аппарат в цепи заземляющего трансформатора (перевод сети в режим изолированной нейтрали). Принципиальная схема включения оборудования и защит при низкоомном заземлении нейтрали представлена на рис. 8.9.

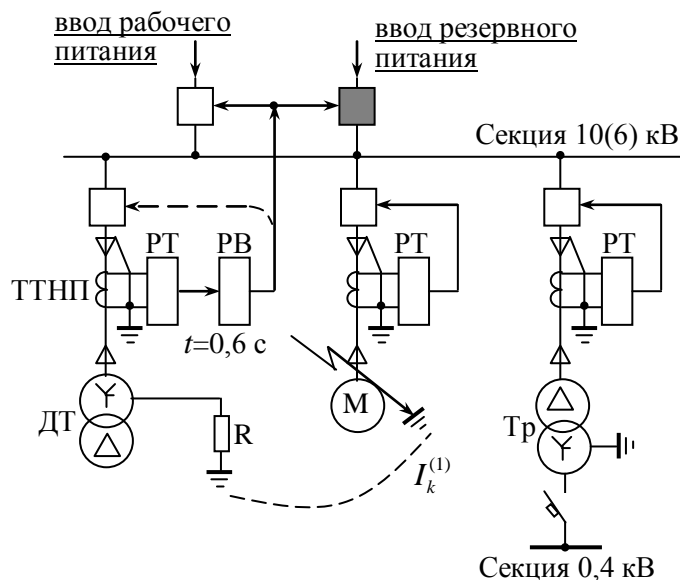


Рис.8.9. Принципиальная схема включения оборудования и защит при низкоомном заземлении нейтрали:

ДТ – дополнительный трансформатор типа ТСНЗ; Тр – трансформатор потребителя (собственных нужд); М – электродвигатель 6(10) кВ; ТТНП – трансформаторы тока нулевой последовательности; РТ – токовое реле типа РТЗ-51; РВ – реле времени типа РВ-01; R – заземляющий резистор



**Техническая характеристика оборудования шкафа заземления нейтрали ШЗН  
для низкоомного заземления нейтрали**

Параметр оборудования	Значение
Мощность заземляющего трансформатора ТСНЗ, кВА	63
Номинальное напряжение обмоток трансформатора ТСНЗ, кВ	6/0,4 или 10/0,4
Напряжение короткого замыкания трансформатора ТСНЗ, %	5,5
Схема соединения трансформатора ТСНЗ	Y/Δ
Сопротивление заземляющего резистора, Ом	100 или 150
Допустимый ток в течение 1,5 секунды, А	40
Допустимый ток в течение 1 часа, А	5

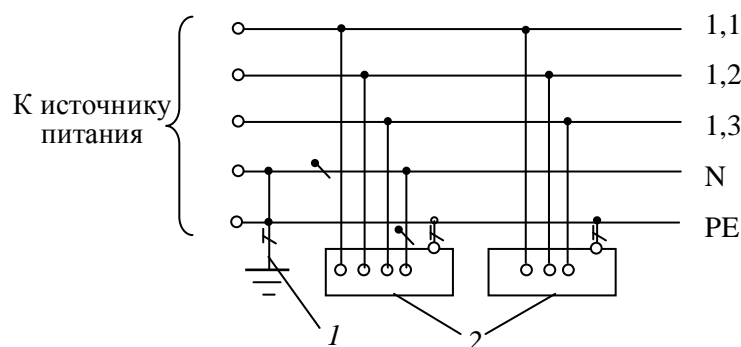
### 8.5. Трехфазные сети до 1000 В с глухозаземленной нейтралью

Распределительные сети 380/220 В с глухозаземленной нейтралью присоединяют к сетям более высокого напряжения через понижающие трансформаторы. Нейтраль обмотки низкого напряжения заземляют.

Для электроустановок 380/220В с глухозаземленной нейтралью приняты следующие обозначения:

система *TN* – система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника посредством нулевых защитных проводников;

система *TN-S* – система *TN*, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены на всем ее протяжении (рис. 8.10);



*Рис.8.10.* Система *TN—S* переменного тока. Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены:

*1* – заземлитель нейтрали источника переменного тока; *2* – открытые проводящие части; *S* – нулевой рабочий (*N*) и нулевой защитный (*PE*) проводники разделены

система  $TN-C$  – система  $TN$ , в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении (рис. 3.11);

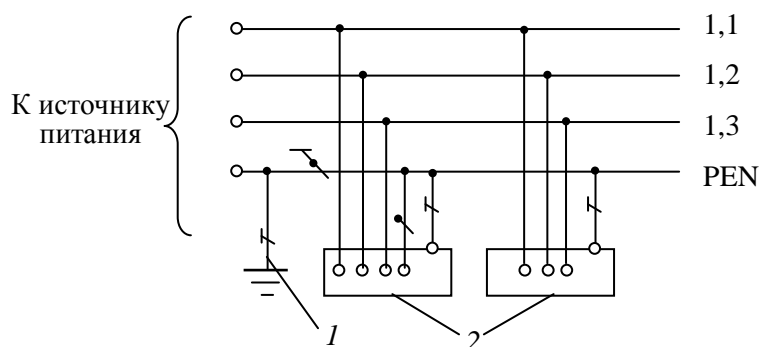


Рис. 8.11. Система  $TN-C$ . Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены:

1 – заземлитель нейтрали (средней точки) источника питания;  
2 – открытые проводящие части; С – нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении

система  $TN-C-S$  – система  $TN$ , в которой функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике в какой-то ее части, начиная от источника питания (рис. 3.12);

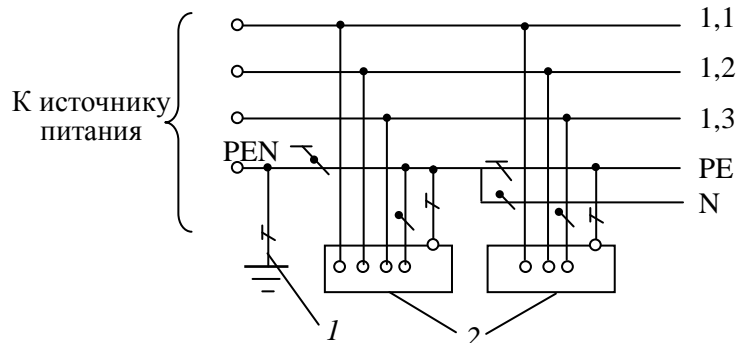


Рис.8.12. Система  $TN-C-S$  переменного тока

система  $TT$  – система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки заземлены при помощи заземляющего устройства, электрически независимого от глухозаземленной нейтрали источника.

Пяти и четырехпроводные сети с тремя фазными проводами позволяет присоединять к ней трехфазные электроприемники на линейное напряжение, а однофазные приемники на фазное напряжение. В пятипроводной системе предусматриваются отдельные провода рабочего (N) и защитного (PE) заземления. Нулевой провод (N) рабочего заземления позволяет обеспечивать нормированные значения фазных напряжений у

приемников при неодинаковой нагрузке фаз. Установка коммутационных аппаратов и предохранителей в нулевом проводе запрещена.

Для обеспечения надежного отключения поврежденных участков сети сопротивление цепи однофазного КЗ должно быть невелико. Поэтому желательно применение понижающих трансформаторов с соединением обмоток звезда/треугольник, сопротивление нулевой последовательности которых меньше.

Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике в части системы.

Трехфазные сети 380/220 В с глухозаземленной нейтралью обладают следующими свойствами:

а) при однофазных коротких замыканиях в такой сети обеспечивается быстрое и селективное отключение поврежденных участков сети с помощью автоматических выключателей или предохранителей;

б) при замыкании на корпус заземленные части приобретают некоторый потенциал. Безопасность прикосновения к заземленным предметам обеспечивается кратковременностью протекания тока;

в) при пробое изоляции трансформатора с обмотки высокого напряжения на обмотку низкого напряжения исключается появление опасных напряжений во вторичных цепях, т. к. обмотка низкого напряжения заземлена.

## **9. УСТРОЙСТВО И РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА**

### **9.1. Классификация заземляющих устройств и основные определения**

**Рабочие заземления.** Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов, генераторов, дугогасительных катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки.

**Защитные заземления.** Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

**Грозозащитное заземление.** Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью ограничи-

телей перенапряжений (ОПН), разрядников, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным.

Заземление обязательно во всех электроустановках переменного тока при напряжениях 380/220 В и выше, а в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках – при напряжении 50 В и выше.

В электроустановке для выполнения всех трех типов заземления используют обычно одно заземляющее устройство.

Основные определения:

**Заземляющим устройством** называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

**Заземлителем** называется проводник (электрод) или совокупность металлически соединенных между собой проводников (электродов), находящихся в соприкосновении с землей.

**Напряжением на заземляющем устройстве** называется напряжение, возникающее при стекании тока с заземлителя в землю между точкой ввода тока в заземляющее устройство и зоной нулевого потенциала.

**Напряжением относительно земли при замыкании на корпус** называется напряжение между этим корпусом и зоной нулевого потенциала.

**Напряжением прикосновения** называется напряжение между двумя точками цепи тока замыкания на землю (на корпус) при одновременном прикосновении к ним человека.

**Напряжением шага** называется напряжение между двумя точками земли, обусловленное растеканием тока замыкания на землю, при одновременном касании их ногами человека.

**Уравнивание потенциалов** – электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов.

**Выравнивание потенциалов** – снижение разности потенциалов (шагового напряжения) на поверхности земли или пола при помощи защитных проводников, проложенных в земле, в полу или на их поверхности и присоединенных к заземляющему устройству, или путем применения специальных покрытий земли.

## **9.2. Правила устройства и типовые конструкции заземляющих устройств**

Для выполнения заземления в электроустановках используют естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы, металлические трубопроводы, проложенные в земле, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов; обсадные трубы скважин, металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землей; металлические шпунты гидротехнических сооружений; свинцовые оболочки кабелей; заземлители опор ВЛ, соединенные с заземляющим устройством грозозащитным тросом; рельсовые подъездные пути при наличии перемычек между рельсами.

Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

В качестве искусственных вертикальных заземлителей применяют прутковую круглую сталь диаметром не менее 16 мм (неоцинкованная) или 12 мм (оцинкованная).

Для горизонтальных заземлителей применяют круглую сталь (черную или оцинкованную) толщиной не менее 10 мм, а полосовую сталь и уголок толщиной не менее 4 мм сечением не менее 100 мм<sup>2</sup> для черной стали. Для оцинкованной стали толщина горизонтального заземлителя должна быть не менее 3 мм и сечением не менее 75 мм<sup>2</sup>.

Сечение горизонтальных заземлителей для электроустановок напряжением выше 1 кВ должно удовлетворять условиям термической стойкости ( $\nu_{\text{к.доп}} = 400^\circ \text{C}$ ).

Количество заземлителей (уголков, стержней) определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства ( $R_3$ ) или допустимого напряжения прикосновения ( $U_{\text{пр}}$ ). Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой электрооборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы на глубине 0,5-0,7 м вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т. е. образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

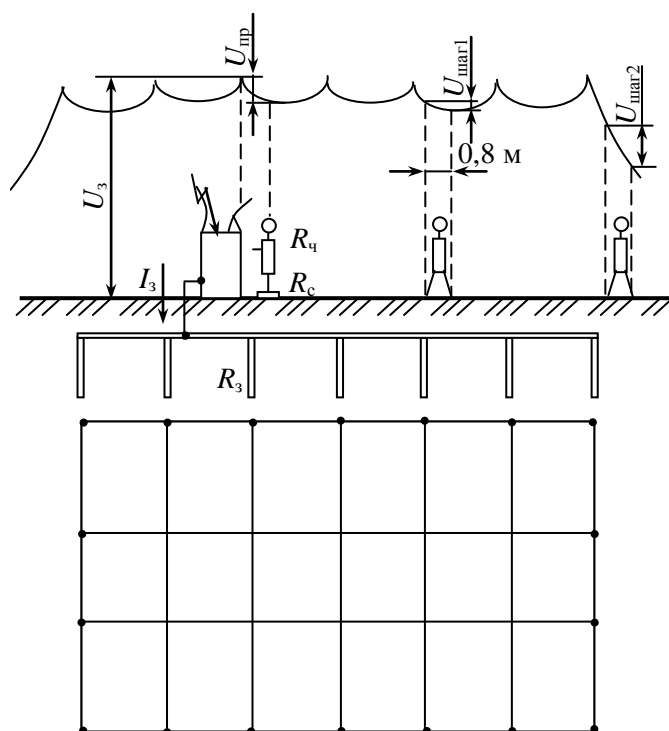


Рис. 9.1. Распределение потенциала по поверхности земли в поле заземлителя

На рис. 9.1 показаны план расположения контура заземления на открытом распределительном устройстве, а также кривые изменения потенциалов по территории ОРУ.

При пробое изоляции в каком-либо аппарате его корпус и заземляющий контур окажутся под некоторым потенциалом  $U_3 = I_3 R_3$ . Растекание тока  $I_3$  с электродов заземления приводит к постепенному уменьшению потенциала почвы вокруг них. Внутри контура заземления потенциалы выравниваются. Поэтому, прикасаясь к поврежденному оборудованию человек попадает под небольшую разность потенциалов  $U_{пр}$  (напряжение прикосновения), которая составляет некоторую долю потенциала на заземлителе:

$$U_{пр} = k_{п} U_{шаг}, \quad (9.1)$$

где  $k_{п}$  – коэффициент напряжения прикосновения, значение которого зависит от условий растекания тока с заземлителя и человека.

Шаговое напряжение, т. е. разность потенциалов между двумя точками поверхности, расположенными на расстоянии 0,8 м, внутри контура невелико ( $U_{шаг1}$ ). За пределами контура кривая распределения потенциалов более крутая, поэтому шаговое напряжение увеличивается ( $U_{шаг2}$ ). При больших токах замыкания на землю для уменьшения  $U_{шаг}$  по краям контура у входов и выходов укладывают дополнительные

стальные полосы. Задачей защитного заземления является снижение до безопасной величины напряжений  $U_3$ ,  $U_{пр}$ ,  $U_{шаг}$ .

Установленные нормы и правила выполнения заземляющих устройств зависят в основном от типа сети (эффективно-заземленной, изолированной, глухозаземленной).

В установках с незаземленными и эффективно заземленными нейтралью требования к расчету защитного заземления принципиально отличаются.

В установках с незаземленными или резонансно-заземленными нейтралью (сети 6, 10, 35 кВ) ограничивается потенциал на заземлителе ( $U_3$ ), т. е. нормируется сопротивление заземляющего устройства  $R_3$ . Это объясняется тем, что замыкание фазы на землю вызывает протекание сравнительно небольшого емкостного тока, и этот режим может быть длительным. Вероятность попадания под напряжение в момент прикосновения к заземленным частям увеличивается.

В установках с эффективно заземленной нейтралью (сети 110 кВ и выше) замыкание фазы на землю является коротким замыканием и быстро отключается релейной защитой, в результате чего уменьшается вероятность попадания под напряжения  $U_{пр}$ ,  $U_{шаг}$ . Токи однофазного КЗ значительны, поэтому резко возрастают потенциалы на заземлителе. В этих установках нормируется величина  $U_{пр}$ , которая определяется в зависимости от длительности протекания тока через тело человека, и величина  $R_3$ .

Напряжение  $U_{шаг}$  не нормируется, так как путь тока нога – нога для человека менее опасен, чем путь рука – ноги.

#### 4.3. Нормирование и расчет заземляющих устройств в электроустановках переменного тока

##### 9.3.1. Заземляющие устройства в установках 110 кВ и выше с эффективно заземленной нейтралью

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью выполняются с учетом допустимого сопротивления заземления  $R_3 < 0,5$  Ом или допустимого напряжения прикосновения.

Расчет по допустимому сопротивлению  $R_3 < 0,5$  Ом приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении заземляющих устройств для подстанций небольшой площадью, не имеющих естественных заземлителей. Опыт эксплуатации распределительных устройств 110 кВ и выше позволяет перейти к

нормированию напряжения прикосновения, а не величины  $R_3$ . Обоснованием этого служат следующие соображения. В момент прикосновения человека к заземленному оборудованию, находящемуся под потенциалом (см. рис. 4.1), часть сопротивления заземлителя шунтируется сопротивлением тела человека  $R_{\text{ч}}$  и сопротивлением растеканию тока от ступеней в землю  $R_{\text{с}}$ . На тело человека фактически будет действовать напряжение:

$$U_{\text{ч}} = U_{\text{пр}} - U_{\text{с}}, \quad (9.2)$$

где  $U_{\text{с}} = I_{\text{ч}} R_{\text{с}}$  – падение напряжения на переходном сопротивлении между ступнями человека и землей.

Ток, протекающий через человека,

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{пр}} - U_{\text{с}}}{R_{\text{ч}}}. \quad (9.3)$$

Опасность поражения зависит от тока и его длительности протекания через тело человека. Допустимые значения напряжения прикосновения для усредненных значений  $R_{\text{ч}}$  и  $I_{\text{ч, доп}}$  приведены в таблице 9.1.

**Таблица 9.1**

Длительность воздействия, с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	1-3
Наибольшее допустимое напряжение прикосновения, В	500	400	200	130	100	65

Для рабочих мест, где персонал прикасается к заземленным частям при оперативных переключениях, принимается время действия резервной защиты, для остальных мест – время действия основной защиты. При определении значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия следует принимать сумму времени действия защиты и полного времени отключения выключателя.

Заземляющее устройство, выполненное по нормам напряжения прикосновения, должно обеспечить в любое время года ограничение  $U_{\text{пр}}$  до нормированного значения в пределах всей территории подстанции, а напряжение на заземляющем устройстве  $U_3$  должно быть не выше 10 кВ. Если  $U_3 > 5-10$  кВ, то следует принять меры по защите изоляции отходящих кабелей и предотвращению выноса высокого потенциала за пределы электроустановки.

Наибольшее возможное напряжение прикосновения определяется по формуле:

$$U_{\text{пр. max}} = I_3 R_3 K_{\text{пр}}, \quad (9.4)$$

где  $I_3$  – ток замыкания на землю;



$R_3$  – сопротивление заземлителя;

$K_{пр}$  – коэффициент напряжения прикосновения зависит от конструктивных параметров заземлителя и удельного сопротивления грунта.

Размещение продольных и поперечных горизонтальных заземлителей должно определяться требованиями ограничения напряжений прикосновения до нормированных значений и удобством присоединения заземляемого оборудования. Расстояние между продольными и поперечными горизонтальными искусственными заземлителями не должно превышать 30 м, а глубина их заложения в грунт должна быть не менее 0,3 м. Для снижения напряжения прикосновения у рабочих мест в необходимых случаях может быть выполнена подсыпка слоем щебня толщиной 0,1-0,2 м.

В случае объединения заземляющих устройств разных напряжений в одно общее заземляющее устройство напряжение прикосновения должно определяться по наибольшему току короткого замыкания на землю объединяемых ОРУ.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку.

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Если контур заземляющего устройства располагается в пределах внешнего ограждения электроустановки, то у входов и въездов на ее территорию следует выравнивать потенциал путем установки двух вертикальных заземлителей, присоединенных к внешнему горизонтальному заземлителю напротив входов и въездов. Вертикальные заземлители должны быть длиной 3-5 м, а расстояние между ними должно быть равно ширине входа или въезда.

При выходе заземляющего устройства за пределы ограждения электроустановки горизонтальные заземлители, находящиеся вне территории электроустановки, следует прокладывать на глубине не менее 1 м. Внешний контур заземляющего устройства в этом случае рекомендуется выполнять в виде многоугольника с тупыми или скругленными углами.

Рекомендуются различные методы расчета сложных заземлителей. Учет многочисленных факторов, влияющих на растекание тока с зазем-

лителей, усложняет расчет. В проектных организациях он производится по специально составленной программе на ЭВМ.

### **9.3.2. Заземляющие устройства в установках с незаземленной или резонансно-заземленной нейтралью**

В установках 6-35 кВ с незаземленной или резонансно-заземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно быть

$$R_3 = 250/I_3, \quad (9.5)$$

где  $I_3$  – расчетный ток замыкания на землю, А.

При этом сопротивление заземляющего устройства для электроустановок 6-35 кВ не должно превышать 10 Ом (см. ПУЭ, гл. 1. 7).

В качестве расчетного тока принимается:

- 1) в сетях без компенсации емкостных токов – ток замыкания на землю;
- 2) в сетях с компенсацией емкостных токов:
  - для заземляющих устройств, к которым присоединены компенсирующие аппараты, – ток, равный 125 % номинального тока наиболее мощного из этих аппаратов;
  - для заземляющих устройств, к которым не присоединены компенсирующие аппараты, – ток замыкания на землю, проходящий в данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов.

Расчетный ток замыкания на землю должен быть определен для той из возможных в эксплуатации схем сети, при которой этот ток имеет наибольшее значение.

При использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением 380/220 В с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом, либо к заземляющему устройству должны быть присоединены оболочки и броня не менее двух кабелей или при общей протяженности этих кабелей не менее 1 км.

Для подстанций напряжением 6-10/0,4 кВ должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство.

Вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундаментов открыто установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству.

Заземляющее устройство сети напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью, объединенное с заземляющим устройством сети напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью в одно общее заземляющее устройство, должно удовлетворять соответствующим требованиям:

- напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно, как правило, превышать 10 кВ. Напряжение выше 10 кВ допускается на заземляющих устройствах, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановок;
- при выполнении требований по сопротивлению –  $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$ .

***Расчет заземляющих устройств электроустановок с незаземленной или резонансно-заземленной нейтралью***

Заземляющие устройства выполняют в виде прямоугольника из горизонтальных и вертикальных заземлителей, иногда в виде одного-двух рядов горизонтальных и вертикальных заземлителей. Расчет таких устройств с достаточной для практических целей точностью можно вести методом коэффициентов использования, принимая грунт однородным по глубине.

Расчет производится в следующем порядке:

1. Определяют расчетный ток  $I_3$  и  $R_3$  (при совмещении заземляющих устройств различных напряжений принимается меньшее из требуемых значений).
2. Определяют сопротивления естественных заземлителей  $R_E$ . Использование естественных заземлителей позволяет упростить конструкцию заземляющего устройства, уменьшить количество искусственных заземлителей, а иногда совсем не применять их.

Сопротивление естественных заземлителей определяют путем замера в конкретной установке. Значения их приблизительно могут быть такими: стальная водопроводная труба 2-4 Ом; свинцовая оболочка кабеля 2-3 Ом; система трос-опора 2,5-3 Ом.

Если  $R_E < R_3$ , то вертикальных заземлителей не требуется, на территории прокладывается горизонтальный заземлитель (обычно полоса), который не менее чем в двух точках связывается с естественным заземлителем.

Если  $R_E > R_3$ , то необходимо сооружение искусственных заземлителей, сопротивление которых должно быть равно:

В качестве искусственных заземлителей применяют вертикальные заземлители - стержни длиной 3-5 м, диаметром 12-20 мм и горизонтальные заземлители – обычно стальные полосы 40×4 мм.

3. Определяют расчетное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{расч}} = k_c \rho,$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, измеренное при нормальной влажности. Некоторые значения  $\rho$  приведены в табл. 4.1;

$k_c$  – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта. В средних климатических зонах (вторая, третья) для вертикальных электродов длиной 3-5 м  $k_c = 1,45 - 1,15$ , для горизонтальных электродов длиной 10-15 м  $k_c = 3,5 - 2,0$ .

Таблица 9.2

Удельное сопротивление грунтов

Грунт	Удельное сопротивление, Ом·м	Грунт	Удельное сопротивление, Ом·м
Песок	400-1000 и более	Торф	20
Супесок	150-400	Чернозем	10-50
Суглинок	40-150		
Глина	8-70	Мергель, известняк	1000-2000
Садовая земля	40	Скальный грунт	2000-4000

4. Определяют предварительно конфигурацию заземлителя с учетом его размещения на отведенной территории, причем расстояние между вертикальными заземлителями принимается не менее их длины. По плану заземляющего устройства определяется длина горизонтальных заземлителей.

5. Определяют сопротивление горизонтальных заземлителей (соединительной полосы контура), Ом:

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \rho_{\text{расч}}}{l} \lg \frac{2l^2}{bt}, \quad (9.7)$$

где  $l$  – длина полосы, м;

$b$  – ширина полосы, м;

$t$  – глубина заложения, м;

$\rho$  – расчетное удельное сопротивление земли для горизонтальных заземлителей.

С учетом коэффициента использования сопротивление полосы:

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (9.8)$$

где  $\eta_{\Gamma}$  – коэффициент использования по табл. 9.3.

**Таблица 9.3**  
**Коэффициент  $\eta_{\Gamma}$  использования соединительной полосы в контуре из вертикальных электродов**

Отношение расстояния между заземлителями к их длине	Число вертикальных заземлителей						
	4	6	8	10	20	30	50
1	0,45	0,40	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21
2	0,55	0,48	0,43	0,40	0,32	0,30	0,28
3	0,70	0,64	0,60	0,56	0,45	0,41	0,37

6. Если,  $R_{\Gamma} > R_{иск}$  то вертикальных заземлителей не требуется. Если  $R_{\Gamma} < R_{иск}$  то необходимы вертикальные заземлители общим сопротивлением

$$R_{\text{в}} \leq \frac{R_{\Gamma} R_{иск}}{R_{\Gamma} - R_{иск}}. \quad (9.6)$$

7. Определяют сопротивление, Ом, одного вертикального заземлителя (стержня):

$$r_{\text{в.расч}} = \frac{0,366 \rho_{\text{расч}}}{l} \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (9.7)$$

где  $r_{\text{расч}}$  – расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$l$  – длина стержня, м;

$d$  – диаметр стержня, м;

$t$  – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, м.

8. Определяют количество вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{в}} = \frac{r_{\text{в}}}{R_{\text{в}} \eta_{\text{в}}}, \quad (9.8)$$

где  $\eta_{\text{в}}$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей, зависящий от расстояния между ними  $a$ , их длины  $l$  и количества (табл. 4.4). На основе результатов расчета уточняют конфигурацию заземляющего устройства.

**Таблица 9.4**  
**Коэффициенты  $\eta_{\text{в}}$  использования вертикальных заземлителей, размещенных по контуру без учета влияния полосы связи**

Отношение расстояния между вертикальными заземлителями к их длине	Число электродов, $n_{\text{в}}$	$\eta_{\text{в}}$	Отношение расстояния между вертикальными заземлителями к их длине ( $a/l_{\text{в}}$ )	Число электродов, $n_{\text{в}}$	$\eta_{\text{в}}$
---	----------------------------------	-------------------	--	----------------------------------	-------------------

$(a/l_B)$					
1	4	0,66-0,72	2	20	0,61-0,66
	6	0,58-0,65		40	0,55-0,61
	10	0,52-0,58		40	0,52-0,58
	20	0,44-0,50	3	4	0,84-0,86
	40	0,38-0,44		6	0,78-0,82
	60	0,36-0,42		10	0,74-0,78
2	4	0,76-0,80		20	0,68-0,73
	6	0,71-0,75		40	0,64-0,69
	10	0,66-0,71		60	0,62-0,67

Если требуемое количество вертикальных заземлителей невозможно разместить по контуру заземляющего устройства, можно применить следующие способы уменьшения сопротивления заземляющего устройства:

- увеличение площади, занимаемой ЗУ;
- увеличение длины вертикальных стержней (но не более 5м);
- увеличение глубины заложения заземлителей (но не более 0,7 м);
- изменение соотношения между количеством вертикальных стержней и расстоянием между ними.

### 9.3.3. Заземляющие устройства электроустановок напряжением до 1 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью

Электроустановки напряжением до 1 кВ жилых, общественных и промышленных зданий и наружных установок, как правило, получают питание от источника с глухозаземленной нейтралью с применением системы *TN*.

В системе *TN* время автоматического отключения питания при фазном напряжении 220 В не должно превышать 0,4 с.

В электроустановках с глухозаземленной нейтралью нейтраль трансформатора трехфазного переменного тока, или один из выводов источника однофазного тока должны быть присоединены к заземлителю при помощи заземляющего проводника.

Искусственный заземлитель, предназначенный для заземления нейтрали, как правило, должен быть расположен вблизи трансформатора. Для внутрицеховых подстанций допускается располагать заземлитель около стены здания.

Если фундамент здания, в котором размещается подстанция, используется в качестве естественных заземлителей, нейтраль трансформатора следует заземлять путем присоединения не менее чем к двум металлическим колоннам или к закладным деталям, приваренным к арматуре не менее двух железобетонных фундаментов.

При расположении встроенных подстанций на разных этажах многоэтажного здания заземление нейтрали трансформаторов таких подстанций должно быть выполнено при помощи специально проложенного заземляющего проводника. В этом случае заземляющий проводник должен быть дополнительно присоединен к колонне здания, ближайшей к трансформатору, а его сопротивление учтено при определении сопротивления растеканию заземляющего устройства, к которому присоединена нейтраль трансформатора.

Во всех случаях должны быть приняты меры по обеспечению непрерывности цепи заземления и защите заземляющего проводника от механических повреждений.

Если в *PEN*-проводнике, соединяющем нейтраль трансформатора с шиной *PEN* распределительного устройства напряжением до 1 кВ, установлен трансформатор тока, то заземляющий проводник должен быть присоединен не к нейтрали трансформатора или генератора непосредственно, а к *PEN*-проводнику, по возможности сразу за трансформатором тока. В таком случае разделение *PEN*-проводника на *PE*- и *N*-проводники в системе *TN-S* должно быть выполнено также за трансформатором тока. Трансформатор тока следует размещать как можно ближе к выводу нейтрали генератора или трансформатора.

Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтраль трансформатора или выводы источника однофазного тока, в любое время года должно быть не более 4 Ом соответственно при напряжении 380/220 В трехфазного тока или 220 В источника однофазного тока. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом использования естественных заземлителей, а также заземлителей повторных заземлений *PEN*- или *PE*-проводника ВЛ напряжением до 1 кВ при количестве отходящих линий не менее двух. Сопротивление заземлителя, расположенного в непосредственной близости от нейтрали трансформатора или вывода источника однофазного тока, должно быть не более 30 Ом.

При удельном сопротивлении земли  $\rho > 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  допускается увеличивать указанные нормы в 0,01  $\rho$  раз, но не более десятикратного.

На концах ВЛ или ответвлений от них длиной более 200 м, а также на вводах ВЛ к электроустановкам, в которых в качестве защитной меры при косвенном прикосновении применено автоматическое отключение питания, должны быть выполнены повторные заземления *PEN*-проводника. При этом в первую очередь следует использовать естественные заземлители, например, подземные части опор, а также заземляющие устройства, предназначенные для грозовых перенапряжений.

Указанные повторные заземления выполняются, если более частые заземления по условиям защиты от грозовых перенапряжений не требуются.

Общее сопротивление растеканию заземлителей (в том числе естественных) всех повторных заземлений *PEN*-проводника каждой ВЛ в любое время года должно быть не более 10 Ом соответственно при напряжениях 380/220 В источника трехфазного тока или 220 В источника однофазного тока. При этом сопротивление растеканию заземлителя каждого из повторных заземлений должно быть не более 30 Ом.

При удельном сопротивлении земли  $\rho > 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  допускается увеличивать указанные нормы в  $0,01\rho$  раз, но не более десятикратного.

#### **Электроустановки помещений для содержания животных**

Питание электроустановок животноводческих помещений, как правило, выполняется от сети напряжением 380/220 В переменного тока.

Для защиты людей и животных при косвенном прикосновении должно быть выполнено автоматическое отключение питания с применением системы *TN-C-S*. Разделение *PEN*-проводника на нулевой защитный (*PE*) и нулевой рабочий (*N*) проводники следует выполнять на вводном щитке. При питании таких электроустановок от встроенных и пристроенных подстанций должна быть применена система *TN-S*, при этом нулевой рабочий проводник должен иметь изоляцию, равноценную изоляции фазных проводников на всем его протяжении.

Время защитного автоматического отключения питания в помещениях для содержания животных, а также в помещениях, связанных с ними при помощи сторонних проводящих частей, при напряжении сети 380/220 В не должно превышать 0,2 с.

Если указанное время отключения не может быть гарантировано, необходимы дополнительные защитные меры, например дополнительное уравнивание потенциалов.

На вводе в помещение *PEN*-проводник должен быть повторно заземлен.

В помещениях для содержания животных необходимо предусматривать дополнительную систему уравнивания потенциалов, соединяющую все открытые и сторонние проводящие части, доступные одновременному прикосновению (трубы водопровода, вакуумпровода, металлические ограждения стойл, металлические привязи и др.).

В зоне размещения животных в полу должно быть выполнено выравнивание потенциалов при помощи металлической сетки или другого



устройства, которое должно быть соединено с дополнительной системой уравнивания потенциалов. Устройство выравнивания и уравнивания электрических потенциалов должно обеспечивать в нормальном режиме работы электрооборудования напряжение прикосновения не более 0,2 В, а в аварийном режиме при времени отключения более 0,2 с для электроустановок в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках – не более 12 В.

Для всех групповых цепей, питающих штепсельные розетки, должна быть дополнительная защита от прямого прикосновения при помощи УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА. В животноводческих помещениях, в которых отсутствуют условия, требующие выполнения выравнивания потенциалов, должна быть выполнена защита при помощи УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не менее 100 мА, устанавливаемых на вводном щитке.

## **10. ЗАЩИТА ОТ ГРОВОВЫХ И ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ**

### **10.1. Расчет устройств молниезащиты подстанции**

#### **10.1.1. Общие требования**

Одним из важных условий бесперебойной работы подстанций является обеспечение надежной грозозащиты зданий, сооружений и электрооборудования.

Защита подстанций от прямых ударов молнии осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

При разработке системы молниезащиты для конкретных подстанций следует пользоваться следующими рекомендациями:

Открытые распределительные устройства и открытые подстанции 35-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Выполнение защиты от прямых ударов молнии не требуется для подстанций 35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1,6 МВ·А и менее независимо от числа грозовых часов в году, для всех ОРУ и подстанций 35 кВ в районах с числом грозовых часов в году не более 20, а также для ОРУ и подстанций 220 кВ и ниже на площадках с эквивалентным удельным сопротивлением земли в грозовой сезон более 2000 Ом·м при числе грозовых часов в году не более 20.

Здания ЗРУ и закрытых подстанций следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозовых часов в году более 20.

Защиту зданий ЗРУ и закрытых подстанций, имеющих металлические покрытия кровли или железобетонные несущие конструкции кровли, следует выполнять заземлением этих покрытий (конструкций). Для защиты зданий ЗРУ и закрытых подстанций, крыша которых не имеет металлических покрытий либо железобетонных несущих конструкций или не может быть заземлена, следует устанавливать стержневые молниеотводы или молниеприемные сетки непосредственно на крыше зданий.

Защита от прямых ударов молнии ОРУ напряжением 220 кВ и выше должна быть выполнена стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми, как правило, на конструкциях ОРУ (порталах). Следует использовать также защитное действие высоких объектов, которые являются молниеприемниками (опоры ВЛ, прожекторные мачты, радиомачты и др.). На конструкциях ОРУ напряжением 35-150 кВ стержневые молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении грунта в грозовой сезон: до 500 Ом·м (35 кВ) и до 1000 Ом·м (110 и 150 кВ) – независимо от площади заземляющего контура подстанции; от 500 до 750 Ом·м (35 кВ) и от 1000 до 2000 Ом·м (110 и 150 кВ) – при площади заземляющего контура подстанции 10000 м<sup>2</sup> и более.

От стоек конструкции ОРУ с молниеотводами должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в трех-четырех направлениях для ОРУ 35 кВ и не менее чем в двух-трех – для ОРУ 110 и 150 кВ. Кроме того, должно быть установлено соответственно два-три или один-два вертикальных электрода длиной 3-5 м на расстоянии не меньшем длины электрода от стойки с молниеотводом. Гирлянды подвесной изоляции на порталах ОРУ 35 кВ с тросовыми или стержневыми молниеотводами, а также на концевых опорах ВЛ 35 кВ в том случае, если трос не заводится на подстанцию, должны иметь на два изолятора больше, чем обычно. Расстояние по воздуху от конструкций ОРУ, на которых установлены молниеотводы, до токоведущих частей должно быть не менее длины гирлянды. Большую опасность для изоляции трансформаторов представляет установка молниеотводов на трансформаторных порталах, т.к. при поражении молнией молниеотвода, находящегося вблизи трансформатора, кожух трансформатора приобретает потенциал молниеотвода, который может привести к обратному перекрытию изоляции трансформатора. Допускается устанавливать молниеотводы на трансформаторных порталах и конструкциях ОРУ, удаленных от порталов трансформаторов на расстояние менее

15 метров, если удельное сопротивление грунта на площадке подстанции в грозовой сезон не превышает 350 Ом·м, при соблюдении условий:

- непосредственно на выводах обмоток 3-35 кВ или на расстоянии не более 5 м по ошиновке от выводов установлены вентильные разрядники или ОПН;

- присоединение стоек порталов с молниеотводами к магистралям заземления выполняется таким образом, чтобы обеспечивалась возможность растекания тока молнии в трех–четырёх направлениях;

- на магистралях заземления, на расстоянии 3-5 м от стойки с молниеотводом, должно быть установлено два-три вертикальных электрода длиной 5 м;

- на подстанциях с высшим напряжением 35 кВ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом без учета заземлителей, расположенных вне контура заземления ОРУ.

Защиту от прямых ударов молнии ОРУ, на конструкциях которых установка молниеотводов не допускается или нецелесообразна по конструктивным соображениям, следует выполнять отдельно стоящими молниеотводами, имеющими обособленные заземлители с сопротивлением не более 80 Ом.

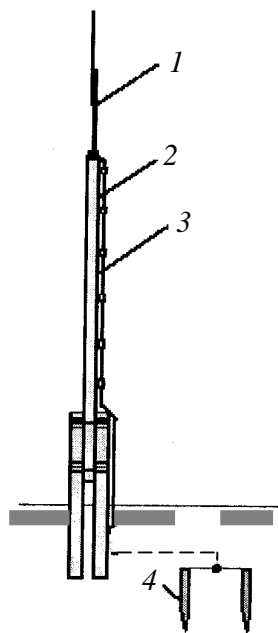


Рис 10.1. Конструкция стержневого молниеотвода

Молниеотводы состоят из четырех конструктивных элементов (рис. 5.1): молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4. Молниеприемник должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока молнии. Несущая конструкция должна иметь высокую механическую прочность, которая исклю-

чила бы случаи падения молниеотвода на оборудование подстанции. Токопроводящий спуск молниеотвода соединяется с заземляющим устройством ОРУ. Электрические соединения отдельных частей токоотвода между собой, с молниеотводом и ЗУ выполняются при помощи сварки. Необходимо предусмотреть антикоррозионные покрытия токоотводов.

### 10.1.2. Расчет зон защиты молниеотводов

К разработке данного раздела приступают после выполнения плана размещения на территории подстанции оборудования, конструкций распреустройств, зданий и сооружений с указанием всех необходимых габаритов и расстояний. По результатам опытов на моделях доказано, что вокруг стержневого молниеотвода существует защищенная зона, которая не поражается прямым ударом молнии (рис. 5.2).

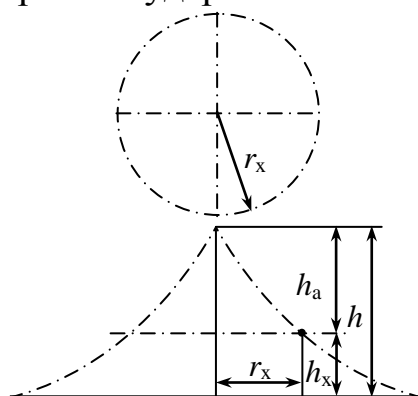


Рис.10.2. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой до 60 м:

$h$  – высота молниеотвода;  $h_x$  – высота точки на границе защищаемой зоны;  $h_a$  – активная высота молниеотвода

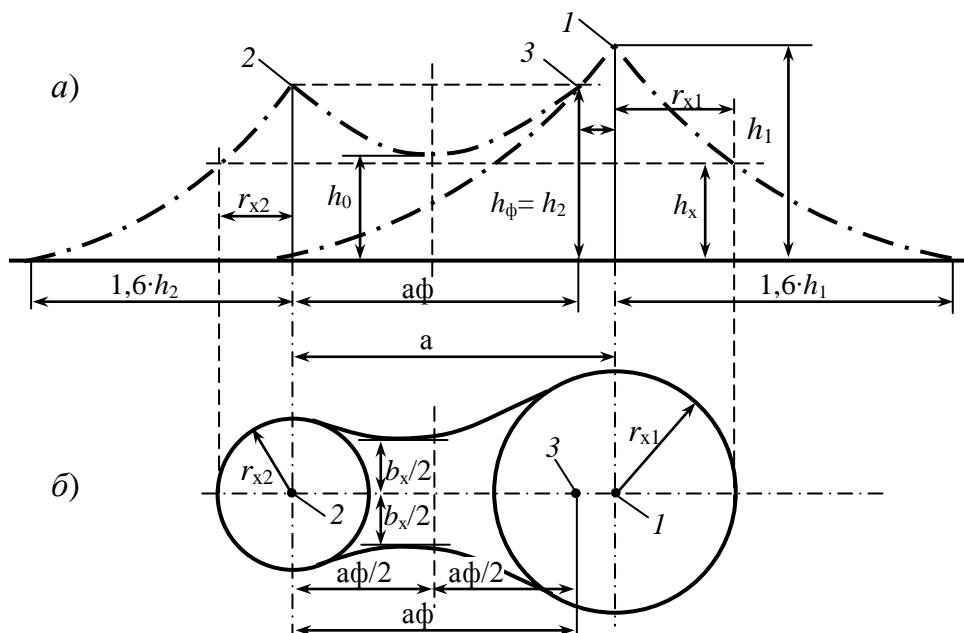
Согласно методу расчета и построения зон защиты, предложенному Всесоюзным электротехническим институтом имени В.И. Ленина она представляется в вертикальном сечении конусом с образующей в виде гиперболы. Если высота защищаемого объекта (наиболее выступающих частей оборудования или конструкций РУ) равна  $h_x$ , то для этой высоты радиус зоны защиты молниеотвода, м:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (10.1)$$

где  $h$  – высота молниеотвода, м;

$h_a = h - h_x$  – активная высота молниеотвода, м;

Для более общего случая двух стержневых молниеотводов разной высоты зона защиты представлена на рис. 5.3.



$a$  – в вертикальном сечении;  $b$  – в горизонтальном сечении; 1, 2 – молниеотводы; 3 – вершина фиктивного молниеотвода

Зона защиты в этом случае строится начиная с молниеотвода большей высоты следующим образом. Для каждого молниеотвода в отдельности определяются границы внешней зоны с радиусами  $r_{x1}$  и  $r_{x2}$  (см. рис. 5.3) по формуле (5.1). Затем из вершины молниеотвода 2 с меньшей высотой проводится горизонтальная линия до пересечения в точке 3 с границей защитной зоны молниеотвода 1 (как показано на рис. 5.3, а). Расстояние  $r_x$  от точки 1 до точки 3 легко найти по формуле (5.1), приняв для молниеотвода 1 —  $h_x = h_2$ . Очевидно:

$$a_{\Phi} = a - r_x, \quad (10.2)$$

где  $a_{\text{ф}}$  – расстояние между молниеотводом 2 меньшей высоты и фик-  
тивным молниеотводом 3 такой же высоты, м;

$a$  – расстояние между молниеотводами 1 и 2, м.

Величина  $h_0$  расстояния от земли до нижней точки защитной зоны определяется по формуле:

$$h_0 = h_2 - \frac{a_\phi}{7p}. \quad (10.3)$$

Величина коэффициента  $p$  та же, что и в формуле (4.1). Наименьшая ширина зоны защиты  $b_x$  в середине между молниеотводами реальным 2 и фиктивным 3 в горизонтальном сечении на высоте  $h_x$  определяется по кривым (рис. 5.4). Для молниеотводов высотой более 30 м значения по оси ординат и по оси абсцисс уменьшаются путем умножения на коэффициент  $p = 5,5/h$ .

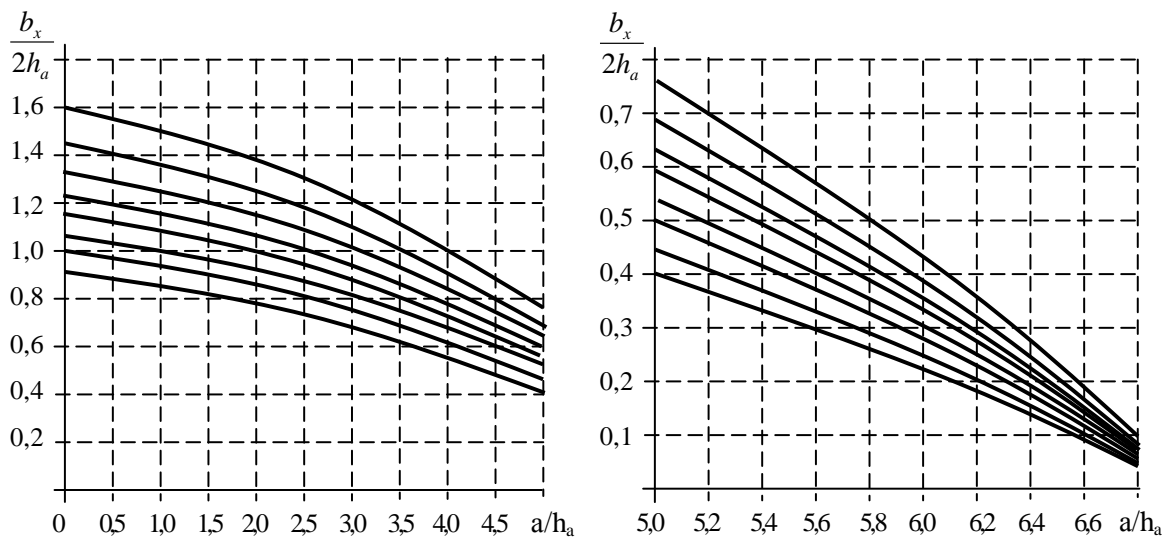


Рис. 10.4. Значение наименьшей ширины зоны защиты  $b_x$  двух стержневых молниеотводов с высотой  $h$  менее 30 м:  
 $a$  – для  $a/h_a = 0 \div 5$ ;  $b$  – для  $a/h_a = 5 \div 7$

Два молниеотвода взаимодействуют между собой только в том случае, когда расстояние между ними  $a$  не превышает  $7h_a$ . При расстоянии  $a$  более  $7h_a$  между зонами 100%-ного поражения обоих молниеотводов образуется незащищенное пространство, в котором расположенные объекты могут поражаться грозовыми разрядами.

Зона защиты трех и более молниеотводов (многократный молниеотвод) значительно превышает сумму зон защиты одиночных молниеотводов. Построение зоны защиты для многократного молниеотвода выполняют последовательным построением внешней кромки для каждой смежной пары молниеотводов (см. рис. 5.5).

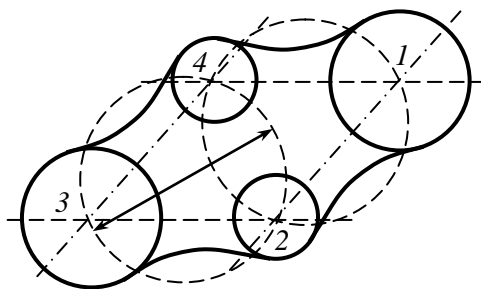


Рис.10.5. Зона защиты четырех стержневых произвольно расположенных молниеотводов разной высоты в горизонтальном сечении на уровне  $h_x$ : 1, 2, 3, 4 – молниеотводы

Оборудование, расположенное внутри защитной зоны (четыреугольник 1-2-3-4), защищено при выполнении условия:

$$D \leq 8h_a p, \quad (10.4)$$

где  $D$  – диаметр окружности, проходящей через точки установки молниеотводов, м.

## 10.2. Последовательность расчета устройств молниезащиты подстанции

Расчет устройств молниезащиты подстанции проводят, придерживаясь примерно следующего порядка:

1. В зависимости от способа выполнения РУ подстанции (закрытые или открытые) выбирают способ защиты от прямых ударов молнии. Молниезащита ЗРУ, как правило, не требует специального расчета. Далее будем рассматривать подстанции с ОРУ и КРУН.

Небольшие подстанции с высшим напряжением 35 кВ могут быть защищены одним стержневым молниеотводом, устанавливаемым на концевой опоре ВЛ 35 кВ или на мачте наружного освещения подстанции. В качестве защищаемого объекта наибольшей высоты выбирают линейный портал.

Задачей расчета является определение высоты такого молниеотвода.

2. Определяют возможность выполнения молниезащиты РПП молниеотводами, размещаемыми на порталах ОРУ, что значительно дешевле. Если не выполняются требования ПУЭ, упомянутые выше, молниезащиту выполняют отдельно стоящими молниеотводами с обособленными заземляющими устройствами.

3. Молниеотводы, размещаемые на конструкциях ОРУ, устанавливаются на стойках линейных (ячейковых) порталов. Отдельно стоящие молниеотводы размещают вне ОРУ по контуру внешнего ограждения подстанции. В зависимости от расположения оборудования на террито-

рии подстанции намечают к установке сначала небольшое количество молниеотводов, которое зависит от размеров подстанции.

4. В качестве защищаемого объекта наибольшей высоты выбирают шинный портал ОРУ данного напряжения. Согласно плана подстанции находят для каждого ОРУ расстояние от точек установки ближайших молниеотводов до шинных порталов этого ОРУ (наиболее удаленных точек порталов). По известным  $h_x$ ,  $r_x$ , и  $a$ , используя формулы (10.1), (10.2) и кривые рис. 10.4, подбирают необходимую высоту молниеотводов таким образом, чтобы шинные порталы оказались в пределах защитной зоны для высоты  $h_x$ . Одновременно проверяется защищенность других конструкций и оборудования меньшей высоты, находящихся на большем расстоянии от молниеотводов, чем наиболее удаленный шинный портал, а также шинных порталов, находящихся внутри защитной зоны по формуле (10.4). Для молниеотводов, выполняемых на порталах, общая высота не должна превышать суммы высот соответствующего линейного портала и металлической стойки с молниеприемником (высота последней не должна превышать 7,84 м).

5. Если максимально возможной высоты молниеотводов на порталах не достаточно для защиты какого-либо ОРУ, для него принимают решение об установке большего количества молниеотводов. Расчет повторяют заново. Если и в этом случае не удастся обеспечить защиту территории от ударов молнии, требуется установка дополнительно отдельно стоящих молниеотводов или выполнение молниезащиты ОРУ полностью отдельно стоящими молниеотводами. Конструкции таких молниеотводов описаны в [9].

По результатам разработки данного раздела в разделе приложений пояснительной записки должна быть представлена план-схема установки молниеотводов на территории подстанции, начерченная в масштабе с привязкой к контуру внешнего ограждения РПП и с указанием основных размеров и расстояний, высот молниеотводов, высот защищаемых объектов.

### **10.3. Назначение и устройство ограничителей перенапряжений нелинейных ОПН**

Грозовые перенапряжения, обусловленные ударами молнии в фазные провода, приводят к появлению в воздушной линии волн напряжения, распространяющихся по линии и достигающих подстанции. Амплитуда волн напряжения ограничена значением пробивного напряжения линейной изоляции ЛЭП. Наиболее слабым звеном изоляции ЛЭП являются гирлянды изоляторов. В связи с этим максимальное напряжение грозовых волн определяется разрядным напряжением гирлянды. Грозовые волны, достигая подстан-



ции, воздействуют на установленное оборудование. Уровень внешней и внутренней изоляции оборудования станций и подстанций ниже уровня изоляции воздушных линий электропередач. Для защиты оборудования станций и подстанций на входе линий устанавливают защитные аппараты.

Первоначально роль защитного аппарата выполнял трубчатый разрядник, с пробивным напряжением ниже, чем уровень изоляции защищаемого оборудования. Но его пробой требовал отключения короткого замыкания.

Следующим этапом явился вентильный разрядник (РВ). В нем многократный искровой промежуток включается последовательно с нелинейным сопротивлением, обычно на основе карбида кремния (SiC). Остающееся напряжение на этом сопротивлении при номинальном разрядном токе 5–10 кА, 8/20 мкс принималось равным импульсному пробивному напряжению искрового промежутка. После ликвидации импульсного перенапряжения при наибольшем допустимом напряжении промышленной частоты, благодаря нелинейности сопротивления, протекающий через вентильный разрядник сопровождающий ток снижается до 100 А и гасится искровым промежутком при первом же прохождении через нулевое значение. Это обеспечивает защиту от импульсных перенапряжений.

Ограничители представляют собой разрядники без искровых промежутков, в которых активная часть состоит из металлооксидных нелинейных резисторов, изготавливаемых из окиси цинка (ZnO) с малыми добавками окислов других металлов.

Высоконелинейная вольтамперная характеристика резисторов позволяет длительно находится под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. На рис. 10.6 представлены ВАХ элементов из окиси цинка (MO) и SiC. Хорошо видно, что при напряжении 6 кВ ток через ZnO составляет миллиамперы в то время, как через элементы SiC протекает ток в сотни ампер.

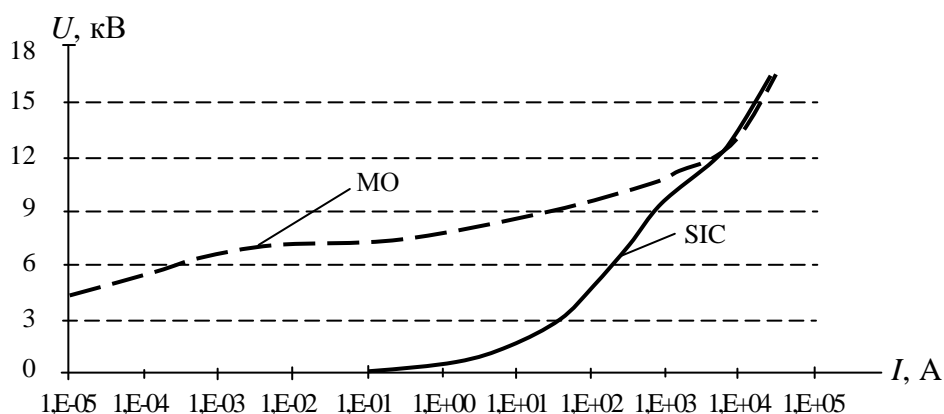


Рис. 10.6. Вольтамперные характеристики нелинейных резисторов вентильного разрядника (SiC) и ОПН (MO)

Следовательно, обычные вентильные разрядники нуждаются в серии искровых промежутков для гашения дуги сопровождающего тока. Ограничители перенапряжений переходят в проводящее состояние при приложении повышенного напряжения. После прекращения действия перенапряжений ток через ОПН уменьшается в соответствии с его ВАХ. Таким образом, в отличие от РВ, протекание сопровождающего тока не наблюдается.

Активная часть ОПН состоит из колонки резисторов. Количество сопротивлений в колонке зависит от наибольшего рабочего напряжения ОПН ( $U_{нр}$ ). Колонки резисторов ведут себя подобно конденсаторам при воздействии ( $U_{нр}$ ). Паразитная емкость переменных сопротивлений по отношению к земле приводит к неравномерному распределению напряжения по высоте ограничителя. С целью выравнивания потенциала вдоль оси и компенсации неблагоприятного влияния паразитной емкости в высоковольтных ограничителях применяются выравнивающие кольца. В ОПН 6-35 кВ высота конструкции невелика, поэтому применение выравнивающих экранов не требуется.

Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики. Полимерный корпус обеспечивает надежную защиту от всех внешних воздействий на протяжении всего срока службы.

Эта конструкция отлично зарекомендовала себя во всех условиях эксплуатации, включая районы с высоким уровнем атмосферных загрязнений.

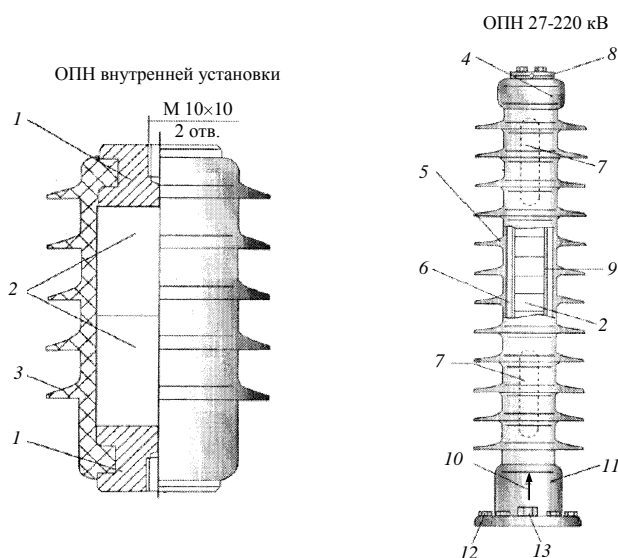


Рис. 10.7. Конструкция ОПН

1 – электрод; 2 – резистор; 3 – изоляционный корпус; 4 – фланец верхний; 5 –

внешняя изоляция; 6 – цилиндр стеклоэпоксидный; 7 – предохранительное устройство; 8 – контактный зажим; 9 – внутренняя изоляция; 10 – маркер направления выхлопа; 11 – фланец нижний; 12 – болт крепежный М8; 13 – болт заземления М10

В нормальном рабочем режиме ток через ограничитель носит емкостной характер и составляет десятые доли миллиампера. При возникновении волн перенапряжений резисторы ограничителя переходят в проводящее состояние и ограничивают дальнейшее нарастание напряжения на выводах. Когда перенапряжение снижается, ограничитель возвращается в непроводящее состояние.

Ограничители испытываются в соответствии с различными стандартами на взрывобезопасность. При возникновении импульсов тока, значительно превышающих расчетный уровень, разрушение ограничителя происходит без взрывного эффекта.

Количество поглощенной энергии в различных режимах работы ОПН не должно приводить к его повреждению. Допустимая величина этой энергии называется **энергоемкостью ОПН**. Поскольку ОПН выпускаются на различные классы напряжения сети, а энергоемкость есть характеристика варисторов, то ограничители характеризуются *удельной энергоемкостью* (отношение энергоемкости к наибольшему рабочему напряжению).

В процессе эксплуатации ОПН подвергается воздействиям кратковременных перенапряжений. Под ними подразумеваются повышенные значения напряжения промышленной частоты ограниченной продолжительности.

Способность выдерживать воздействие кратковременных перенапряжений определяется зависимостью, показанной на рис. 10.8. Допустимая длительность временного повышения напряжения частоты 50 Гц

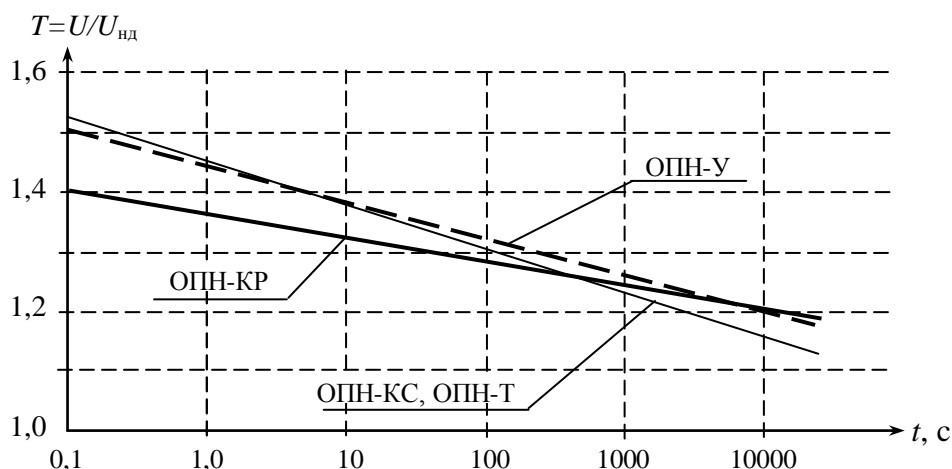


Рис. 10.8. Характеристики допустимой длительности повышения напряжения на ОПН

Чем выше величина  $T$ , тем больше мощность, выделяющаяся в ограничителе. Поскольку температура ограничителя не должна превысить определенную величину по причинам стабильности, энергия, переданная ограничителю, также ограничена. По этой причине допустимая продолжительность нагрузки ограничителя уменьшается с увеличением  $T$ , а следовательно, и с повышением напряжения промышленной частоты. Кривая  $T(t)$  снимается при предварительном нагреве образцов до  $60^\circ\text{C}$  для случаев с и без нагрузки энергией соответствующей двум импульсам пропускной способности. Зависимость  $T(t)$  при предварительном нагружении энергией проходит ниже, представленных на рис. 10.8. Это естественно поскольку, поглощенная энергия возрастает и необходимо снизить время приложения повышенного напряжения промышленной частоты. Использование второй кривой необходимо в случае, когда после коммутационного процесса устанавливается послеаварийный режим с длительным повышением напряжения промышленной частоты. Приведенная характеристика является определяющей при выборе ОПН по условию надежной его работы.

**Основными параметрами ограничителя являются:**

- Наибольшее длительно допустимое напряжение;
- Номинальный разрядный ток;
- Остающееся напряжение при нормированных токах;
- Удельная энергоемкость;
- Ток пропускной способности.

***Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН***

– это установленное максимально допустимое действующее значение напряжение промышленной частоты, которое может быть приложено непрерывно между выводами ОПН и не приводит к повреждению при нормированных воздействиях.

***Номинальный разрядный ток ОПН*** – максимальное значение грозового импульса тока 8/20 мкс, используемое для классификации ОПН.

***Остающееся напряжение ОПН*** – амплитудное значение напряжение на выводах ОПН во время прохождения разрядного грозового или коммутационного тока с амплитудой  $I$ .

Ток пропускной способности ОПН – это способность выдержать 18 раз прямоугольный импульс тока длительностью 2000 мкс.

**Удельная энергоемкость** – это отношение выделившейся в ОПН энергии при прямоугольном импульсе тока 8/20 к наибольшему рабочему напряжению.

Все многообразие ОПН подразделяется на группы:

- по наибольшему допустимому напряжению;
- по току пропускной способности;
- по величине номинального разрядного тока.

#### **10.4. Внутренние перенапряжения в распределительных сетях среднего напряжения**

Перенапряжения – одна из основных причин выхода из строя элементов электрических сетей напряжением до 35 кВ. В сетях с воздушными линиями (ВЛ) электропередач это в основном *грозовые перенапряжения* (80 % случаев), перенапряжения от *однофазных дуговых замыканий на землю* – перемежающихся дуг – ( $\approx 10$  % случаев) и перенапряжения от *феррорезонансных явлений* ( $\approx 5$  % случаев).

В кабельных сетях на первом месте ( $\approx 80$  % случаев) стоят перенапряжения от *однофазных дуговых замыканий на землю*, на втором ( $\approx 10$  %) – *перенапряжения от феррорезонансных явлений*. Грозовые импульсы практически не проникают в кабельные сети. Ни грозовые, ни перенапряжения при однофазных замыканиях на землю, ни феррорезонансные перенапряжения не зависят от типа применяемого коммутационного оборудования. Только в  $\approx 5$  % случаев повреждения изоляции в распределительных сетях с ВЛ и в  $\approx 10$  % – в кабельных распределительных сетях, пробой изоляции наступает при оперативных или аварийных коммутациях, из-за *коммутационных перенапряжений* (КП), уровни и вероятности появления которых существенно зависят от типа и качества настройки коммутационной аппаратуры (рис. 10.9).

Повреждения от внутренних перенапряжений в кабельных сетях 6÷35кВ

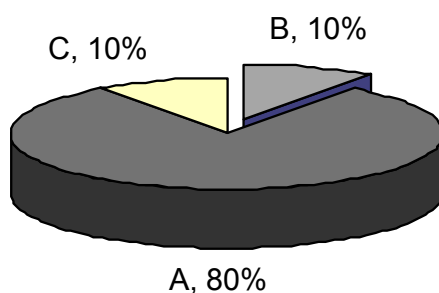


Рис.10.9. Соотношение внутренних перенапряжений в распределительных сетях

А – от дуговых перенапряжений; В – от коммутационных перенапряжений; С – от феррорезонансных перенапряжений

Многочисленные исследования позволили установить ориентировочные уровни внутренних перенапряжений и вероятность их возникновения (таблица 10.1).

Таблица 10.1

**Кратность внутренних перенапряжений**  
(сети с изолированной и резонансно заземленной нейтралью)

№	Вид перенапряжений	Кратность перенапряжений	Вероятность перенапряжений
1	Дуговые замыкания на землю (изолированная нейтраль)	3-3,5	0,05
2	Дуговые замыкания на землю (резонансно заземленная нейтраль)	2,6	0,06
3	Резонансные перенапряжения	до 4	-
4	Включение электродвигателей	2,6-3,3	-
5	АПВ и АВР электродвигателей	4,0-4,5	-
6	Отключение ненагруженных линий	3,0-4,5	0,02-0,07
7	Отключение ненагруженных трансформаторов	4,0-4,5	0,02
8	Отключение двойного замыкания на землю	3,3	-
9	Отключение двухфазных двухфазных коротких замыканий	4-4,5	-
10	Отключение электродвигателей	4,0-4,5	5,0

Механизм возникновения внутренних перенапряжений преимущественно связан с переходными процессами при дуговых замыканиях на землю и при коммутациях выключателей. На рис. 10.10 приведена простейшая эквивалентная схема фазы нагрузки. В результате среза тока магнитная энергия, оставшаяся в индуктивности нагрузки  $L_H$ , переходит в электростатическую энергию суммарной емкости нагрузки и кабелей сети  $C$ , заряжая емкость до некоторого напряжения  $U_{\max}$ .

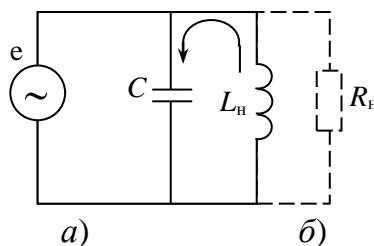


Рис. 10.10. Простейшая эквивалентная схема для исследования коммутационных перенапряжений

Верхнюю оценку  $U_{\max}$ , без учета затухания, легко получить из энергетических соображений:

$$\frac{1}{2}CU_{\max}^2 = \frac{1}{2}L_{\text{н}}i_{\text{ч}}^2, \quad U_{\max} = \sqrt{\frac{L_{\text{н}}}{C}} * i_{\text{ч}}. \quad (10.5)$$

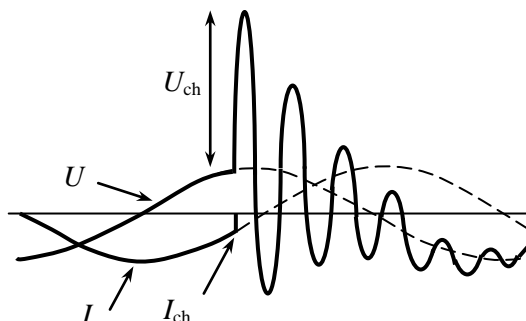


Рис. 10.11. Осциллограммы токов и напряжений при срезе тока

Срез тока и механизм развития перенапряжений от среза тока характерен для всех коммутационных аппаратов с высокой дугогасящей способностью, прерывающих малые токи.

Наиболее высокие уровни перенапряжений наблюдаются при периодически повторяющихся процессах обрыва дуги до момента естественного перехода через нуль и последующем пробое дугового промежутка вследствие того, что скорость восстанавливающегося напряжения оказывается больше чем восстановление электрической прочности промежутка. Подобные процессы могут происходить при дуговых замыканиях на землю и коммутациях. Они носят название эскалации перенапряжений. По результатам многочисленных исследований уровни таких перенапряжений могут превышать номинальное напряжение в 8-10 раз. Исследование внутренних перенапряжений при переходных процессах возможно на основе схемы замещения электрической сети. Эффективным средством для снижения внутренних перенапряжений являются ОПН. При выборе ОПН решаются следующие основные задачи:

- снижение перенапряжений в сети до уровней обеспечивающих надежную работу электрооборудования;
- при возможных режимах работы электрической сети не должно происходить повреждение ОПН, вследствие нарушения термической устойчивости или других причин.

### 10.5. Выбор ограничителей перенапряжений

Для того, чтобы ограничитель отвечал потребностям электрической сети, надежно защищал оборудование и не разрушался в процессе эксплуатации необходимо выполнение следующих условий:

1. Наибольшее допустимое напряжение ОПН  $U_{нд}$  должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети  $U_{н.р.}$  или оборудования.

$$U_{нд} > U_{н.р.} \quad (10.6)$$

2. Уровень временных перенапряжений должен быть меньше максимального значения напряжения промышленной частоты выдерживаемого ОПН в течении времени  $t$ .

$$T \cdot U_{нд} > U_{пер}, \quad (10.7)$$

где  $U_{пер}$  – уровень квазистационарных перенапряжений (Феррорезонансные перенапряжения, резонансное смещение нейтрали).

3. Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН

$$W_{уд} \cdot U_{нд} > U_c. \quad (10.8)$$

4. Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям  $A_{гр}$

$$A_{гр} = (U_{исп} - U_{ост}) / U_{исп} > (0,2 - 0,25), \quad (10.9)$$

где  $U_{исп}$  – значение грозового испытательного импульса;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

(0,2-0,25) – координационный интервал.

5. Ограничитель должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям  $A_{вн}$

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25), \quad (10.10)$$

где  $U_{доп}$  – допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

#### *Выбор по наибольшему допустимому напряжению*

Наибольшее допустимое напряжение ограничителя должно быть большим, чем величина рабочего напряжения промышленной частоты на выводах ограничителя. При размещении ограничителей в трехфазных сетях местоположение ОПН играет решающую роль: между фазой и землей, между нейтралью трансформатора и землей, между фазами. В зависимости от способа включения ОПН определяется наибольшее напряжение воздействующее на ОПН. В сетях с эффективно заземленной нейтралью за наибольшее рабочее напряжение принимается максимальное фазное рабочее напряжение сети. Если оно не известно, то необходимо использовать наибольшее рабочее напряжение сети или наибольшее напряжение оборудования. В сетях с изолированной нейтралью или



с компенсацией емкостных токов за наибольшее значение напряжения принимается линейное напряжение сети.

### *Выбор по воздействию временного повышения напряжения*

В трехфазных сетях особое внимание должно быть уделено кратковременным перенапряжениям. Они наиболее часто происходят в несимметричных и неполнофазных режимах. Величина перенапряжений зависит от большого количества различных факторов (схемы сети, вида установленного оборудования и коммутационной аппаратуры, режима работы). Продолжительность временных перенапряжений зависит от вида и времени работы релейной защиты по отключению режима повышенных напряжений (защита от повышения напряжений, защита от замыканий на землю). Правильность выбора ОПН по этому критерию обусловлена достоверностью оценки уровней перенапряжений. Эти значения необходимо сравнить с значением  $T$  по кривой на рис. 5.8 при известном времени  $t$ .

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; Под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1990. – 576 с.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1980. – 600 с.
3. Евдокунин Г.А., Тилер Г. Современная вакуумная коммутационная техника для сетей среднего напряжения (технические преимущества и эксплуатационные характеристики). – СПб.: Издательство Сизова М.П., 2000. – 114 с.
4. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: учебное пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов, 2-е изд., перераб. и доп. / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.: под ред В.М. Блок. – М.: Высшая школа, 1990. – 383 с.
5. Правила устройства электроустановок; пятое издание, переработанное и дополненное с изменениями; ГЛАВГОС Энергонадзор России, Москва, 1998.
6. Баков Ю.В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 272 с.
7. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петров С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

## СОДЕРЖАНИЕ

1.	Технологические процессы и основное оборудование электроустановок.....	3
1.1.	Характеристика технологических процессов на электростанциях	3
1.2.	Оперативный постоянный ток в электроустановках синхронные генераторы .....	6
1.3.	Синхронные компенсаторы	15
1.4.	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы .....	16
2.	Проводники и кабели в электроустановках.....	27
2.1.	Конструкции шин токопроводов и изоляторов.....	27
2.2.	Выбор проводников по продолжительным режимам работы	30
2.3.	Проверка проводников по условиям короткого замыкания.....	32
2.4.	Выбор изоляторов.....	39
2.5.	Расчетные условия выбора и проверки сборных шин, токопроводов и кабелей .....	40
3.	Конструкции высоковольтных электрических аппаратов	42
3.1.	Высоковольтные выключатели.....	42
3.2.	Разъединители.....	56
3.3.	Высоковольтные предохранители .....	59
3.4.	Реакторы.....	61
3.5.	Измерительные трансформаторы .....	63
4.	Главные схемы электрических соединений электроустановок	72
4.1.	Общая характеристика и порядок выбора главных схем электрических соединений.....	72
4.2.	Схемы трансформаторных подстанций .....	73
4.3.	Схемы расщепителей высокого напряжения в электроустановках.....	76
4.4.	Главные схемы электрических соединений электростанций..	83
5.	Собственные нужды электростанций и подстанций .....	87
5.1.	Собственные нужды подстанций .....	87
5.2.	Собственные нужды тепловых электростанций.....	89
5.3.	Собственные нужды блочных тепловых электростанций	94
5.4.	Электрические схемы собственных нужд теплофикационных электростанций с поперечными связями.....	95
5.5.	Рекомендации по выбору числа и мощности трансформаторов в системе собственных нужд электростанции	95
5.6.	Переходные процессы в системе собственных нужд электростанций	96

6. Источники оперативного тока на электростанциях и подстанциях	98
6.1. Переменный и выпрямленный оперативный ток .....	98
6.2. Оперативный постоянный ток в электроустановках .....	106
7. Дистанционное управление коммутационными аппаратами	116
8. Режимы заземления нейтрали в электрических сетях .....	130
8.1. Режимы работы нейтрали в трехфазных сетях .....	130
8.2. Сети с изолированной нейтралью .....	131
8.3. Сети с компенсированной нейтралью .....	135
8.4. Сети с резистивным заземлением нейтрали .....	139
8.5. Трехфазные сети до 1000 В с глухозаземленной нейтралью	145
9. Устройство и расчет заземляющих устройств в электроустановках переменного тока .....	147
9.1. Классификация заземляющих устройств и основные определения .....	147
9.2. Правила устройства и типовые конструкции заземляющих устройств .....	148
9.3. Нормирование и расчет заземляющих устройств в электроустановках переменного тока .....	151
10. Защита от грозовых и внутренних перенапряжений в электроустановках .....	161
10.1. Расчет устройств молниезащиты подстанции .....	161
10.2. Последовательность расчета устройств молниезащиты подстанции .....	167
10.3. Назначение и устройство ограничителей перенапряжений нелинейных ОПН .....	168
10.4. Внутренние перенапряжения в распределительных сетях среднего напряжения .....	173
10.5. Выбор ограничителей перенапряжений .....	175
Литература .....	178