



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

А. Н. Бохан

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

КУРС ЛЕКЦИЙ

**по одноименной дисциплине для студентов
специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение»
и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
энергооборудования организаций»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2008

УДК 621(075.8)
ББК 31.277.1я73
Б86

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 3 от 12.02.2007 г.)*

Рецензент: д-р техн. наук, проф. Белорусского национального технического университета
И. И. Сергей

Бохан, А. Н.
Б86 Электрическая часть электростанций и подстанций : курс лекций по одноим. дисциплине для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» днев. и заоч. форм обучения / А. Н. Бохан. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2008. – 109 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://gstu.local/lib>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-664-6.

Рассмотрены технологические процессы основных типов электростанций, основные типы проводников и токоведущих частей, а также условия их выбора по длительным режимам и проверки по условиям короткого замыкания. Приведено описание конструкций и режимов работы основного оборудования электроустановок. Большое внимание уделено электрическим схемам и системам охлаждения трансформаторов и автотрансформаторов.

Для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций».

УДК 621(075.8)
ББК 31.277.1я73

ISBN 978-985-420-664-6

© Бохан А. Н., 2008
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2008

1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

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 большинстве случаев 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 ввиду незначительного потенциала гидроэнергоресурсов.

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.

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, так как меньшее количество тепла теряется в конденсаторе. Принципиальная технологическая схема ТЭЦ представлена на рис. 1.2.

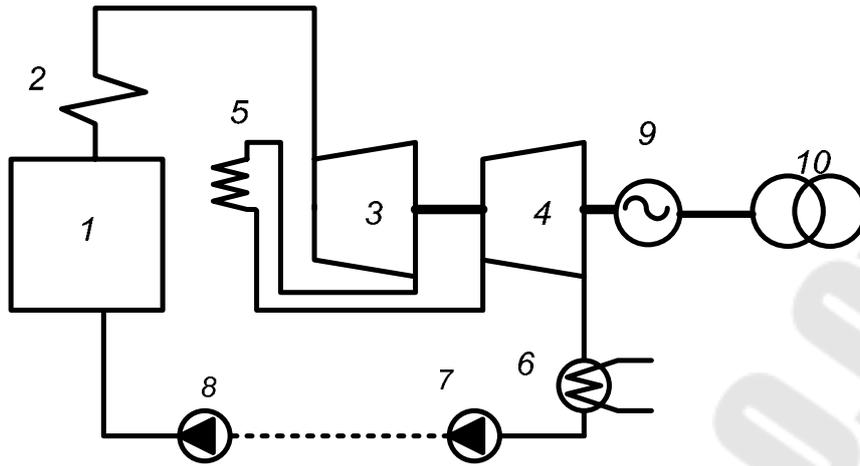


Рис. 1.1. Технологическая схема конденсационной электростанции:
 1 – парогенератор; 2 – пароперегреватель; 3 – ступень турбины высокого давления; 4 – ступень турбины низкого давления; 5 – промежуточный перегреватель; 6 – конденсатор; 7 – конденсатный насос; 8 – питательный насос; 9 – генератор; 10 –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

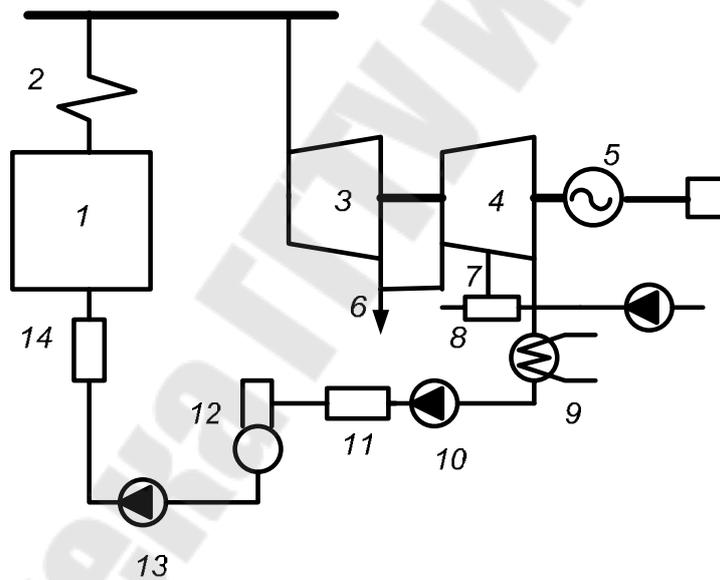


Рис. 1.2. Технологическая схема конденсационной электростанции:
 1 – парогенератор; 2 – пароперегреватель; 3 – ступень турбины высокого давления; 4 – ступень турбины низкого давления; 5 – промежуточный перегреватель; 6 – отбор пара для производства; 7 – отбор пара для отопления; 8 – бойлер; 9 – конденсатор; 10 – конденсатный насос; 11 – подогреватель низкого давления; 12 – деаэрактор; 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: реактор большой мощности канальный (РБМК); водо-водяной энергетический реактор (ВВЭР); реактор на быстрых нейтронах (БН). Технологическая схема приведена на рис. 1.3.

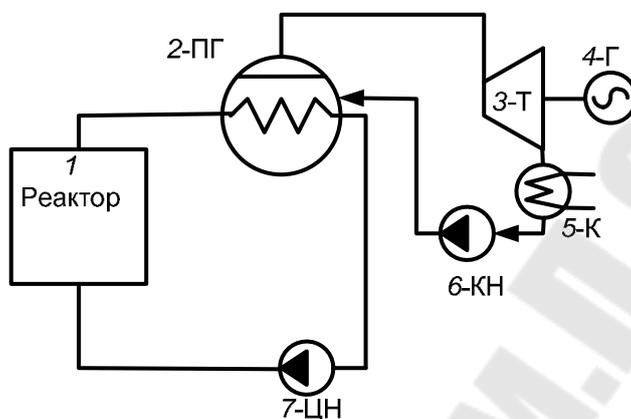


Рис.1.3. Технологическая схема блока атомной электростанции с реактором водо-водяным энергетическим реактором:
 1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – турбина; 4 – генератор; 5 – конденсатор;
 6 – конденсатный насос; 7 – циркуляционный насос первого контура

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.

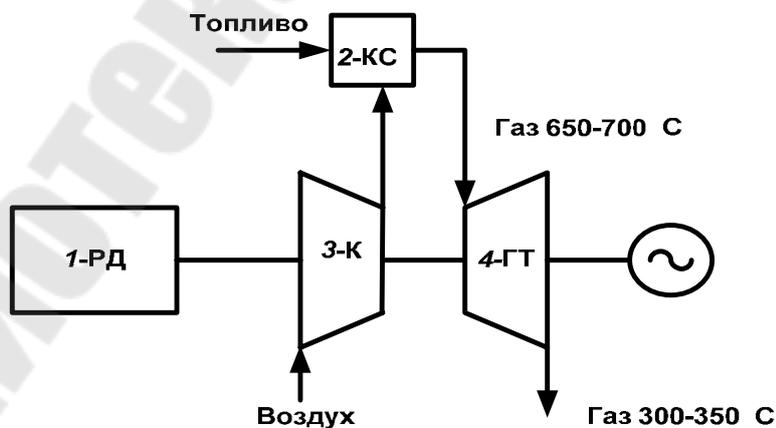


Рис. 1.4. Технологическая схема газотурбинной установки:
 1 – разгонный двигатель; 2 – камера сгорания; 3 – компрессор;
 4 – газовая турбина

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

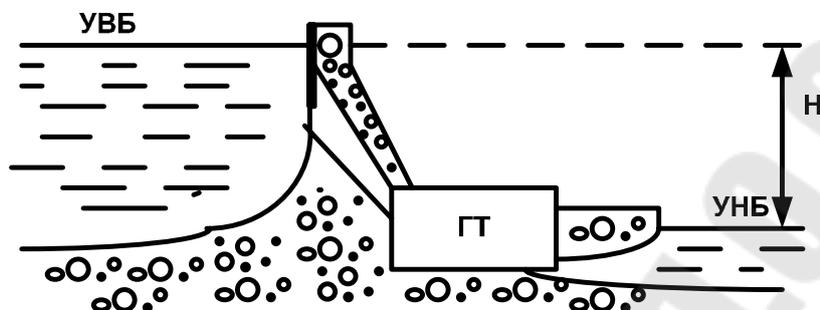


Рис. 1.5. Технологическая схема гидравлической электростанции:
УВБ – уровень верхнего бьефа; УНБ – уровень нижнего бьефа;
Н – перепад высот; ГТ – гидротурбина

Мощность гидроэлектростанции (кВт) может быть определена по выражению:

$$P_{\text{пол}} = \frac{\rho Q H \eta}{102 \cdot 3600} \approx \frac{QH\eta}{367,2}; H - \text{м вод. ст.}; Q - \text{м}^3/\text{ч}.$$

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.

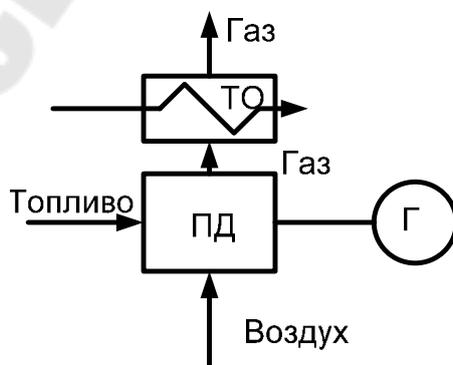


Рис. 1.6. Технологическая схема когенераторной установки:
ПД – первичный двигатель (ДВС или турбина); Г – генератор;
ТО – теплообменник

1.2. Синхронные генераторы

1.2.1. Конструкции синхронных генераторов

Скорость вращения ротора синхронного генератора:

$$n = \frac{60f}{p} \text{ (ТГ и ГГ),}$$

где p – число пар полюсов; f – частота; n – скорость вращения (об/мин).

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

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 0,5 мм. Для охлаждения в стали предусмотрены аксиальные и радиальные каналы.

Ротор выполняется из цельнометаллической поковки. Максимальные размеры: $d = 1,1 \div 1,2$ м; $l = 6,0 \div 6,5$ 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.

Гидрогенераторы небольшой мощности – горизонтального исполнения;

Гидрогенераторы средней и большой мощности – вертикального исполнения (подвешного или зонтичного типа).

Частота вращения составляет 60–600 об/мин.

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

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 °С, а ротора 130 °С. Для более термостойкой изоляции допустимые температуры значительно выше: $H - t_{\text{пред}} = 155 \text{ °С}$; $F - t_{\text{пред}} = 180 \text{ °С}$.

Превышение температуры изоляции сверхдопустимых 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.

Таблица 1.2

Характеристика охлаждающей среды при давлении 0,1 МПа

Элемент	Теплопроводность	Плотность	Теплоотводящая 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. 1.3 приведены сравнительные характеристики различных систем охлаждения.

Таблица 1.3

Эффективность различных систем охлаждения

Охлаждение турбогенераторов	Увеличение мощности, отн. ед.
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 быстроедействие.

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, так как 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 $P_f \approx (0,3 \% \div 1 \%)P_T$;
 - номинальное напряжение $U_{fном} \approx (80 \div 650) \text{ В}$;
 - кратность форсировки $K_\phi = U_{fпот} / U_{fном}$ (не менее двух);
 - скорость нарастания возбуждения $V_\phi = \frac{0,632(U_{fпот} - U_{fном})}{(U_{fном} t_1)}$

(рис. 1.7). Скорость нарастания возбуждения должна составлять не менее двух.

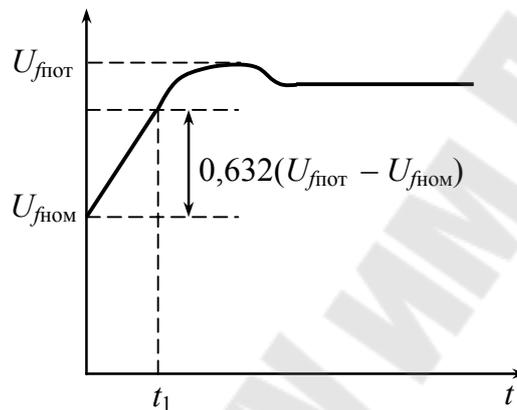


Рис. 1.7. Изменение напряжения при форсировке возбуждения

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

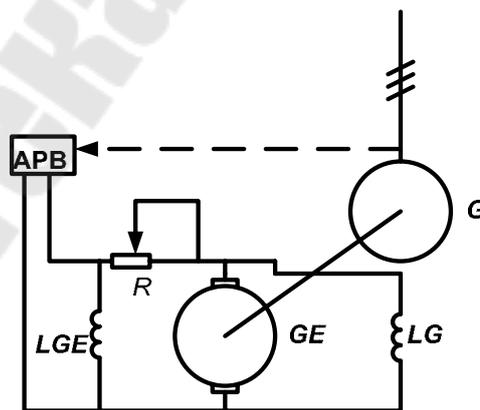


Рис. 1.8. Принципиальная схема независимого электромашинного возбуждения:

G – генератор; GE – возбуждатель; LG – обмотка возбуждения генератора; LGE – обмотка возбуждения возбуждателя; R – регулирующий реостат; APB – устройство автоматического регулирования возбуждения генератора

К недостаткам системы возбуждения относятся относительно небольшая скорость нарастания возбуждения ($v \approx 2 \text{ с}^{-1}$), невысокая надежность и потери мощности в коллекторе.

Полупроводниковая система самовозбуждения генератора. Питание цепей возбуждения осуществляется от двух источников: трансформатора тока $TA1$ и понижающего трансформатора $T1$. Вторичный ток $TA1$ пропорционален току статора. От выпрямителя $VS2$ обеспечивается регулирование возбуждения в нормальном режиме и при форсировке возбуждения.

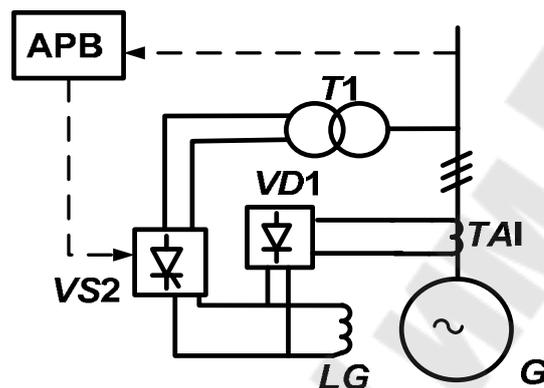


Рис. 1.9. Принципиальная схема полупроводниковой системы самовозбуждения генератора:

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. 1.10) применяется высокочастотный возбудитель индукторного типа частотой 500 Гц, 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 400 Гц 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 $VS2$.

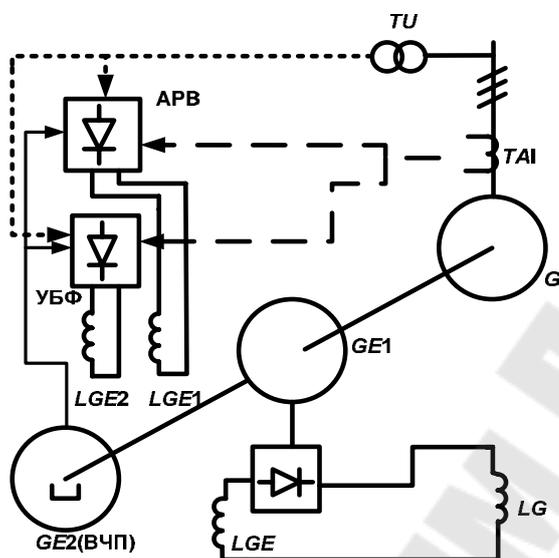


Рис. 1.10. Принципиальная схема высокочастотной системы возбуждения:

G – генератор; $GE1$ – возбудитель; $GE2$ – высокочастотный подвозбудитель; LG – обмотка возбуждения генератора; LGE – обмотка возбуждения возбудителя; $LGE1$, $LGE2$ – обмотки возбуждения подвозбудителя; APB – устройство автоматического регулирования возбуждения генератора; $УБФ$ – устройство быстродействующей форсировки

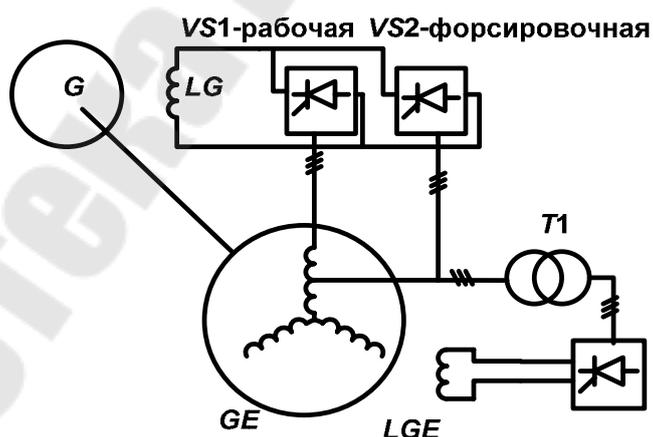


Рис. 1.11. Принципиальная схема независимого тиристорного возбуждения генератора:

G – генератор; GE – возбудитель; LG – обмотка возбуждения генератора; LGE – обмотка возбуждения возбудителя; $VS1$, $VS2$ – соответственно рабочая и форсировочная группы тиристоров; $T1$ – 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 возбуждителя. Но быстрое гашение поля может вызвать опасные перенапряжения. Амплитуда возможных перенапряжений при обрыве тока определяется выражением: $U_{\Pi} = I_{\text{в}} \sqrt{L_{\text{в}}/C_{\text{в}}}$, 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 снизилась до значения 500 В. При этом напряжении происходит погасание дуги переменного тока. *Время гашения поля* – это такое время, в течение которого ток возбуждения снижается до значения соответствующего ЭДС статора 500 В.

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:

$$\Delta P_{\text{гп}} = I_{\text{в}}^2 r_{\text{гп}},$$

где $r_{\text{гп}}$ – сопротивление гасительного резистора $r_{\text{гп}} \approx (3 \div 5)r_f$; r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения генератора.

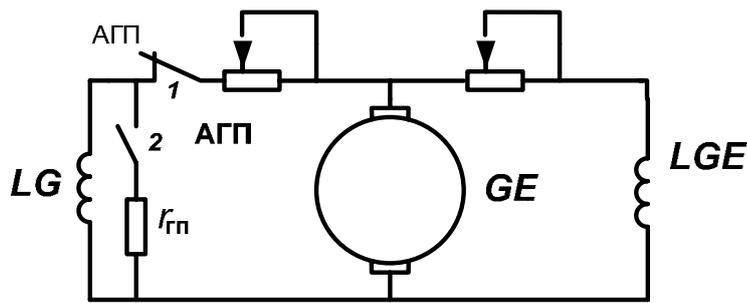


Рис. 1.12. Гашение поля автоматом с дугогасительным сопротивлением

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

Мощность, выделяющаяся на дугогасительной решетке, определяется выражением – $\Delta P_{гп} = I_{в} U_{д}$. Преимущество данного метода состоит в более интенсивном гашении дуги и уменьшении возможных перенапряжений.

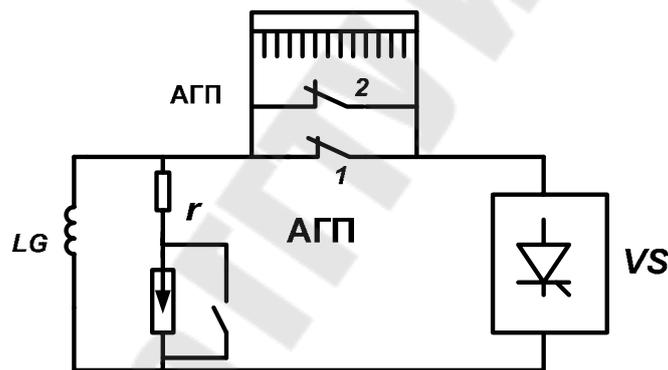


Рис. 1.13. Гашение поля автоматом с дугогасительной решеткой

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

Противовключение возбудителя (перевод тиристорного возбудителя в инвертирующий режим). Процесс гашения поля аналогичен гашению поля с помощью дугогасительной решетки (включение противоЭДС). Для гашения поля используется форсировочная группа тиристоров с предельным напряжением до $4U_{фном}$.

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 %; φ – не более 20 град.

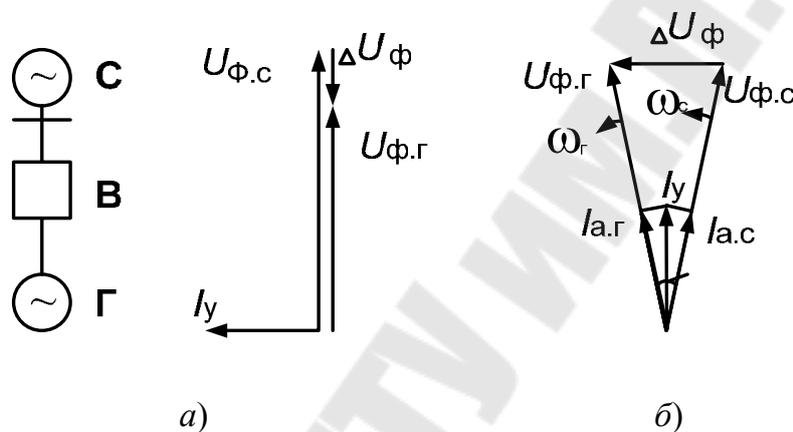


Рис. 1.14. Включение генераторов методом точной синхронизации

Уравнительные токи при включении генератора методом точной синхронизации:

$$I_y = \frac{U_{\phi.c} - E_{\phi.g}}{X_d^{11} + X_c}.$$

Метод самосинхронизации. Генератор разгоняется до скорости, близкой к синхронной ($\Delta\omega = 2 - 3 \%$), и включается. После включения подается возбуждение и через 1–2 с генератор втягивается в синхронизм. При разгоне генератора (до включения выключателя) обмотка возбуждения должна быть замкнута на разрядное сопротивление 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 аномальные режимы синхронных генераторов (СГ).

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 долго, при этом температура обмоток и стали не должны выходить за установленные пределы.

Аномальные режимы работы СГ: перегрузки; асинхронный режим (потеря устойчивости, потеря возбуждения); внешние короткие замыкания и др. Аномальные 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 $10 \div 160$ Мвар.

$$\text{Ток, потребляемый СК: } I_{\text{СК}} = \frac{E_{\text{СК}} - U_{\text{с}}}{x_{\text{СК}}}.$$

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 ($I_{\text{п.СК}} = (2 \div 2,8)I_{\text{н}}$).

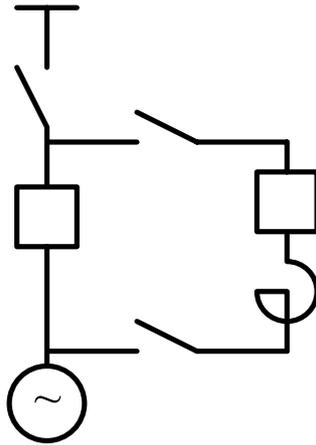


Рис. 1.15. Включение синхронного компенсатора

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

Достоинством 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.

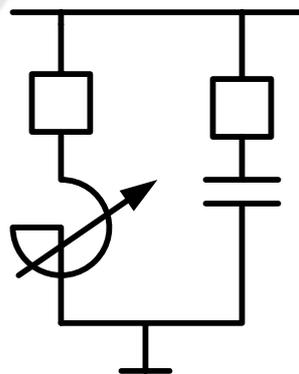


Рис. 1.16. Статический регулируемый источник реактивной мощности

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 работать трансформатор при номинальных условиях охлаждения, частоте и напряжении.

В табл. 1.4 приведена шкала номинальных мощностей (кВ · А) трансформаторов до 6300 кВ · А включительно.

Таблица 1.4

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. Напряжение короткого замыкания характеризует полное сопротивление трансформатора. В справочных данных оно обычно указывается в % от номинального напряжения. Напряжение короткого замыкания 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 холоднокатаной 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 напряжений 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:

$$S_{\text{р.о}} = S_{\text{нн}} / n,$$

где n – количество расщепленных ветвей.

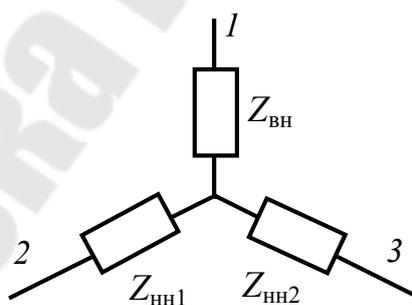


Рис. 1.17. Схема замещения трансформатора с расщепленной обмоткой

Конструктивные особенности и характеристики трансформаторов с расщепленной обмоткой. Достоинством трансформаторов с расщепленной обмоткой является большое сопротивление ветвей, что позволяет уменьшить токи короткого замыкания в распределительных устройствах (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 % и для отдельных обмоток могут быть определены по выражениям:

$$U_{кн1} = U_{кн2} = U_{к.в-н1//н2} \cdot \frac{K_p}{2};$$

$$U_{кв} = U_{к.в-н1//н2} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right),$$

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 отдельной работе обмоток низкого напряжения) можно принимать: $U_{к.т} = 2 \cdot U_{к.в-н1//н2}$.

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

1.4.1. Автотрансформаторы

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

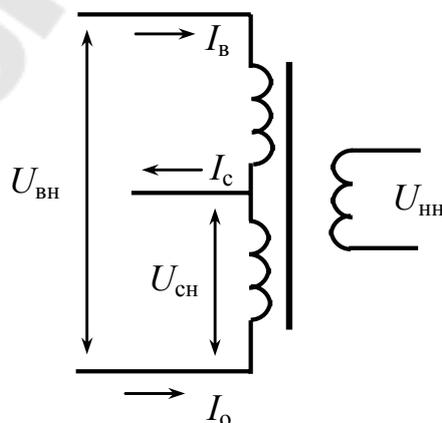


Рис. 1.18. Схема однофазного трехобмоточного автотрансформатора

Полная мощность, передаваемая из первичной стороны автотрансформатора во вторичную, называется *проходной*. Проходная мощность в номинальном режиме называется номинальной $S_{\text{ном}}$.

Мощность передаваемая электромагнитным полем называется *трансформаторной*: $S_{\text{тр}} = I_{\text{в}}(U_{\text{в}} - U_{\text{с}})$. Трансформаторная мощность в номинальном режиме называется *типовой* $S_{\text{тип}}$.

Мощность, передаваемая из первичной обмотки во вторичную за счет электрической связи, называется *электрической*: $S_{\text{эл}} = I_{\text{в}}U_{\text{с}}$.

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

Коэффициент типовой мощности:

$$K_{\text{выг}} = K_{\text{тип}} = \frac{S_{\text{тип}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{(U_{\text{в}} - U_{\text{с}})I_{\text{в}}}{U_{\text{в}}I_{\text{в}}} = 1 - \frac{U_{\text{с}}}{U_{\text{в}}} = 1 - \frac{1}{K_{\text{тр}}}.$$

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

1.4.2. Схемы соединений трансформаторов и автотрансформаторов

Обмотки трансформаторов соединяются в следующие схемы:



Сети напряжением 110 кВ и выше выполняются с эффективно заземленной нейтралью, соответственно схема соединения \star° . *Сетями с эффективно заземленной нейтралью* называются сети, в которых нейтрали 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 $1,4U_{\text{ф}}$.

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

На понижающих подстанциях в зависимости от номинального напряжения и типа трансформатора (АТ) применяются следующие способы заземления нейтралей:

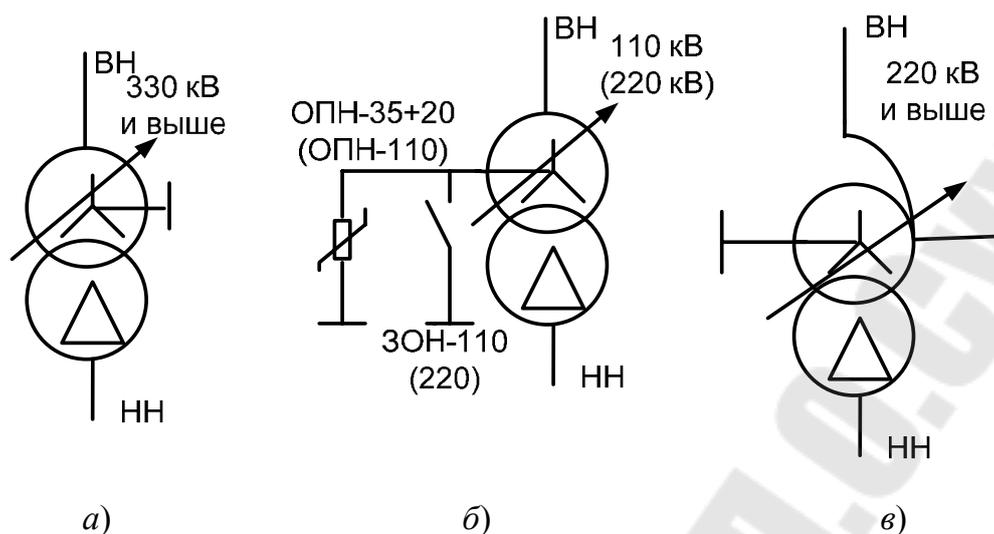


Рис. 1.19. Способы заземления трансформаторов и автотрансформаторов

1.4.3. Регулирование напряжения трансформаторов

Для поддержания требуемых уровней напряжения у потребителей в электрических сетях предусматриваются следующие способы регулирования напряжения:

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

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

Устройство ПБВ позволяет регулировать напряжение в пределах $\pm 5\%$.

На трансформаторах малой мощности – три ответвления $+5$; 0 ; -5% .

У трансформаторов средней и большой мощности 5 ответвлений ($2 \times 2,5\%$).

Переключение без возбуждения применяется для сезонного регулирования.

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 ± 10 до $\pm 15\%$ ступенями приблизительно $1,5\%$.

Регулирование обычно выполняется на стороне высокого напряжения, так как при этом коммутируются меньшие токи.

Различают следующие основные типы РПН:

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

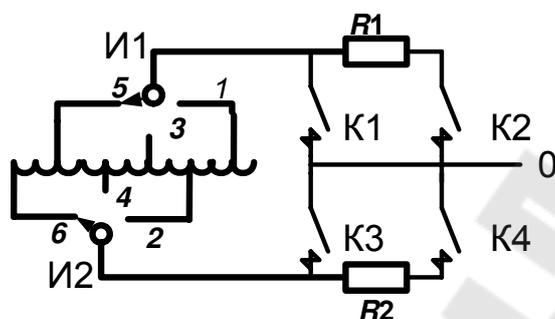


Рис. 1.20. Схема устройства регулирования под нагрузкой с токоограничивающими резисторами

Последовательность переключений устройства РПН с отпайки 5 на 4 приведена в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Последовательность переключений устройства регулирования под нагрузкой

Номер операции	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.

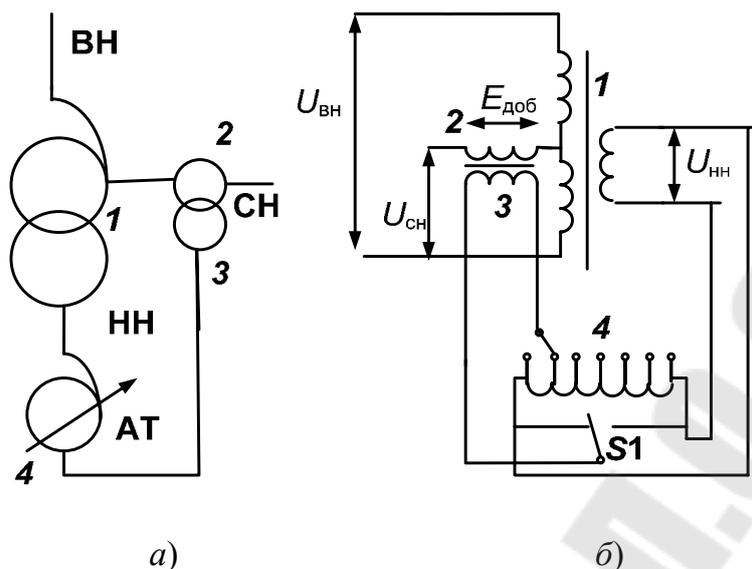


Рис. 1.21. Регулирование с помощью вольтодобавочных трансформаторов: а – схема подключения последовательного трансформатора; б – схема включения регулировочного автотрансформатора:

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 1600 кВА и напряжении до 15 кВ.

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 63000 кВА 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 $\theta_{\text{м}} = 60(55) \text{ }^{\circ}\text{C}$; для систем охлаждения Ц и ДЦ – $\theta_{\text{м}} = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

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

Для указанных условий определяются превышения температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла для трансформаторов с системами охлаждения М и Д – $\theta_{\text{ннт}} = 18(23) \text{ }^\circ\text{C}$; а для трансформаторов с системами охлаждения Ц и ДЦ – $\theta_{\text{ннт}} = 38 \text{ }^\circ\text{C}$. Соответственно номинальная температура наиболее нагретой точки составит: $\vartheta_{\text{ннт}}^{\text{НОМ}} = 98 \text{ }^\circ\text{C}$.

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

Эквивалентная нагрузка за определенный период времени:

$$I_{\text{н.эк}} = I_{\text{н}} \sqrt{\frac{\sum K_i^2 \tau}{\sum \tau}}$$

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

Температура в наиболее нагретой точке:

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

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

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

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 (табл. 1.6).

Таблица 1.6

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

Нагрев трансформатора определяется уравнением теплового баланса: $\Delta P \cdot dt = GCd\theta + KFdt$.

Превышение температуры масла в верхних слоях:

$$\theta = \theta + (\theta_{уст} - \theta_0)(1 - e^{-t/T_{тр}}),$$

где $T_{тр} = \frac{GC}{KF}$ – постоянная времени (2,5–3,5 ч).

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 °С может быть представлена следующей функцией:

$$V = Ae^{-a\vartheta_{нт}},$$

где A и a – постоянные, зависящие от вида изоляции; ϑ – 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 °С относительный износ и соответственно срок службы изоляции изменяются в два раза.

Постоянная Δ применяется равной 6 °С.

$$\Delta = 0,693/a = 0,693/0,1155 = 6 \text{ °С}.$$

При температуре изоляции $\vartheta_{\text{ном}} = 98 \text{ °С}$.

Износ изоляции при температуре ϑ 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:

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

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 °С (*номинальный*). Для систематических перегрузок согласно ГОСТ 14209–85 максимально допустимая температура масла в верхних слоях $\vartheta_{\text{мmax}}$ не должна превышать 95 °С, а температура наиболее нагретой точки – 140 °С.

Для обмоток $T_{\text{обм}}$ – 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 $2,0 \cdot S_{\text{ном}}$, температура масла в верхних слоях не должна превышать 115 °С, температура в наиболее нагретой точке обмотки трансформаторов с номинальным напряжением до 110 кВ включительно не должна превышать 160 °С, а трансформаторов с номинальным напряжением выше 110 кВ – 140 °С.

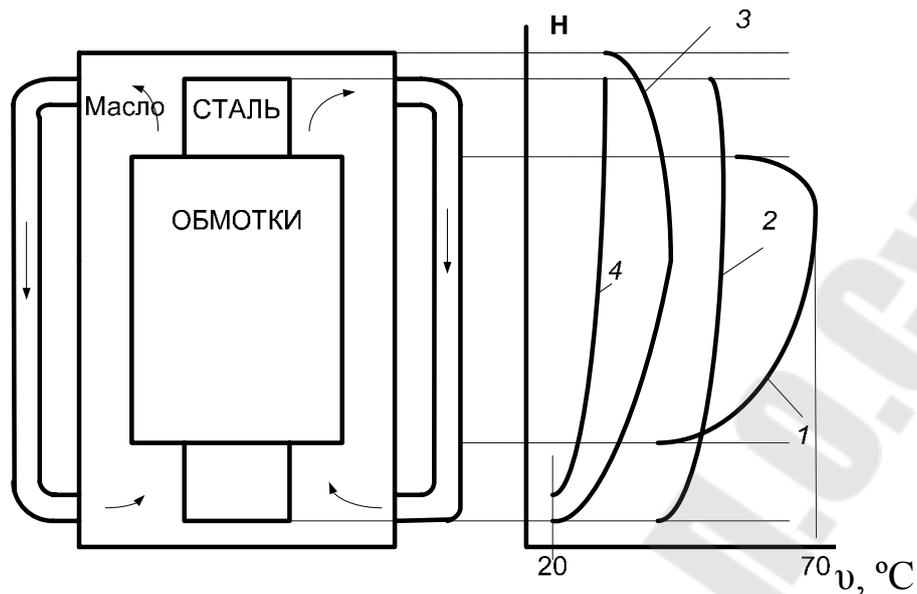


Рис. 1.22. Примерное распределение температур в трансформаторе:
 1 – температуры обмоток; 2 – температура активной стали;
 3 – температура масла; 4 – температура поверхности радиаторов

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, 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.

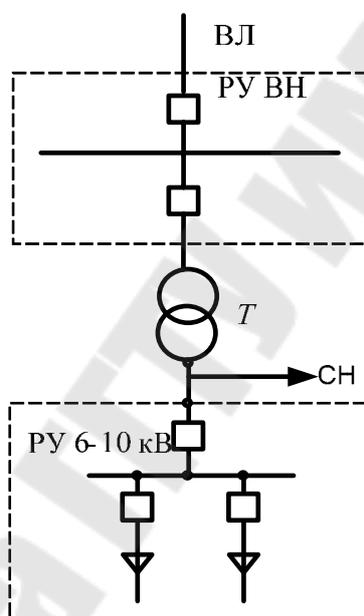


Рис. 2.1. Фрагмент электрических соединений подстанции

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 разработан 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).

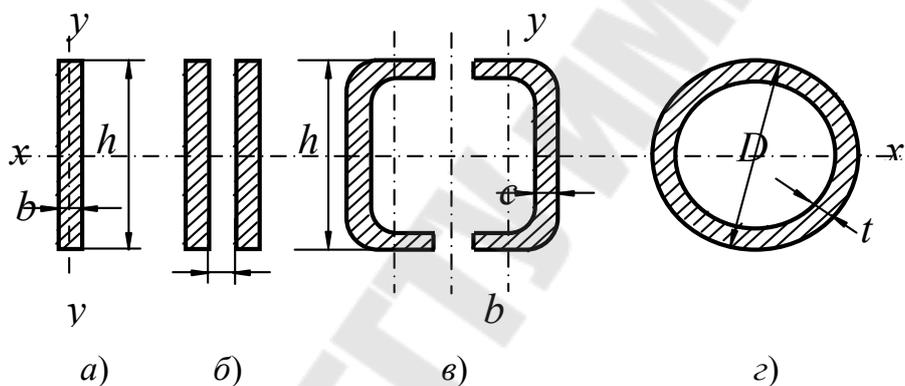


Рис. 2.2. Типовые формы поперечного сечения жестких шин

Комплектные токопроводы и шинные мосты. Шинные мосты поставляются комплектно со 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.

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 $-40 \dots +100$ °С.

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

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

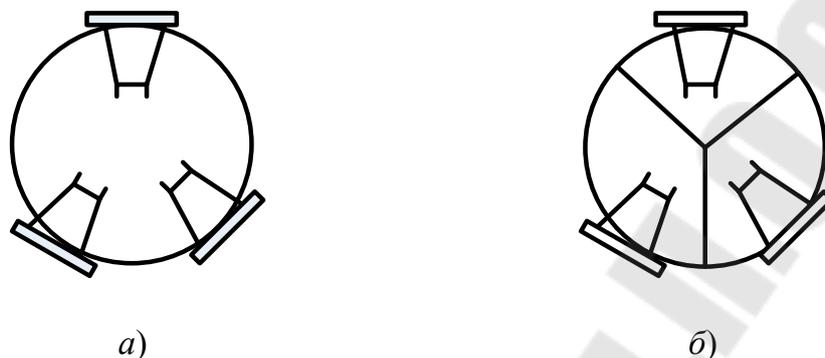


Рис. 2.3. Схемы токопроводов круглого сечения:

- 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 3 м, а ТЭК-20 – с секциями длиной 8 м. 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 $I_{\text{рем max}}$.

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 и определяется выражением:

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

где $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима (без перегрузок); $j_{\text{э}}$ – нормированная экономическая плотность тока, А/мм².

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 для длительного утяжеленного режима. Для установившегося режима можно записать уравнение нагрева:

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

где $R_{\text{а}}$ – активное сопротивление проводника; $\Phi_{\text{л}}$, $\Phi_{\text{к}}$, Φ – соответственно тепловой поток лучеиспусканием, конвекцией и суммарный.

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

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

Таблица 2.1

Допустимые температуры проводников

Вид и материал проводника	Длительно допустимая температура жил $\nu_{\text{ж.дл}}$, °С
Шины и голые провода:	
медные	70
алюминиевые	70

Окончание табл. 2.1

Вид и материал проводника	Длительно допустимая температура жил $t_{ж.дл}$, °С
стальные, непосредственно не соединенные с аппаратами	70
То же, непосредственно соединенные с аппаратами	70
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией напряжением, 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 изоляцией	70

Таблица 2.2

Расчетная температура окружающей среды для проводников и аппаратов

Проводники и аппараты	Среда	Температура t_p , °С
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 стойкостью*. Критерием термической стойкости является конечная температура, которая ограничивается механической прочностью металлов, деформациями частей аппаратов, а также нагревостойкостью изоляции. Допустимые конечные температуры для проводников (табл. 2.3) 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. 2.3, допустимые конечные температуры при КЗ лежат в пределах от 120 до 300 °С, в то время как допустимые температуры при нормальной работе, как правило, не превышают 60–80 °С.

Таблица 2.3

Допустимые конечные температуры проводников при коротком замыкании

Проводники и части аппаратов	Конечная температура, °С
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:

$$I_{кт}^2 r_v dt = G C_v dv,$$

где r_v , C_v – соответственно, сопротивление и теплоемкость проводника для температуры v ; G – масса проводника.

После подстановки G , r_v и разделения переменных:

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

$$\frac{1}{q^2} \int_0^{t_{отк}} I_{кт}^2 dt = \int_{v_v}^{v_k} \gamma \frac{C_v}{f_v} dv,$$

где γ , q – удельная проводимость и площадь поперечного сечения проводника.

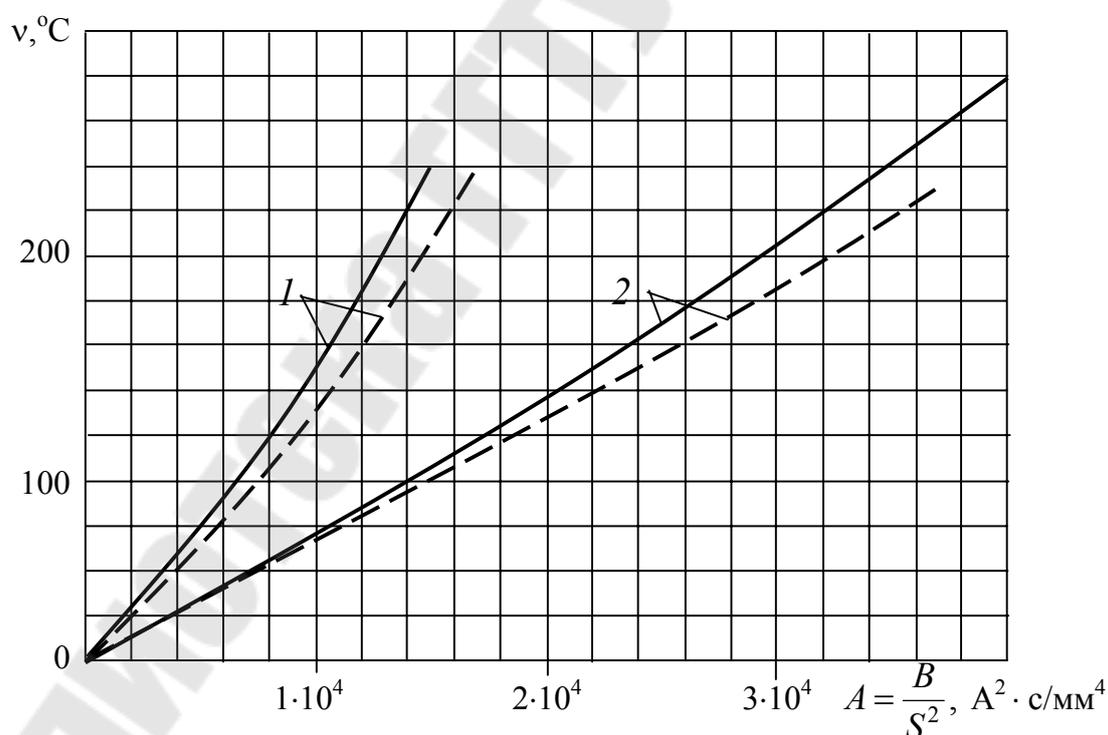


Рис. 2.5. Кривые для определения конечной температуры шин и кабелей при коротком замыкании; сплошные линии относятся к жестким шинам, а пунктирные – к кабелям с многопроволочными жилами: 1 – алюминий, 2 – медь

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

При этом

$$A_{\text{к}} = A_{\text{нач}} + \frac{B_{\text{к}}}{q^2},$$

где $B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}})$; $T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей (табл. 2.4).

Таблица 2.4

Электрическая система, элемент системы	$T_{\text{а}}, \text{с}$	$k_{\text{у}}$
Распределительное устройство 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 $A_{\text{к}}$ и рис. 2.5 определяется температура $v_{\text{к}}$ в конце короткого замыкания.

Проводник термически устойчив, если $v_{\text{к}} \leq v_{\text{к, доп}}$.

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

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

$$q_{\text{min т.с}} = \sqrt{\frac{B_{\text{к}}}{A_{\text{к, доп}} - A_{\text{нач}}}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}.$$

Значения коэффициентов $C \left(\frac{A \cdot C^{1/2}}{\text{мм}^2} \right)$ приведены в табл. 2.5.

Условия термической стойкости при этом определяются выражением $q_{\text{min доп}} \leq q_{\text{расч}}$, 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 $I_{\text{тер.доп}}$.

**Допустимые температуры и соответствующие им коэффициенты C
для шин и кабелей**

Обозначения	$v_{к.доп}, ^\circ\text{C}$	C
Шины:		
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
Кабель до 10 кВ с бумажной изоляцией и жилами:		
из меди	200	160
из алюминия	200	90

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

Термически эквивалентный ток определяется из условия:

$$I_{\text{тер.эк}} = \sqrt{\frac{B_{\text{к}}}{t_{\text{отк}}}} = I_{\text{по}} \sqrt{1 + \frac{T_{\text{а}}}{t_{\text{отк}}} \left(1 - e^{-\frac{2t_{\text{отк}}}{T_{\text{а}}}}\right)}.$$

В практических расчетах, когда $t_{\text{отк}} \geq 3T_{\text{а}}$, эквивалентный ток КЗ допустимо определять по следующему выражению:

$$I_{\text{тер.эк}} = I_{\text{по}} \sqrt{1 + \frac{T_{\text{а}}}{t_{\text{отк}}}}.$$

Для коммутационных аппаратов

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

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

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

$$I_{\text{тер.эк}} \leq I_{\text{тер.нор}}.$$

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 воз-

действием 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, см⁴; q – поперечное сечение шины, см².

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.

Таблица 2.6

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 2.7

Допустимое механическое напряжение в материале шин

Материал	Марка	$\sigma_{\text{дон}}$, 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

При расположении шин в плоскости наибольшие динамические нагрузки возникают в средней фазе. Максимальное распределенное усилие на единицу длины средней фазы при трехфазном КЗ:

$$f_{\max} = 1,76 \frac{i_y^2}{a} 10^{-7},$$

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, см³ (табл. 2.6).

Шины механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$, где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин (табл. 2.7).

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 РУ (КРУ, КРУН, КСО) с однополосными конструкциями шин. Поэтому здесь не рассмотрены особенности выбора и проверки двухполосных и трехполосных шин.

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 $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по допускаемой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$,

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор; $F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр},$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

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

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

где $k_{п}$ – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «на ребро» (рис. 2.6).

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

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

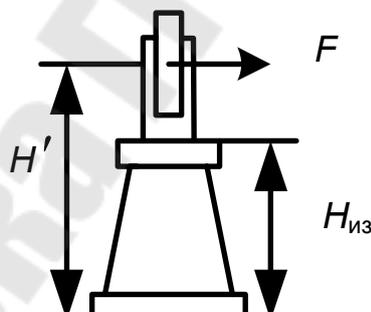


Рис. 2.6. К определению расчетной нагрузки на изолятор

Разрушающая нагрузка для опорных изоляторов приведена в табл. 2.8.

Таблица 2.8

Тип изолятора	$F_{разр.и}$, Н
ОФ-6-375, ОФ-10-375, ОФ-20-375, ОФ-35-375	3750
ОФ-6-750, ОФ-10-750, ОФ-20-750, ОФ-35-750	7500
ОФ-10-1250	12500
ОФ-10-2000, ОФ-20-2000	20000
ОФ-20-3000	30000

Проходные изоляторы выбираются:

- по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по номинальному току $I_{мах} \leq I_{ном}$;
- по допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$.

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

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 – $q_{э} = \frac{I_{норм}}{j_{э}}$, найденное значение округляется до ближайшего стандартного;

2. Выполняется проверка по допустимому току утяжеленного режима, с учетом поправки на фактическую температуру окружающей среды:

$I_{доп} \geq I_{р.утяж}$, где $I_{доп} = I_{доп.ном} \sqrt{\frac{v_{п.ном} - v_{в.факт}}{v_{п.ном} - v_{в.ном}}}$. При необходимости сечение проводника увеличивается.

3. Проверка на термическую стойкость выполняется для закрытых РУ: $q_{мин т.с} = \sqrt{B_k / C}$.

4. Проверка на динамическую стойкость: $\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$. Расчетное механическое напряжение в материале шин не должно превышать установленных допустимых напряжений.

Выбор сборных шин осуществляется по тем же условиям, что и выбор токоведущих 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 токоведущие части, выполненные проводами АС. Гибкие токопроводы применяются для соединения трансформаторов с РУ 6–10 кВ. Они выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах.

Условия выбора гибких токоведущих 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 токоведущие части РУ не требуется проверять на электродинамическое действие при мощности КЗ меньше значений, приведенных в табл. 2.9.

Таблица 2.9

Предельно допустимые мощности короткого замыкания

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 110 кВ составляет 120 мм², а для РУ-220 кВ – 240 мм².

Выбор кабелей. Кабели выбираются по экономической плотности тока; проверяются по допустимому току утяжеленного режима:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.утяж}}$$

где $I'_{\text{доп}} = K_1 K_2 K_3 I_{\text{доп}}$; K_1 – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды; K_2 – поправочный коэффициент на количество параллельно проложенных кабелей; K_3 – поправочный коэффициент на вид почвы; $I_{\text{доп}}$ – каталожное значение допустимого тока по условиям нагрева.

Проверка на термическую стойкость: $q_{\text{каб}} \geq q_{\text{min т.с}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}$.

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.

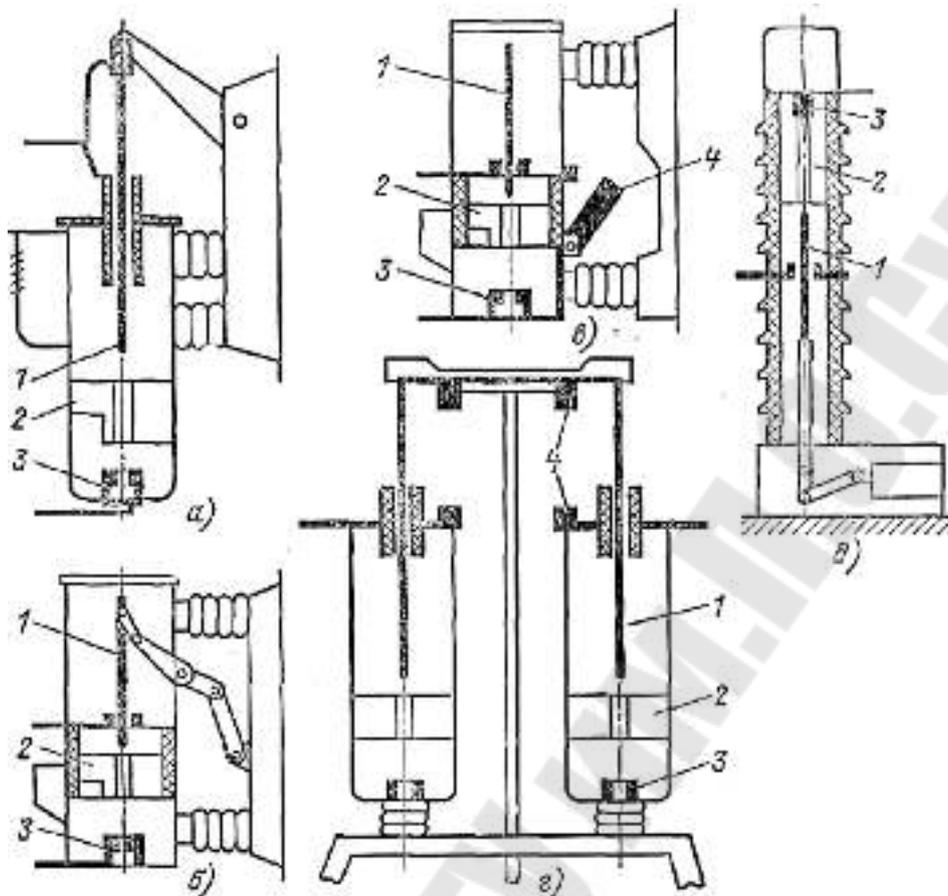


Рис. 3.1. Конструктивные схемы маломасляных выключателей:
 1 – подвижный контакт; 2 – дугогасительная камера;
 3 – неподвижный контакт; 4 – рабочие контакты

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. 3.1, 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. 3.2, а) или поперечным (рис. 3.2, 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. 3.2, а), изготавливаются для внутренней установки на напряжение 15 и 20 кВ и ток до 20000 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. 3.2, 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. 3.2, *з*) созданы выключатели серии ВВ на напряжение до 500 кВ. Чем выше номинальное напряжение и чем больше отключаемая мощность, тем больше должно быть разрывов в дугогасительной камере и в отделителе. По конструктивной схеме рис 3.2, *д* 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 220 кВ при давлении 4 МПа. Для выключателей серии ВВБ количество дугогасительных камер (модулей) зависит от напряжения (110 кВ – одна; 220 кВ – две; 330 кВ – четыре; 500 кВ – шесть; 750 кВ – восемь), а для крупномодульных выключателей (ВВБК, ВНВ) количество модулей соответственно в два раза меньше.

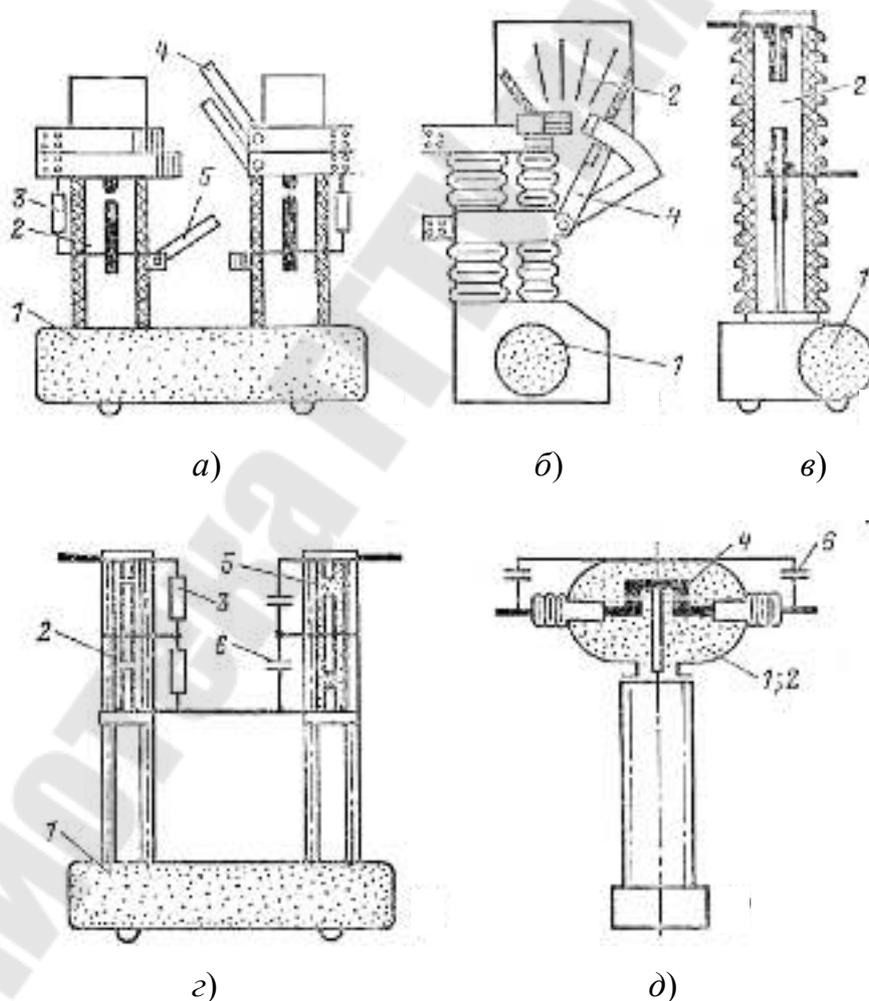


Рис.3.2. Конструктивные схемы воздушных выключателей:
 1 – резервуар со сжатым воздухом; 2 – дугогасительная камера;
 3 – шунтирующий резистор; 4 – главные контакты; 5 – отделитель;
 6 – емкостный делитель напряжения на 110 кВ – два разрыва на фазу (*з*)

Элегазовые выключатели. Элегаз (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.

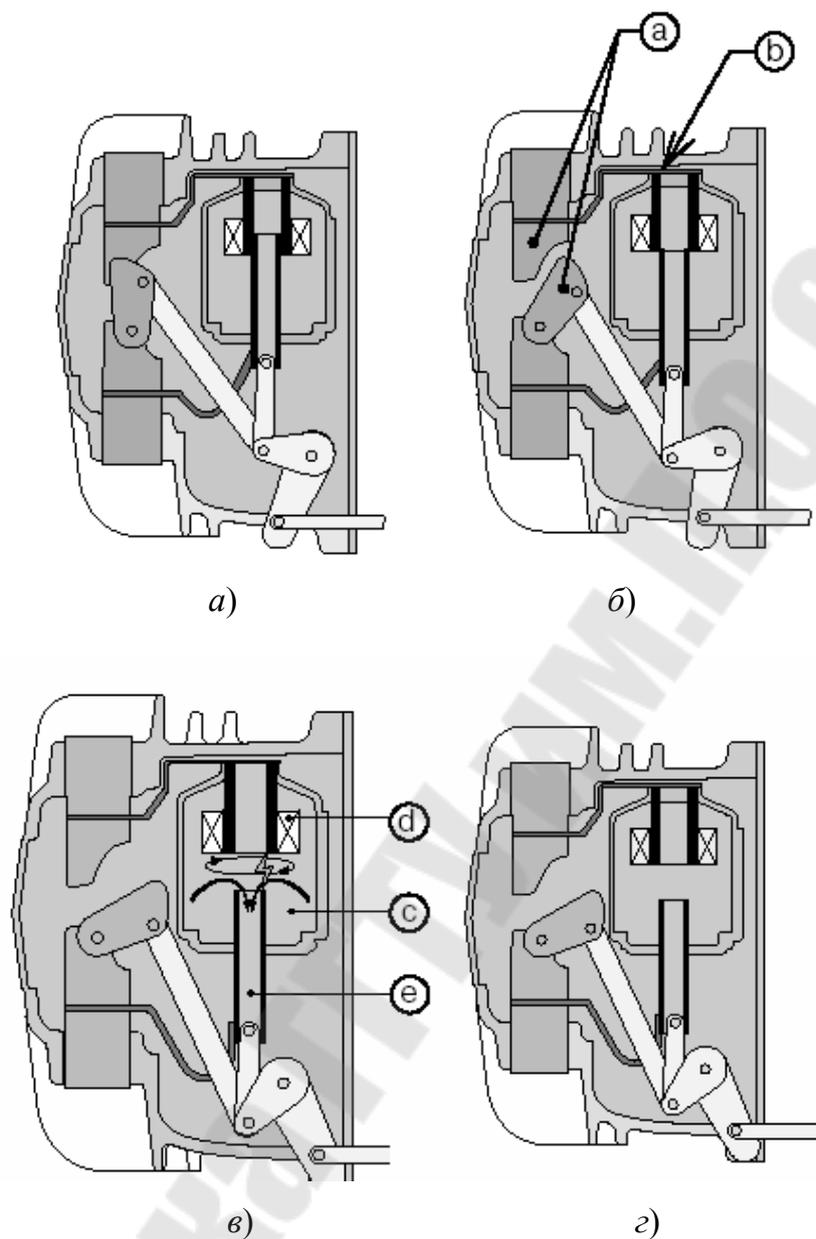


Рис. 3.3. Процесс отключения элегазового выключателя серии LF:

а – выключатель включен; *б* – основные контакты разомкнуты;

в – гашение дуги; *г* – выключатель выключен

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 (*b*). 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, *з*).

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

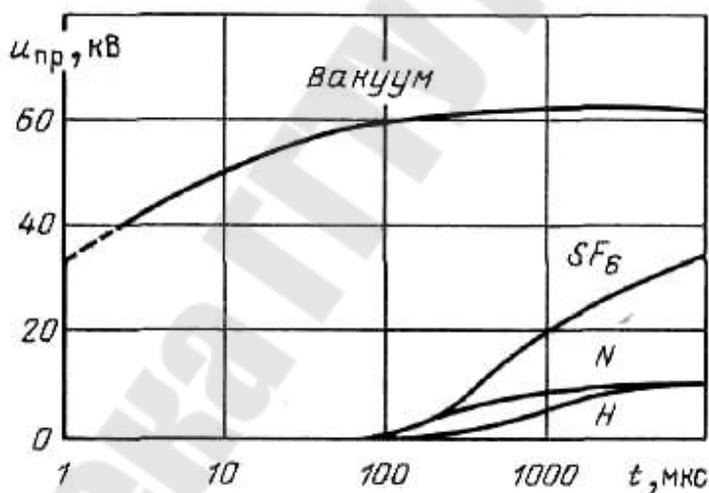


Рис. 3.4. Восстанавливающаяся электрическая прочность промежутка длиной 1/4" после отключения тока 1600 А в вакууме и различных газах при атмосферном давлении

В этих условиях удары частиц о стенки камеры происходят значительно чаще, чем соударения между частицами. На рис. 3.4 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. 3.5.

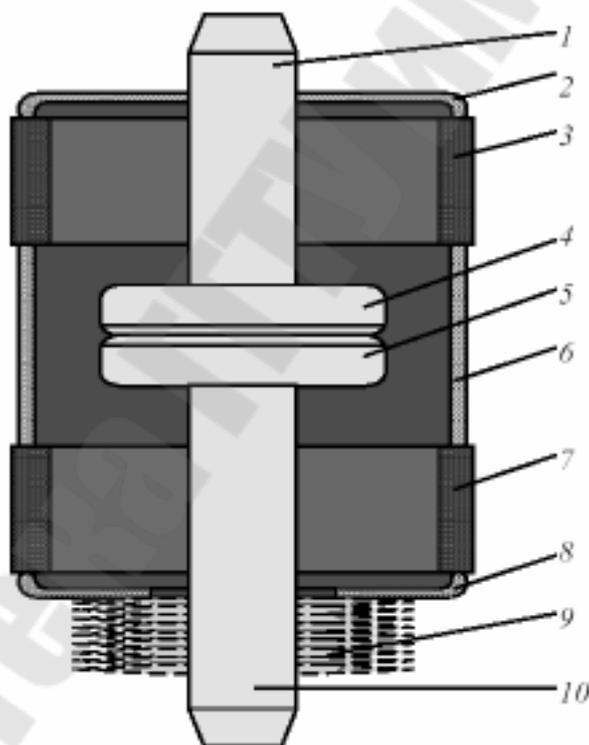


Рис. 3.5. Конструктивная схема вакуумной дугогасительной камеры

Конструкция вакуумной камеры состоит из пары контактов 4 и 5, один из которых является подвижным 5, заключенных в вакуумно-плотную оболочку, спаянную из керамических или стеклянных изоляторов 3 и 7, верхней и нижней металлических крышек 2 и 8 и металлического экрана 6. Перемещение подвижного контакта относитель-

но неподвижного обеспечивается путем применения сильфона 9. Выводы камеры 1 и 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.

Таврида-электрик выпустила новую конструкцию вакуумного выключателя с магнитной защелкой (рис. 3.6). 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 (рис. 3.6) 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 противоЭДС, которая препятствует дальнейшему нарастанию тока, и даже несколько уменьшает его. В процессе движения якорь набирает скорость около 1 м/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 соприкаса-

ется 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 сетях 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.

ТОКОСЪЕМ

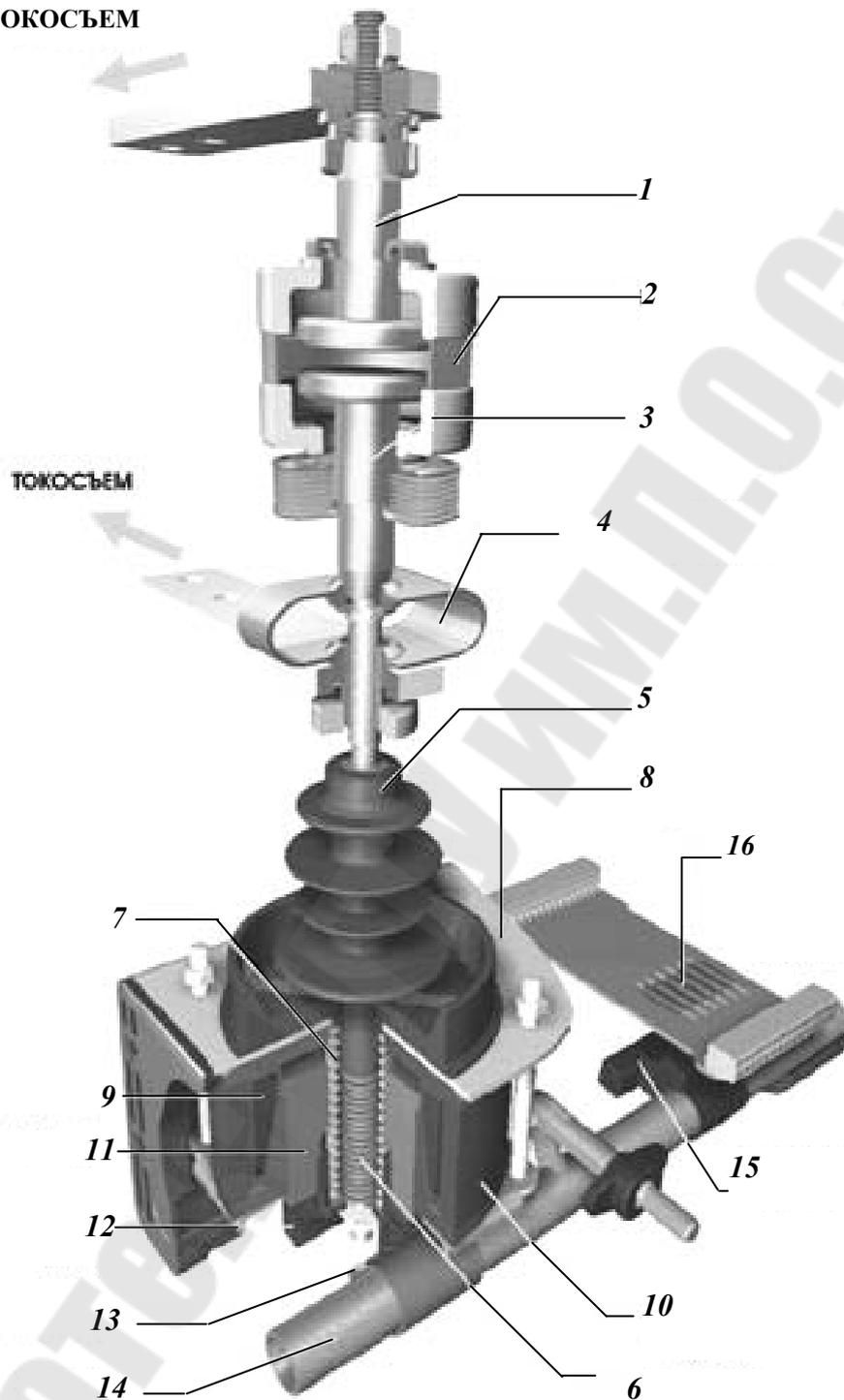


Рис. 3.6. Конструкция вакуумного выключателя с магнитной защелкой:
1 – неподвижный контакт ВДК; 2 – вакуумная дугогасительная камера (ВДК);
3 – подвижный контакт ВДК; 4 – гибкий токосъем; 5 – тяговый изолятор;
6 – пружина поджатия; 7 – отключающая пружина; 8 – верхняя крышка;
9 – катушка; 10 – кольцевой магнит; 11 – якорь; 12 – втулка якоря;
13 – кулачок; 14 – вал; 15 – постоянный магнит; 16 – герконы
(контакты для внешних вспомогательных цепей)

В распределительных сетях наиболее распространены конструкции выключателей нагрузки (ВНР, ВНА, ВНБ) с гасительными устройствами газогенерирующего типа (рис. 3.7). Как видно из рис. 3.7, 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.

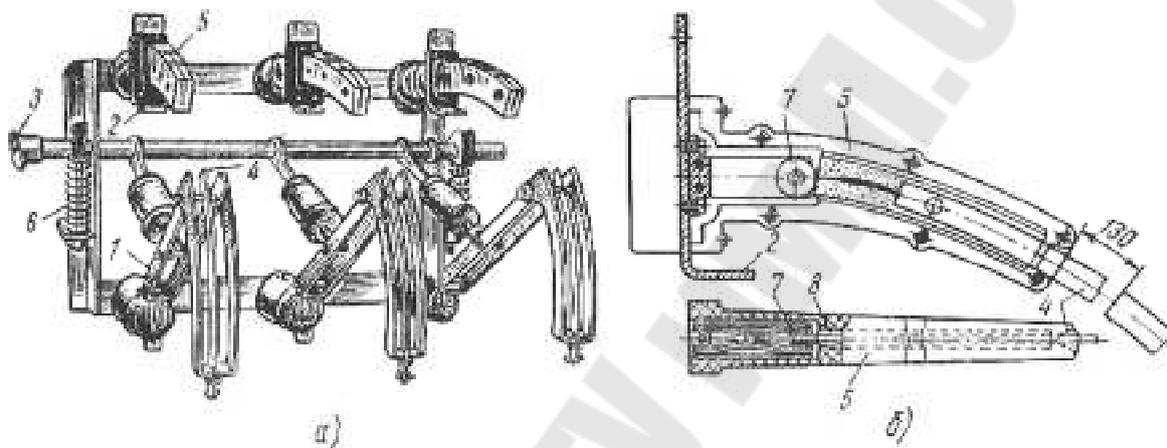


Рис. 3.7. Выключатель нагрузки с гасительными устройствами газогенерирующего типа (ВН):
а – общий вид выключателя; *б* – гасительная камера

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 2, 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 КЗ механизм привода, кроме того, должен преодолеть электродинамические усилия, отталкивающие контакты друг от друга.

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

При отключении работа привода сводится к освобождению защелки, удерживающей механизм во включенном положении. Само отключение происходит за счет силы сжатых или растянутых отключающих пружин.

В зависимости от источника энергии, затрачиваемой на включение и отключение, 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 непосредственно в привод, а предварительно преобразуется и аккумулируется в том или ином виде, например в аккумулятор-

ных 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:

– 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

$$U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}};$$

– по длительному току утяжеленного режима

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

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условиям:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}; i_{\text{у}} \leq I_{\text{м.дин}},$$

где $I_{\text{п0}}$ и $i_{\text{у}}$ – расчетные значения периодической составляющей тока КЗ и ударного тока в цепи, для которой выбирается выключатель.

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

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

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

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

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

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{аф}) = \sqrt{2} \cdot I_{откл} (1 + \beta_{ном}/100).$$

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

$$I_{п0} \leq I_{вкл}; \quad i_{у} \leq I_{м.вкл}.$$

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 :

$$B_k \leq I_T^2 t_T.$$

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 распредустройств, которые обладают большим сроком службы и коммутационным ресурсом.

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

Выбор выключателей

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные выключателя	Условие выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.утяж}$	$I_{ном}$	$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$
$I_{пт}$	$I_{откл}$	$I_{пт} \leq I_{откл}$
$\beta = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} \cdot I_{пт}} \cdot 100$	$\beta_{ном}$	$\beta \leq \beta_{ном}$
$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}$	—	$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot (1 + \beta_{ном} / 100)$
$I_{п0}$	$I_{вкл}$	$I_{п0} \leq I_{вкл}$
i_y	$I_{твкл}$	$i_y \leq I_{твкл}$
$I_{п0}$	$I_{дин}$	$I_{п0} \leq I_{дин}$
i_y	$I_{тдин}$	$i_y \leq I_{тдин}$
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 КЗ 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. 3.8).

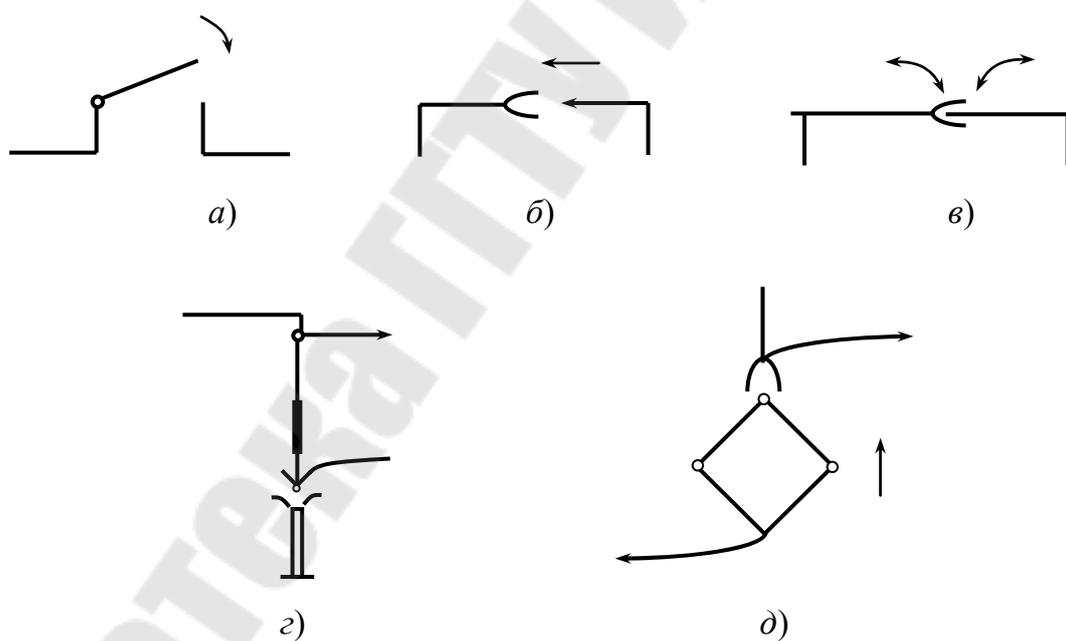


Рис. 3.8. Конструктивные схемы разъединителей

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 блокирует-

ся 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, РЛН, 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 бестоковую 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:

$$I_{\text{раб.утяж}} < I_{\text{откл.}}$$

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 °С.

Допускается работа при температуре выше +35 °С, но не более +60 °С и при условии снижения нагрузки, характеризуемого следующими коэффициентами:

Температура окружающей среды, °С	35	30	25	20	55	60
Коэффициент снижения нагрузки	1,0	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

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

Температура окружающей среды, °С	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 табл. 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_T, t_T	$B_k \leq I_T^2 t_T$

3.3. Высоковольтные предохранители

Предохранители ПКТ, ПКИ предназначены для защиты силовых трансформаторов, воздушных и кабельных линий в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 и 60 Гц с номинальным напряжением 6 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, изготавливаемой 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.

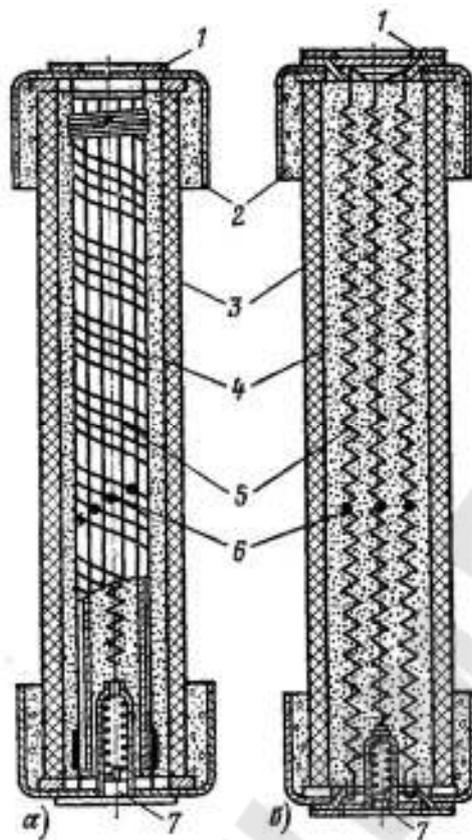


Рис. 3.9. Предохранитель типа ПКТ:

a – на ток до 8 А; *б* – на ток более 8 А:

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:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$$

2. Условие выбора по току длительного режима:

$$I_{\max, \text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$$

3. Условие выбора по отключающей способности:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{отк. ном}}$$

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 табл. 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, а также групповые (рис. 3.10).

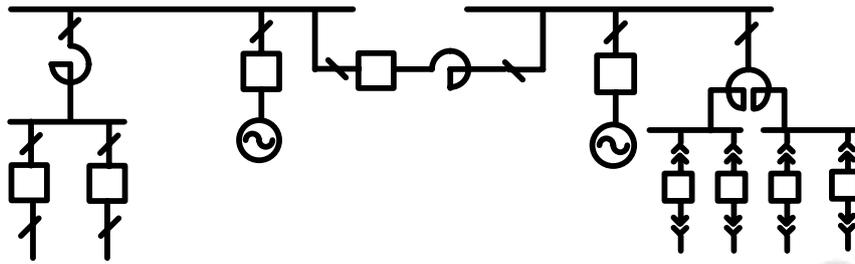


Рис. 3.10. Схема включения реакторов в распределительное устройство генераторного напряжения

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 быстродействия 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 $x_p = x_b = \omega L$ при отсутствии тока в другой. При эксплуатации стремятся к равномерной загрузке ветвей ($I_1 = I_2 = I$). В нормальном режиме работы установки потеря на-

пряжения 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 $X_B = \omega L$, то индуктивное сопротивление ветви с учетом взаимной индукции $X_B^1 = X_B(1 - K_c)$. Обычно коэффициент связи K_c близок к 0,5, тогда $X_B^1 = 0,5X_B$, 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 $X_p = X_B$, т. е. сопротивление реактора при КЗ вдвое больше, чем в нормальном режиме.

Порядок выбора линейных реакторов. Реакторы выбирают по номинальному напряжению и номинальному току:

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

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. 3.11) можно определить по выражению

$$X_{рез.к1} = \frac{U_{ср}}{I_{по.к1} \sqrt{3}}.$$

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 К2 за реактором:

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

Разность полученных сопротивлений даст необходимое сопротивление реактора:

$$X_p = X_{\text{рез.к2}} - X_{\text{рез.к1}}$$

Выбирают по каталогу тип реактора с ближайшим большим значением X_p и рассчитывают действительное значение периодической составляющей тока КЗ за реактором: $I_{\text{по.ф}} = \frac{U_c}{\sqrt{3}(x_p + x_c)}$.

Выбранный реактор необходимо проверить на электродинамическую стойкость:

$$i_y \leq I_{\text{м.дин}}$$

где i_y – ударный ток трехфазного КЗ за реактором.

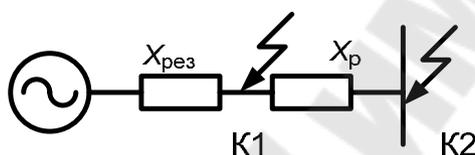


Рис. 3.11. Схема замещения для определения сопротивления реактора

Проверка на термическую стойкость проводится по условию

$$B_k \leq I_T^2 t_T,$$

где B_k – расчетный импульс квадратичного тока при КЗ за реактором.

Короткое замыкание за реактором можно считать удаленным, поэтому

$$B_k = B_{\text{к}} = I_{\text{по.к2}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a),$$

при этом в значение $t_{\text{откл}}$ 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):

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{\text{раб}} x_p \sin \varphi \cdot 100 / U_{\text{ном}}, \% \leq \Delta U_{\text{доп}};$$

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{3} I_{\text{по.ка}} x_p \cdot 100 / U_{\text{ном}}, \%$$

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 напряжений разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле.

Трансформаторы тока. Трансформаторы тока характеризуются номинальным первичным током $I_{\text{ном1}}$ (стандартная шкала номинальных первичных токов содержит значения от 1 до 40000 А) и номинальным вторичным током $I_{\text{ном2}}$, который принят равным 5 или 1 А. Отношение номинального первичного к номинальному вторичному току представляет собой коэффициент трансформации $K = I_{\text{ном1}}/I_{\text{ном2}}$.

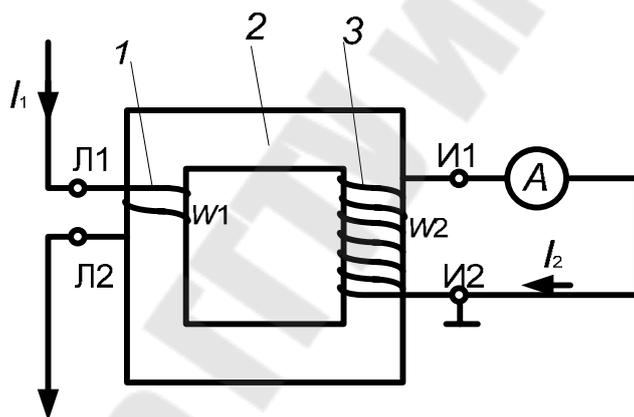


Рис. 3.12. Схема включения трансформатора тока

Трансформаторы тока характеризуются токовой погрешностью $\Delta I = (I_2 K - I_1) 100 / I_1$ (в процентах) и угловой погрешностью σ (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.

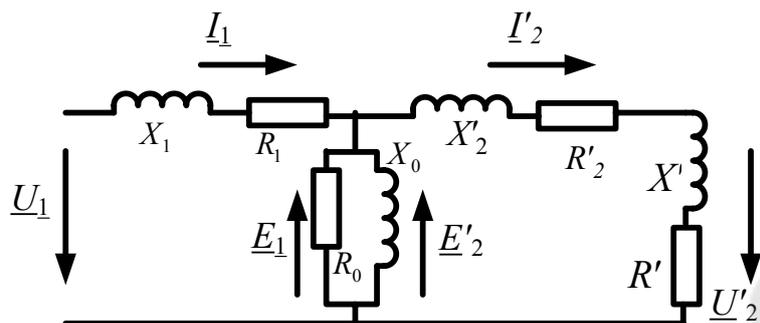


Рис. 3.13. Схема замещения трансформаторов тока

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

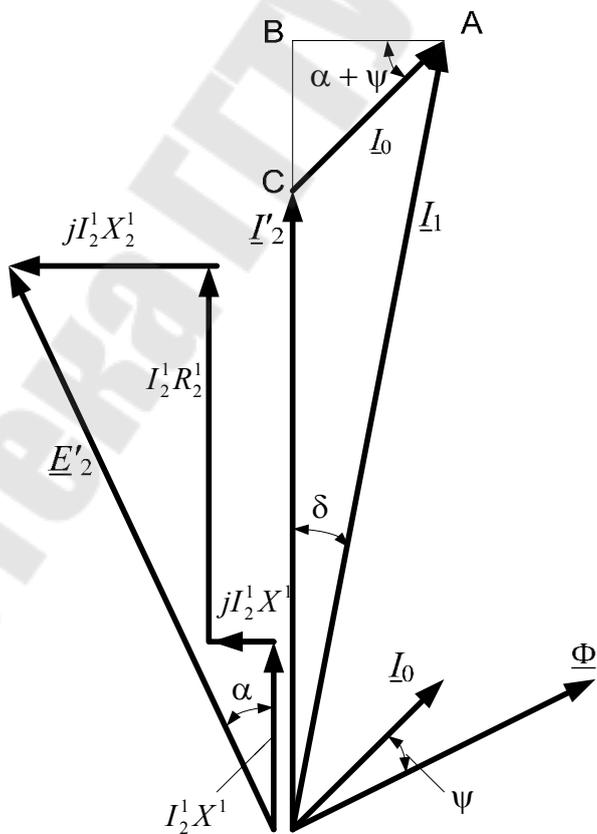


Рис. 3.14. Векторная диаграмма трансформаторов тока

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_T .

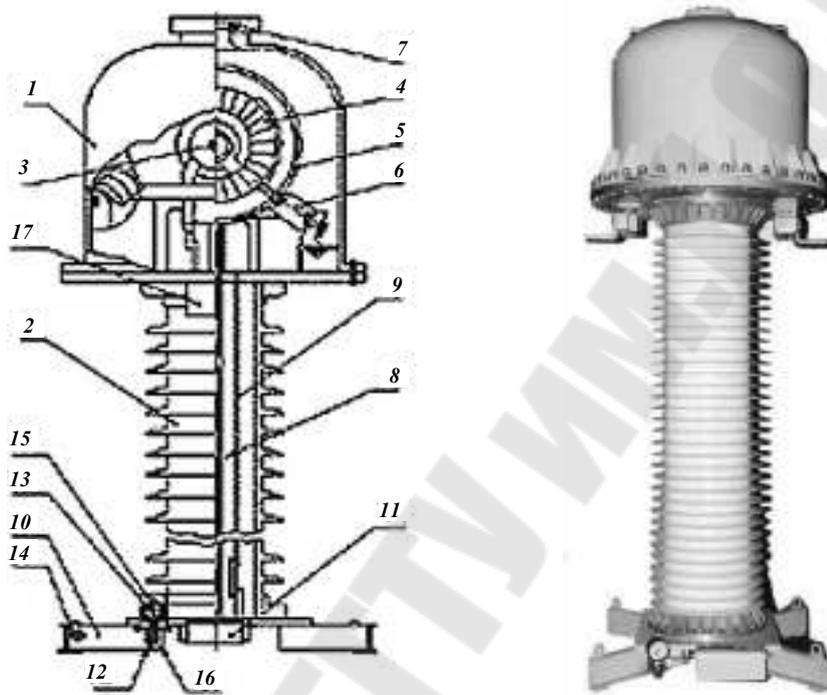


Рис. 3.15. Конструктивная схема трансформатора тока с элегазовой изоляцией (ТОГ):

- 1 – корпус; 2 – крышка; 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

По конструкции различают трансформаторы тока одновитковые (типа ТОЛ, ТПОЛ) и многovitковые 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 (рис. 3.15). Маслонаполненные трансформаторы тока в фарфоровой оболочке: ТФРМ, ТФМ, ТФЗМ, ТФУМ, ТФМД. Для РУ-35 кВ разработаны трансформаторы

тока с литой изоляцией ГОЛ-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.

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	$I_T, t_T, k_T, I_{1ном}$	$B_k \leq I_T^2 t_T; B_k \leq (k_T I_{1ном})^2 t_T$
$Z_{2расч}$	$Z_{2ном}$	$Z_{2расч} \leq Z_{2ном}$

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:

$$r_2 = r_{приб} + r_{конт} + r_k.$$

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

Трансформаторы тока (ТТ) 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 $Z_{2ном}$, определяем допустимое сопротивление $Z_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{конт}$ и площадь сечения провода $S = \rho l_{расч} / r_{пров}$, где ρ – удельное сопротивление материала провода; $l_{расч}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния l от трансформаторов тока до приборов: при включении в не-

полную 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^2 для проводов с алюминиевыми жилами и $2,5 \text{ мм}^2$ для проводов с медными жилами – по условиям механической прочности. Провода с площадью сечения больше 6 мм^2 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 $K = U_{\text{НОМ}}/U_{2\text{НОМ}}$. В зависимости от погрешности различают следующие классы точности трансформаторов напряжения: 0,2; 0,5; 1; 3.

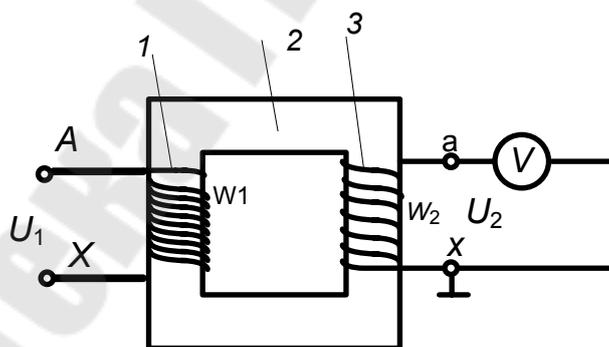


Рис. 3.16. Схема включения трансформатора напряжения

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 $S_{2\max}$. 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 %.

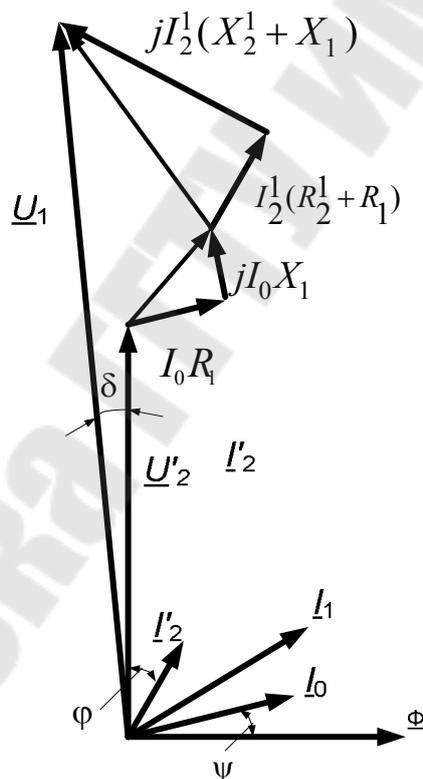


Рис. 3.17. Векторная диаграмма трансформатора напряжения

Погрешности однофазных трансформаторов напряжения могут быть определены аналитически из схемы замещения трансформатора и векторной диаграммы (рис. 3.17). Сопротивления вторичной обмот-

ки 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: $X'_2 = X_2 \cdot n_{\text{ТН}}^2$; $R'_2 = R_2 \cdot n_{\text{ТН}}^2$; $X' = X_2 \cdot n_{\text{ТН}}^2$; $R' = R_2 \cdot n_{\text{ТН}}^2$; $U'_2 = U_2 \cdot n$; $I'_2 = I_2/n$. Угловая погрешность ТН определяется углом δ , а абсолютная $\Delta U\% = \frac{n_{\text{ТН}} \cdot U_2 - U_1}{U_1} 100$.

В установках напряжением до 20 кВ применяются трехфазные и однофазные трансформаторы, при более высоких напряжениях – только однофазные. По типу применяемой изоляции различают трансформаторы напряжения: маслонаполненные, элегазовые и с литой изоляцией.

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. 3.18). 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 (СРА, СРВ).

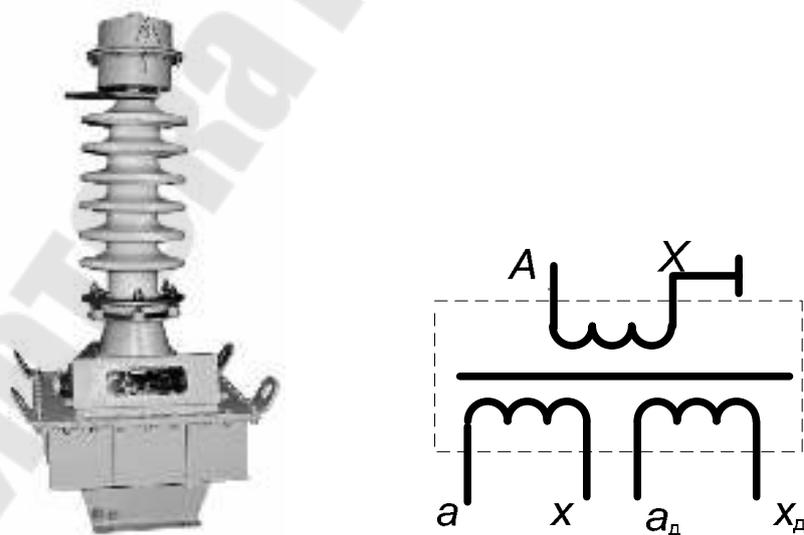


Рис. 3.18. Внешний вид и схема трансформатора напряжения ЗНОМ-35

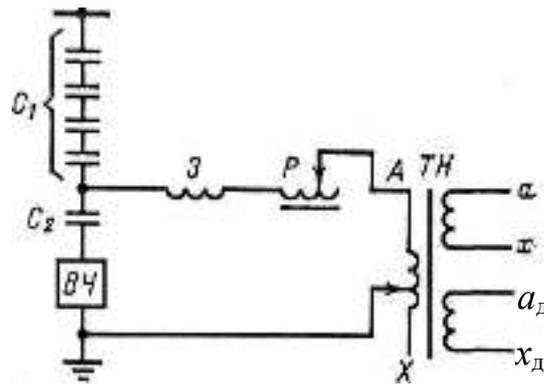


Рис. 3.19. Схема емкостного трансформатора напряжения типа НДЕ

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 межслоевой 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. 3.20.

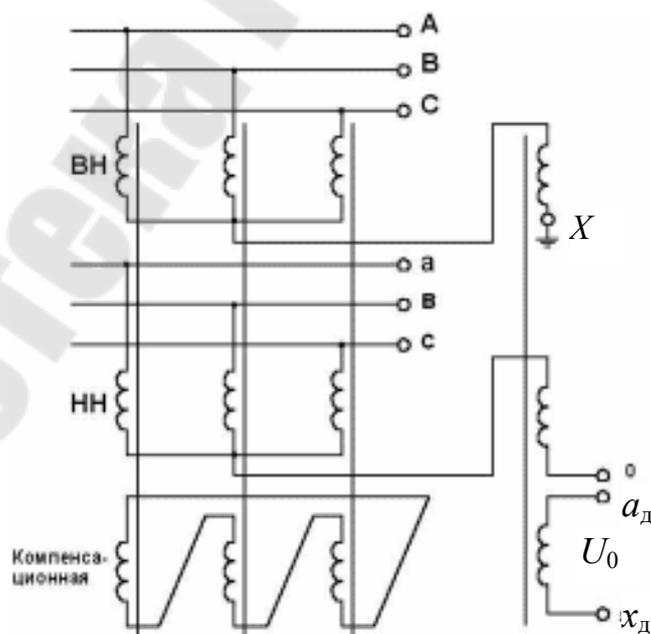


Рис. 3.20. Электрическая схема антирезонансного трансформатора напряжения типа НАМИ-10

В зависимости от назначения могут применяться разные схемы включения трансформаторов напряжения. Два однофазных трансформатора напряжения ($2 \times \text{НОЛ}$), соединенные в неполный треугольник (рис. 3.21, б), 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. 3.21, а). Так же соединяются в трехфазную группу однофазные трехобмоточные трансформаторы типа НДЕ и НКФ.

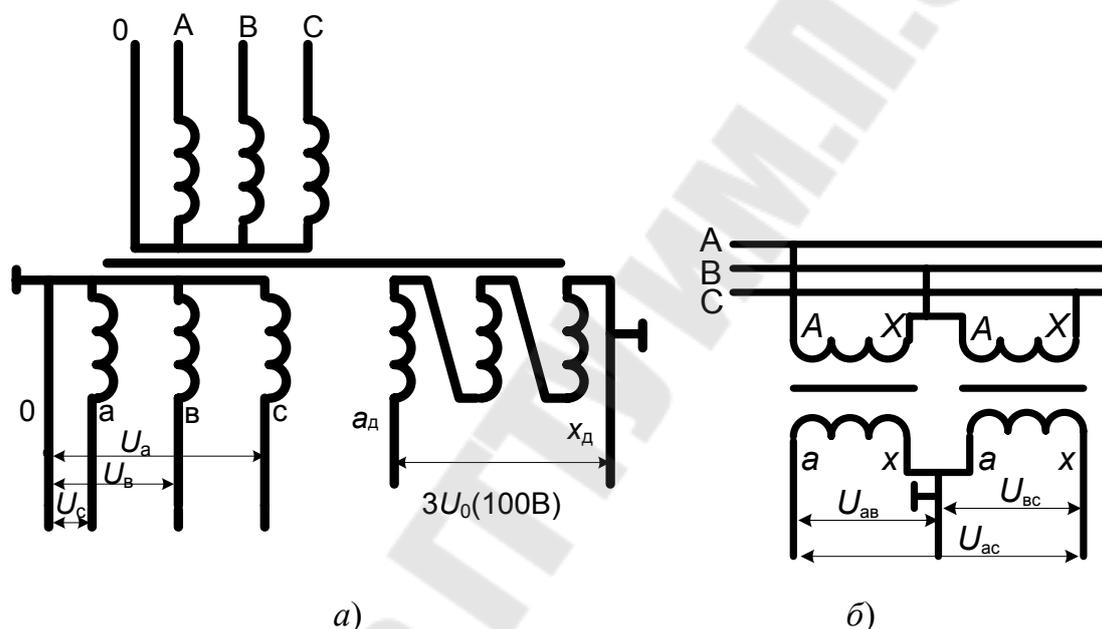


Рис. 3.21. Схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения:
 а – схема соединения трансформаторов напряжения в трехфазную группу;
 б – схема соединения трансформаторов напряжения в неполный треугольник

Присоединение расчетных счетчиков к трехфазным трансформаторам напряжения не рекомендуется, так как они имеют, как правило, 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 мм², 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 ω и временем T_n нарушения электроснабжения, теряемой мощностью ΔP 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 РУ;
- 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.

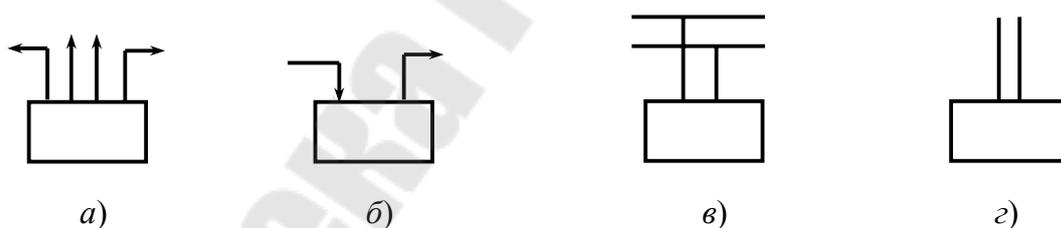


Рис. 4.1. Типы подстанций в зависимости от положения в энергосистеме:

a – узловая; *б* – проходная; *в* – ответвительная; *г* – тупиковая

Выбор мощности трансформаторов на подстанции. При числе трансформаторов более двух мощность трансформаторов выбирается по условию:

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

где $S_{\text{м.расч}}$ – максимальная расчетная мощность подстанции; $K_{1,2}$ – относительное содержание нагрузок первой и второй категорий; $K_{\text{ав}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки (1,3–1,4); n – количество трансформаторов.

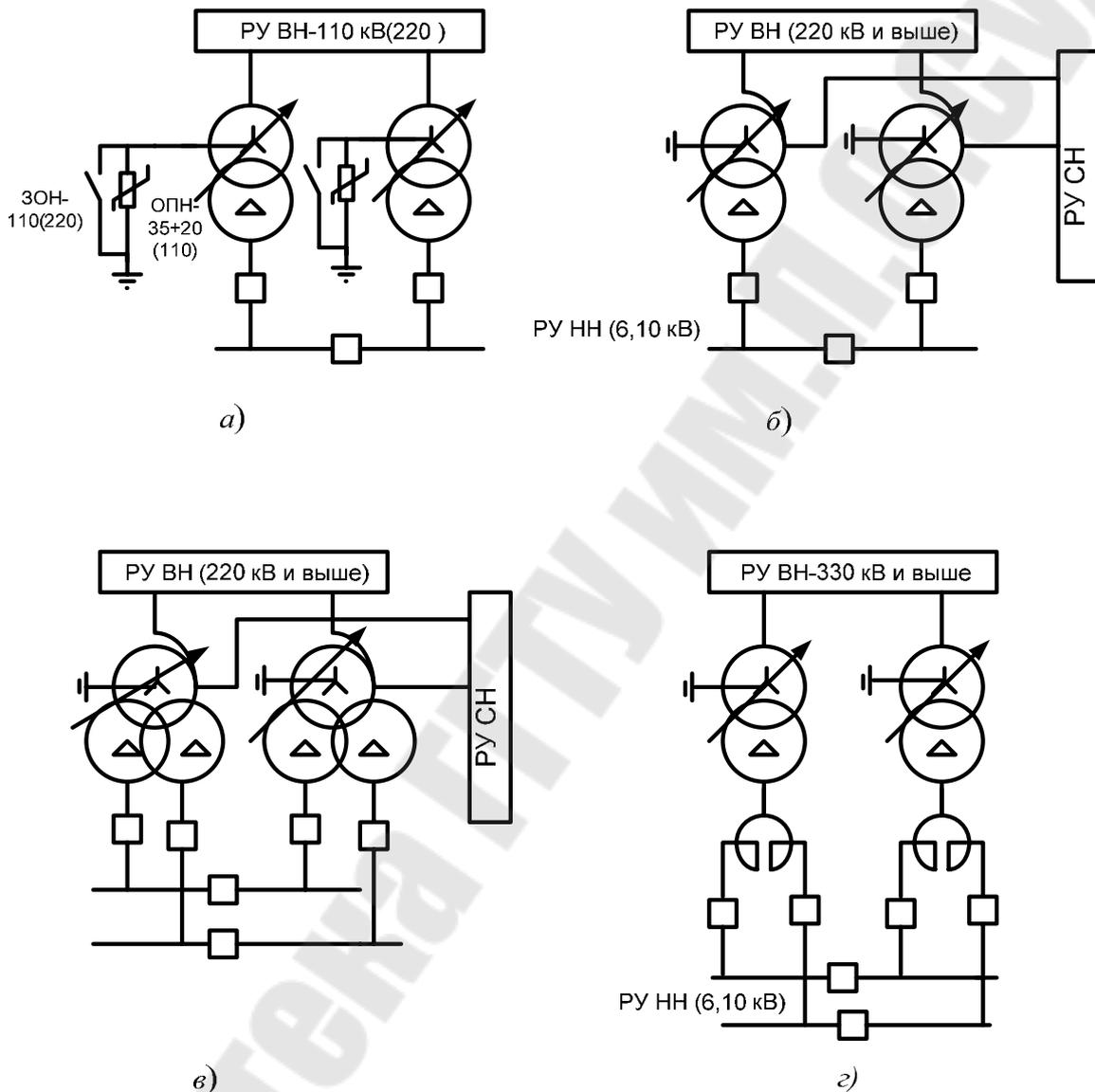


Рис. 4.2. Типовые структурные схемы районных подстанций

Схемы понижающих подстанций с распределителями 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).

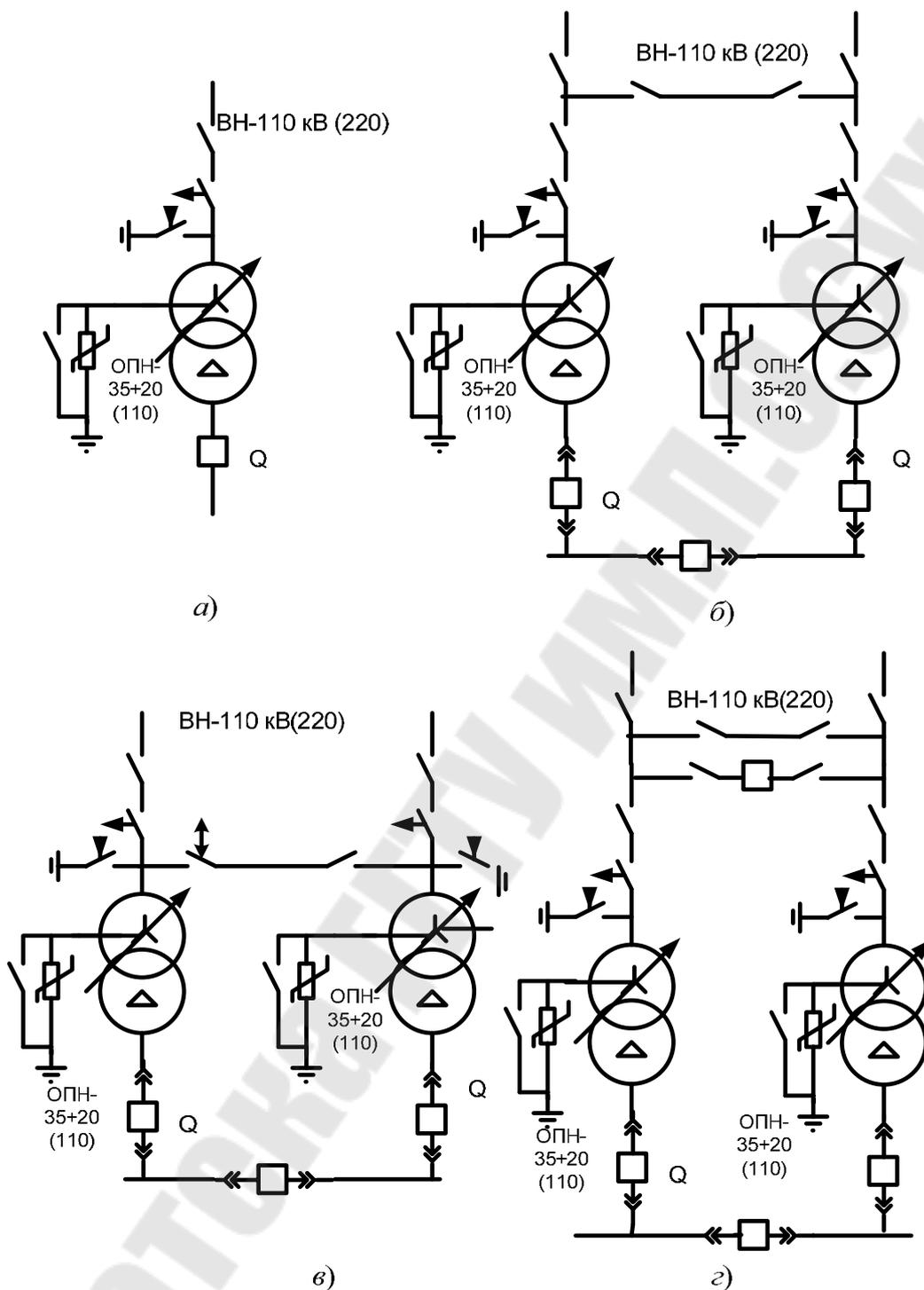


Рис. 4.3. Схемы подстанций с отделителями и короткозамыкателями (для новых подстанций не рекомендуется применение ОД и КЗ):
 а – блок-линия трансформатор с отделителем и короткозамыкателем;
 б – схема подстанции с отделителем и короткозамыкателем и верхним расположением мостика (неавтоматической перемычкой); в – схема подстанции с отделителем и короткозамыкателем и нижним расположением мостика (автоматической перемычкой); г – схема подстанции с отделителем и короткозамыкателем и выключателем в мостике

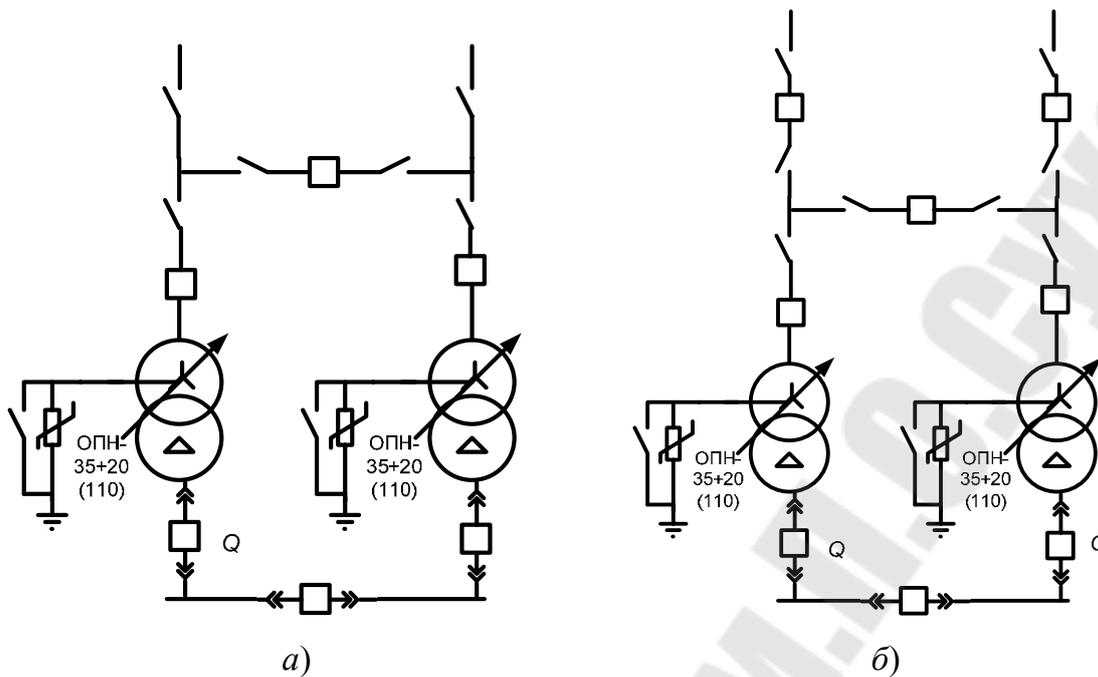


Рис. 4.4. Подстанции с выключателями в мостиковых схемах распределительных устройств высокого напряжения (110–220 кВ)

4.3. Схемы распределительных устройств высокого напряжения в электроустановках

Распределительные устройства 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 распределительного устройства 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 двоянный реактор – 4 секции. На однотрансформаторных подстанциях – одна секция.

В соответствии с нормами технологического проектирования (НТП) одинарная система шин применяется в РУ 6–35 кВ. 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.

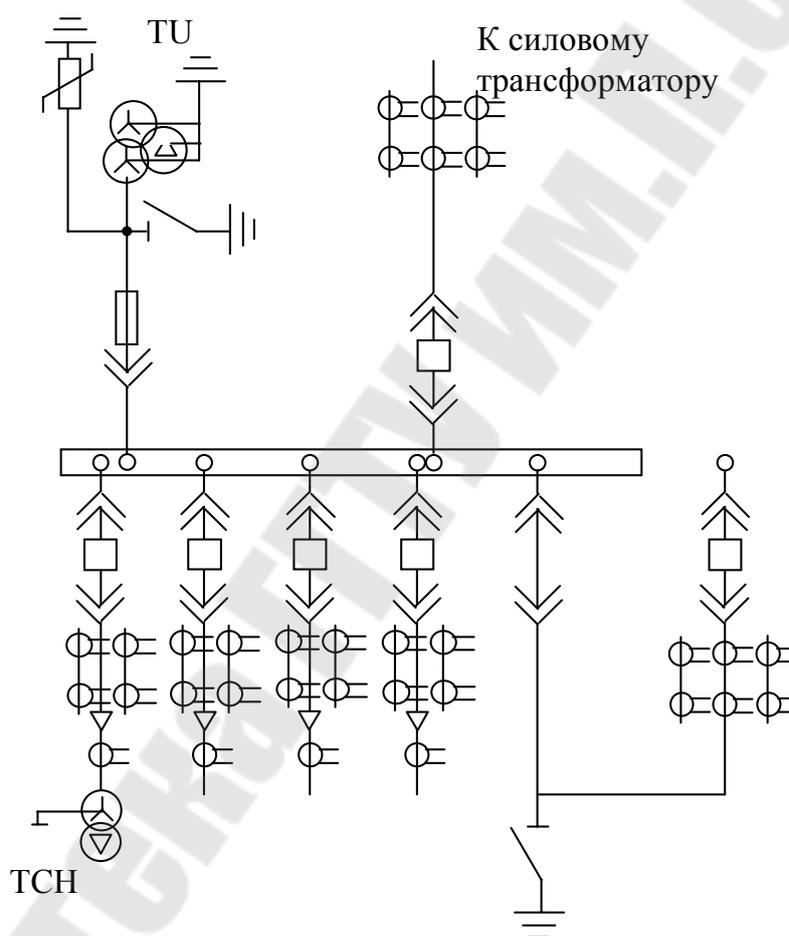


Рис. 4.6. Фрагмент схемы распределительных устройств низкого напряжения

Схема распределительного устройства – одинарная система шин с обходной. Одинарная система шин с обходной применяется на напряжениях 110–220 кВ.

Достоинством схемы является возможность ремонта и опробования выключателей всех присоединений без отключения цепей.

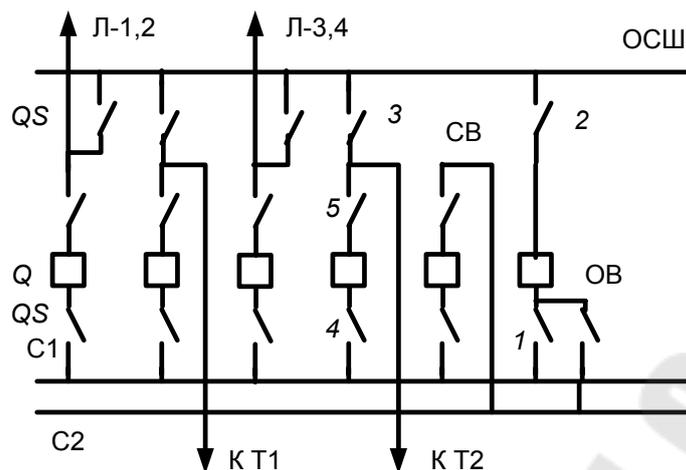


Рис. 4.7. Схема распределительного устройства – одинарная система шин с обходной

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 ОБ выставляется на мгновенное срабатывание, включается ОБ;

в) проверяется наличие напряжения на ОСШ по показанию вольтметра.

2. Перевод работы присоединения на ОБ:

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

б) включить разъединитель 3;

в) включить ОБ.

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 семи) может применяться совмещенный СВ и ОБ.

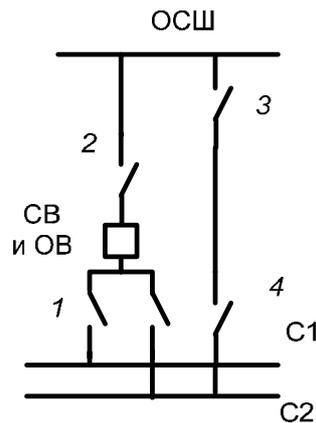


Рис. 4.8. Совмещенный секционный и обходной выключатель

При этом цепь секционного выключателя образуется замыканием разъединителей 1, 2, 3 и 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 распределительного устройства – 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).

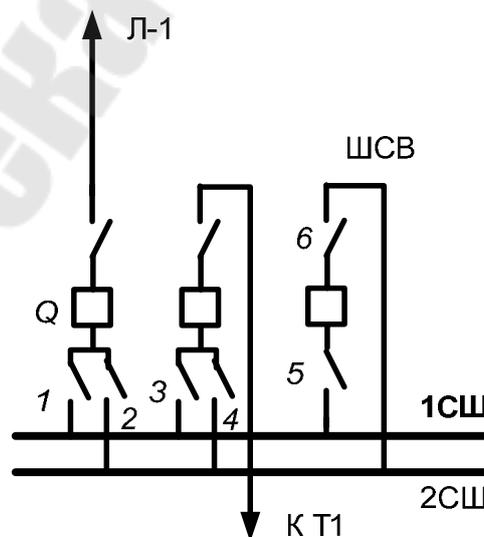


Рис. 4.9. Схема распределительного устройства – двойная система шин

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, так как при этом на разъединителях не возникает дуга.

3. Отключить ШСВ и разомкнуть разъединители 5 и 6.

4. Наложить заземления на 1СШ и вывесить плакаты.

Схема распределительного устройства – двойная система шин с обходной. Применяется в РУ 110–220 кВ при большом количестве присоединений.

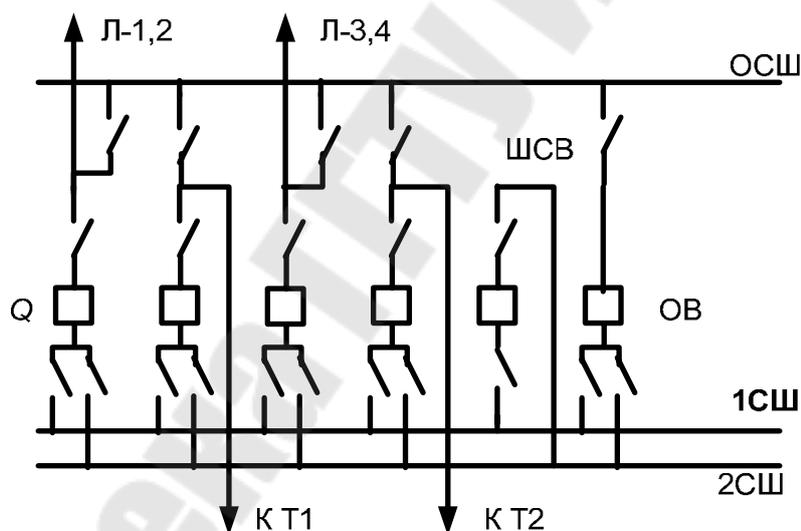


Рис. 4.10. Схема распределительного устройства – двойная система шин с обходной

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 при-

меняется обычно работа шин с фиксированными присоединениями, когда линии с трансформаторами примерно равномерно распределяются между сборными шинами.

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

Главным недостатком является 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).

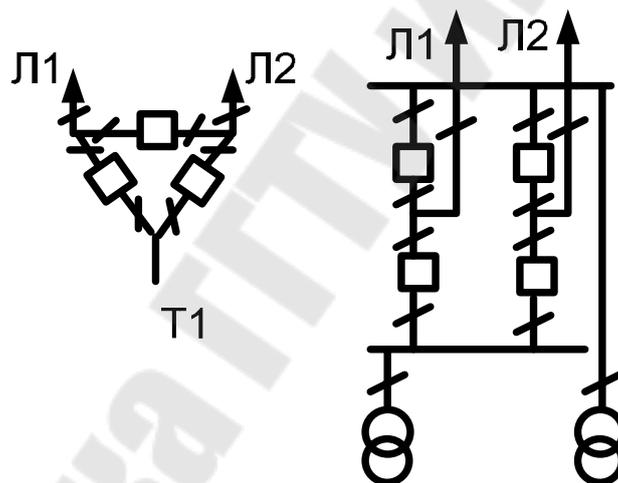


Рис. 4.11. Схемы многоугольников: треугольник и четырехугольник

Распределительные устройства с двумя 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.

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

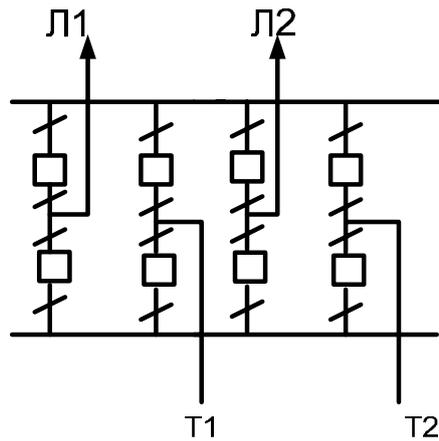


Рис. 4.12. Схема с двумя выключателями на присоединение

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

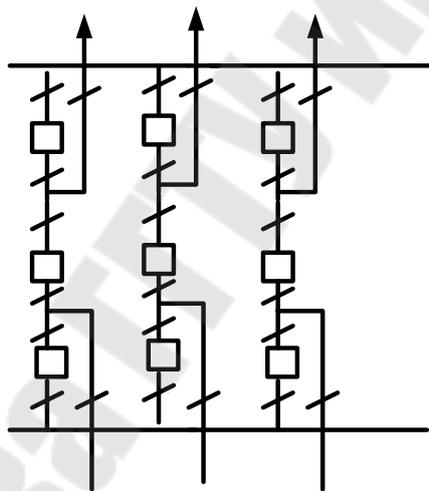


Рис. 4.13. Схема с 3/2 выключателями на присоединение

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.

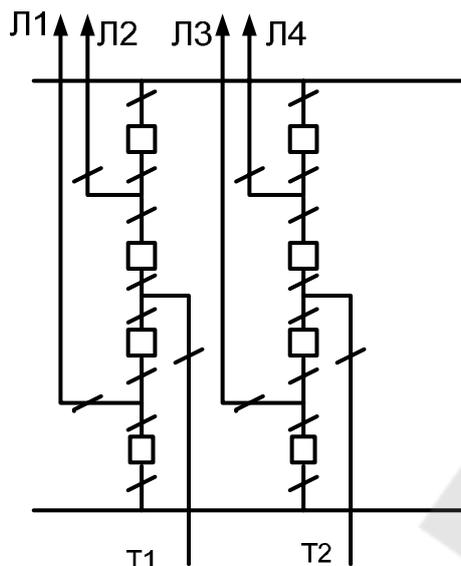


Рис. 4.14. Схема с 4/3 выключателями на присоединение

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.

Количество и мощность генераторов, принимаемых к установке на электростанции, определяется обычно на стадии формирования технического задания. Моноблок (рис. 4.15, а) – основной тип блока, рекомендуемый для конденсационных электростанций. Блок с генераторным выключателем (рис. 4.15, б) рекомендуется при частых включениях и отключениях блока, например для частотнорегулирующих электростанций. Блок с автотрансформатором (рис. 4.15, в) может применяться в том случае, если мощность обмотки низкого напряжения автотрансформатора достаточна для передачи полной номинальной мощности генератора. Укрупненный блок (рис. 4.15, г)

может применяться при необходимости уменьшения количества трансформаторов и выключателей в РУ ВН.

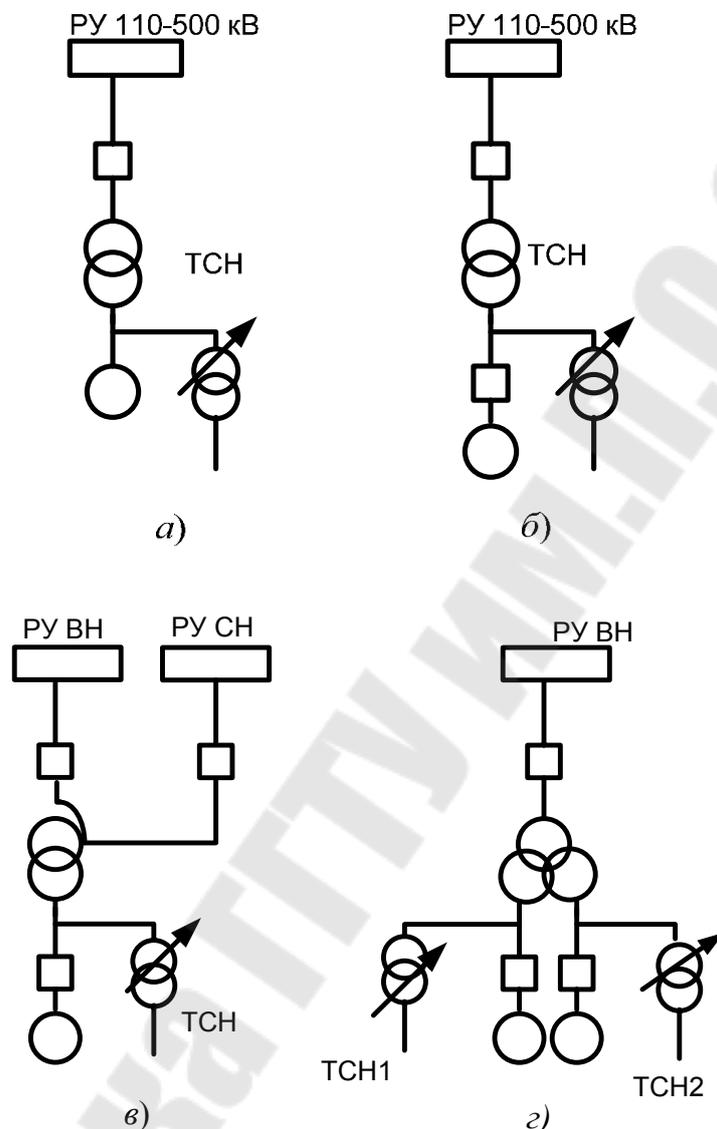


Рис. 4.15. Типовые структуры блоков генератор – трансформатор:
 а – моноблок; б – блок с генераторным выключателем;
 в – блок с автотрансформатором; г – укрупненный блок

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

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

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

Если блок генератора с автотрансформатором (рис. 4.15, в), то мощность определяется максимально допустимой нагрузкой третичной обмотки ($S_{\text{нн}} \leq S_{\text{тип}}$):

$$S_{\text{тип}} = K_{\text{тип}} S_{\text{ном}}; \quad K_{\text{тип}} = \frac{U_{\text{в}} - U_{\text{с}}}{U_{\text{в}}},$$

где $K_{\text{тип}}$ – коэффициент типовой мощности.

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: $\frac{S_{\text{н.т}}}{n_{\text{р}}} \geq S_{\text{н.г}}$.

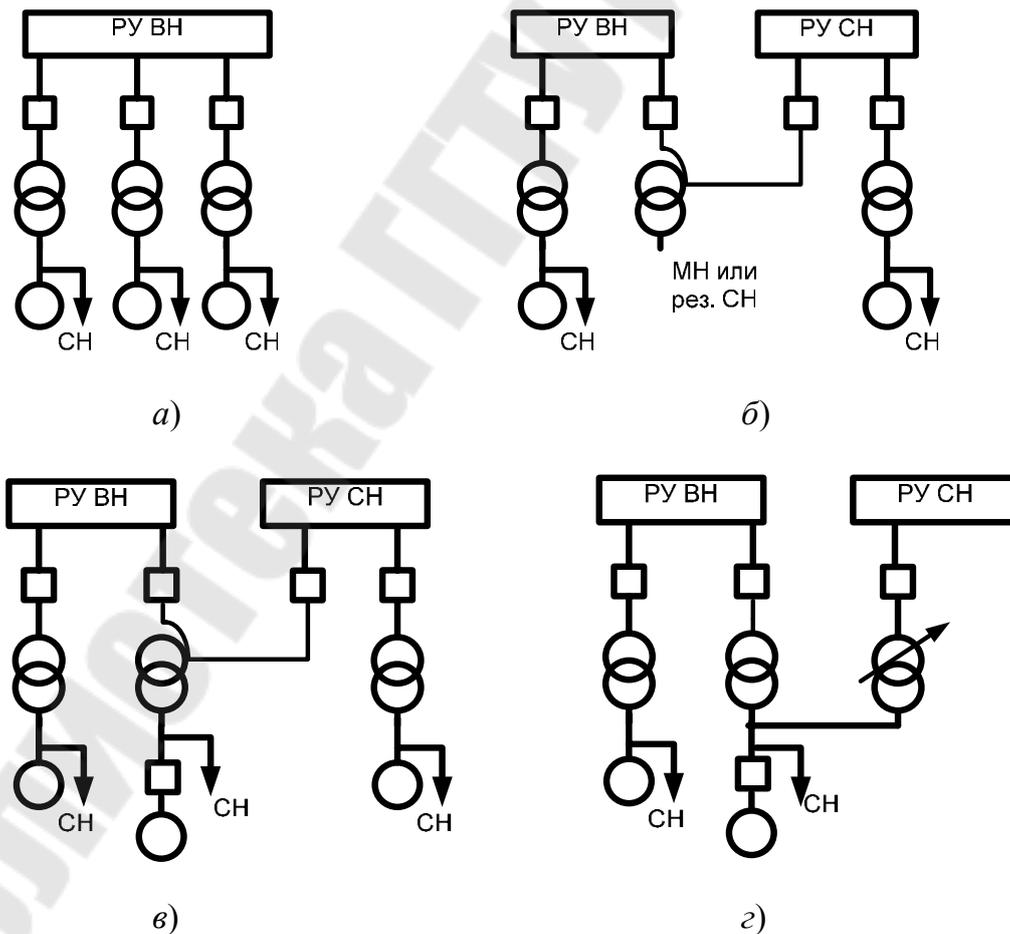


Рис. 4.16. Типовые структурные схемы блочных электростанций

Энергоблоки распределяются между РУ 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 РУ ВН и СН в электрической системе.

Структурные схемы теплофикационных электростанций. Теплофикационные электростанции 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 13,8, 15 и 18 кВ. 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 потребления на генераторном напряжении. При этом рассматриваются два основных режима:

1) выдача избыточной мощности в систему при минимальной нагрузке на генераторном напряжении: $S_T \geq \sum S_{нг} - S_{мин.гн} - S_{сн}$;

2) обеспечение перетока из энергосистемы недостающей мощности при максимуме нагрузки на генераторном напряжении и отключении наиболее мощного генератора:

$$S_T \geq \sum S_{нг} - S_{г.мак.} S_{мак.гн} - S_{сн}.$$

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

Схемы, представленные на рис. 4.17, а, б и в с ГРУ, применяются в тех случаях, когда не менее 50 % мощности генераторов распределяется на генераторном напряжении. В том случае, если нагрузка на генераторном напряжении составляет менее 50 % от установленной мощности, применяются схемы рис. 4.17, г и д.

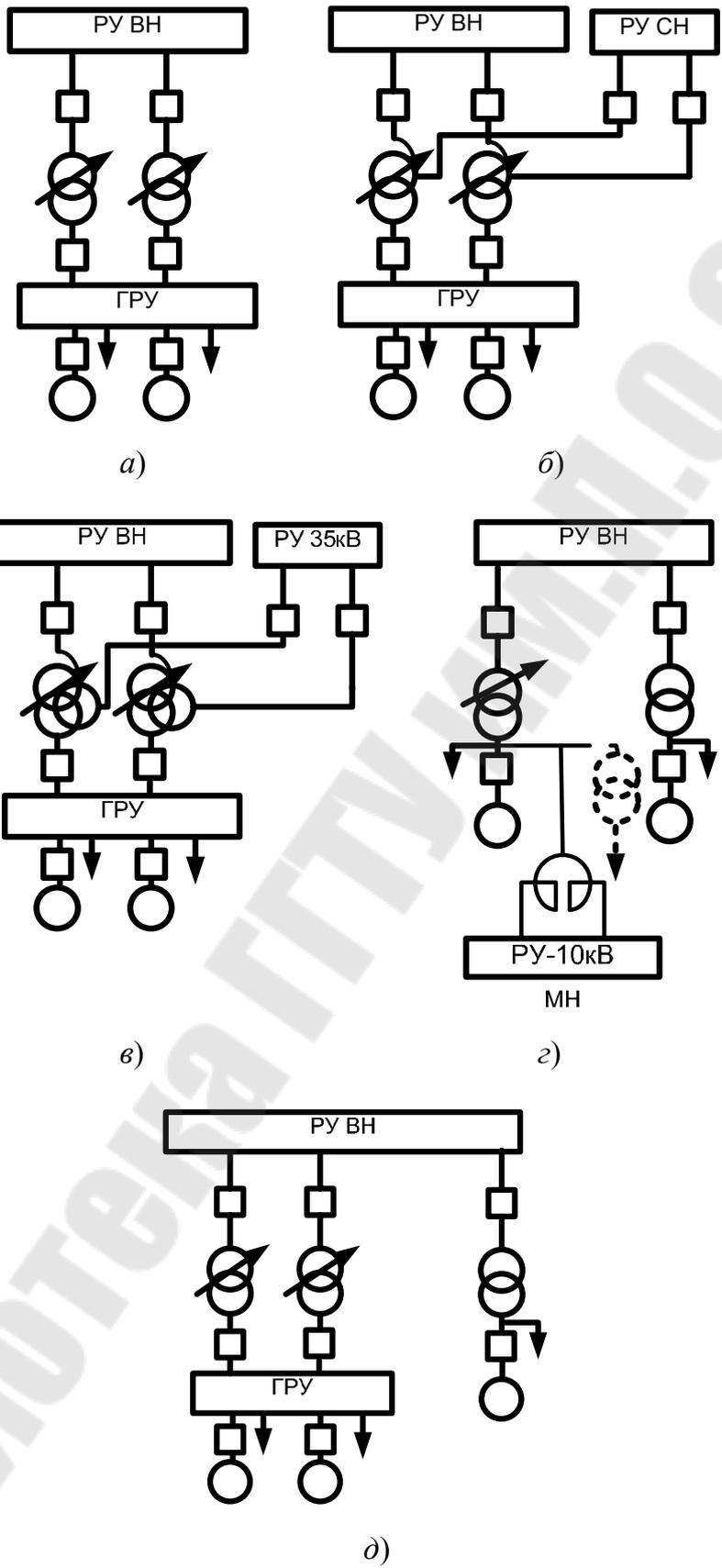


Рис. 4.17. Типовые структурные схемы теплофикационной электростанции

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-этажное здание ГРУ. В настоящее время применяется 1-я СШ и ее разновидность кольцевая схема.

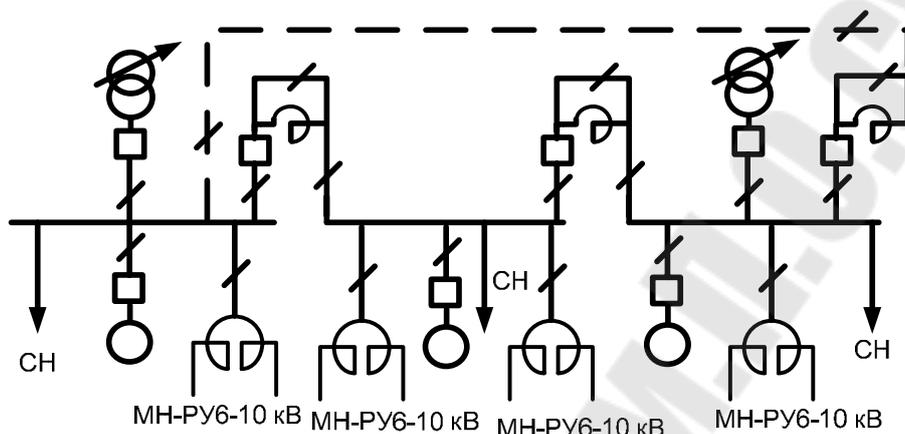


Рис. 4.18. Схема главного распределительного устройства – одинарная система шин

5. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

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

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 СН и мощности трансформаторов. Основные потребители СН приведены в табл. 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.

Основные потребители собственных нужд подстанций

Номер	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 СН подстанций питаются от сети 380/220 В. 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 $630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

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 110–220 кВ со сборными шинами.

Подключение ТСН на подстанциях с переменным оперативным током приведено на рис. 5.1а). На подстанциях с постоянным оперативным током (рис. 5.1б) ТСН могут подключаться через предохранители или выключатели непосредственно к РУ НН.

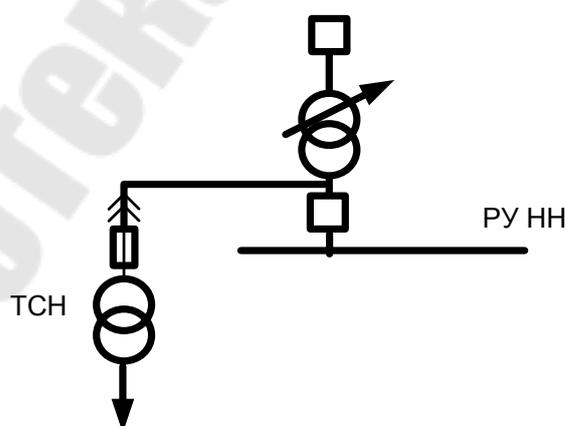


Рис. 5.1а. Схемы подключения трансформатора собственных нужд на подстанциях: с переменным оперативным током

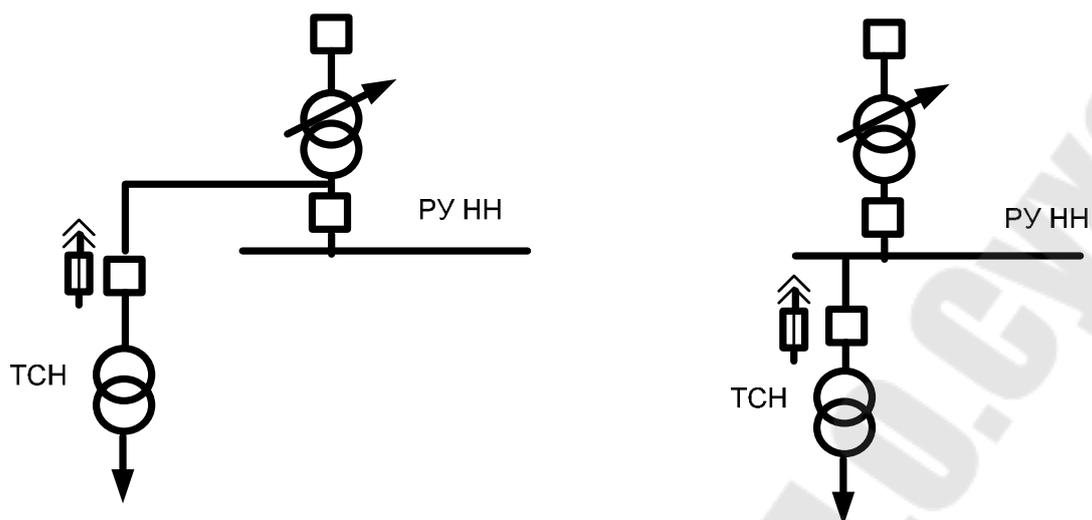


Рис. 5.1б. Схемы подключения трансформатора собственных нужд на подстанциях: с постоянным оперативным током

5.2. Собственные нужды тепловых электростанций

Потребители собственных нужд тепловых электростанций. 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, горячего водоснабжения и др.

Большинство рабочих машин СН приводится электродвигателями 3-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 6 кВ, а потребители относительно небольшой мощности (менее 200 кВт) напряжением 380/220 В.

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.

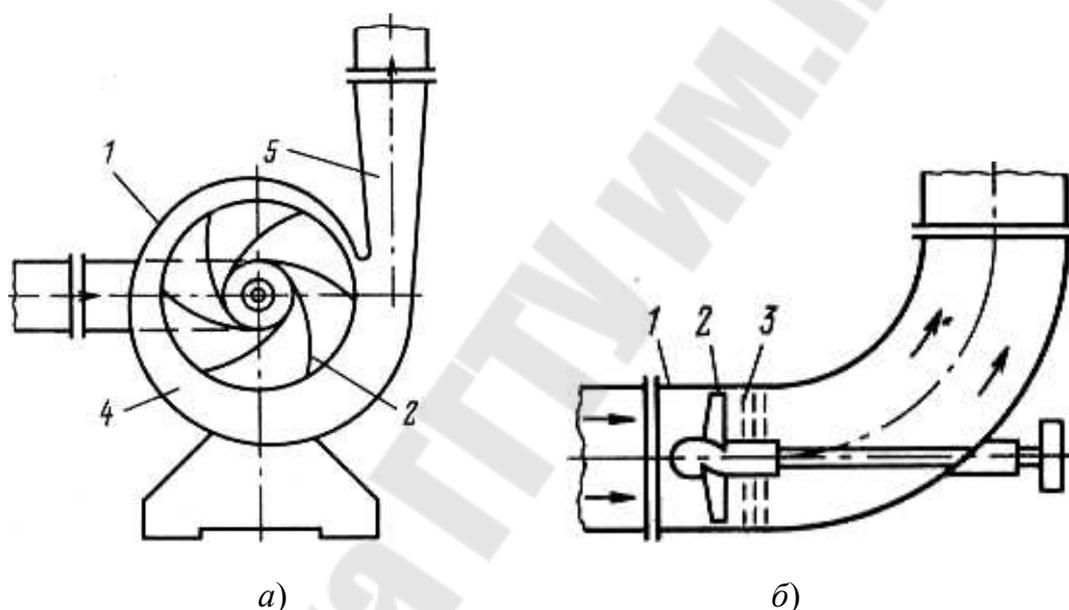


Рис. 5.2. Конструктивные схемы механизмов центробежного (а) и осевого (б) типов:
 1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – направляющий аппарат;
 4 – спиральный отвод; 5 – напорный патрубок

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

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

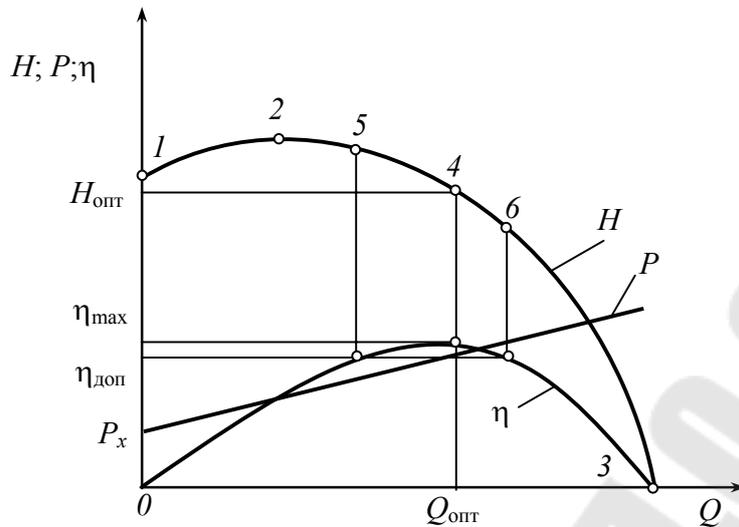


Рис. 5.3. Рабочие характеристики центробежного насоса:
 $H = \varphi(Q)$ – напор насоса; $P = \varphi(Q)$ – мощность;
 $\eta = \varphi(Q)$ – КПД насоса

Способы регулирования производительности. Дроссельное регулирование. 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 .

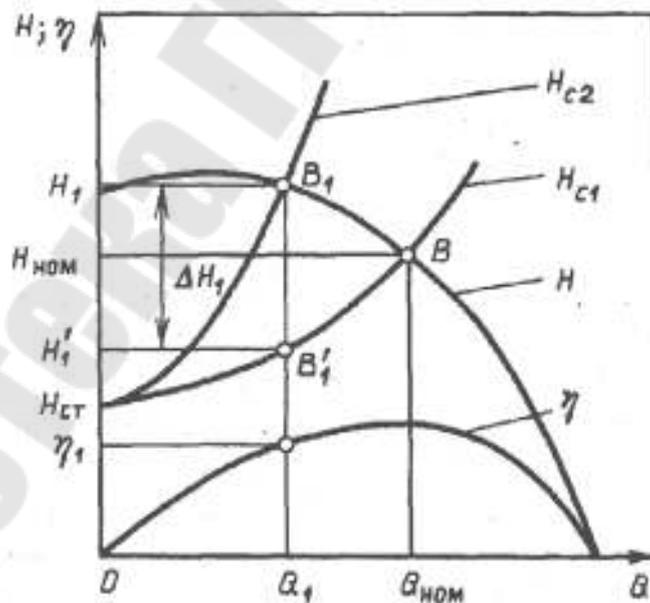


Рис. 5.4. Изменение напора и подачи при дроссельном регулировании:
 $H_{c1} = \varphi(Q)$ и $H_{c2} = \varphi(Q)$ – характеристики сети; $H = \varphi(Q)$ – характеристика насоса; η – КПД насоса; ΔH_1 – потеря напора на регулирующей заслонке, полагая, что при номинальном расходе она полностью открыта

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:

$$H_* = H_{X_*} + (1 - H_{X_*}) Q_*^2;$$

$$P_* = P_{X_*} + (1 - P_{X_*}) Q_*,$$

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:

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

где Q – расход воды м³/ч; H – напор в м вод. ст.; $\rho = 1$ – плотность воды в кг/см³; $\eta_{н1} \cdot \eta_{д1}$ – КПД насоса и двигателя.

Потеря мощности на регулирующей заслонке может быть определена по выражению:

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

где ΔH – 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.

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 B с рабочими параметрами Q_p , H_p к характерным точкам B_2 и B_4 . При наличии в сети не нулевого статического напора $H_{ст}$ уменьшение частоты приводит к переходу рабочей точки к B_1 и B_3 . В точке B 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 бóльшим при меньшем статическом напоре $H_{ст}$.

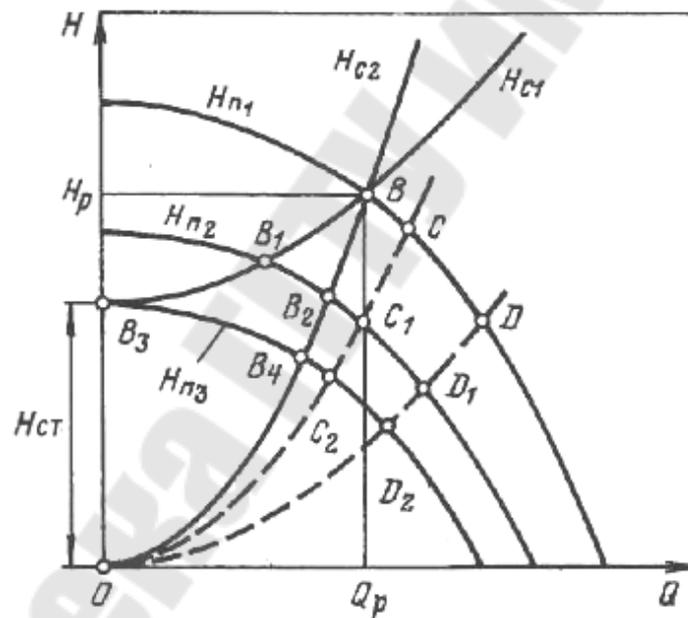


Рис. 5.5. Изменение характеристик насоса при частотном регулировании:

$H_{c1} = \varphi(Q)$ и $H_{c2} = \varphi(Q)$ – характеристики сети; $H_{n1} = \varphi(Q)$,

$H_{n2} = \varphi(Q)$, $H_{n3} = \varphi(Q)$ – характеристики насоса

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):

$$\Delta \mathcal{E} = (Q_1 H_1 - Q_2 H_2) T / (\eta_{1*} - \eta_2) \eta_{д*},$$

где Q_1, Q_2 – подача вентилятора до и после изменения режима его работы, которая определяется по совмещенным характеристикам вентилятора и вентиляционной сети, м³/с; H_1, H_2 – давление вентилятора до и после изменения режима кПа; $\eta_{д*}$ – КПД электродвигателя; η_{1*}, η_2 – КПД вентилятора до и после изменения режима; T – число часов работы установки, ч.

5.3. Электрические схемы питания собственных нужд 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.

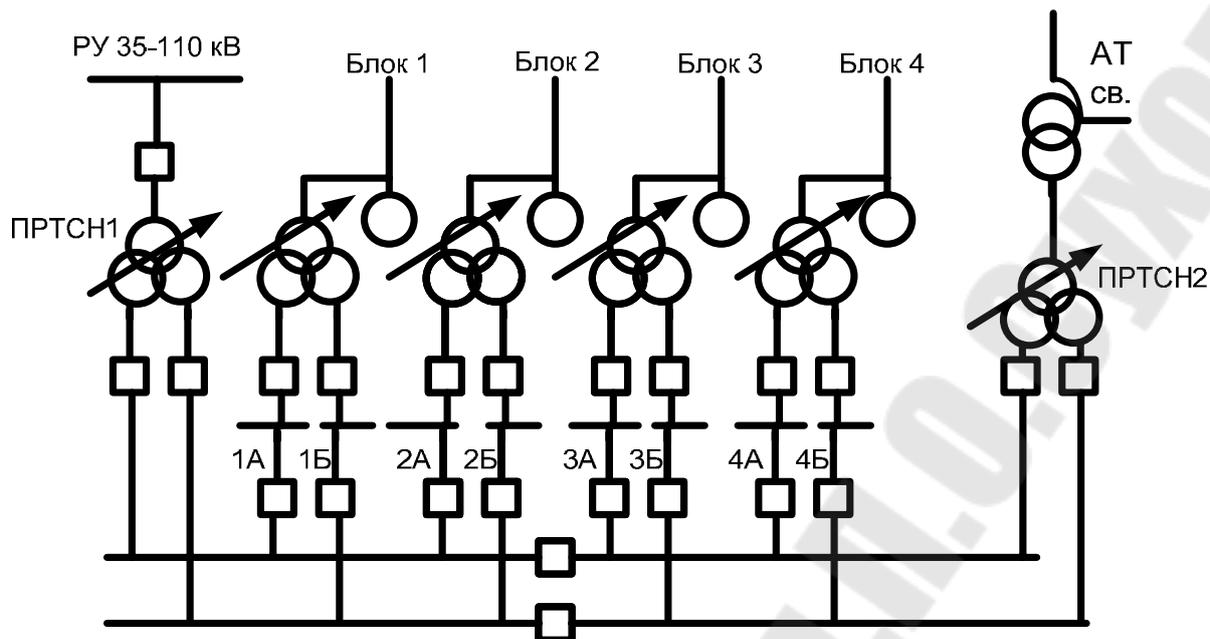


Рис. 5.6. Схема собственных нужд блочной электростанции:
 ПРТСН – пускорезервные трансформаторы собственных нужд;
 1А...4Б – рабочие секции собственных нужд 6 кВ
 с 1-го по 4-й энергоблоки

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.

5.4. Электрические схемы собственных нужд теплофикационных электростанций с поперечными связями (с главным распределительным устройством)

Электрические схемы СН ТЭЦ с поперечными связями обычно предусматривают количество секций собственных нужд, равное количеству котлов. Мощность резервного ТСН принимается равной мощности рабочих. Обычно предусматривается один резервный ТСН, при количестве рабочих ТСН более 6 рекомендуется установка 2-х резервных ТСН.

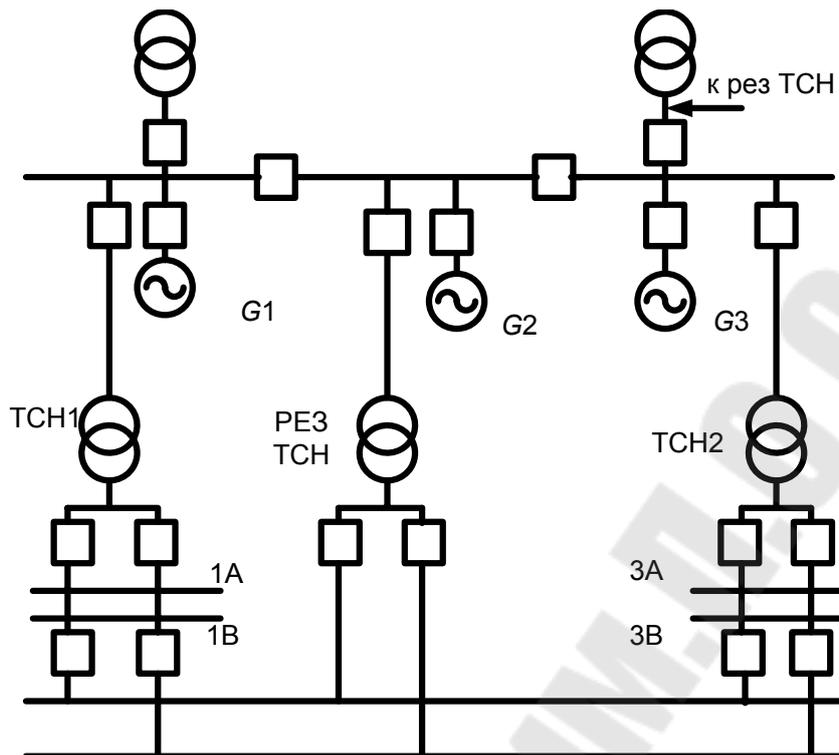


Рис. 5.7. Схема собственных нужд теплофикационных электростанций с поперечными связями

5.5. Рекомендации по выбору числа и мощности трансформаторов собственных нужд на электростанции

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

Расчетная мощность ТСН первой ступени:

$$S_{\text{расч.т1}} = \sqrt{(\sum P_{\text{д1}}^2 + \sum P_2^2) + (\sum Q_{\text{д1}}^2 + \sum Q_2^2)},$$

где $\sum P_{\text{д1}}^2$, $\sum Q_{\text{д1}}^2$ – суммарная активная и реактивная мощности электродвигателей первой ступени (6 кВ); $\sum P_2^2$, $\sum Q_2^2$ – суммарная активная и реактивная мощности электроприемников 0,4 кВ.

Расчетная нагрузка электродвигателей 6 кВ определяется:

$$S_{\text{р.эд1}} = K_{\text{д1}} \sum P_i,$$

где $K_{д1} = \frac{K_p K_3}{\eta \cdot \cos \varphi} \approx 0,9$ учитывает коэффициент одновременности максимумов нагрузки ($K_p \approx 1$); коэффициент загрузки ($K_3 \approx 0,75$); $\cos \varphi \approx 0,9$; $\eta \approx 0,9$.

При этом в проектной практике мощность ТСН первой ступени определяется по следующему выражению:

$$S_{\text{расч.т1}} = 0,9(\sum P_{д1} + \sum S_{\text{нт2}}),$$

где $\sum S_{\text{нт2}}$ – суммарная установленная мощность трансформаторов второй ступени.

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

$$S_{\text{т2}} = K_1 P_1 + K_2 P_2 + K_3 P_3 + K_4 P_4,$$

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

5.6. Переходные процессы в системе собственных нужд 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 ос-

таточного 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: $t_{\text{пп}} = t_{\text{то}} + t_{\text{ов}}$.

2. Короткое замыкание в цепи рабочего питания. Время перерыва питания определяется при этом временем действия защиты (токовой отсечки), отключения выключателя и временем действия АВР: $t_{\text{пп}} = t_{\text{то}} + t_{\text{ов}} + t_{\text{авр}}$.

3. Короткое замыкание во внешней сети. На шинах СН наблюдается глубокая просадка напряжения (ниже $0,7-0,8 U_{\text{ном}}$). Время нарушения питания зависит в основном от времени действия релейной защиты. Если отключение происходит основной защитой, то $t_{\text{пп}} \approx 0,1-0,3$ с, а при ее отказе и действии резервной защиты $t_{\text{пп}} \approx 1$ 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 – $t_{\text{ов}} = 0,05-0,12$ с; время действия основной защиты – $t_{\text{орз}} = 0,1-0,5$ с; время действия резервной защиты – $t_{\text{ррз}} = 0,7-1,5$ с; время действия АВР – $t_{\text{авр}} = 0,4-0,5$ 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: $E_{с*} = 1$; $E_{эд.эк*} = 0$.

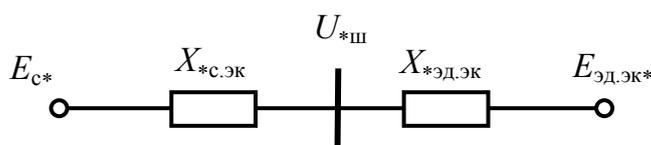


Рис. 5.8. Схема замещения расчетной сети

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).

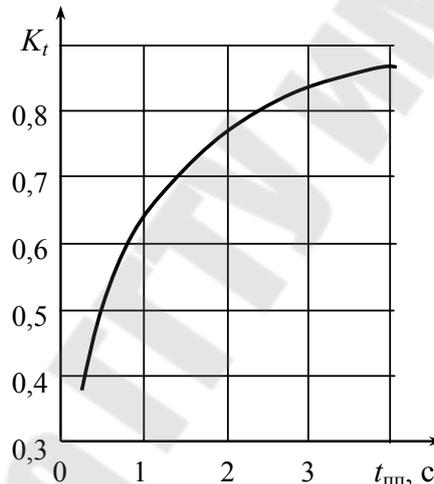


Рис. 5.9. Кривая зависимости коэффициента снижения пускового тока от времени перерыва питания

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:

$$\frac{dn}{dt} T_j = M_{эд} - M_c,$$

где n – скорость вращения; T_j – момент инерции; $M_{эд}$ – вращающий момент электродвигателя; M_c – момент сопротивления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Электрическая часть станций и подстанций : учеб. для вузов / А. А. Васильев [и др.] ; под ред. А. А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоиздат, 1990. – 576 с.
2. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций : учеб. для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 2-е изд., перераб. – Москва : Энергия, 1980. – 600 с.
3. Евдокунин, Г. А. Современная вакуумная коммутационная техника для сетей среднего напряжения (технические преимущества и эксплуатационные характеристики) / Г. А. Евдокунин, Г. Тилер. – Санкт-Петербург : Изд-во М. П. Сизова, 2000. – 114 с.
4. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов : учеб. пособие для студентов электроэнергет. специальностей вузов / В. М. Блок [и др.] ; под ред. В. М. Блок. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высш. шк., 1990. – 383 с.
5. Правила устройства электроустановок. – 5-е изд., перераб. и доп. с изм. / ГЛАВГОС энергонадзор. – России, Москва, 1998.
6. Баков, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ : учеб. пособие для вузов / Ю. В. Баков. – Москва : Энергоатомиздат, 1991. – 272 с.
7. Гук, Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петров. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

Содержание

1. Технологические процессы и основное оборудование электроустановок.....	3
1.1. Характеристика технологических процессов на электростанциях.....	3
1.2. Синхронные генераторы.....	7
1.3. Синхронные компенсаторы.....	16
1.4. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	18
2. Проводники и кабели в электроустановках.....	29
2.1. Конструкции шин, токопроводов и изоляторов	29
2.2. Выбор проводников по продолжительным режимам работы	33
2.3. Проверка проводников по условиям короткого замыкания.....	36
2.4. Выбор изоляторов	42
2.5. Расчетные условия выбора и проверки сборных шин, токопроводов и кабелей	44
3. Конструкции высоковольтных электрических аппаратов	45
3.1. Высоковольтные выключатели	45
3.2. Разъединители.....	61
3.3. Высоковольтные предохранители	64
3.4. Реакторы	66
3.5. Измерительные трансформаторы.....	70
4. Главные схемы электрических соединений электроустановок.....	79
4.1. Общая характеристика и порядок выбора главных схем электрических соединений.....	79
4.2. Схемы трансформаторных подстанций	80
4.3. Схемы распределительных устройств высокого напряжения в электроустановках.....	83
4.4. Главные схемы электрических соединений электростанций	90
5. Собственные нужды электростанций и подстанций	95
5.1. Собственные нужды подстанций.....	95
5.2. Собственные нужды тепловых электростанций	97
5.3. Электрические схемы питания собственных нужд блочных тепловых электростанций	102
5.4. Электрические схемы собственных нужд теплофикационных электростанций с поперечными связями (с главным распределительным устройством)	103
5.5. Рекомендации по выбору числа и мощности трансформаторов собственных нужд на электростанции.....	104
5.6. Переходные процессы в системе собственных нужд электростанций.....	105
Литература.....	108

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Бохан Александр Николаевич

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Курс лекций

**по одноименной дисциплине для студентов
специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение»
и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
энергооборудования организаций»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Редактор

Н. Г. Мансурова

Компьютерная верстка

Н. Б. Козловская

Подписано в печать 14.01.08.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 6,51. Уч.-изд. л. 6,25.

Изд. № 55.

E-mail: ic@gstu.gomel.by

<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:

Издательский центр учреждения образования

«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.