

ЛЕКЦИИ

по выполнению практических занятий

учебная дисциплина (профессиональный модуль)

МДК. 03.01 Внешнее электроснабжение промышленных и гражданских зданий

ПМ.03 Организация и выполнение работ по монтажу

и наладке электрических сетей

Профессия /Специальность 08.02.09 Монтаж, наладка и эксплуатация

электрооборудования промышленных и гражданских зданий

Рассмотрена
на заседании цикловой методической комиссии

Протокол от « ____ » _____ 20 ____ г. № ____

Председатель _____ / _____

Утверждаю
Заместитель директора по учебно-
методической работе
ГБПОУ КК «КМТ»

_____/О.Е. Зобенко/

« ____ » _____ 20 ____ г.

Лекции предназначены для изучения теоретических знаний по программе учебной дисциплины (профессионального модуля) 08.02.09 Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования промышленных и гражданских зданий ПМ.03 Организация и выполнение работ по монтажу и наладке электрических сетей МДК.03.01 Внешнее электроснабжение промышленных и гражданских зданий, составлены в соответствии с учебным планом и рабочей программой учебной дисциплины (профессионального модуля) по специальности (профессии) среднего профессионального образования 08.02.09 Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования промышленных и гражданских зданий.

Организация - государственное бюджетное профессиональное
разработчик: образовательное учреждение Краснодарского края
«Краснодарский монтажный техникум»_

Составитель
(автор):

Преподаватель Тиунов С.В.

Пояснительная записка

Лекции по МДК.03.01 Внешнее электроснабжение промышленных и гражданских зданий составлены в соответствии с учебным планом и рабочей программой дисциплины по специальности/профессии среднего профессионального образования 08.02.09 Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования промышленных и гражданских зданий для студентов очной формы обучения.

В соответствии с рабочей программой профессионального модуля ПМ.03 Организация и выполнение работ по монтажу и наладке электрических сетей на изучение учебной дисциплины предусмотрено __142__ часов, из которых __70__ часов на проведение практических занятий, ___72___ час на *(внеаудиторную)* самостоятельную работу.

Цель проведения теоретических занятий: формирование практических умений, необходимых в последующей профессиональной и учебной деятельности.

Задачи:

- обобщение, систематизация, углубление, закрепление полученных теоретических знания по конкретным темам;
- формирование умения применять полученные знания на практике;
- выработка при решении поставленных задач таких профессионально значимых качеств, как самостоятельность, ответственность, точность, творческая инициатива.

В программу включено содержание, направленное на формирование у обучающихся общих и профессиональных компетенций, необходимых для качественного освоения ОПОП СПО.

Код	Наименование общих компетенций
ОК 01	Выбирать способы решения задач профессиональной деятельности, применительно к различным контекстам
ОК 02	Осуществлять поиск, анализ и интерпретацию информации, необходимой для выполнения задач профессиональной деятельности
ОК 03	Планировать и реализовывать собственное профессиональное и личностное развитие.
ОК 04	Работать в коллективе и команде, эффективно взаимодействовать с коллегами, руководством, клиентами.
ОК 05	Осуществлять устную и письменную коммуникацию на государственном языке с учетом особенностей социального и культурного контекста.
ОК 06	Проявлять гражданско-патриотическую позицию, демонстрировать осознанное поведение на основе традиционных общечеловеческих ценностей.
ОК 07	Содействовать сохранению окружающей среды, ресурсосбережению, эффективно действовать в чрезвычайных ситуациях.
ОК 08	Использовать средства физической культуры для сохранения и укрепления здоровья в процессе профессиональной деятельности и поддержания необходимого уровня физической подготовленности.

ОК 09	Использовать информационные технологии в профессиональной деятельности
ОК 10	Пользоваться профессиональной документацией на государственном и иностранных языках

ПК 3.1. Организовывать и производить монтаж воздушных и кабельных линий с соблюдением технологической последовательности;

ПК 3.2. Организовывать и производить наладку и испытания устройств воздушных и кабельных линий;

ПК 3.3. Организовывать и производить эксплуатацию электрических сетей;

ПК 3.4. Участвовать в проектировании электрических сетей

В результате освоения дисциплины обучающийся должен знать:

- требования приемки строительной части под монтаж электрооборудования;
- государственные, отраслевые и нормативные документы по монтажу электрооборудования;
- номенклатуру наиболее распространенного электрооборудования, кабельной продукции и электромонтажных изделий;
- технологию работ по монтажу электрооборудования в соответствии с современными нормативными требованиями;
- методы организации проверки и настройки электрооборудования;
- нормы приемо-сдаточных испытаний электрооборудования; перечень документов, входящих в проектную документацию;
- основные методы расчета и условия выбора электрооборудования;
- правила оформления текстовых и графических документов.
- государственные, отраслевые и нормативные документы по монтажу и приемо-сдаточным испытаниям электрических сетей;
- технологию работ по монтажу воздушных и кабельных линий в соответствии с современными нормативными требованиями;
- методы наладки устройств воздушных и кабельных линий;
- основные методы расчета и условия выбора электрических сетей.
- основные методы расчета и условия выбора электрооборудования;
- правила оформления текстовых и графических материалов
- принципы выбора защитных аппаратов в сетях до 1 кВ;
- методы расчета токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ.
- основное оборудование ТП;
- назначение заземления электроустановок.

Перечень лекционных занятий (урок):

Наименование раздела (темы)	Практическая работа	Содержание практической работы	Кол-во часов
Раздел 1 Организация и производство работ по монтажу электрооборудования промышленных и гражданских зданий			
Тема 1.1 Основные понятия о системах	Введение. Понятия о системах внешнего электроснабжения		2
	Понятие о качестве электроэнергии		2

внешнего электроснабжения	ВЛ напряжением до 10кВ		2
	Технология монтажа ВЛ до10 кВ		2
	Синхронные генераторы		2
	Шинные конструкции и изоляторы		2
	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы		2
	Коммутационные аппараты до и выше 1 кВ		2
	Выключатели высокого напряжения		2
	Разъединители, отделители		2
	<i>Выключатели нагрузки, разрядники, реакторы</i>		2
	Измерительные ТТ и ТН		2
	Режимы работы нейтрали в электроустановках		2
Тема 1.2 Системы внешнего электроснабжения промышленных предприятий	Общие сведения о схемах электроустановок		2
	Подстанции (ПС) напряжением 6(10)/0,4 кВ		2
	Схемы ГПП		2
	Основное электрооборудование ГПП		2
	Открытые распределительные устройства (ОРУ)		2
	Схемы электрических соединений на стороне 35кВ		2
	Схемы электрических соединений на стороне 35кВ и выше		2
	Основные требования к главным схемам электроустановок		2
	Схема с одной системой сборных шин		2
Тема 1.3 Проектирование городских электрических сетей	Электроснабжение гражданских зданий		2
	Электрооборудование гражданских зданий		2
	Схемы электрических сетей гражданских зданий		2
	Распределительные устройства (РУ)		2
	РУ		2
	Характеристики электрических нагрузок		2
	Последовательность расчётов электрических нагрузок		2
Тема 1.4 Релейная защита и автоматизация систем внешнего электроснабжения	Общие вопросы релейной защиты		2
	Классификация реле		2
	Конструкция вторичных реле		2
	Токовая защита (ТЗ)		2
	<i>Автоматика в системах электроснабжения</i>		2
	<i>Диспетчеризация и телемеханизация в системах электроснабжения</i>		2
ИТОГО			70

Общие методические рекомендации и рекомендации по составлению лекционных занятий (уроков)

При выполнении лекций необходимо придерживаться следующих правил:

1. Внимательно выбирать информационный материал.
2. Лекция должна быть максимально точечной, по конкретному материалу.
3. Оформите лекции как в электронном виде, так и на бумажном формате.

Лекция №1

Введение. Понятия о системах внешнего электроснабжения

Электроэнергетическая система — электрическая часть энергосистемы и питающиеся от неё приёмники электрической энергии, объединённые общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

Электрическая станция - совокупность установок, оборудования и аппаратуры, используемых непосредственно для производства электрической энергии, а также необходимые для этого сооружения и здания, расположенные на определённой территории.

С момента выхода оборудования с территории завода- изготовителя практически начинается его эксплуатация. Таким образом, **процесс эксплуатации** включает следующие этапы:

- транспортировка оборудования;
- хранение оборудования;
- монтаж оборудования;
- пробный пуск и сдача в эксплуатацию;
- техническое обслуживание оборудования (ТО);
- ремонт в процессе технического обслуживания.

На сегодняшний день существуют **три системы ТО**:

- практически без обслуживания («не трогай, пока не сломается»)
- планово-предупредительная система обслуживания и ремонтов(ППР)
- обслуживание с ремонтом по мере необходимости.

Первый вид ТО- вспомогательное оборудование типа освещения, вентиляции и электронагревательных устройств (низкая стоимость, позволяет иметь резерв и осуществлять быструю замену).

Второй вид ТО на сегодня является основным и применяется для основного и большей части вспомогательного оборудования. Основным недостатком ППР является возможность отправки в ремонт исправного оборудования, т.к. оценка износа осуществляется косвенным путем по количественным показателям.

Третий вид ТО обеспечивает необходимый уровень надежности работы оборудования при минимальной стоимости обслуживания. Для применения этого вида ТО требует мониторинга режимов работы электрического и электромеханического оборудования, контроля условий окружающей среды. Достоинство этого вида ТО- выведение из эксплуатации только того оборудования, ремонт которого необходим. Это вид ТО распространяется в первую очередь на наиболее дорогостоящее и ответственное оборудование.

Структурная схема электроснабжения крупного города, пример которой представлен на рис. 1 содержит комплекс сложных сооружений. Основными звеньями этого комплекса являются: источник питания – районная электростанция 1 с установленными повысительными трансформаторами 2; воздушная линия электропередачи 3 напряжением 220 кВ на металлических опорах; подстанция глубокого ввода 4 напряжением 220 кВ с распределительными устройствами (РУ) 5 напряжением 35 и 6 или 10 кВ; питающая кабельная линия 6; распределительный пункт 7, на шины которого подается напряжение 6 (10) кВ; распределительная кабельная линия 8, питающая трансформаторную понизительную подстанцию 9; кабельная линия 10 напряжением 0,4 кВ, питающая вводно-распределительное устройство 11 жилого дома. От РУ 35 кВ по кабельной линии 12 напряжением 35 кВ получает питание главная понизительная подстанция 13 промышленного предприятия города, от которой по кабельным линиям 14 напряжение 0,4 кВ поступает на распределительные щиты 15 цехов.

Опорные районные понизительные подстанции, электростанции и подстанции глубокого ввода в системе электроснабжения города являются центрами питания (ЦП). Число и разновидность ЦП

зависят от ряда факторов, прежде всего, от размера города, его общей электрической нагрузки и принятого способа теплоснабжения.

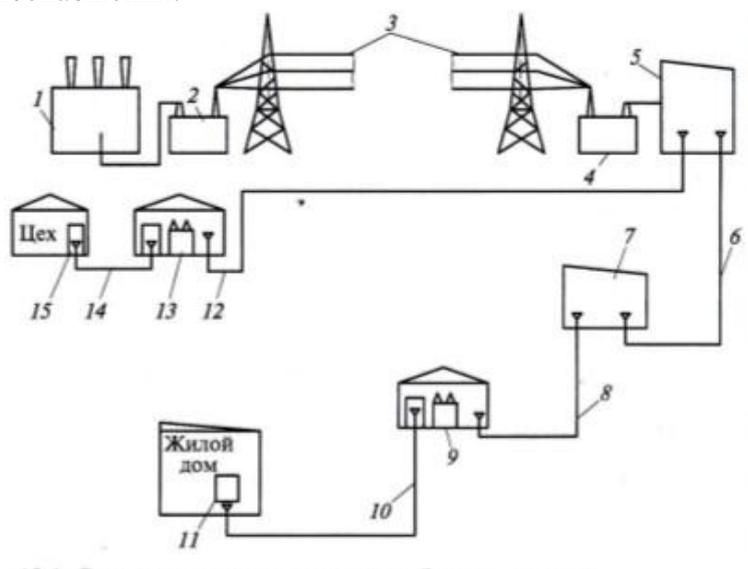


Рис. 1 Структурная схема электроснабжения города:

1 – районная электростанция; 2 – повысительный трансформатор; 3 – воздушная линия электропередачи напряжением 220 кВ; 4 – подстанция глубокого ввода (центр питания); 5 – распределительное устройство; 6 – питающая кабельная линия; 7 – распределительный пункт; 8 – распределительная кабельная линия; 9 – трансформаторная понизительная подстанция; 10, 14 – кабельные линии напряжением 0,4 кВ; 11 – вводно-распределительное устройство; 12 – кабельная линия напряжением 35 кВ;

13 – главная понизительная подстанция предприятия; 15 – распределительный щит на напряжение 0,4/0,23 кВ.

Подстанции глубокого ввода предназначены для приближения ЦП к нагрузкам, что позволяет уменьшить протяженность распределительных электросетей и снизить в них потери электроэнергии.

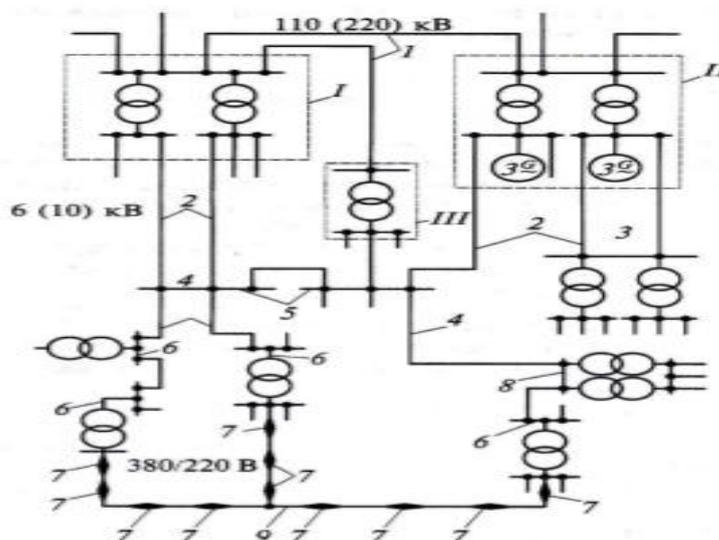


Рис. 2 Принципиальная схема электроснабжения города:

I – опорная понизительная районная подстанция; II – ТЭЦ; III – подстанция глубокого ввода; 1 – воздушные или кабельные линии напряжением 110 (220) кВ; 2 – питающие линии напряжением 6 (10) кВ; 3 – распределительный пункт, совмещенный с трансформаторной подстанцией для электроснабжения крупного промышленного предприятия; 4 – линии распределительной сети напряжением 6 (10) кВ; 5 – распределительный пункт; 6 – сетевая трансформаторная подстанция; 7 – вводы в жилые и общественные здания; 8 – трансформаторная подстанция для электроснабжения промышленного предприятия средней мощности; 9 – линии распределительной сети напряжением 380/220 В.

Понятие о качестве электроэнергии

Российским стандартом ГОСТ 13109-97 установлены показатели и нормы качества электрической энергии (КЭ) в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приемники электрической энергии (точки общего присоединения). Это в полной мере относится и к качеству электроэнергии, поставляемой электроснабжающими организациями бытовым потребителям.

Нормы, установленные стандартом, включаются в технические условия на присоединение потребителей электрической энергии и в договоры на пользование электрической энергией.

Для обеспечения норм стандарта в точках общего присоединения допускается устанавливать в технических условиях на присоединение потребителей, являющихся виновниками ухудшения КЭ, и в договорах на пользование электрической энергией с такими потребителями более жесткие нормы (с меньшими диапазонами изменения соответствующих показателей КЭ) по сравнению со стандартом.

Нормы, установленные стандартом, применяют при проектировании и эксплуатации электрических сетей, а также при определении уровней помехоустойчивости приемников электрической энергии и уровней кондуктивных электромагнитных помех, вносимых этими приемниками. При этом под кондуктивной электромагнитной помехой в системе энергоснабжения понимается электромагнитная помеха, распространяющаяся по элементам электрической сети.

Под понятием «уровень электромагнитной совместимости» в системе энергоснабжения подразумевается регламентированный уровень кондуктивной электромагнитной помехи, используемый в качестве эталонного для координации между допустимым уровнем помех, вносимым техническими средствами энергоснабжающей организации и потребителей электрической энергии, и уровнем помех, воспринимаемым техническими средствами без нарушения их нормального функционирования.

В указанном ГОСТе установлены два вида норм КЭ: нормально допустимые и предельно допустимые. Для бытовых потребителей электроэнергии применимы нижеследующие нормы показателей КЭ.

Отклонение напряжения, характеризующиеся показателем установившегося отклонения напряжения, для которого установлены следующие нормы нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения $5U_u$ на выводах приемников электрической энергии равные соответственно +5 и +10% от номинального напряжения электрической сети. В сетях напряжением 0,38 кВ это соответственно составляет: 361-399 В и 342-418 В.

Колебания напряжения характеризуются следующими показателями:

- размахом изменения напряжения;
- дозой фликера.

Фликер - это субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети, питающей эти источники, а доза фликера — мера восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный интервал времени.

Предельно допустимое значение суммы установившегося отклонения напряжения dU_u и размаха изменений напряжений dU_1 в точках присоединения к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ равно $\pm 10\%$ от номинального напряжения.

Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера P_{St} равно 1,38, а для длительной дозы фликера PLt составляет 1,0.

Кратковременную дозу фликера определяют на интервале времени наблюдения, равном 10 мин. Длительную дозу фликера определяют на интервале времени наблюдения, равном 2 ч.

Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера P_{St} в точках общего присоединения потребителей электрической энергии, располагающих лампами накаливания, в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, равно 1,0, а для длительной дозы фликера PLt равно 0,74.

Лекция №3

ВЛ напряжением до 10кВ

В настоящее время на ЛЭП все чаще применяют изолированные самонесущие и защищенные (покрытые) провода. На ВЛ до 1 кВ ПУЭ рекомендуется применять самонесущие изолированные провода (СИП).

Самонесущие изолированные провода, в отличие от проводов неизолированных, имеют изолирующее покрытие из сшитого полиэтилена на фазных проводах и, в зависимости от модификации, имеют или не имеют подобное покрытие на несущем нейтральном проводе. Кроме того, есть разновидность СИП без несущего провода, у которой все четыре провода изолированы. Рассмотрим основные разновидности СИП.

1. СИП-1 – система с голой несущей нейтралью состоит из трех изолированных алюминиевых жил и одной несущей нейтрали из алюминиевого сплава без изоляции. Есть отечественная модификация, у которой несущая нейтраль изготовлена из сталеалюминиевого провода. В систему могут быть включены один или два добавочных изолированных алюминиевых проводника в качестве дополнительных жил или жил для уличного освещения. Механическая прочность и сечение трех фаз одинаковы. Проводник нейтрали предназначен для подвешивания СИП и имеет высокую механическую прочность. При натяжении линии только нейтраль несет всю растягивающую нагрузку. Нейтраль может быть использована в качестве защитной и нулевой жилы.
2. СИП-2 – отличие данной системы СИП от СИП-1 в том, что нейтральный провод имеет изоляцию.
3. СИП-3 – представляет собой фазный провод применяемый на ВЛ 10-35 кВ имеющий полиэтиленовое покрытие.
4. СИП-4 и СИП-5 – системы СИП представляющие собой две или четыре изолированные алюминиевые жилы. Механическая прочность и сечение всех жил одинаковы. В систему могут быть включены один или два добавочных изолированных алюминиевых проводника в качестве дополнительных жил или жил для уличного освещения. При натяжении линии все жилы несут одинаковую нагрузку. Отличие систем СИП-4 и СИП-5 только в сечении жил проводов.

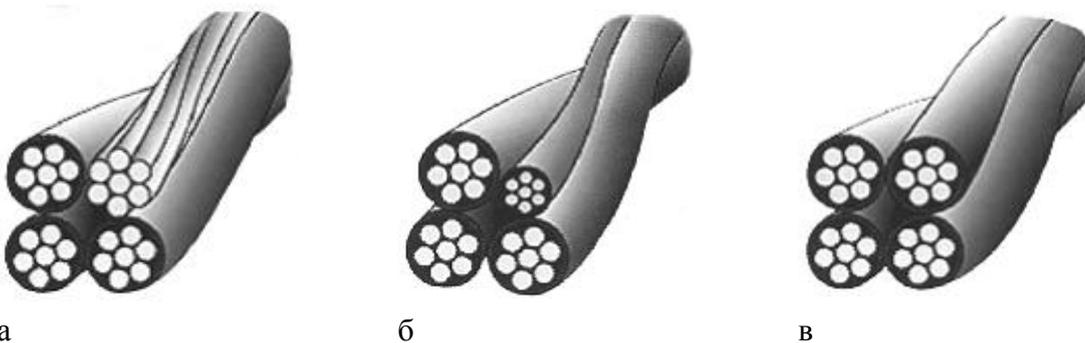


Рисунок. Типы самонесущих изолированных проводов: а - СИП-1; б - СИП-2; в - СИП-4 и СИП-5

Широкое применение самонесущих изолированных и покрытых проводов связано с тем, что:

- полиэтиленовое покрытие проводов предохраняет от КЗ при схлестывании;
- допускается падение деревьев и касание веток;
- затрудняется налипание снега и образование гололеда;

- сокращается междуфазное расстояние (у ВЛ 10 кВ до 40-50 см при горизонтальном расположении проводов и до 65-70 см при расположении по вершинам треугольника);
- возможность монтажа ВЛ с СИП по фасадам зданий, что уменьшает количество требуемых опор;
- исключается опасность возникновения пожаров в случае падения проводов на землю;
- повышается безопасность обслуживания ВЛ с СИП вследствие отсутствия риска поражения электрическим током при касании фазных проводов, находящихся под напряжением;
- снижается вероятность хищения электроэнергии;
- уменьшается ширина просек при сооружении линии в лесных массивах.

К недостаткам ВЛ с изолированными проводами можно отнести:

- большая стоимость проводов;
- трудности наложения переносного защитного заземления на месте производства работ;
- длительно допустимый ток нагрузки СИП на 10% ниже, чем для неизолированных проводов;
- монтаж проводов должен выполняться при температуре наружного воздуха не ниже -10°C;
- для монтажа проводов требуется специальная линейная арматура;
- необходимость покрытия соединительных зажимов изолирующим материалом с такими же изоляционными характеристиками, как и изоляция проводов.

Лекция №4

Технология монтажа ВЛ до 10 кВ

Работы по монтажу проводов ВЛ включают:

- раскатку,
- соединение,
- подъем,
- регулирование стрелы провеса,
- крепление проводов.

Раскатка проводов. Провод к месту раскатки подвозят в бухтах или барабанах. В зависимости от условий монтажа раскатку проводов проводят или с неподвижных раскаточных устройств, установленных в начале монтируемого участка ВЛ или с помощью специальных раскаточных тележек, транспортеров.

При первом способе барабаны с проводом устанавливают неподвижно на раскаточных устройствах. Раскатку провода производят с помощью тягового механизма (обычно трактор), движущегося вдоль трассы.

После прохода за промежуточную опору на расстояние 40-60 м раскатку останавливают. Провода поднимают на опору и укладывают в монтажные ролики. Затем провода раскатывают к следующей опоре и т.д.

При данном способе, во время перемещения тягового механизма возможно касание провода земли (обычно это происходит в середине пролета), что может привести к его повреждению. Поэтому первый способ раскатки применяют при монтаже коротких линий, а также на участках где повреждение проводов при касании земли маловероятны (при хорошем снежном или травяном покрове).

При втором способе один конец провода закрепляется в начале трассы, а барабан устанавливают на тяговую размоточную машину. Тяговый механизм перемещает тележку с барабаном по трассе, и провод плавно сходит с барабана, не волочась по грунту.

Раскатывая провод, следят за тем, чтобы в нем не образовались петли. Одновременно его осматривают для выявления дефектов: обрывов отдельных жил, больших вмятин и т.д. Если длина раскатанного провода недостаточна, к нему присоединяют провод аналогичной марки, конструкции и сечения.

Кроме описанных методов, в последнее время у нас начинают применять метод раскатки проводов "под тяжением". При раскатке под тяжением, на опоры поднимают вспомогательный легкий канат

(трос-лидер) и затем с его помощью раскатывают по роликам провода в натянутом состоянии, не опуская их на землю. Этим обеспечивается сохранность проводов.

Соединение проводов. Способ соединения проводов выбирают в зависимости от конструкции провода (одножильный, многожильный), требований, предъявляемых к механической прочности соединения, надежности электрического контакта, создаваемого в соединении, и т. д.

Соединение голых проводов производят следующими способами.

- Опрессовкой с помощью зажимов типа САС.
- Скруткой в овальном соединителе типа СОАС.
- Опрессовкой в гильзе и сваркой в петле.
- Опрессовкой с шунтом в овальном соединителе.
- Опрессовкой внахлестку в овальном соединителе.
- С использованием болтового зажима.

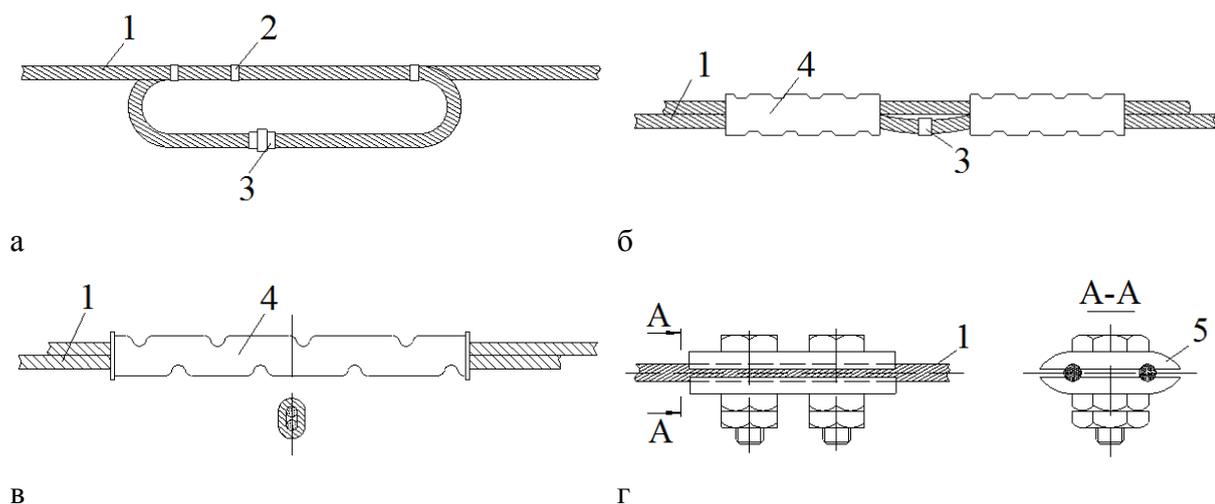


Рисунок. Способы соединения проводов: а – опрессовка в гильзе и сварка в петле; б – опрессовкой провода с шунтом в овальном соединителе; в – опрессовка внахлестку в овальном соединителе; г – соединение болтовым зажимом; 1 – провод, 2 – гильза, 3 – место сварки; 4 – овальное соединитель; 5 – болтовой зажим.

Лекция №5 Синхронные генераторы

Синхронные генераторы – основное электрооборудование электростанций. Выбранный тип генератора определяет конструкцию все электростанции и особенности её эксплуатации.

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

Паровые турбины, являющиеся первичными двигателями, **наиболее экономичны при высоких скоростях**.

Частота вращения синхронного генератора n , об/мин, определяется по формуле

$$n = \frac{60f}{p}, \quad (1)$$

где f – частота сети, Гц;

p – число пар полюсов генератора.

При стандартной частоте 50 Гц и наименьшем возможном числе пар полюсов $p = 1$ **наибольшая** частота вращения равна

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

Большинство **турбогенераторов быстроходные** – имеют максимальную частоту вращения 3000 об/мин.

Генераторы небольших мощностей, соединенные с **дизелями** и другими **поршневыми машинами**, изготавливаются на 750-1500 об/мин.

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

Гидрогенераторы являются **тихоходными** машинами: при больших мощностях они изготавливаются на 60–125 об/мин, при средних и малых – на 125–750 об/мин.

Допускается работа генератора с номинальной мощностью при отклонении напряжения ± 5 %. Длительно допустимое в эксплуатации напряжение не должно превышать 110 % номинального, но при этом ток ротора не должен превышать номинального значения.

Номинальный (нормальный) **режим** работы – **длительно допустимый режим с параметрами, указанными в паспорте генератора.**

Номинальное напряжение – **междуфазное напряжение обмотки статора в номинальном режиме.**

Согласно ГОСТ 533-85 установлена следующая шкала стандартных напряжений: 3,15; 6,3; 10,5; (13,8); (15,75); (18); 20 и 24 кВ.

Согласно ГОСТ 533–85Е принята шкала номинальных мощностей турбогенераторов: 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200; 1600; 2000 МВт.

Шкала номинальных мощностей крупных гидрогенераторов не-стандартизована.

Номинальный $\cos\varphi$ принят равным: 0,8 – для генераторов до 100 МВт; 0,85 – для турбогенераторов до 500 МВт и гидрогенераторов до 300 МВт; 0,9 – для более мощных генераторов.

Номинальной мощности генератора соответствует:

- 1) определенная **температура** охлаждающего **воздуха, водорода** или **воды**;
- 2) длительно допустимая **температура** нагрева обмоток **статора** и **ротора**, а также **активной стали магнитопровода.**

Номинальная **активная** мощность генератора, МВт,

$$P_{НОМ} = \sqrt{3}U_{НОМ} I_{НОМ} \cos\varphi, \quad (2)$$

номинальная *полная* мощность генератора, МВ·А,

$$S_{НОМ} = \sqrt{3}U_{НОМ}I_{НОМ}, \quad (3)$$

где $U_{НОМ}$, $I_{НОМ}$ – номинальные напряжение и ток;

$\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности.

Систематические перегрузки генераторов недопустимы.

Лекция №6

Шинные конструкции и изоляторы

Электрический ток от источника передается по шинной конструкции (называемой также шиной) и распределительное устройство (РУ). Пройдя через электрические аппараты соответствующей ячейки РУ, ток поступает на сборные шины и далее в линии электрической сети. Во всех электроустановках, рассчитанных на большие токи, электрическое соединение аппаратов выполняют шинами.

Шины укрепляют на изоляторах шинодержателями. На рис. 1 Показана конструкция шинодержателя, крепящего на изоляторе пакет из трех шин прямоугольного сечения, шины 2 болтами 3 и накладками 1 и 4 жестко закрепляют в держателе и присоединяют винтами к головке изолятора 5. Одну из накладок (например, 4) или болт делают из немагнитного материала во избежание создания большого магнитного потока по контуру держателя и его сильного нагрева.

Способ расположения пакетов шин в трехфазной шинной конструкции выбирают с учетом следующих соображений:

- наилучшие условия охлаждения шин получают при расположении их на ребро (рис. 2, а);
- наибольшая прочность шин на изгиб под действием электромагнитных сил взаимного притяжения и отталкивания, достигающих очень больших значений при коротких замыканиях, получается при расположении шин плашмя (рис. 2, б);
- фарфор опорных изоляторов лучше работает на сжатие, т.е. при расположении шин на ребро, чем на изгиб.

Исходя из этого лучше всего располагать шины на ребро. Расстояние между шинами а зависит от номинального напряжения шинной конструкции и должно соответствовать действующим нормам.

Отрезки шин соединяют в единую полосу или сваркой, или болтами с упругими шайбами. Для контроля за напевом мест соединения рекомендуется окрашивать их термолаской, изменяющей свой цвет при повышении температуры выше установленной.

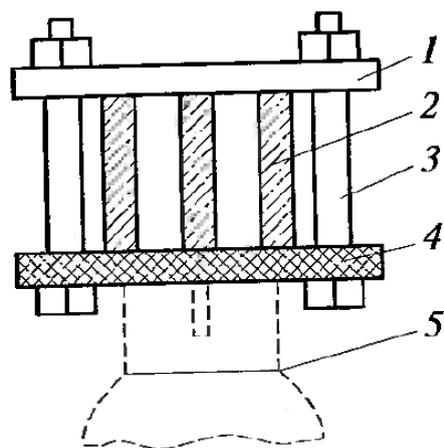


Рис. 1. Шинодержатель:

1, 4 – накладки;

2 – шина; 3 – болт; 5 – изолятор

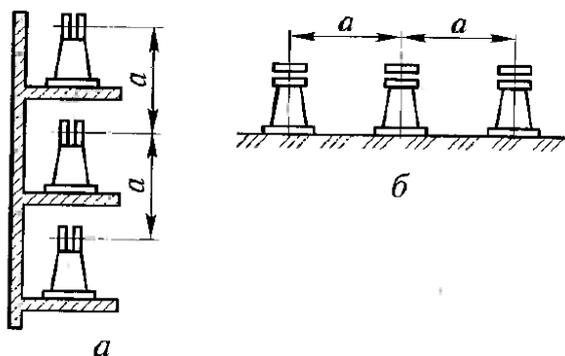


Рис. 2. Расположение шин в трехфазной конструкции на ребро (а) и плашмя (б)

Изоляторы служат для крепления проводов и шинных конструкций и для изоляции их от

заземленных частей. Изоляторы изготавливают из фарфора или стекла. На рис. 3, а показано устройство фарфорового опорного изолятора на 3...10 кВ типа ОФ, предназначенного для установки внутри помещений. Роль изоляции выполняет фарфоровый корпус 2, на котором сверху укреплен чугунный колпачок 1, а снизу – фланец 4. Ввиду того, что коэффициенты температурного расширения фарфора и чугуна сильно различаются, в изоляторе чугун и фарфор разделены слоем мастики 3, склеивающей их. На рис. 3, б представлен опорный штыревой изолятор на 35 кВ для наружной установки типа ОНСМ. Опорные изоляторы наружной установки отличаются тем, что поверхность фарфорового корпуса 2 делается ребристой для предотвращения перекрытия изолятора скользящими разрядами по поверхности в сырую погоду.

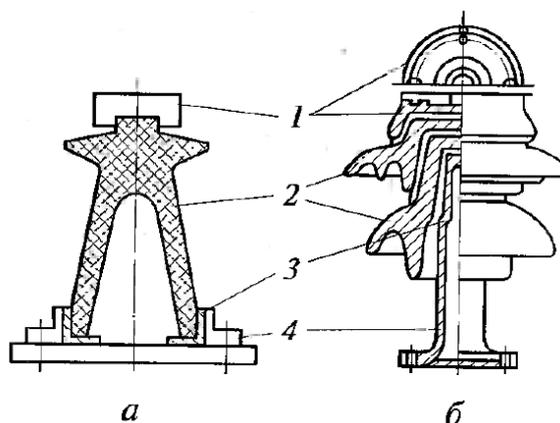


Рис. 3. Опорные изоляторы внутренней (а) и наружной (б) установок: 1 – чугунный колпачок;

2 – фарфоровый корпус;

3 – слой мастики; 4 – фланец

На рис. 4 изображен проходной изолятор, предназначенный для перехода шинной конструкции из одного помещения в другое.

Проходные изоляторы применяют для наружной (типов ПН, ПНМ-10, 20, 35 кВ) и внутренней (типа П-6, 10 кВ) установок.

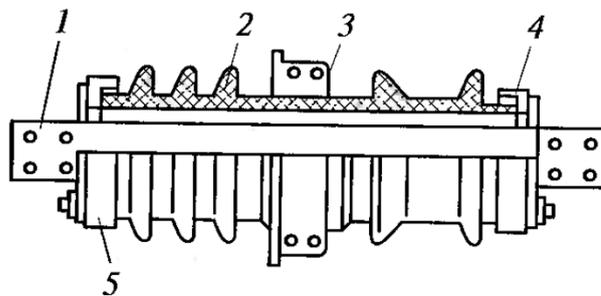


Рис. 4. Проходной изолятор на 3...10 кВ:

1 – шина; 2 – изолятор; 3 – проходная часть; 4,5 – колпачки

Шины, рассчитанные на напряжение 35 кВ и более, а также провода линии укрепляют на подвесных изоляторах. Фарфор, чугунный колпачок и пестик склеивают мастикой. Провод специальным соединителем прикрепляют к пестику. Из таких изоляторов собирают гирлянду из 3...15 элементов и более – в зависимости от номинального напряжения линии. Для соединения изоляторов пестик вставляют и отверстие колпачка следующего элемента гирлянды.

Лекция №7

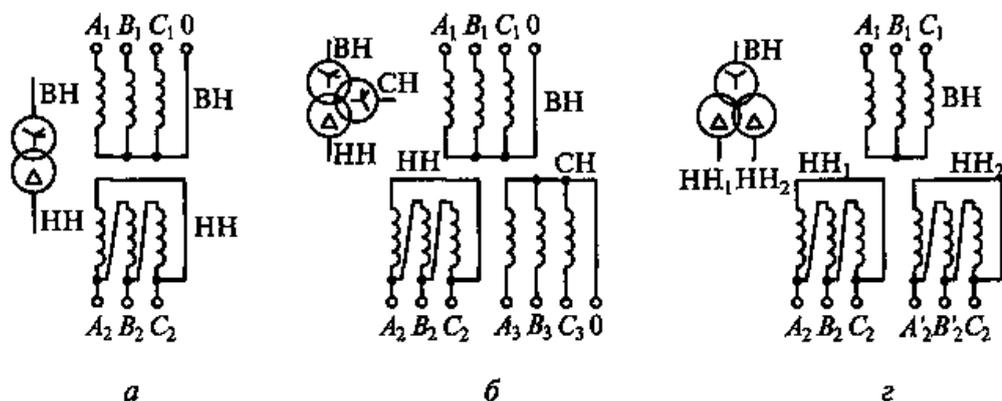
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электроэнергии переменного тока с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили **трехфазные трансформаторы**.

Трехфазные трансформаторы на напряжение 220 кВ изготавливают мощностью до 1000 МВА, на 330 кВ – 1250 МВА, на 500 кВ – 1000 МВА.

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

По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на **двухобмоточные** и **трехобмоточные** (рис. 1, а, б). Кроме того, обмотки одного и того же напряжения, обычно **низшего**, могут состоять из двух и более параллельных ветвей, изолированных друг от друга и от заземленных частей. Такие трансформаторы называют трансформаторами с **расщепленными обмотками** (рис. 1, в). Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения принято сокращенно обозначать соответственно **ВН, СН, НН**.



а – двухобмоточный трансформатор;

б – трехобмоточный трансформатор;

в – трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения

Рисунок 1 – Принципиальные схемы соединения обмоток трансформаторов

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

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

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

Номинальная мощность для **двухобмоточного** трансформатора – это мощность каждой из его обмоток.

Трехобмоточные трансформаторы могут быть выполнены с обмотками как **одинаковой**, так и **разной** мощности. В последнем случае за номинальную принимается **наибольшая** из номинальных мощностей отдельных обмоток трансформатора.

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

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

Номинальные напряжения обмоток – это напряжения первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора.

Для **трехфазного** трансформатора – это его **линейное** (междуфазное) напряжение.

Для **однофазного** трансформатора, предназначенного для включения в трехфазную группу, соединенную в звезду, это $U/\sqrt{3}$.

При работе трансформатора под нагрузкой и подведении к зажимам его первичной обмотки номинального напряжения на вторичной обмотке напряжение меньше номинального на величину потери напряжения в трансформаторе.

Коэффициент трансформации трансформатора n определяется отношением номинальных напряжений обмоток ВН и НН

$$n = \frac{U_{НОМ,ВН}}{U_{НОМ,НН}}. \quad (1)$$

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

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

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

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

Напряжение КЗ характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора.

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

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

Увеличивая значение u_K , можно уменьшить токи КЗ на вторичной стороне трансформатора, но при этом значительно увеличивается потребляемая реактивная мощность и увеличивается стоимость

трансформаторов. Если трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА выполнить с $u_K = 20\%$ вместо 10 %, то расчетные затраты на него возрастут на 15,7 %, а потребляемая реактивная мощность возрастет вдвое (с 2,5 до 5,0 Мвар).

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

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

Потери холостого хода P_X и короткого замыкания P_K определяют экономичность работы трансформатора.

Потери холостого хода состоят из потерь в стали на перемагничивание и вихревые токи. Для их уменьшения применяются электротехническая сталь с малым содержанием углерода и специальными присадками, холоднокатаная сталь толщиной 0,3 мм с жаростойким изоляционным покрытием.

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

Лекция №8

Коммутационные аппараты до и выше 1 кВ

Электрический аппарат представляет собой устройство необходимое для осуществления операций запуска и отключения цепей электрического тока. Это оборудование требуется для выполнения функций по контролю, защите и управлению различными установками, служащими для передачи, преобразования, распределения и потребления электрической энергии.

Электроаппараты нашли своё применение в быту и в самых разных областях промышленности. В некоторых случаях такие аппараты исполняют роль вспомогательного устройства.

Определенная категория электрических устройств может выполнять контролируемую и корректирующую функцию, что позволяет добиться бесперебойной работы электрического оборудования и предупредить появление возможных сбоев и поломок электрических машин.

Классификация электрических аппаратов

В большинстве своём работа электрических аппаратных устройств не ограничивается выполнением какой-то одной конкретной функции, а, напротив, связана с реализацией целого набора действий. В связи с этим возникает определенная трудность в разделении таких устройств на конкретные виды и группы.

Для того чтобы провести классификацию электрических аппаратов, важно выделить главные функциональные особенности конкретных типов электрического оборудования:

1. **Коммутационные устройства.** Такое оборудование служит для размыкания и замыкания цепей электрического тока. К таким устройствам относятся различные рубильники, выключатели, разъединители.

2. **Устройства защиты.** Аппараты предохраняют проводящие элементы электрических цепей от перепадов напряжения, повышенной нагрузки сети и замыканий. Представленные функции защиты могут быть реализованы в различных видах предохранителей и реле.

3. **Аппараты, регулирующие запуск электрических машин.** Устройства подобного рода предназначены для обеспечения плавного пуска и остановки промышленных потребителей электрического тока. Аппараты регулируют скорость вращения якоря двигателя. К подобным устройствам можно отнести пускатели, реостаты, контакторы.

4. **Ограничивающие аппараты.** Подобные устройства называют реакторами и разрядниками, они обладают функцией ограничения токов короткого замыкания и перенапряжения.

5. **Аппараты, обеспечивающие контроль** различных параметров электрических цепей. Самые распространенные виды таких устройств – датчики и реле.

6. **Аппараты, позволяющие проводить корректировку и изменение** различных параметров электрического оборудования. К таким аппаратам относятся регуляторы и стабилизаторы.

7. **Измерительные аппараты.** Функция данного оборудования сводится к тому, чтобы обеспечить изоляцию линии первичной коммутации от цепей измерительных приборов и приборов защиты.

8. **Устройства для проведения работ механического характера.** Основным элементом таких устройств является электромагнит, призванный выполнять конкретные функции: подъемный электромагнит, электромагнитный тормоз.

Каждое электрическое устройство имеет в своем составе три основных элемента:

- воспринимающий;
- преобразующий;
- исполнительный элемент.

Если исходить из принципа действия воспринимающего элемента устройства, то электрические аппараты подразделяются на электромагнитные, индукционные, полупроводниковые, магнитные.

В зависимости от принципа действия исполнительного элемента, электрические устройства подразделяются на контактные и бесконтактные аппараты.

Существует еще ряд принципиальных различий, связанных с особенностями эксплуатации рассматриваемого оборудования, которые позволяют провести разделение электрических устройств на определенные группы. Электрические аппараты могут быть рассчитаны на высокое или низкое напряжение. По продолжительности работы, такие устройства могут работать в режиме кратковременной или продолжительной эксплуатации.

Если принимать во внимание принцип управления, то можно выделить два основных вида устройств: с автоматическим и ручным управлением.

Коммутационные электрические аппараты

Коммутационные электрические аппараты получили широкое распространение в различных отраслях промышленности. Трудно себе представить, как бы выполнялись различные задачи по эксплуатации и выполнению операций, связанных с электрическим оборудованием, без этого функционального устройства.

Коммутационный электрический аппарат служит для разъединения и замыкания электрической цепи при помощи контактной группы. Проще говоря, такое устройство можно назвать выключателем.

К основным видам представленного устройства относятся: рубильники, выключатели, контакторы, реле. Несмотря на то, что в этих приборах заложен практически один и тот же принцип работы, все они имеют ряд отличий друг от друга.

Рассмотрим каждый вид аппаратов в отдельности.

Рубильник относится к наиболее простому коммутационному аппарату. Аппарат приводится в действие вручную с помощью рукоятки. Такой вид устройств рассчитан на большие значения силы тока.

Выключатели имеют разные модификации. В промышленном применении, к наиболее распространенным видам таких устройств относятся масляные выключатели. Такие выключатели рассчитаны на напряжение до 220кВ.

Масло, в данном случае, служит для подавления/гашения, проходящей через него дуги электрического тока. Особого внимания заслуживают воздушные и электрогазовые выключатели.

Гашение дуги, то есть прекращение подачи электрического тока, происходит за счет подачи струи сжатого воздуха или электроотрицательного газа.

Кардинально новый способ размыкания токопроводящей линии воплощен в электромагнитных выключателях.

Принцип действия такого устройства заключается в следующем: электрическая дуга горит в нормальных условиях при атмосферном давлении – цепь включена.

Как только потребуются разомкнуть цепь, по направлению к дуге подается сильное магнитное поле. За счет воздействия магнитного поля, дуга начинает растягиваться и, в конечном итоге, расщепляется, размыкая тем самым токопроводящую линию.

Реле предназначено для размыкания и замыкания электрической цепи. Основным характерным свойством данного коммутационного аппарата является принципиально новый способ работы контактной пары.

Электромагнитное реле, как и в контакторе, под воздействием электрического тока, приводит в движение сердечник электромагнита с установленными на нем контактами, что приводит к замыканию цепи. Способ воздействия на контактную пару реле может быть не только электрическим, но также тепловым или акустическим.

Контакты представляют собой разновидность электромагнитного реле. Основное назначение – включение и выключение токопроводящей линии силовых электрических цепей.

Контакты могут применяться как в цепи переменного, так и постоянного электрического тока. Принцип работы контактора основан на электромагнитном эффекте.

Сердечник электромагнита контактора под действием электрического тока увлекает за собой подвижный контакт, который, вследствие такого перемещения, прижимается к неподвижному контакту и цепь замыкается.

Как только подача тока прекращается, сердечник возвращается в свое первоначальное положение и контакты размыкаются.

Лекция №9

Выключатели высокого напряжения

Высоковольтными выключателями – называют коммутационные аппараты, производящие оперативное включение или отключение отдельных линий и электрического оборудования при нормальном или аварийном режиме, управляемых вручную, дистанционно или автоматически. Рассмотрим конструктивные особенности данных устройств, выпускаемые разновидности, порядок проверки и технического обслуживания.

Виды

Производится несколько разновидностей выключателей, отличающихся конструктивным устройством и характеристиками. Далее – детальнее о различных видах данного оборудования. Каждый вид выключателя отличается по величине напряжения, номинальному току и току отключения ($I_{кз}$).

По способу гашения дуги:

- Элегазовые выключатели (баковые и колонковые),
- Вакуумные выключатели,
- Масляные выключатели (баковые и маломасляные),
- Воздушные выключатели,
- Автогазовые выключатели,
- Электромагнитные выключатели,
- Автопневматические выключатели.

По назначению:

1. Сетевые выключатели на напряжения от 6 кВ и выше, применяемые в электрических цепях (кроме цепей электрических машин и электротермических установок) и предназначенные для пропускания и коммутирования тока в нормальных условиях работы цепи, а также для пропускания в течение заданного времени и коммутирования тока в заданных ненормальных условиях, таких как условия короткого замыкания.

2. Генераторные выключатели на напряжения от 6 до 20 кВ, применяемые в цепях электрических машин (генераторов, синхронных компенсаторов, мощных электродвигателей) и предназначенные для пропускания и коммутаций тока в нормальных условиях, а также в пусковых

режимах и при коротких замыканиях. Отличаются, как правило, большими значениями номинального тока (до 10000 А) и тока отключения.

3. Выключатели на напряжение от 6 до 220 кВ для электротермических установок, применяемые в цепях крупных электротермических установок (например, сталеплавильных, руднотермических и других печей) и предназначенные для пропускания и коммутаций тока в нормальных условиях, а также в различных эксплуатационных режимах и при коротких замыканиях.

4. Выключатели нагрузки – выключатели, предназначенные для коммутаций под номинальным током, но не рассчитанные на разрыв сверхтоков. Применяются в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью для коммутации небольших нагрузок — до нескольких мегавольт-ампер.

5. Реклоузеры – подвесные секционирующие дистанционно управляемые выключатели, снабжённые защитой и устанавливаемые на опорах воздушных ЛЭП.

6. Выключатели специального назначения.

По виду установки:

1. Опорные – то есть имеющие основную изоляцию на землю опорного типа.
2. Подвесные – то есть имеющие основную изоляцию на землю подвесного типа.
3. Настенные – то есть укрепленные на стенах закрытых распределительных устройств.
4. Выкатные – то есть имеющие приспособления для выкатывания из ячеек распределительных устройств (для обслуживания, ремонта и для создания т.н. “видимого разрыва” при работах на линиях).
5. Встраиваемые в комплектные распределительные устройства (КРУ).

По категориям размещения и климатическому исполнению:

- пять категорий размещения (вне и внутри помещений с различными условиями обогрева и вентиляции),
- десять климатических исполнений (У, ХЛ, УХЛ, ТВ, ТС, Т, М, ОМ, В и О) в зависимости от географического места установки.

Лекция №10

Разъединители, отделители

Разъединителями называются коммутационные аппараты с видимым местом разъединения, не имеющие механизма свободного расцепления. Они предназначаются для включения и отключения под напряжением участков электрической цепи (высокого напряжения) при отсутствии нагрузочного тока или для изменения схемы соединения.

Разъединители служат для создания видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токопроводящих частей, находящихся под напряжением. Это необходимо, например, при выводе оборудования в ремонт в целях безопасного производства работ.

Разъединители не имеют дугогасительных устройств и поэтому предназначаются, главным образом, для включения и отключения электрических цепей при отсутствии тока нагрузки и находящихся только под напряжением или даже без напряжения.

Дело в том, что за всю многолетнюю историю эксплуатации электроэнергии сложились традиции безопасного ее использования. Отключения электричества выключателями нагрузки со сложными техническими устройствами скрыты от наблюдения. В случае возникновения у них поломки напряжение остается на участке, предназначенном для вывода из работы. Это очень опасно

и является прямой предпосылкой для поражения людей электрическим током или выводу электротехнического оборудования из строя.

По этим причинам разъединители монтируют в высоковольтной схеме последовательно с выключателями и, как правило, после них для обеспечения безопасности производства работ.

Для понимания этого процесса представим участок электрической схемы, когда электроэнергия от источника на трансформаторной подстанции №1 передается по линии электропередач, разделенной на 5 рабочих участков к подстанциям №2 и №3.



Допустим, что на участке №3 (выделен красным цветом) возникла необходимость проведения технических работ, требующих по условиям безопасности снятия напряжения.

Для этого потребуется выполнить отключения силовых выключателей:

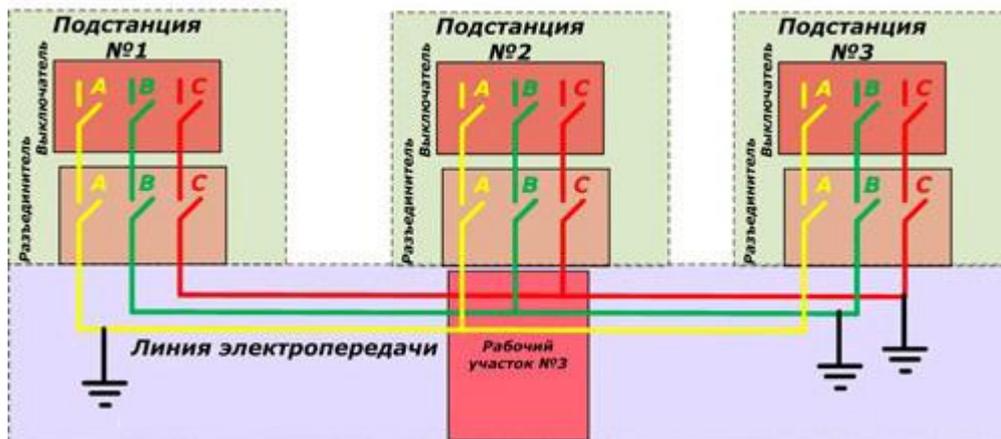
- питающей подстанции №1;
- потребляющих подстанций №2 и №3, которые находятся в работе по стороне нижнего напряжения и будут генерировать электроэнергию на линию, включая участок №3, за счет эффекта обратной трансформации.

При любой неисправности одного из выключателей или ошибочном либо их самопроизвольном несанкционированном включении на рабочем участке №3 появится напряжение, а это недопустимо.

Поэтому в электрическую схему после каждого выключателя смонтирован разъединитель, который дополнительно создает безопасный и видимый разрыв цепи.

Представленная выше картинка выполнена в упрощенном однолинейном исполнении. Однако, на практике высоковольтные линии электропередач используют минимум три фазы. Более точная схема для нашего случая подготовки рабочего участка №3 к техническому обслуживанию будет иметь следующий вид.

Схема подготовки рабочего участка №3 к допуску бригады



На ней каждая фаза «А», «В», «С» линии электропередачи показана своим цветом: желтым, зеленым и красным. На всех подстанциях она разрывается вначале своим выключателем, а затем — разъединителем. Только после этого каждая фаза линии электропередачи для участка №3 заземляется.

На этом рисунке вопрос заземления показан не полностью, а только для демонстрации необходимости его выполнения.

Место расположения разъединителя в схеме определяет его упрощенную конструкцию по сравнению с силовым выключателем нагрузки. Это объясняется тем, что выключатель должен надежно разрывать проходящую через него электроэнергию в нормальном режиме работы и аварийные токи коротких замыканий огромных величин, которые могут возникнуть в непредвиденный момент времени в любом месте участка схемы, защищаемого выключателем.

Такие процессы очень сложные. Они связаны с ионизацией окружающей среды и возникновением мощной электрической дуги, которая может сжечь контакты. Для предотвращения этого явления используют различные технические решения, основанные на применении сред с изоляционными свойствами. Ими наполняют рабочую область выключателя, в которой производится разрыв цепи.

Второе направление борьбы с дугой – это обеспечение максимального быстродействия отключающего механизма. Время его работы сопоставимо со взрывом и происходит примерно за два периода колебания гармоники синусоидального тока.

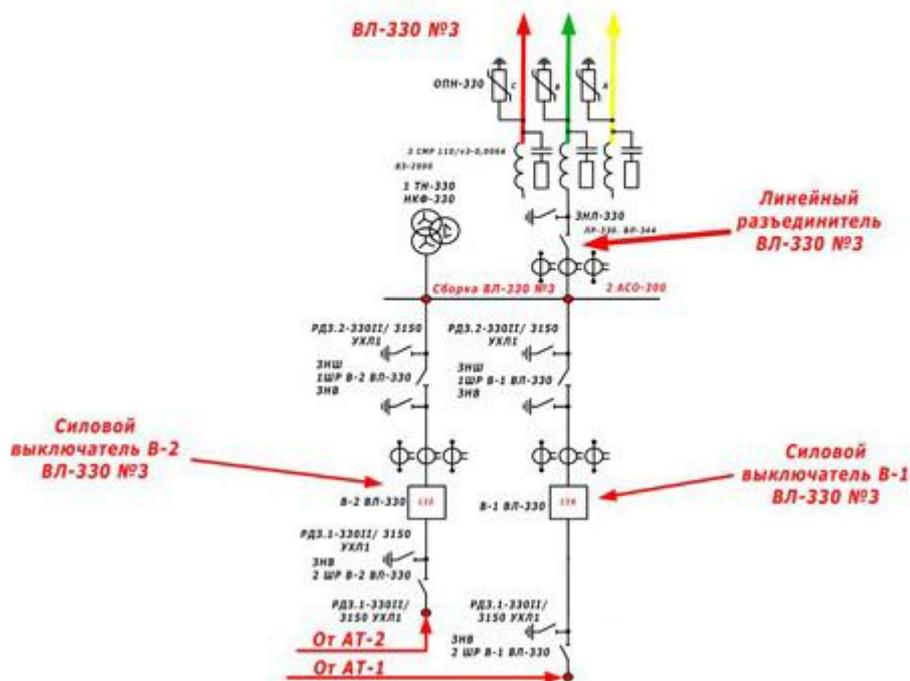
Столько же времени требуется современным защитам со средствами автоматики для выявления неисправности в схеме и подачи команды на исполнительный элемент выключателя.

Поэтому время отключения аварийных ситуаций защитами и автоматикой составляет порядка 0,04 сек.

Для разъединителей такие сложные устройства не нужны. Они спроектированы для отключения руками оператора или электродвигателями приводов без спешки. Поскольку разъединители устанавливаются после выключателей, то ими оперируют исключительно после снятия напряжения, когда электрической дуги быть не может.

Место расположения разъединителя и выключателя можно посмотреть на фрагменте оперативной схемы диспетчера.

Упрощенный фрагмент оперативной однолинейной схемы участка подстанции с линейным разъединителем и выключателями линии 330 кВ



Конструкция разъединителей

Устройство высоковольтного разъединителя довольно сложное, но в то же время оно намного проще, чем у силового выключателя такого же напряжения. Рассмотрим примеры их исполнения для оборудования 330 кВ.

Любой разъединитель состоит из следующих конструктивных элементов:

- силовой рамы, размещенной на безопасной высоте;
- опорных изоляторов, жестко смонтированных на раме по концам образуемого разрыва для каждой фазы;
- контактной системы, обеспечивающей надежное прохождение номинального тока линии и исключающей в разомкнутом состоянии подачу напряжения на участок, выделенный для обслуживания;
- системы управления перемещением ножей.

У разъединителей, используемых для цепей с напряжением 110 кВ и выше, контактная система выполнена из двух подвижных полуножей, которые разводятся в противоположные стороны. В остальных конструкциях чаще используется один подвижный нож, вводимый в неподвижно закрепленный контакт.

Разъединители классифицируют по:

- количеству полюсов;
- характеру установки (внутренней или наружной);
- виду движения ножа для создания разрыва цепи (поворотного, рубящего либо качающегося типа);
- способам управления: вручную оперативной изоляционной штангой или системой рычагов либо автоматически электродвигателями (может использоваться гидравлика и даже пневматика) с системой управления.

Все операции с разъединителями в работающей схеме относятся к опасным работам, их выполняет только обученный и подготовленный персонал по специально оформленным бланкам под непосредственным контролем диспетчера.

Блокировка разъединителей

Особенностью высоковольтных разъединителей является то, что вместе с ними на одной платформе часто располагают заземляющие ножи с обеих сторон создаваемого разрыва. Ими удобно манипулировать оперативному персоналу, выполняющему переключения в схемах электроснабжения.

При переключениях важно правильно соблюдать очередность наложения/снятия заземления и включения/вывода из работы разъединителя. Нельзя включать силовой выключатель при установленном заземлении с любой стороны разъединителя. Это приведет к возникновению короткого замыкания.

Также нельзя накладывать заземления при включенном разъединителе и поданном напряжении на схему, что тоже создаст КЗ.

С целью недопущения при переключениях ошибочных ситуаций используется техническая блокировка действий оперативного персонала со стационарными заземлителями, разъединителями и выключателями. Она может быть:

- чисто механической;
- электрической (на основе использования электромагнитного замка);
- комбинированной.

Конструкции блокировок бывают разными. Их сложность и надежность увеличивается с повышением величины напряжения, используемого в первичной схеме.

Для управления электрическими видами блокировок на валах поворота контактных ножей монтируют дополнительные контакты, используемые во вторичных цепях. Их называют блок контактами КСА. Они полностью повторяют положение разъединителя, одновременно с ним замыкаются или размыкаются. С целью расширения возможностей схем управления, защит и автоматики выключателей и линий эти блок контакты создают как с нормально открытым, так и закрытым положением.

На приводах стационарных заземляющих ножей и выключателей нагрузки тоже монтируются аналогичные блок контакты.

Блок-контакты КСА



**Замок
электромагнитный**

Схемы управления электромагнитной блокировкой построены на принципе создания последовательных и параллельных цепочек электрических схем из контактов повторителей положения первичного оборудования: выключателей, разъединителей, заземляющих ножей.

Когда положение одного из этих коммутационных аппаратов изменяется оперативным персоналом, то соответственно происходит переключение их вторичных контактов, собранных по определенной логической схеме. Если при этом нарушаются требования безопасности, то электромагнитная блокировка запрещает дальнейшие действия с силовым оборудованием.

В этом случае необходимо разбираться с правильностью выполненных действий и искать допущенную ошибку.

Схемы оперативной блокировки разъединителей на подстанциях питаются от специальных источников напряжения постоянного тока.

Обязательные требования к разъединителям:

- обеспечение видимого разрыва;
- устойчивость конструкции к динамическому и термическому воздействию;
- надежность изоляции при любых атмосферных явлениях;
- четкость работы при ухудшении условий эксплуатации в дождь, снегопад, образованиях наледи;
- простота конструкции, обеспечивающая удобство эксплуатации и обслуживания.

Лекция №11

Выключатели нагрузки, разрядники, реакторы

Выключатели нагрузки. В сетях 6–10 кВ электроснабжения городских промышленных и сельскохозяйственных предприятий возникает необходимость отключения и включения токов нормальной нагрузки. Такая операция разъединителями не производится, так как они не имеют устройств для гашения возникающей дуги. Простейшим коммутационным аппаратом, позволяющим отключать и включать токи нагрузки в нормальном режиме, является автогазовый выключатель нагрузки ВНР (рисунок 1,а). Выключатели нагрузки ВНР созданы на базе разъединителей рубящего типа. На опорном изоляторе с неподвижным главным контактом 3 укреплена простейшая дугогасительная камера 2 с газогенерирующими вкладышами 7 из органического стекла

(рисунок 1,б). К главному подвижному контакту-ножу 5 присоединена скоба с дугогасительным контактом 4, который во включенном положении находится внутри камеры между контактами б. При отключении под действием пружины привода движение от вала 1 передается главным контактно-ножам 5, которые размыкаются в воздухе первыми, но дуги не образуется, так как весь ток проходит по дугогасительным контактам. При дальнейшем движении ножа 5 размыкаются дугогасительные контакты, возникшая дуга воздействует на вкладыши, из которых выделяется газ. Давление в камере повышается, а при выходе дугогасительного ножа из камеры создается выхлоп газа и дуга гаснет. При включении сначала замыкаются дугогасительные контакты, затем – главные.

Выключатель ВНР выдерживает сквозной ток КЗ $I_{пр-скв} = 41$ кА, а ток термической стойкости $I_{тер} = 16$ кА. Допустимо двукратное включение на короткое замыкание, после чего производится ревизия с заменой дугогасительных камер.

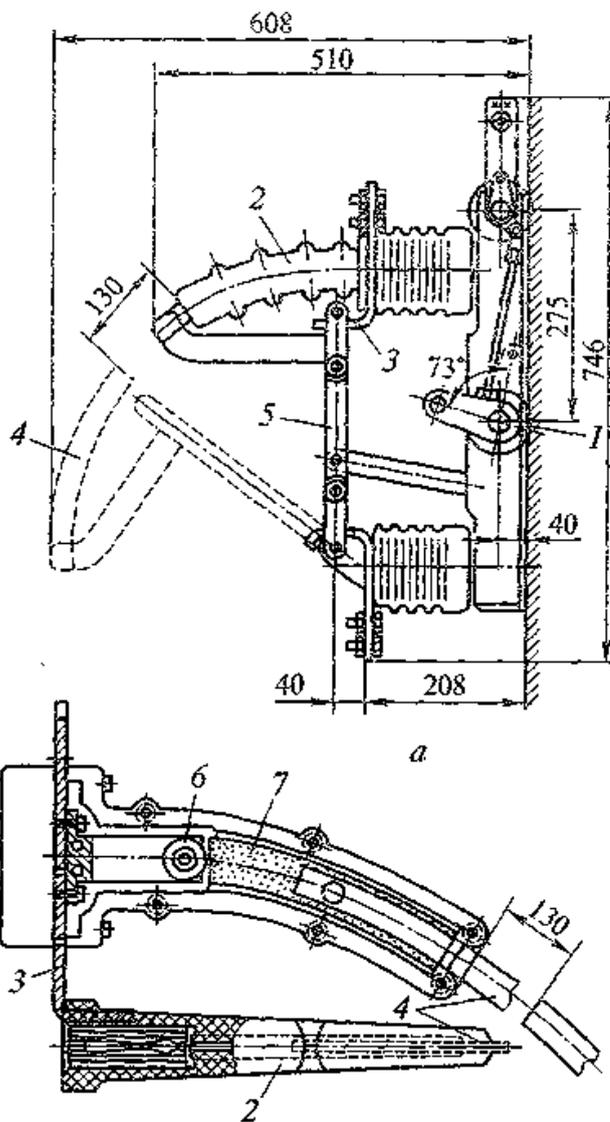


Рисунок 1. Выключатель нагрузки ВНР:

а – общий вид; *б* – дугогасительная камера; / – вал привода; 2 – дугогасительная камера; 3 – главный неподвижный контакт; 4 – подвижный дугогасительный контакт; 5 – главный подвижный контакт-нож; б – неподвижный дугогасительный контакт; 7 – газогенерирующие вкладыши

Выключатели нагрузки ВНП могут дополняться предохранителями ПКЭ, заземляющими ножами и приводами разного типа: ручным (ПР), ручным с дистанционным отключением (ПРА) или электромагнитным (ПЭ).

Разрядники. Разрядник – это пассивное электрическое устройство, у которого при определенном значении приложенного напряжения пробивается искровой промежуток и ограничивает перенапряжения в установке

Разрядник состоит из двух электродов и дугогасительного устройства.

Один из электродов закрепляют на защищаемой цепи, второй электрод заземляют. Пространство между этими двумя электродами называется искровым промежутком. При определенном значении напряжения между электродами искровой промежуток пробивается и снимает перенапряжение с защищаемого участка цепи.

После пробоя импульсом искровой промежуток становится достаточно ионизированным, чтобы фазные напряжения нормального режима могли пробиться, в связи с этим возникает короткое замыкание. Задача дугогасительного устройства – в наиболее короткие сроки устранить это до того, как сработают устройства защиты.

Принцип действия разрядников. В конструкции разрядников предусмотрен воздушный зазор в перемычке, который соединяет фазы линии электропередач и заземляющий контур. При номинальной величине напряжения цепь в перемычке разорвана. В случае грозового разряда в результате перенапряжения в ЛЭП происходит пробой воздушного зазора, происходит замыкание цепи между фазой и землей и импульс высокого напряжения напрямую уходит в землю.

Различают следующие типы разрядников:

- Воздушный
- Газовый
- Вентильный
- Магнитовентильный

Воздушный разрядник закрытого и открытого типа (трубчатый разрядник) имеет вид полихлорвиниловой трубки, которая предназначена для гашения дуги. На каждом конце разрядника имеется по одному электроду (рисунок 2). К одному электроду подведено заземление, а другой установлен на незначительном расстоянии от защищаемого участка.

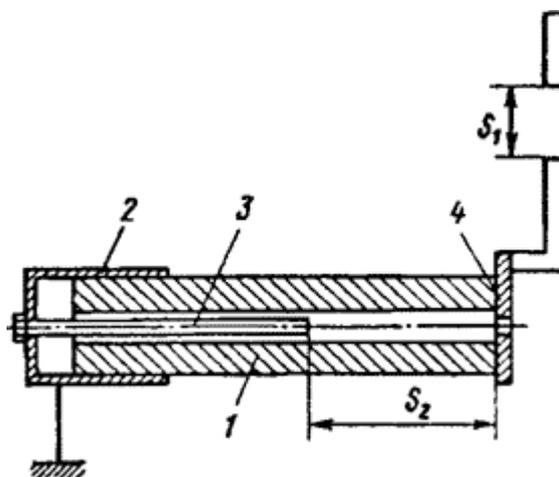


Рисунок 2 – Структурная схема воздушного разрядника

Газовые разрядники представляют собой компоненты, заполненные инертным газом (рисунок 3). Корпус разрядника изготовлен в виде керамической трубки, концы которой закрыты металлическими пластинами и выступают в роли электродов.

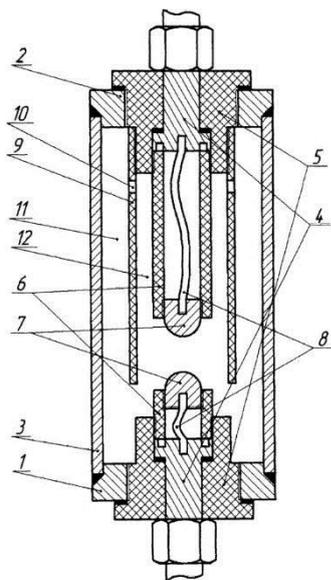


Рисунок 3 – Структурная схема газового разрядника

Вентильный разрядник состоит из двух основных частей: многократный искровой промежуток и рабочий резистор, состоящий из последовательно набранных вилитовых дисков (рисунок 4). Оба этих основных элемента соединены между собой последовательно.

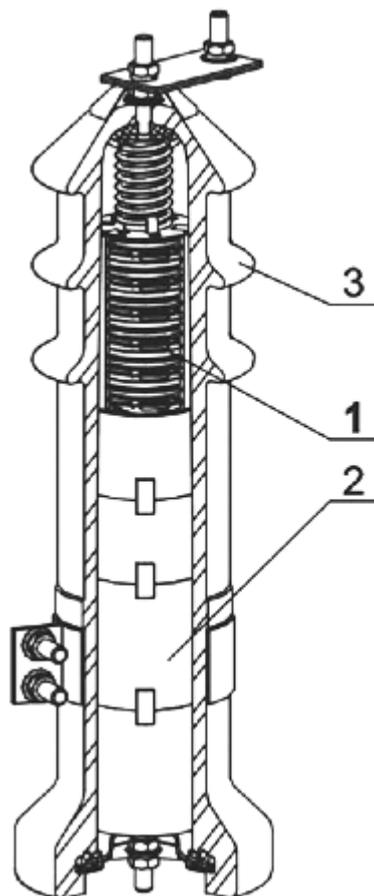


Рисунок 4 – Структурная схема вентильного разрядника

Магнитовентильный разрядник (рвмг). В его состав входят несколько блоков, соединенных последовательно (рисунок 5). В каждом блоке имеются единичные искровые промежутки, которые последовательно соединены, а также постоянные магниты. Все элементы блока размещаются в цилиндре из фарфора.

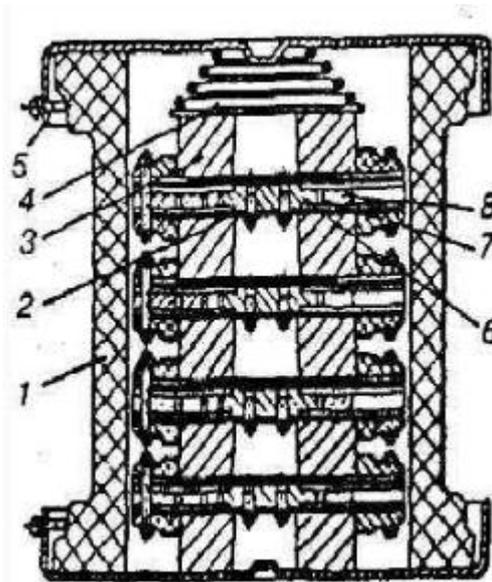


Рисунок 5 – Структурная схема магнитовентильного разрядника

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН). Данные устройства предназначены для защиты линий и оборудования в ситуациях, когда по той или иной причине нагрузка возрастает в разы, с опасностью возникновения аварии.

В этом разряднике отсутствуют искровые промежутки (рисунок 6). Конструкция активной части ограничителя включает в себя последовательный набор варисторов.

ОПН представляет собой полупроводниковый элемент, отличающийся нелинейным значением сопротивления. Он выполнен в виде вилитовых дисков, в качестве материала которого используется оксид цинка с добавлением различных примесей.

Указанные диски снабжены защитным покрытием, с электрическими выводами на концах. На один из контактов подаётся напряжение, второй выводится на землю.

ОПН состоит из следующих конструктивных элементов:

- электрода,
- полиамидного корпуса,
- термоусадочной трубки,
- варистора,
- силиконовой оболочки.

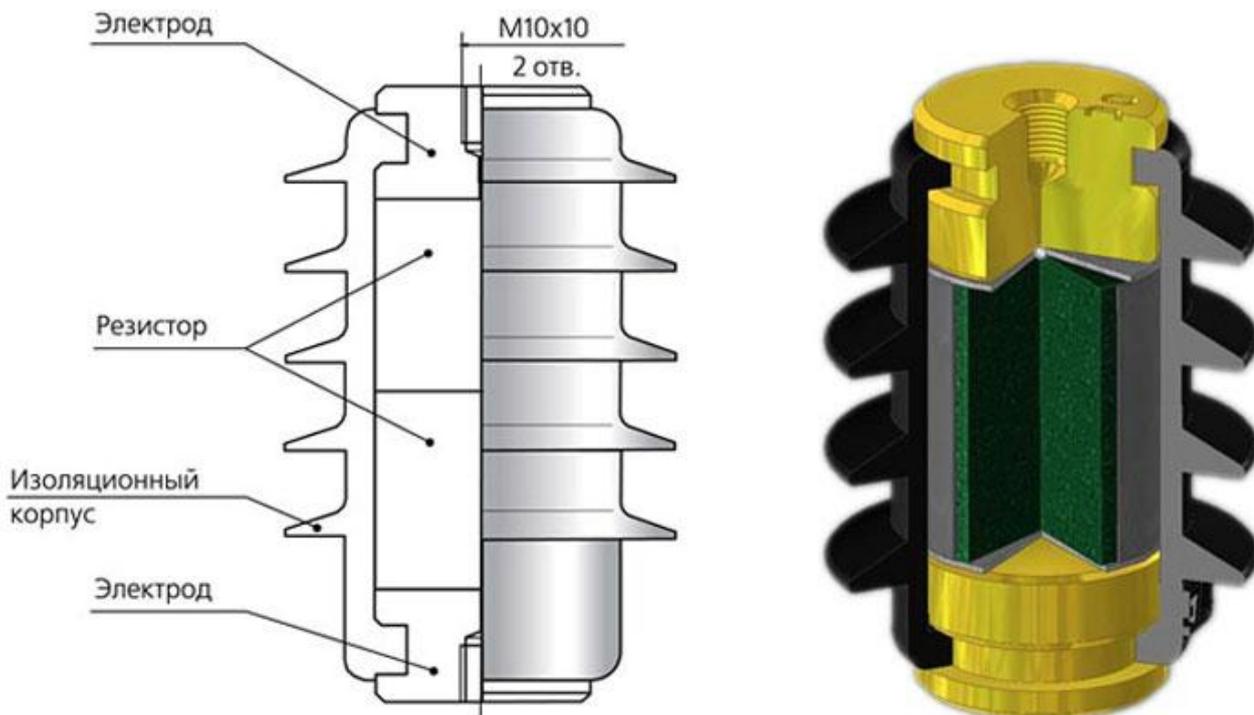


Рисунок 6 – Структурная схема ограничителя перенапряжений

В основу принципа действия данного элемента заложена нелинейная характеристика сопротивления. При штатных характеристиках напряжения, его величина близка к нулю, поэтому цепь не замыкается через указанный прибор.

При резком возрастании напряжения, одновременно увеличивается сопротивление. В результате ток проходит через ОПН, замыкаясь на землю. Таким способом обеспечивается выполнение защитной функции.

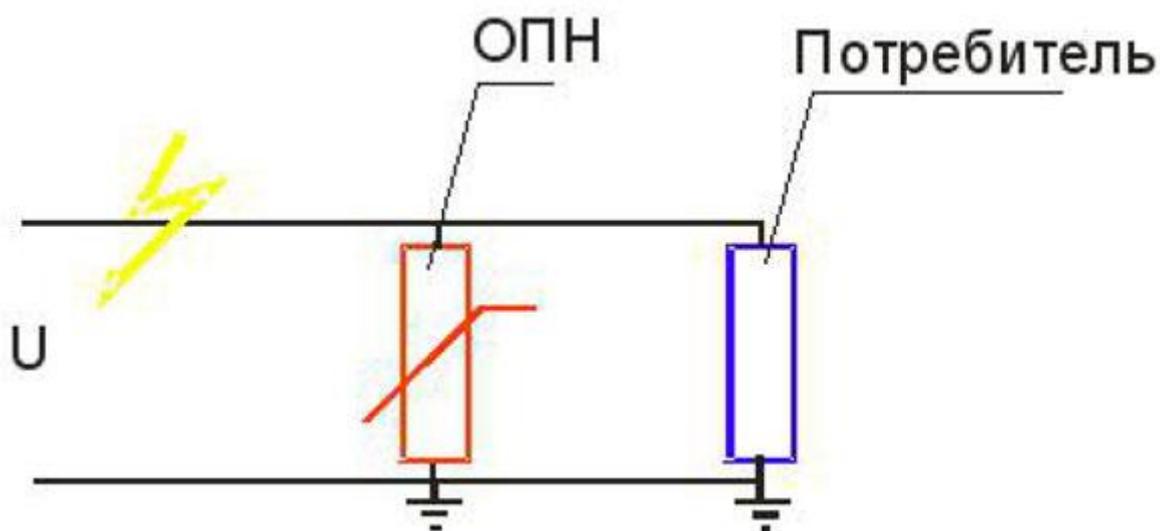


Рисунок 7 – Принцип действия ОПН

Может использоваться комбинация нескольких устройств, с выполнением ступенчатой защиты.



Рисунок 8 – Обозначение ОПН и разрядников на схема

Реакторы. Реакторы служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, а также позволяют поддерживать на шинах определённый уровень напряжения при повреждении за реакторами.

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

Реактор представляет собой индуктивную катушку, не имеющую сердечника из магнитного материала. Благодаря этому он обладает постоянным индуктивным сопротивлением, которое не зависит от протекающего тока. Внешний вид реакторов представлен на рисунке 9.

В настоящее время наибольшее распространение получили бетонные реакторы с алюминиевой обмоткой марки РБ.



Рисунок 9 – Внешний вид реактора

Алюминиевые проводники обмотки реакторов покрываются несколькими слоями кабельной бумаги и хлопчатобумажной оплёткой. Обмотка наматывается на специальный каркас, а затем в определённых местах заливается бетоном. Бетон образует колоны, которые закрепляют витки обмотки, предотвращая их смещение под действием собственной массы и электродинамических усилий при протекании тоев КЗ. Изоляция реактора от заземлённых конструкций, а при вертикальной установке и от соседних фаз осуществляется при помощи опорных фарфоровых изоляторов.

Наряду с рассмотренными выше реакторами обычной конструкции в электроустановках находят применение сдвоенные реакторы. Конструктивно они подобны обычным реакторам, но от средней точки обмотки имеется дополнительный вывод. В случае применения сдвоенных реакторов источник может быть присоединён к средней точке, а потребители - к крайним, или наоборот.

Преимуществом сдвоенного реактора является то, что в зависимости от схемы включения и направления токов в обмотках индуктивное сопротивление его может увеличиваться или уменьшаться. Это свойство сдвоенного реактора обычно используется для уменьшения падения напряжения в нормальном режиме и ограничения токов при КЗ.

Лекция №12 **Измерительные ТТ и ТН**

Трансформаторы тока (ТТ) служат для пропорционального снижения первичного тока во вторичный и для изоляции вторичных цепей от первичных. Снижение первичного тока необходимо для снижения габаритов измерительных приборов. Все ТТ должны иметь маркировку первичных и вторичных цепей. Начало и конец первичной обмотки обозначаются соответственно Л1 и Л2, а вторичной - И1 и И2. В условном обозначении ТТ отражается наличие двух обмоток.

В отличие от силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения для трансформаторов тока номинальным является режим короткого замыкания вторичной обмотки, а опасным - режим холостого хода, когда нарушается целостность вторичной цепи. Это обуславливается принципом действия трансформатора тока (рис.1.1). Ток нагрузки потребителей I_1 протекает по первичной обмотке с числом витков W_1 . Этот ток создает МДС $I_1 W_1$. Под действием этой МДС через магнитопровод замыкается магнитный поток Φ_1 . Магнитный поток Φ_1 индуцирует во вторичной обмотке с числом витков W_2 ЭДС E_2 .

При замыкании вторичной обмотки на сопротивление во вторичной цепи протекает ток I_2 , этот ток создает свою МДС $I_2 W_2$ и свой магнитный поток Φ_2 , который по правилу Ленца направлен навстречу потоку Φ_1 .

Суммарный магнитный поток $\Phi_{\text{сум}}$, проходящий через магнитопровод, равен разности магнитных потоков Φ_1 и Φ_2 .

$$\Phi_{\text{сум}} = \Phi_1 - \Phi_2.$$

$\Phi_{\text{сум}}$, на который рассчитывается магнитопровод, по величине намного меньше потока Φ_1 , и амплитуда синусоиды вторичной ЭДС имеет небольшое значение. Соответственно небольшое напряжение будет на нагрузке во вторичной цепи. Так при $Z_{2\text{доп}} = 0,6$ Ома при номинальной нагрузке в первичной цепи

$$U_{2\text{ном}} = I_{2\text{ном}} Z_{2\text{доп}} = 5 * 0,6 = 3 \text{ В.}$$

Такое напряжение не представляет опасности для обслуживающего персонала, даже если он прикасается одновременно к двум выводам вторичной цепи трансформатора тока.

Если разрывается вторичная цепь трансформатора тока, когда по первичной цепи протекает номинальный ток -ток потребителей, то исчезает поток, создаваемый вторичной обмоткой Φ_2 , а через магнитопровод пытается пройти поток Φ_1 . Поскольку сечение магнитопровода не рассчитано на пропускание такого большого магнитного потока, то магнитопровод насыщается и нагревается. Внешне это проявляется в почернении магнитопровода из-за обугливания межлистовой изоляции. От магнитопровода нагреваются обмотки, их изоляция обугливается.

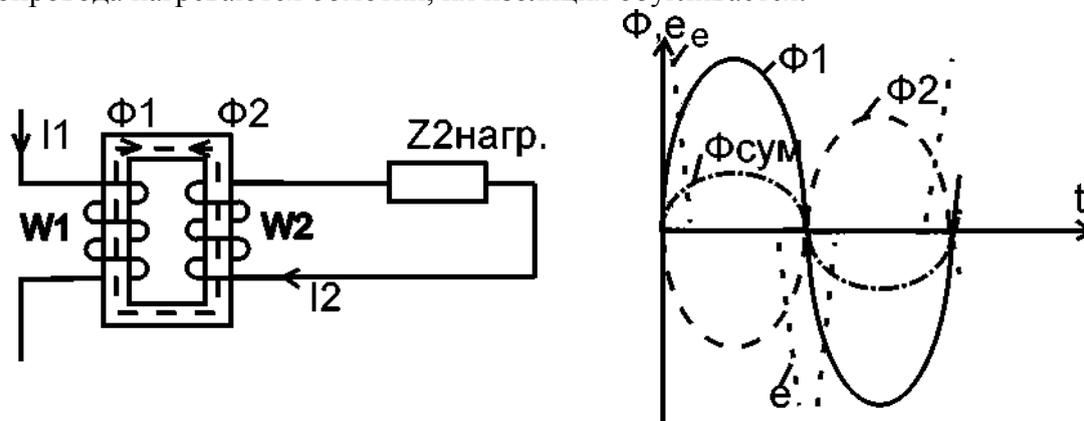


Рисунок 1.1 - Принцип действия трансформатора тока

Кроме этого при разрыве вторичной обмотки в месте разрыва появляется высокое напряжение, достигающее по амплитуде нескольких кВ. Это вызывается тем, что в момент перехода магнитного потока Φ_1 через нулевое значение скорость изменения магнитного потока резко увеличивается по сравнению с $\Phi_{сум}$. Тогда на вторичной обмотке наводится ЭДС

$$e_2 = -W_2 (d\Phi_1 / dt).$$

Трансформатор тока превращается в своеобразный пик-трансформатор. ЭДС наводится только в моменты перехода магнитного потока через нулевое значение. Пики ЭДС достигают величины нескольких кВ. Включение человека в цепь разорванной вторичной обмотки приводит к поражению электрическим током.

Большинство щитовых приборов для подстанций и электростанций изготавливаются на номинальный ток 5 А, поэтому и номинальный вторичный ток ТТ составляет 5 А. Важной характеристикой ТТ является коэффициент трансформации, который показывает отношение первичного тока ко вторичному, например, 100 /5 (произносят 100 на 5). Этот коэффициент трансформации указывается на амперметрах, тогда шкала амперметра градуируется в первичных токах, хотя по обмотке амперметра протекает вторичный ток. 100/5 означает, что при протекании первичного тока 100 А по вторичной цепи будет циркулировать ток 5 А, изменение первичного тока приведет к пропорциональному изменению вторичного тока. Если к ТТ подключается несколько приборов, то они соединяются последовательно. В тех случаях, когда сопротивление (нагрузка) вторичной цепи превышает допустимое, ТТ выходит из класса точности. Различают токовую и угловую погрешности, на ее величину указывает класс точности сердечника. По классу напряжения ТТ делятся на низковольтные и высоковольтные.

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются на каждой секции распределительного устройства подстанции. Подключение к шинам секции осуществляется через предохранитель и разъединитель. Предохранитель с кварцевым заполнением обеспечивает защиту трансформаторов напряжения от токов к.з. за ТН на шинках 100 В и внутри ТН.

По принципу действия ТН ничем не отличаются от силовых трансформаторов, только специальной конструкцией обеспечивается большая точность в преобразовании первичного напряжения во вторичное. В последнее время трехфазный ТН выполняют в виде трехфазной группы из трех однофазных ТН, помещенных в один бак с трансформаторным маслом. В эксплуатации находится много пятистержневых ТН. Масло обеспечивает изоляцию токоведущих частей от корпуса и охлаждение обмоток за счет естественной циркуляции масла. Выпускаются также ТН с литой изоляцией. Класс точности ТН не превышает 0,5 при допустимой нагрузке на вторичной обмотке.

Каждая фаза ТН имеют одну первичную обмотку с числом витков W_1 и две вторичных обмотки с числами витков W_2 и W_3 . Соединение обмоток соответственно "звезда с нулем", "звезда с нулем", "разомкнутый треугольник". Нулевая точка первичной обмотки обязательно должна быть заземлена, иначе не будет контролироваться состояние изоляции сети 10 кВ. Вторичная обмотка W_2 имеет номинальное линейное напряжение 100 В и служит для питания цепей напряжения измерительных приборов. Другая вторичная обмотка W_3 является фильтром напряжения нулевой последовательности. В нормальном режиме работы сети на выводах обмотки W_3 наблюдается небольшое напряжение небаланса, а напряжение до 100 В появляется на этих выводах при повреждении изоляции в силовой сети.

Для измерения уровня напряжения на шинах подстанции ко вторичной обмотке W_2 трансформатора напряжения подключается вольтметр через специальный переключатель SA. Этим переключателем к вольтметру можно подвести любое фазное напряжение А,В,С или любое линейное напряжение АВ, ВС, СА. Номинальному напряжению в сети 10 кВ соответствует фазное напряжение, подведенное к вольтметру 57,8 В, а шкала проградуирована в кВ, поэтому по прибору отсчитываем 5,78 кВ.

По условиям поддержания необходимого уровня у потребителей изменение уровня напряжения на шинах низкого напряжения подстанции можно произвести с помощью регулятора напряжения под нагрузкой (РПН) на силовом трансформаторе.

Выбор ТН осуществляется по допустимой нагрузке, чтобы обеспечить необходимый класс точности. Для этого необходимо знать сопротивление или потребление подключаемых приборов и выполнять условие

$$S_{\text{доп.ТН}} > S_1 + S_2 + \dots + S_n ,$$

где $S_{\text{доп.ТН}}$ - нагрузка, допустимая для принимаемого класса точности. Для ТН типа НТМИ-10-66 (трансформатор напряжения трехфазный масляный с обмоткой для контроля состояния изоляции) для класса точности 0,5 $S_{\text{доп}} = 120$ ВА, для класса точности 1 $S_{\text{доп}} = 200$ ВА, для класса точности 3 $S_{\text{доп}} = 500$ ВА. Предельная мощность по нагреву обмоток составляет 1000 ВА;

S_1, S_2, S_n - нагрузка, создаваемая измерительными приборами. Эта нагрузка ориентировочно может быть принята по табл. 1.1.

Таким образом, трансформаторы напряжения на подстанции 35/10 кВ устанавливаются на каждой секции 10 кВ. С помощью ТН выполняется:

- 1) измерение уровня фазного и линейного напряжения на шинах;
- 2) сигнализация наличия замыкания на землю в сети 10 кВ;
- 3) определение фазы с поврежденной изоляцией;
- 4) проведение фазировки силовых трансформаторов;
- 5) питание зарядных устройств для запасения энергии с последующим разрядом на отключающие катушки выключателей;

б) подключение измерительных органов устройств автоматического включения резерва питания;

7) питание цепей напряжения устройств релейной защиты Таблица 1.1 - Мощности, потребляемые катушками напряжения приборов

Тип измерительного прибора	$S_{пр}, \text{ВА}$	$\cos\phi$
Вольтметр электромагнитной системы	4,7	1
Катушка счетчика	2,5	0,4
Ваттметр	5,0	0,4
Фазометр	2,2	1
Реле напряжения	1,0	1

Для подключения счетчиков активной энергии и получения трех линейных напряжений в некоторых случаях используют однофазные ТН, включенные на два линейных напряжения. Такая схема подключения называется «открытый треугольник».

Вторичные цепи от трансформатора напряжения шлейфом заходят на все ячейки секции, образуя шинки цепей трансформатора напряжения. Защита вторичных цепей трансформаторов напряжения от к.з. осуществляется автоматическими выключателями.

Лекция №13

Режимы работы нейтрали в электроустановках

Нейтралью называют общую точку трехфазных обмоток многофазных генераторов, трансформаторов, а также провод, соединенный с этой точкой.

Заземленная нейтральная точка (или провод) называется **нулевой**.

Эффективно заземлённая нейтраль – нейтраль трёхфазной электрической сети выше 1000 В, коэффициент замыкания на землю в которой не более $K_{зам}=1,4$.

Коэффициент замыкания на землю в трехфазной электрической сети – это отношение разности потенциалов между неповреждённой фазой и землёй в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землёй в этой точке до замыкания.

Иначе говоря, при замыкании фазы в сети с изолированной нейтралью напряжение между землёй и неповреждёнными фазами возрастает до линейного – примерно в 1,73 раза; в сети с эффективно заземлённой нейтралью напряжение на неповреждённых фазах относительно земли возрастёт не более чем в 1,4 раза. Это особенно важно для сетей высокого напряжения, что уменьшает количество изоляции при изготовлении сетей и аппаратов, удешевляя их производство. Согласно рекомендации международной энергетической комиссии (МЭК) к сетям с эффективно-заземлённой нейтралью относят сети высокого и сверхвысокого напряжения, нейтрали которых соединены с землёй непосредственно или через небольшое активное сопротивление. В России сети с эффективно-заземлённой нейтралью – это сети напряжением 110 кВ и выше.

В электрических сетях с напряжением 110 кВ токи замыкания на землю повышаются, поэтому применяются эффективно-заземленные нейтрали, то есть нейтрали, заземленные через

токоограничивающее сопротивление (рис. 1). При однофазном замыкании на землю напряжение на неповрежденных фазах относительно земли составляет $0,8 U_L$ в нормальном режиме.

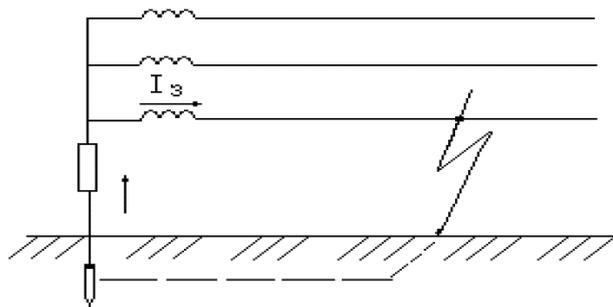


Рисунок 1 – Трехфазная сеть с эффективно-заземленной нейтралью

При замыкании одной фазы на землю образуется короткозамкнутый контур через землю и нейтраль источника. Токоограничивающее сопротивление снижает ток замыкания на землю. Поврежденный участок отключается устройствами релейной защиты. Часто короткие замыкания на землю бывают самоустраняющимися, поэтому в сетях применяется автоматическое повторное включение.

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

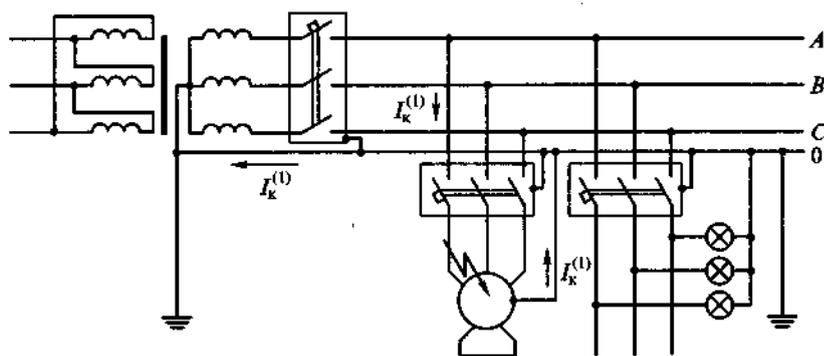


Рис. 1. Трехфазная четырехпроводная сеть с глухозаземленной нейтралью

Пример 1. Выбрать дугогасящий реактор для компенсации емкостного тока сети 10 кВ, присоединенной к шинам подстанции (рис. 2). Емкостный ток кабельной сети, присоединенной к секции К1, равен 19 А, к секции К2 – 15А. Нормально секционный выключатель QK отключен. К секциям К1, К2 присоединены трансформаторы собственных нужд ТМ-160.

Решение. Согласно требованиям ПУЭ компенсация емкостного тока необходима при $I_C > 20$ А, такой режим возникает при включении секционного выключателя QK (например, при выводе в ремонт $T1$ или $T2$):

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

Мощность реактора:

$$Q = n \cdot I_{C\Sigma} \cdot U_{\phi} = 1,25 \cdot 37 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 267,34 \text{ кВА.}$$

Выбираем реактор РУОМ-300/10, $Q_{\text{НОМ.Р}} = 300$ кВА.

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

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

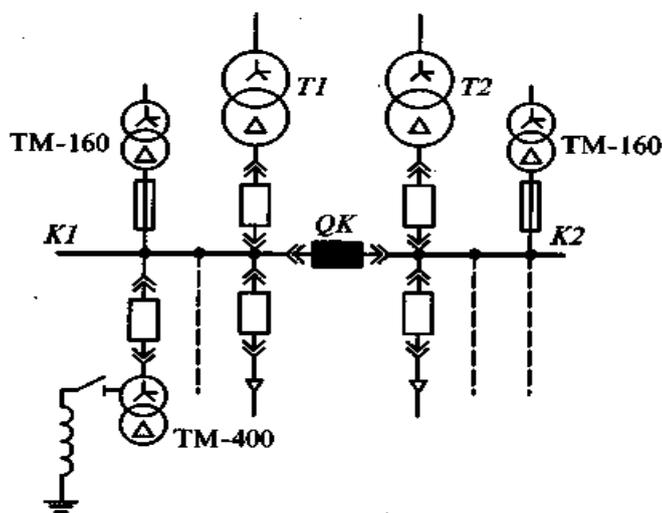


Рис. 2. Схема подстанции (к примеру 1)

Лекция №14

Общие сведения о схемах электроустановок

На заготовленных оперативных схемах электрических соединений подстанции (далее – оперативные схемы) все коммутационные аппараты и заземляющие ножи должны графически изображаться в положении (включенном или отключенном), соответствующем утвержденной нормальной схеме электрических соединений подстанции (далее – нормальная схема). Условные графические обозначения различных положений коммутационных аппаратов и заземляющих ножей приведены на рис. 1.

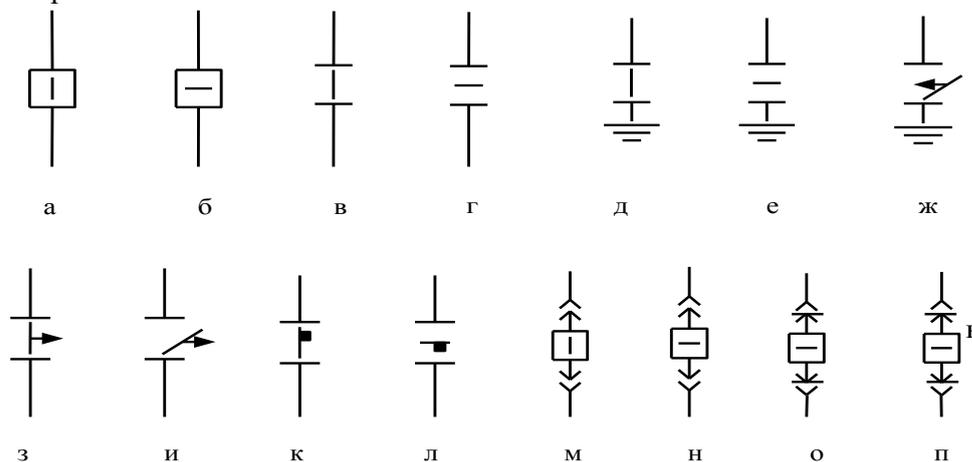


Рис. 1. Условные графические обозначения различных положений коммутационных аппаратов и заземляющих ножей:

Оборудование новых присоединений, законченное и незаконченное монтажом, на которое напряжение может быть подано включением коммутационных аппаратов, считается действующим и должно быть нанесено на нормальную и заготовленные оперативные схемы.

2. На оперативных схемах (схемах-макетах, оперативных схемах на компьютере) должны отражаться все изменения положений коммутационных аппаратов, заземляющих ножей, устройств релейной защиты и автоматики, а также места наложения переносных заземлений. Изменения следует вносить непосредственно после проведения тех или иных операций.

3. При сдаче дежурства персонал должен передавать оперативную схему (схему-макет, оперативную схему на компьютере) с обозначением на ней действительных положений коммутационных аппаратов, заземляющих ножей, устройств релейной защиты и автоматики, и мест наложения переносных заземлений.

4. Действительные положения коммутационных аппаратов, заземляющих ножей и отключенных устройств релейной защиты, и автоматики должны обозначаться нанесением на оперативную схему условных знаков непосредственно на графическое обозначение аппарата или рядом с ним, если положение аппарата было изменено. Знаки следует наносить карандашом, ручкой (чернилами или пастой) следующих цветов:

- красного цвета – знаки, обозначающие отклонения от нормальной схемы;
- синего цвета – знаки, обозначающие соответствие нормальной схеме.

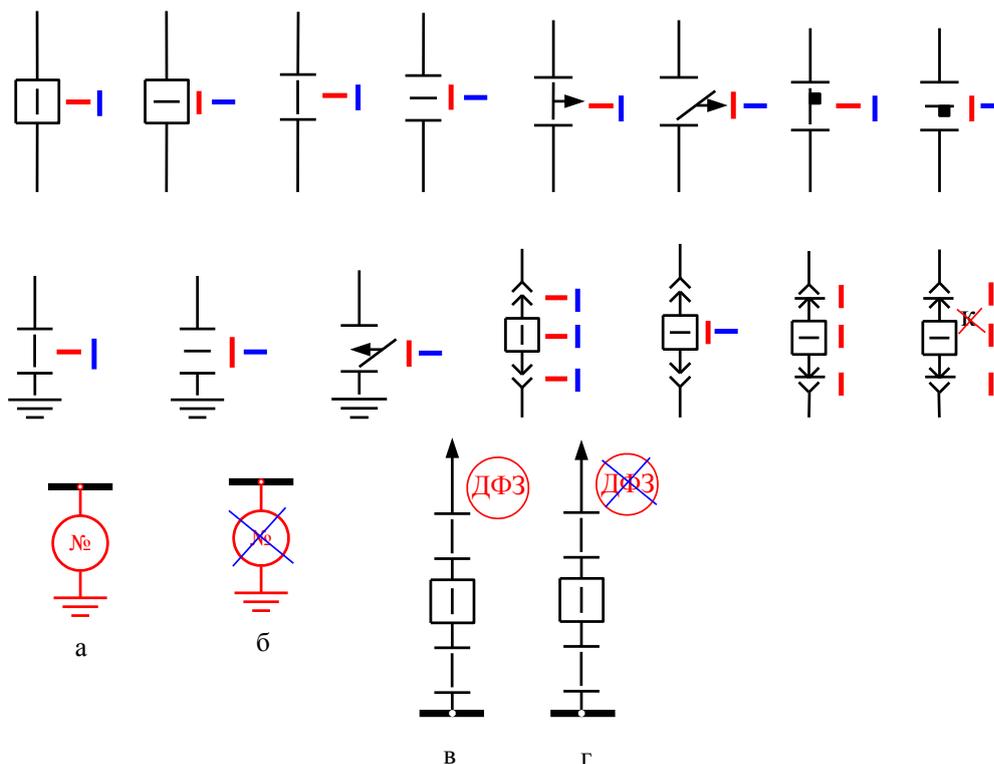


Рис. 2. Условные знаки действительных положений коммутационных аппаратов, заземляющих ножей, мест наложения переносных заземлений, вывода из работы устройств РЗА:

а - переносное заземление наложено (№ - его номер);

б - переносное заземление снято;

в - защита ДФЗ отключена;

г - защита ДФЗ включена

Вывод из работы устройств релейной защиты и автоматики должен обозначаться нанесением на оперативную схему условного знака этого устройства («ДФЗ», «АПВ» и т.д.) рядом с оборудованием, защищаемым устройством релейной защиты, с выключателем, на который воздействует устройство автоматики, и обведением его карандашом, ручкой (чернилами или пастой) красного цвета. При вводе устройства релейной защиты или автоматики в работу условное обозначение этого устройства должно перечеркиваться карандашом, ручкой (чернилами или пастой) синего цвета. При выводе из работы всех устройств релейной защиты, автоматики какого-либо присоединения допускается вместо перечисления защит, автоматики ставить соответственно по одному знаку – «З», «А». Место наложения переносного заземления должно обозначаться нанесением на оперативную схему (у соответствующей ошиновки или шин) карандашом, ручкой (чернилами или пастой) красного цвета условного знака переносного заземления с указанием его номера. При снятии с оборудования переносного заземления соответствующий знак на оперативной схеме должен перечеркиваться карандашом, ручкой (чернилами или пастой) синего цвета. Условные знаки действительных положений коммутационных аппаратов, заземляющих ножей, мест наложения переносных заземлений приведены на рис. 2.

5. Не допускается исправление ошибочно нанесенных знаков. Ошибочные знаки должны обводиться кружком синего цвета, а рядом должны наноситься правильные знаки.

6. Срок действия оперативной схемы не ограничивается, новая оперативная схема должна вводиться по мере необходимости.

7. Оперативная схема должна иметь порядковый номер. При сдаче дежурства оперативная схема должна подписываться сдающим и принимающим дежурство, с указанием даты и времени.

8. При пользовании схемами-макетами ведение оперативных схем необязательно.

9. На схемах-макетах все изменения положений коммутационных аппаратов, устройств релейной защиты и автоматики, заземляющих устройств должны отражаться с помощью символов коммутационных аппаратов и навесных условных знаков. Порядок ведения схемы-макета подстанции должен указываться в местной инструкции.

10. Допускается ведение оперативной схемы на компьютере. Порядок ведения оперативной схемы на компьютере должен указываться в местной инструкции.

Главной схемой электрических соединений электростанции (подстанции) называется совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанций (подстанций), так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальной схемы электрических соединений, схемы собственных нужд, схемы вторичных соединений, монтажных схем и т.д.

На чертеже главные схемы изображаются в однолинейном исполнении, при отключенном положении всех элементов установки.

Все элементы и связи между ними изображаются в соответствии со стандартами единой системы конструкторской документации (ЕСКД).

В условиях эксплуатации наряду с принципиальной главной схемой применяются упрощенные оперативные схемы, в которых указывается только основное оборудование. Дежурный оперативный персонал каждой смены заполняет оперативную схему и вносит в нее необходимые изменения о положении выключателей и разъединителей, происходящие во время дежурства.

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

На чертежах этих схем функциональные части изображаются в виде прямоугольников или условных графических изображений (рисунок 1,а). Никакой аппаратуры (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и т.д.) на этой схеме не показывают.

На рисунке 1,б показана главная схема этой же подстанции без некоторых аппаратов – трансформаторов тока, напряжения, разрядников. Такая схема называется упрощенной принципиальной схемой электрических соединений. На полной принципиальной схеме указывают все аппараты первичной цепи, заземляющие ножи разъединителей и отделителей, указывают также типы применяемых аппаратов.

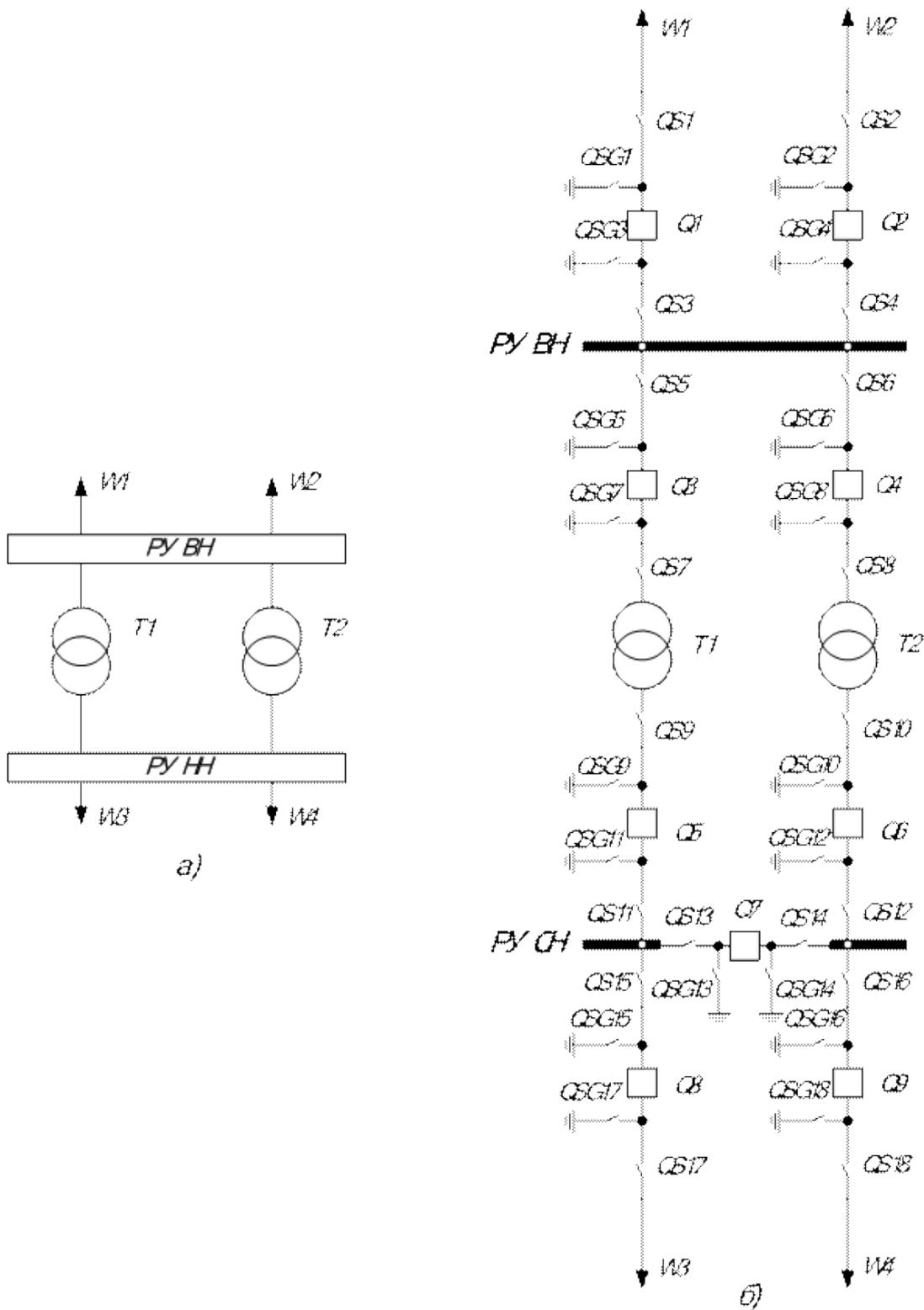


Рисунок 1 – Главная схема понизительной подстанции
 а – структурная схема; б – принципиальная схема

Лекция №15

Подстанции (ПС) напряжением 6(10)/0,4 кВ

Подстанции напряжением 6 (10)/0,4 (0,66) кВ по месту нахождения на территории предприятия классифицируют следующим образом:

- внутрицеховые – расположены внутри производственных зданий, электрооборудование размещено непосредственно в производственном или отдельном закрытом помещении и выкатывается в это помещение;
- встроенные – находятся в отдельных помещениях внутри контура основного здания, но трансформаторы и выключатели выкатываются наружу;
- пристроенные – непосредственно примыкают к основному зданию;
- отдельно стоящие – находятся на расстоянии от производственных зданий.

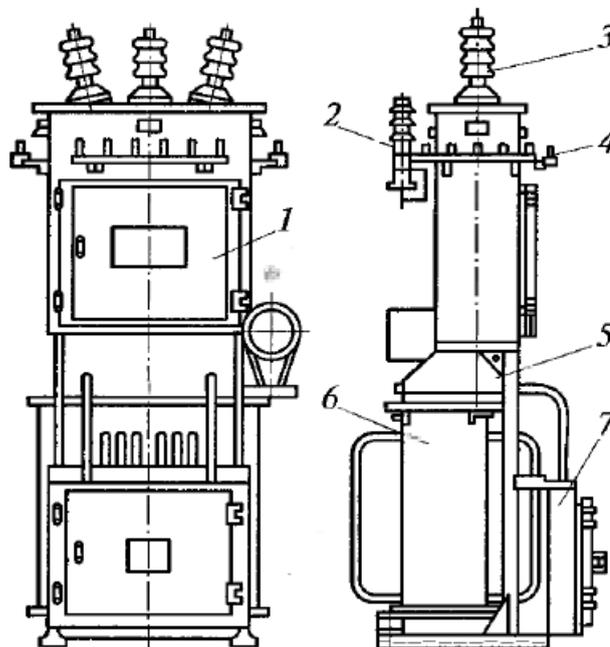


Рис. 1. Общий вид комплектной трансформаторной подстанции для наружной установки: 1 – шкаф высокого напряжения; 2 – разрядник; 3 – проходной изолятор на напряжение 6 (10) кВ; 4 – штырь для установки низковольтного изолятора; 5 – кожух; 6 – силовой трансформатор; 7 – шкаф низкого напряжения

На промышленных предприятиях широко применяют комплектные трансформаторные подстанции, которые изготавливают для внутренней (КТП) и наружной (КТПН) установок. В зависимости от мощности трансформаторов КТП имеют различные аппараты на стороне высшего и низшего напряжений. В основном на стороне ВН устанавливают выключатель нагрузки с предохранителями или разъединитель с предохранителями, на стороне низшего напряжения – блок предохранитель – выключатель типов БПВ, автоматические выключатели типов АВМ (см. табл. 5.3), «Электрон», А-3700.

На рис. 1 показана КТП универсального применения для наружной установки мощностью 25...1000 кВА.

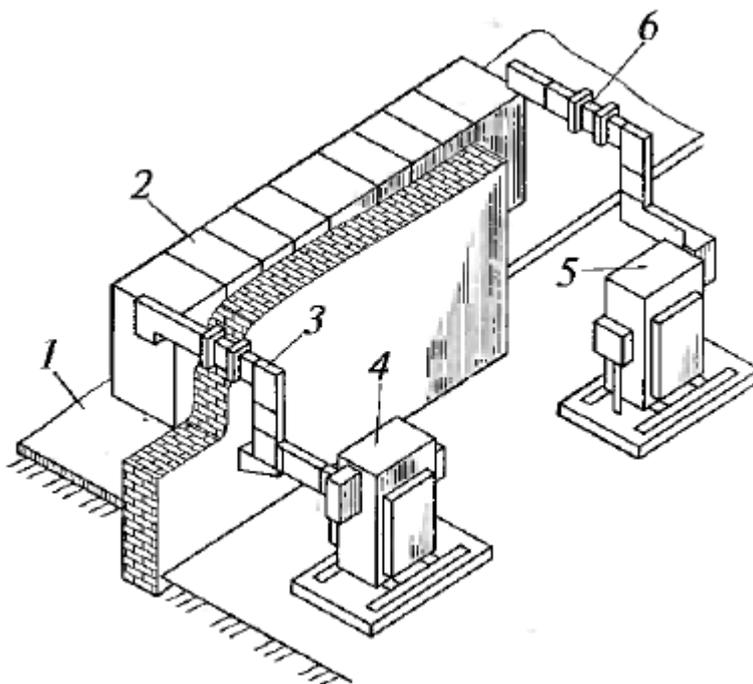


Рис. 2. Общий вид комплектной двухтрансформаторной подстанции напряжением 6(10)/0,4 кВ с наружной установкой трансформаторов:

1 – помещение РУ напряжением 0,4 кВ; 2 – шкафы РУ напряжением 0,4 кВ; 3 – шинный короб; 4, 5 – трансформаторы наружной установки; 6 – шины напряжением 0,4 кВ в коробе;

При размещении подстанции в закрытых помещениях трансформаторы иногда выносят наружу (рис. 2), если это допустимо по условиям окружающей среды.

На рис. 3 показана КТП для внутренней установки с трансформатором мощностью 1000 кВА.

Передвижные КТП можно монтировать на полозьях саней.

На некомплектных подстанциях РУ напряжением 6 (10) кВ, трансформаторы и РУ напряжением 0,4 (0,66) кВ устанавливают в отдельных камерах. Распределительные устройства напряжением 6 (10) кВ бывают одно- и двухрядного исполнения с ячейками КСО или КРУ; РУ напряжением 0,4 (0,66) кВ комплектуют из типовых панелей ЩО-70. В помещении РУ напряжением 0,4 (0,66) кВ можно размещать и другие электротехнические устройства, например конденсаторные батареи.

Лекция №16

Схемы ГПП

Главные понизительные подстанции, питающие крупные промышленные предприятия, включают в себя распределительные устройства на напряжение 35...220 и 6 (10) кВ, главные трансформаторы на напряжение 35...220/6 (10) кВ, трансформаторы собственных нужд на напряжение 6 (10)/0,4 кВ, конденсаторные батареи напряжением 6 (10) кВ, шины управления электроснабжением, мастерские и т.д.

На ГПП, как правило, устанавливают два одинаковых трансформатора на 35...220/6 (10) кВ. Необходимость двух трансформаторов обусловлена тем, что на современных промышленных предприятиях преобладают нагрузки второй категории и обычно имеются нагрузки первой категории, для питания которых необходимо иметь два независимых источника. Установка более двух трансформаторов неэкономична и применяется в основном лишь при расширении предприятия. Главные понизительные подстанции размещают вблизи центра нагрузки.

При установке на ГПП двух трансформаторов, питаемых от разных линий электропередачи, создастся возможность применения надежных и высокоэкономичных упрощенных схем: блока

линия 35 ...220 кВ – трансформатор ГПП и блока линия на 35...220 кВ – трансформатор ГПП – токопровод на 6 (10) кВ. Эти схемы не содержат сборных шин и выключателей на стороне первичного напряжения ГПП, а на стороне вторичного напряжения 6 (10) кВ обычно имеют одиночную секционированную систему шин или токопроводы от каждого трансформатора. Однотрансформаторные ГПП можно применять при наличии возможности обеспечить резервное питание нагрузок первой и второй категорий по сети напряжением 6 (10) кВ от соседних подстанций или ТЭЦ. Экономичность этих схем и индустриализация монтажа подстанций возросли в связи с изготовлением последних на заводе в виде блочных подстанций типа КТПБ.

На рис. 1 приведена схема ГПП напряжением 35...220/6 (10) кВ для предприятия средней мощности, получающего электроэнергию от энергосистемы по двум радиальным линиям ВЛ1 и ВЛ2. Трансформаторы Т1, Т2 подключают к линиям только через разъединители QS1, QS2 РЛНД (разъединитель с линейным контактом, наружной установки, двухколонковый), так как при радиальной схеме нет необходимости в отделителях. Перемычка между цепями напряжением 35...220 кВ, позволяет питать каждый трансформатор не только от своей, но и от другой линии. По условиям ремонта в перемычку включают последовательно два разъединителя (на схеме QS3, QS4). Согласно СН 174-75, следует применять в основном схему без перемычки напряжением 35...220 кВ, но допускается использование ее в тех случаях, когда по условиям работы ГПП возникает необходимость в питании двух трансформаторов от одной линии, например при загрузке трансформаторов свыше 70%, когда при отключении одного из них нагрузка другого превышает 140%.

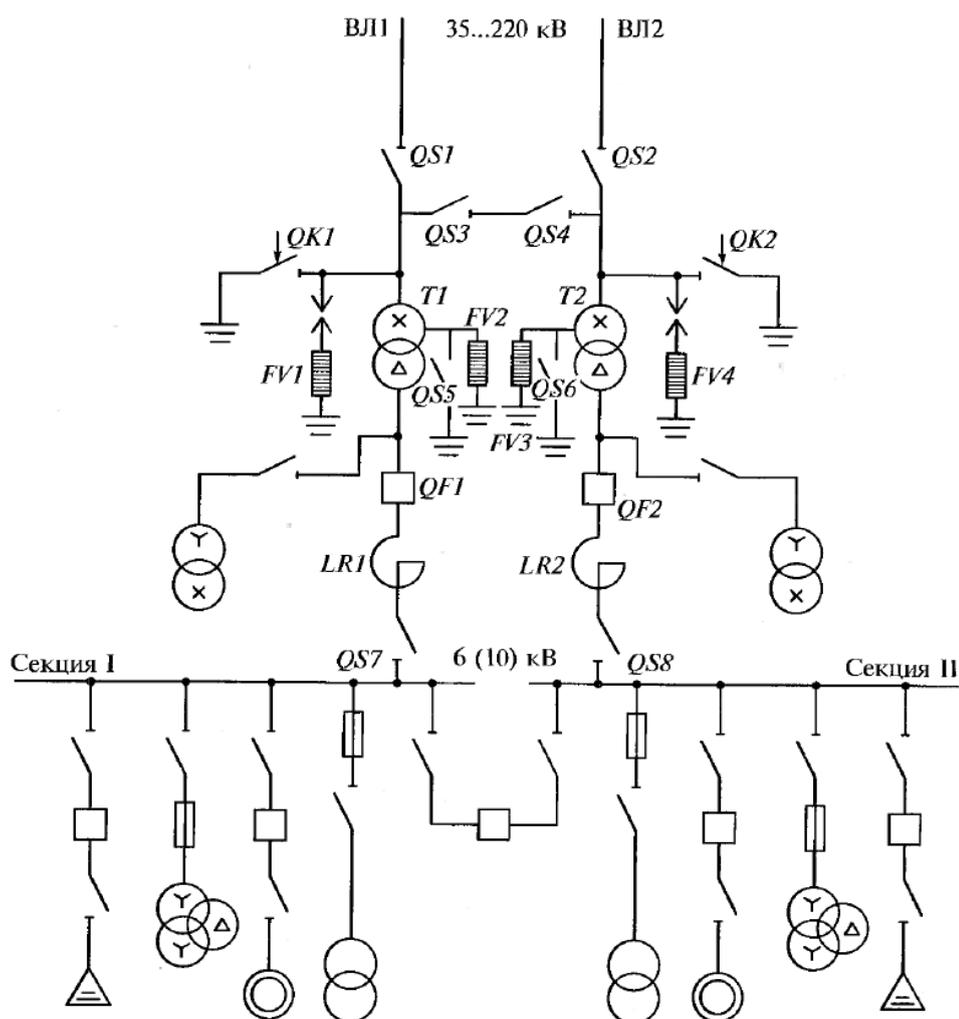


Рис. 9.8. Схема ГПП напряжением 35...220/6 (10) кВ с секционированной системой шин на стороне напряжения 6 (10) кВ

На вводах к трансформаторам устанавливают короткозамыкатели QK1, QK2: в сетях с глухозаземленной нейтралью – в одной фазе, в сетях с изолированной нейтралью – в двух. Короткозамыкатель автоматически включается при срабатывании релейной защиты в результате внутренних повреждений в трансформаторе ГПП, к которым нечувствительна защита с помощью головных выключателей линий ИЛ1 и ВЛ2 энергосистемы. При включении короткозамыкателя создается искусственное короткое замыкание на вводах высшего напряжения (ВН) трансформатора. На такое короткое замыкание реагирует релейная защита линии в системе и отключает соответствующую линию.

Двухобмоточные трансформаторы ГПП имеют схему соединения обмоток У/Д-11 или Yо/А-11. Включение нейтралей трансформаторов 110...220 кВ на землю осуществляется через однополюсные разъединители QS5, QS6 типа ЗОН. Последние включают не всегда. Число включенных на землю нейтралей регулируют так, чтобы ток одно- и двухфазного коротких замыканий на землю не превышал установленные пределы. Для защиты изоляции трансформаторов от пробоя при возникновении перенапряжения в период работы с разземленной нейтралью предусмотрены разрядники FV2, FV3 нейтрали. Кроме того, разрядники устанавливают на вводе ВН трансформаторов во всех трех фазах для защиты от набегающих по линиям волн перенапряжений (на схеме FV1, FV4).

Трансформаторы ГПП подключают к сборным шинам вторичного напряжения 6 (10) кВ через масляные выключатели QF1 и QF2 и разъединители QS7 и QS8. Если требуется ограничение тока короткого замыкания в сети предприятия напряжением 6 (10) кВ, то между выключателями и разъединителями ввода включают трехфазные бетонные реакторы LR1, LR2.

На рис. 2 показаны схемы подключения вводов трансформаторов ГПП к сборным шинам распределительного устройства напряжением 6 (10) кВ. Схему *а* применяют при установке трансформаторов мощностью до 25 МВА. При большей мощности трансформаторов обычно требуются мероприятия по ограничению токов короткого замыкания. При мощности трансформатора 40 МВА применяют схемы *б* и *в*, при мощности 63 МВА рекомендуются схемы *г* и *д*. Если же мощность трансформатора достигает 80 МВА, то применяют схемы *е*, *ж*, *з*.

К вводам подключаются трансформаторы собственных нужд подстанции для обеспечения питания приемников собственного расхода, в том числе приводов масляных выключателей, независимо от состояния сборных шин напряжением 6 (10) кВ ГПП.

Сборные шины напряжением 6 (10) кВ распределительных устройств ГПП секционируют выключателем. Благодаря этому при повреждении ими ремонте сборных шин отключается только одна секция и все основные электроприемники получают питание от другой секции. При внезапном исчезновении напряжения на одной секции, например при отключении питающей линии, с помощью устройств АВР включается секционный выключатель, обеспечивая питание секции. Секционный выключатель выбирают по нагрузке одной секции шин, а выключатель ввода трансформатора – по нагрузке двух секций в послеаварийном режиме ГПП. Для ограничения токов короткого замыкания секционный выключатель нормально отключен.

На рис. 3 приведена схема ГПП предприятия средней мощности, получающего электроэнергию по отпайкам от двух магистральных линий. В этом случае необходимы отделители QRU QR2 для отключения поврежденного трансформатора ГПП от магистрали. Отключение отделителя происходит автоматически в период бестоковой паузы между моментом отключения головного выключателя магистрали после включения короткозамыкателя (QK1, QK2) и моментом повторного включения головного выключателя линии под действием устройств АПВ.

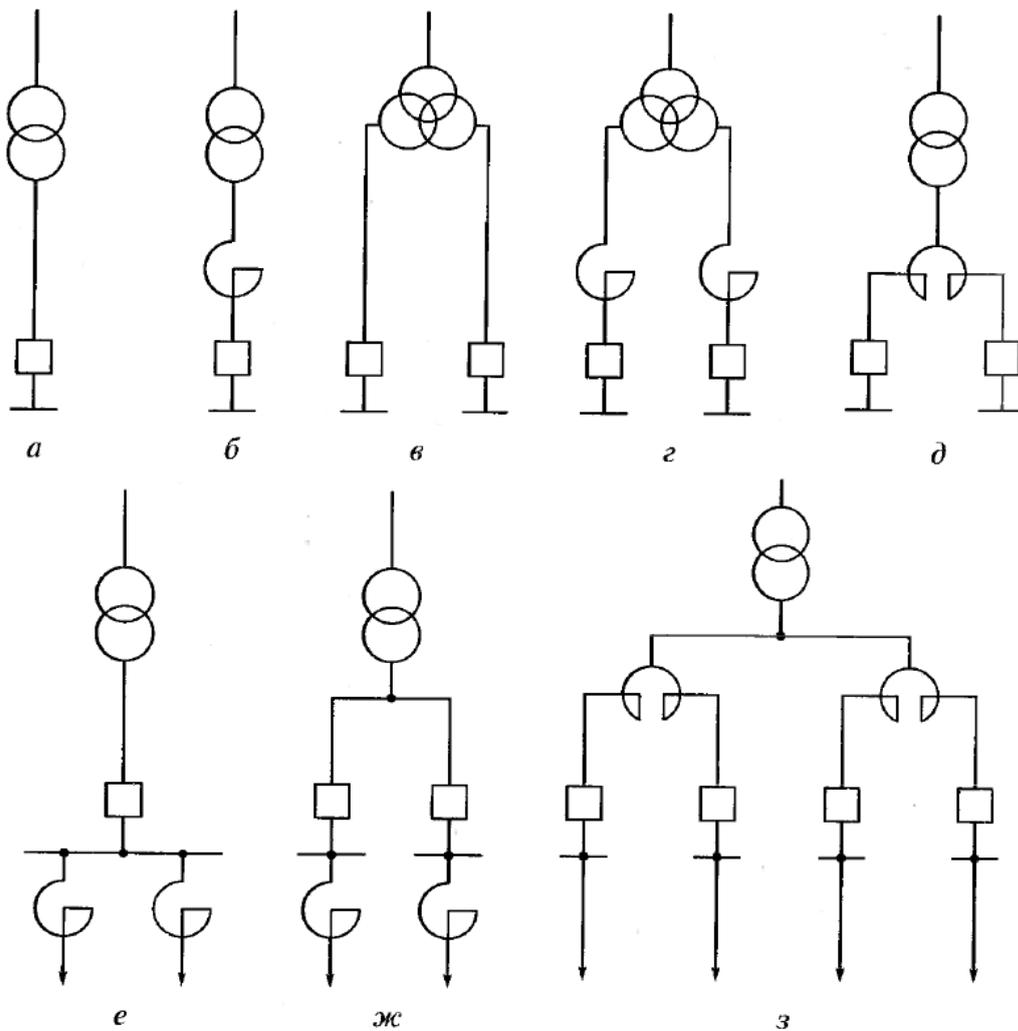


Рис. 9.9. Схемы вводов напряжением 6 (10) кВ трансформаторов на напряжение 35...220 кВ:
a – при мощности трансформаторов до 25 МВА; *б, в* – 40 МВА; *г, д* – 63 МВА;
е, ж, з – 80 МВД

Лекция №17

Основное электрооборудование ГПП

Трансформаторы мощностью 25 МВ А и более имеют расщепленную вторичную обмотку. Расщепление обмотки представляет собой эффективный способ ограничения токов короткого замыкания в электросети предприятия. Для этой цели применяется групповое реагирование обычными и сдвоенными реакторами, включаемыми в цепь выводов трансформатора. Применявшееся ранее индивидуальное реактирование каждой отходящей линии не рекомендуется по соображениям компоновки и экономии оборудования.

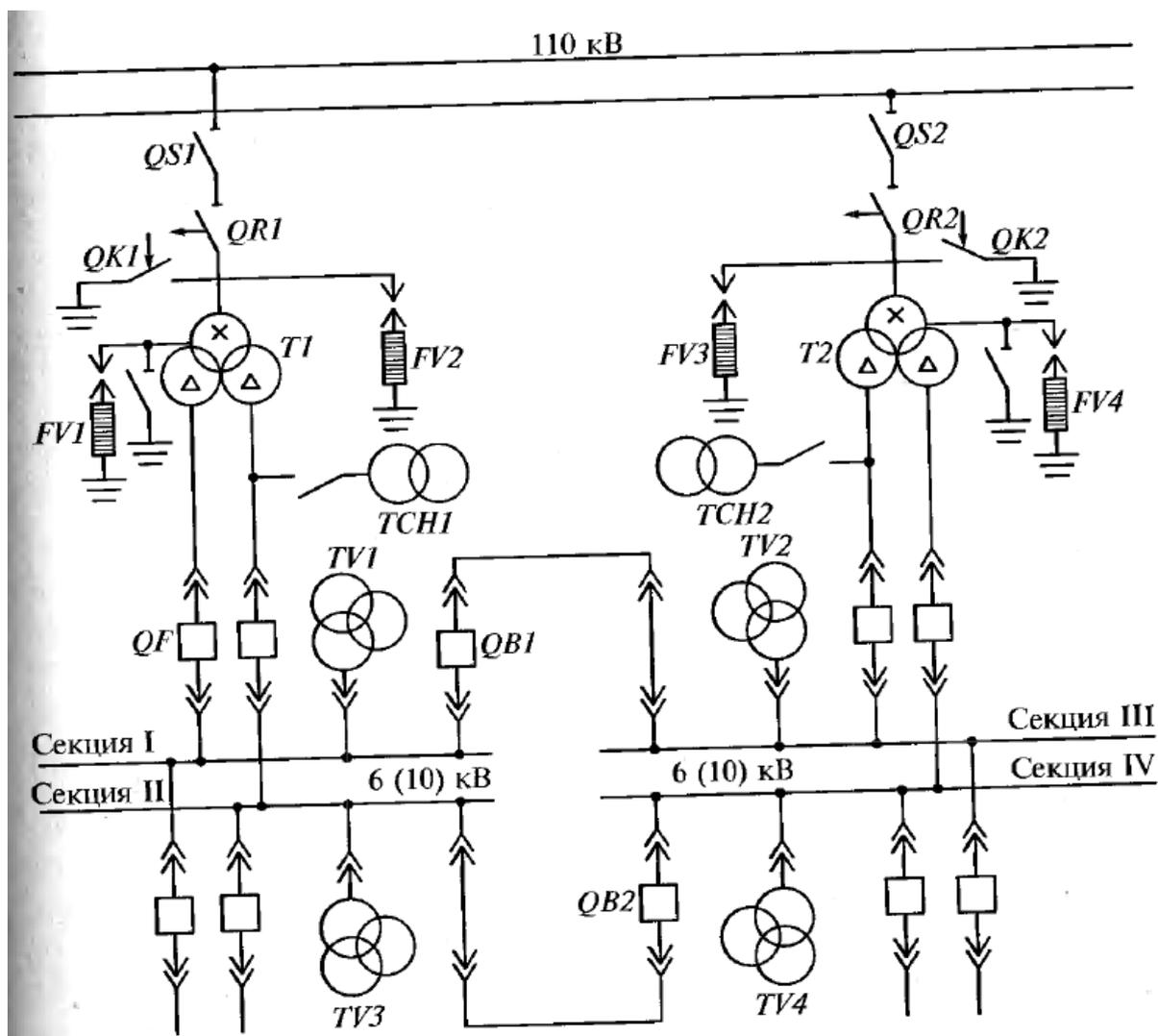


Рис. 3. Схема ГПП напряжением 35...220/6 (10) кВ с четырьмя секциями сборных шин напряжением 6 (10) кВ:

TCH1, TCH2 – трансформаторы собственных нужд;
TV1-TV4 – трансформаторы напряжения

В схеме, показанной на рис. 3, каждая вторичная обмотка обоих трансформаторов подключена к отдельной секции шин напряжением 6 (10) кВ. Все четыре секции одной системы сборных шин работают отдельно, но при выходе из работы одного трансформатора вся нагрузка автоматически переводится на другой включением секционных выключателей QB1 и QB2 под действием устройств АВР. В распределительном устройстве данной подстанции установлены ячейки КРУ с масляными выключателями QF типа ВМП напряжением 6 (10) кВ. Выкатные масляные выключатели имеют втычные контакты, поэтому нет необходимости в разъединителях. Конденсаторные батареи, измерительные трансформаторы напряжения предусматриваются на каждой секции шин, так как их режим регулируется самостоятельно и напряжения секций могут существенно различаться.

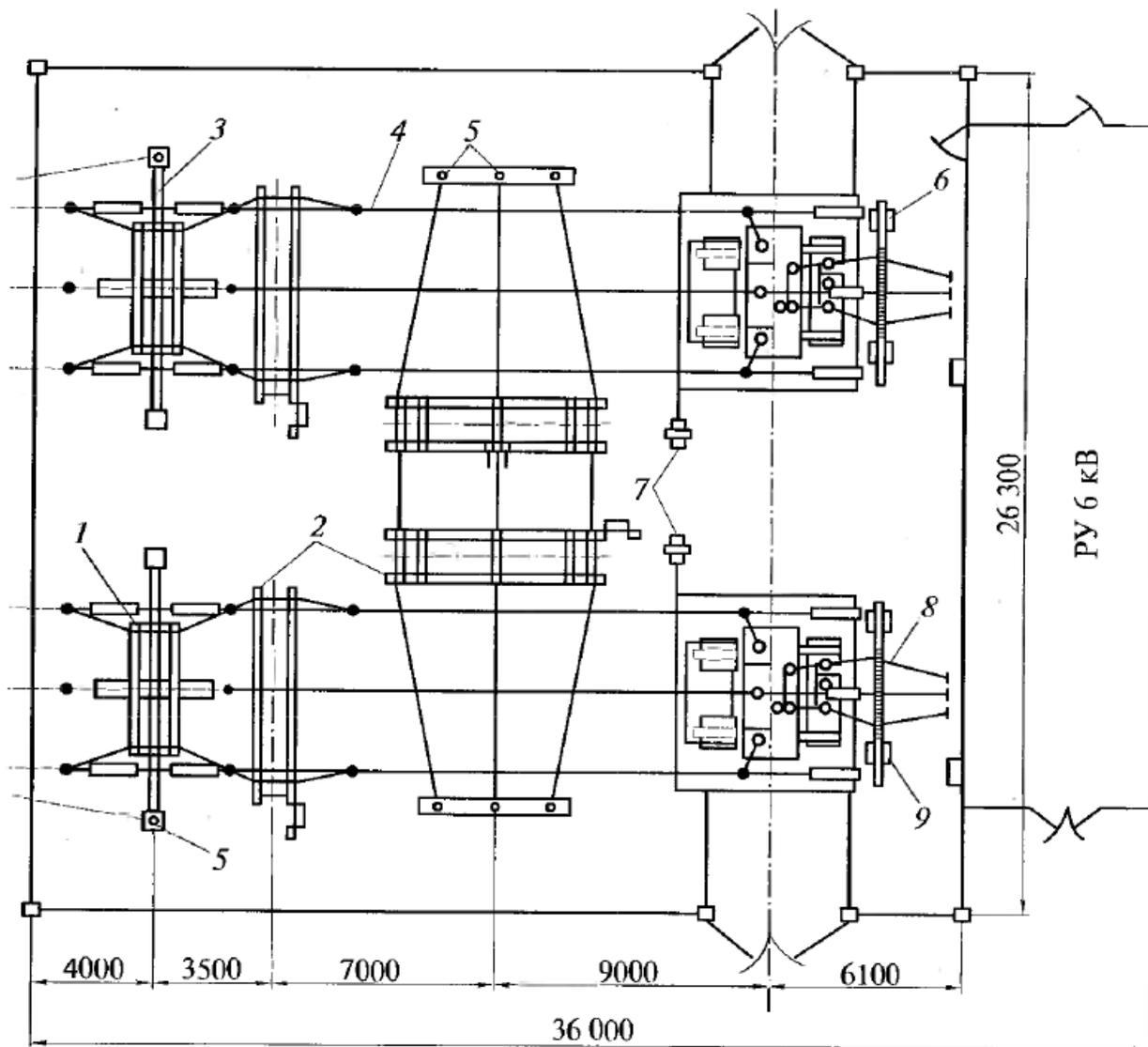


Рис. 4. Конструктивная схема открытой понизительной подстанции напряжением 110/6 кВ:
 1 – линейный разъединитель; 2 – отделители; 3 – линейный портал; 4 – ошиновка;
 5 – вентильные разрядники; 6 – трансформаторный портал; 7 – короткозамыкатели; 8 –
 заземляющий разъединитель нейтрали; 9 – молниеотвод.

Если передаваемая от одной секции мощность составляет 25 МВА и более, а потребители расположены по одной трассе, то эффективно применение магистральной схемы питания с токопроводами. Шинные и гибкие токопроводы напряжением 6...10 кВ выполняют одновременно роль сборных шин и распределительных линий.

Рассмотренные примеры не отражают всего многообразия схем ГПП, применяемых на разных предприятиях. Так, для открытых подстанций напряжением 35 (110) кВ, не имеющих нагрузок первой категории, с трансформаторами мощностью до 6300 кВА применяются схемы с разъединителями и стреляющими предохранителями напряжением 35 (110) кВ на вводе ВН. При этом отпадает необходимость в выключателях или отделителях с короткозамыкателями на стороне первичного напряжения подстанции.

При сооружении мощных ГПП на небольшом (несколько километров) расстоянии от районных подстанций или электростанций можно отказаться от установки каких-либо коммутационных аппаратов (за исключением разъединителей) на вводе напряжением 35... 220 кВ к главным трансформаторам. Функции защиты и отключения трансформаторов, так же как и линий,

передаются головному выключателю питающей ГПП линии. При срабатывании релейной защиты трансформатора ГПП отключающий импульс передается на головной выключатель линии по высокочастотным каналам или специально построенной для этого линии связи. Если подстанция сооружается в зоне повышенного загрязнения, следует применять самые простые схемы коммутации с минимально возможным количеством аппаратуры и изоляции наружной установки. Рационально использование в таких условиях трансформаторов с кабельными вводами линии непосредственно в бак трансформатора. Тогда вообще отпадает необходимость в открытой изоляции. При этом защиту следует осуществлять с передачей отключающего импульса на головной выключатель линии. В отдельных случаях выгоднее строить закрытые (Распределительные устройства (ЗРУ) напряжением 35 (110) кВ. Открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 35...220 кВ в условиях загрязнения делают с усиленной изоляцией. В ОРУ напряжением 35 кВ в загрязненной среде ставят изоляторы на напряжение 119 кВ, а в ОРУ напряжением 110 кВ – изоляторы на напряжение 150...220 кВ. Не рекомендуется в зонах загрязнения применять комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН) напряжением 6 (10) кВ, так как они не обеспечивают достаточной защиты изоляции от загрязнения газами, аэрозолями, пылью.

Согласно СН 174-75, при напряжении 110 кВ и выше в условиях нормальной окружающей среды применяют открытые подстанции, а при напряжении 35 кВ – как открытые, так и закрытые. В условиях повышенного загрязнения, а также на Крайнем Севере рекомендуется применение ЗРУ напряжением 35...220 кВ с открытой установкой трансформаторов при усиленной изоляции вводов.

На рис. 4 приведена конструктивная схема открытой подстанции напряжением 110/6 кВ без выключателей с применением короткозамыкателей и отделителей.

В ОРУ напряжением 35...220 кВ все электрооборудование выбирается для наружной установки и монтируется по условиям безопасности обслуживания на высоте 2,5 м над уровнем земли. Выше располагаются сборные шины ОРУ. Третий ярус образуют переходы над сборными шинами и проводами отходящих линий. Поэтому на ОРУ требуется довольно много высоких стальных опор для сооружения порталов, молниеотводов и металлических конструкций для изготовления искусственного заземляющего устройства.

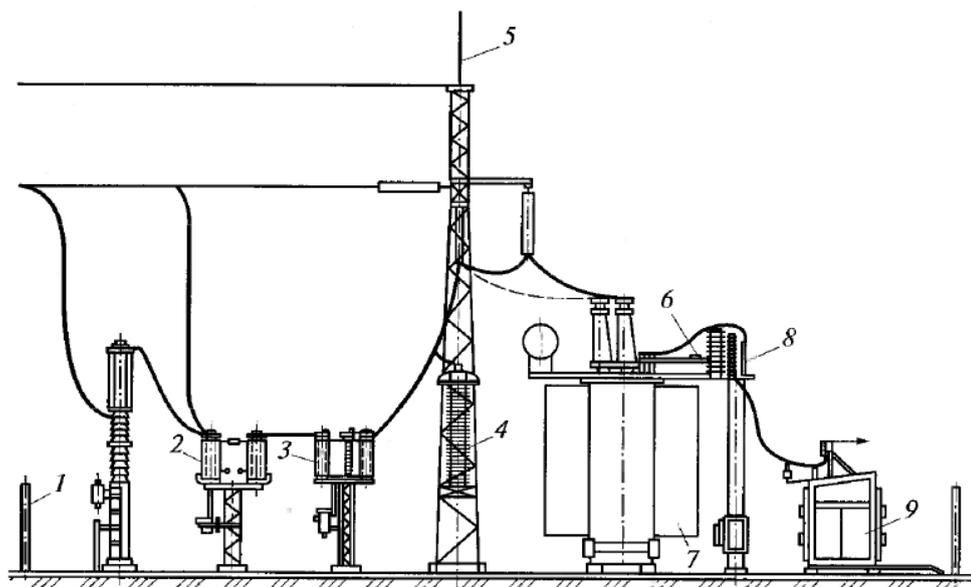


Рис. 5. Общий вид однитрансформаторной подстанции типа 1КТПН-110/6 (10) кВ с короткозамыкателем и отделителем:

- 1 – ограждение; 2 – разъединитель; 3 – отделитель; 4 – разрядник; 5 – молниеотвод; 6 – трансформаторный кронштейн; 7 – силовой трансформатор;
- 8 – заземляющий разъединитель; 9 – шкафы КРУН

Значительная экономия территории и материалов получается в случае применения блочных подстанций напряжением 35 (110) кВ типа КТПБ с ОРУ типа КРУБ.

Разработаны закрытые подстанции без выключателей на стороне ВН и с закрытой установкой трансформаторов мощностью 2x25 и 2x40 МВА. На таких подстанциях предусмотрена вентиляция камер, шумоглушение.

Главные понизительные подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузки, насколько это позволяют планировка предприятия, подвод воздушных линий и состояние окружающей среды.

На рис. 5 приведен общий вид однострансформаторной подстанции типа 1КТП-110/6 (10) кВ с короткозамыкателем и отделителем на стороне ВН. Подстанция представляет собой ОРУ напряжением 110 кВ, комплектуемое короткозамыкателем, отделителем, разрядником, трансформаторами типов 1 МН-2500/110, ТМН-6300/110, ТД-10000/110, ТД-16000/110, ТД-25000 и КРУН из шкафов серии К-33, К-34, К-38 с выключателями типа ВМП-10.

Трансформаторные подстанции типа КТП-35/6 (10) кВ выполняют с одним или двумя трансформаторами. По типу аппарата, установленного на стороне ВН, различают подстанции со стреляющими предохранителями, с короткозамыкателями и отделителями, с масляными выключателями. Выпускаются и передвижные КТП напряжением 35/6 кВ мощностью 2x4000 кВА в блочном исполнении (рис. 6).

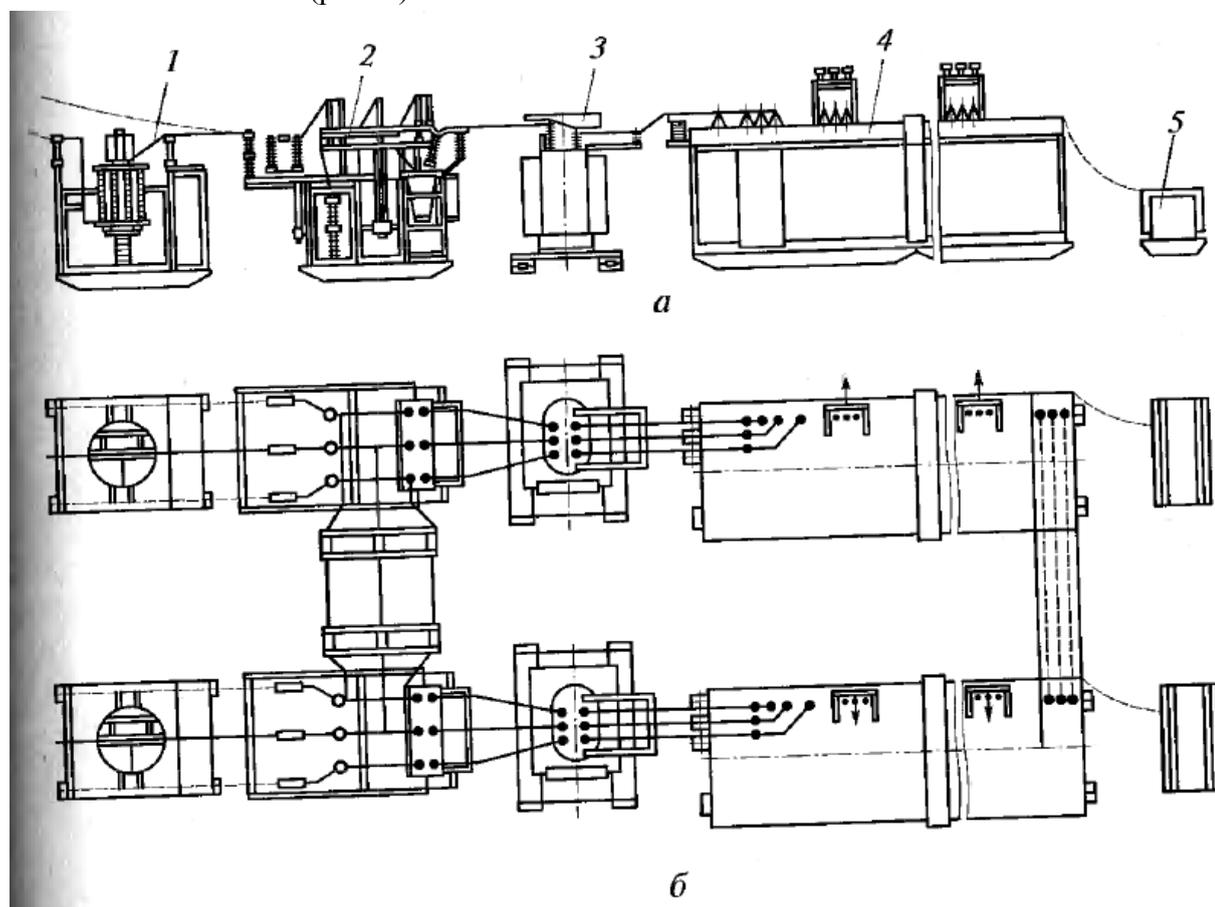


Рис. 6. Общий вид (а) И план (б) передвижной подстанции напряжением 35/6 кВ в блочном исполнении:

- 1 – блок высокочастотной телефонии; 2 – блок ввода напряжения 35 кВ;
- 3 – блок силового трансформатора; 4 – блок РУ напряжением 6 (10) кВ;
- 5 – блок батареи статических конденсаторов

Открытые распределительные устройства (ОРУ)

Распределительное устройство, расположенное на открытом воздухе, называется открытым распределительным устройством. Как правило, РУ напряжением 35 кВ и выше сооружаются открытыми.

Так же как и ЗРУ, открытые РУ должны обеспечить: надежность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность расширения, максимальное применение крупноблочных узлов заводского изготовления.

Все аппараты ОРУ располагаются на невысоких основаниях (металлических или железобетонных). По территории ОРУ предусматриваются проезды для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования. Шины могут быть гибкими из многопроволочных проводов или из жестких труб. Гибкие шины крепятся с помощью подвесных изоляторов на порталах, а жесткие – с помощью опорных изоляторов на железобетонных или металлических стойках.

Применение жесткой ошиновки позволяет отказаться от порталов и уменьшить площадь ОРУ.

Под силовыми трансформаторами, масляными реакторами и баковыми выключателями 110 кВ и выше предусматривается маслоприемник, укладывается слой гравия толщиной не менее 25 см, и масло стекает в аварийных случаях в маслоборники. Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты, автоматики и воздухопроводы прокладывают в лотках из железобетонных конструкций без заглабления их в почву или в металлических лотках, подвешенных к конструкциям ОРУ.

Открытое РУ должно быть ограждено.

ОРУ имеют следующие преимущества перед закрытыми:

- меньше объем строительных работ, так как необходимы лишь подготовка площадки, устройство дорог, сооружение фундаментов и установка опор, в связи с этим уменьшаются время сооружения и стоимость ОРУ;
- легче выполняются расширение и реконструкция;
- все аппараты доступны для наблюдения.

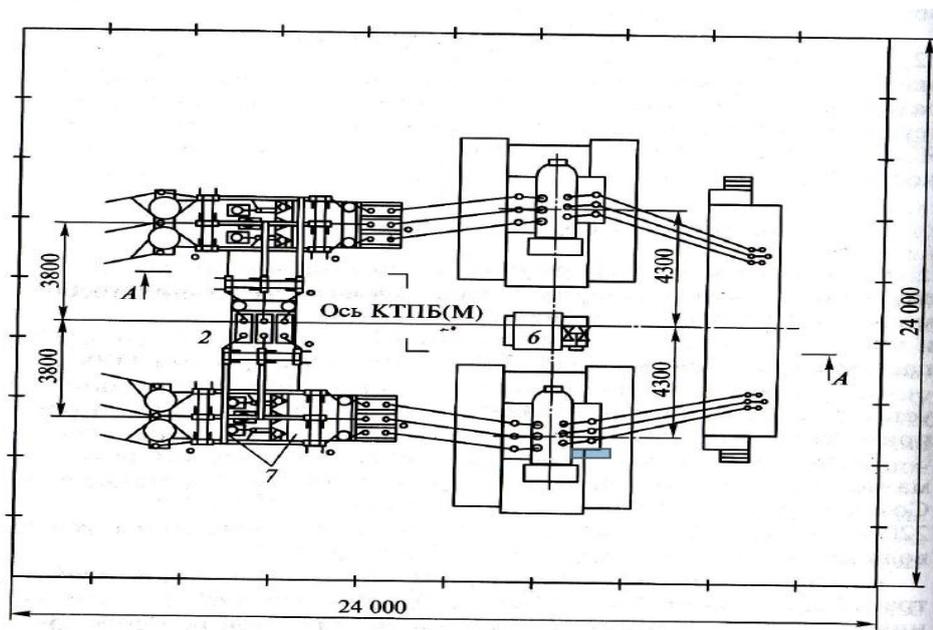


Рис. 1. Комплектная трансформаторная подстанция 35/10 кВ с двумя трансформаторами: 1 – блок ввода линии и трансформатор напряжения; 2 – блок выключателя; 3 – блок силового трансформатора; 4 – установка осветительная; 5 – КРУН 10 кВ; 6 – шкаф высокочастотной связи; 7 – жесткая ошиновка ОРУ 35 кВ;

В то же время открытые РУ менее удобны в обслуживании при низких температурах и в ненастье, занимают значительно большую площадь, чем ЗРУ, а аппараты на ОРУ подвержены запылению, загрязнению и колебаниям температуры.

Конструкции ОРУ разнообразны и зависят от схемы электрических соединений, от типов выключателей, разъединителей и их взаимного расположения. Ниже рассмотрены примеры выполнения ОРУ разных напряжений.

Конструкции ОРУ с разъединителями поворотного типа

Открытое ОРУ 35 кВ по схеме с одной секционированной системой шин сооружается из блоков заводского изготовления (рис. 2). В таком ОРУ все оборудование смонтировано на заводе и готовыми блоками поставляется для монтажа. Сборные шины, к которым присоединяются блоки, могут быть гибкими или жесткими. Разъединители в блоках расположены на небольшой высоте, что облегчает их ремонт. Для безопасности обслуживания блоки имеют сетчатое ограждение.

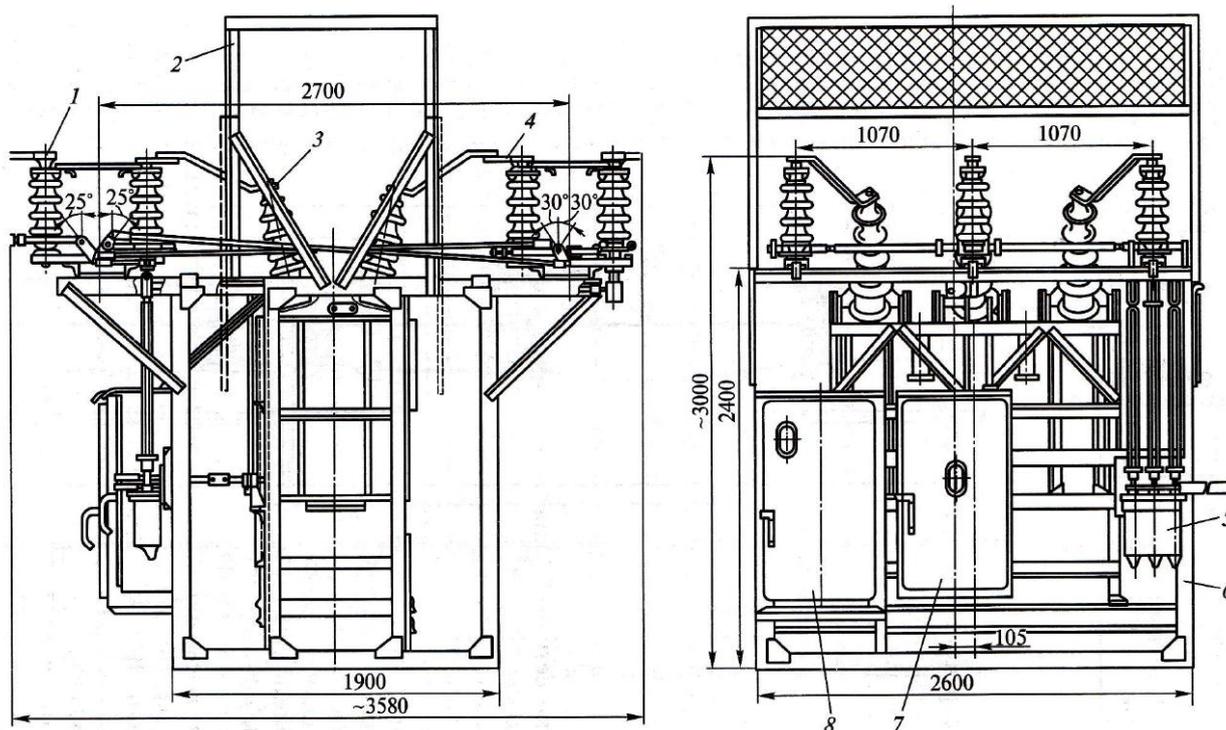


Рис. 2. Крупноблочное ОРУ 35 кВ. Блок выключателя:

- 1 – разъединитель линейный; 2 – ремонтное ограждение; 3 – выключатель;
- 4 – разъединитель шинный; 5 – привод разъединителей; 6 – металлоконструкция;
- 7 – шкаф привода выключателя; 8 – релейный шкаф

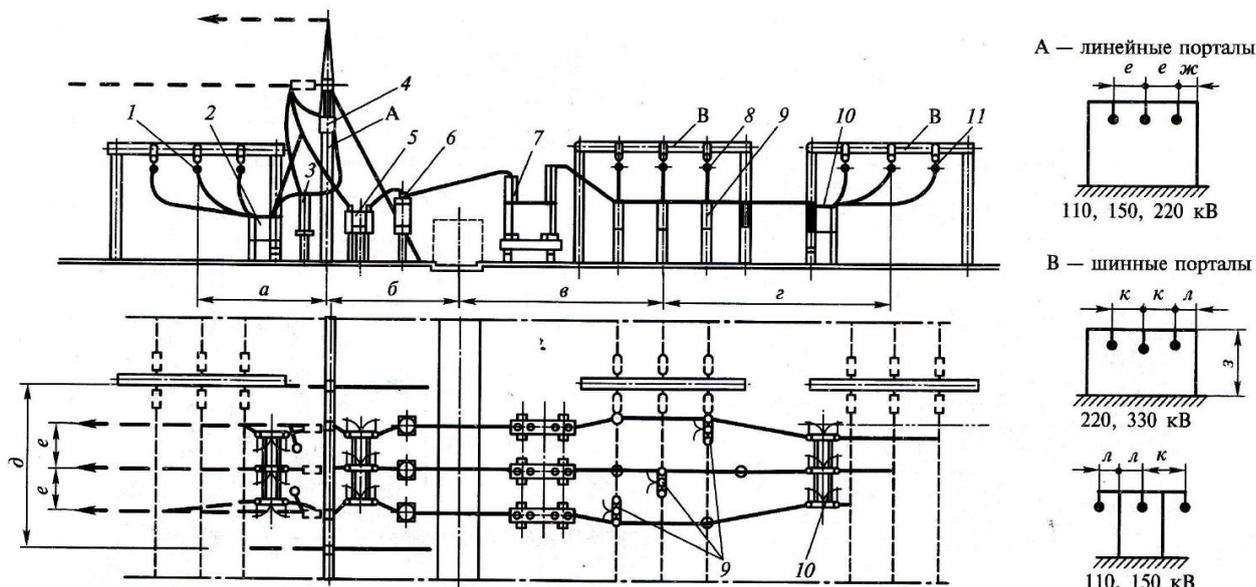


Рис. 3. Типовая компоновка ОРУ 110-220 кВ для схемы с двумя рабочими и обходной системами шин: 1 – обходная СШ; 2 – разъединитель ОСШ; 3 – конденсатор связи; 4 – заградитель; 5 – линейный разъединитель; 6 – трансформатор тока; 7 – воздушный выключатель; 8 – вторая СШ; 9 – шинные разъединители килевого расположения; 10 – шинные разъединители; 11 – первая СШ

Блок выключателя – это металлическая конструкция, на которой смонтированы выключатель, шинный и линейный разъединители. Привод выключателя установлен в шкафу, закрепленном на той же металлической конструкции. Выключатель и разъединители заблокированы между собой для предотвращения неправильных операций. Аппараты релейной защиты, автоматики, измерения и сигнализации размещаются в релейном шкафу рядом со шкафом привода. Такие блоки применяются для ввода линии, секционирования и ввода от трансформатора.

Блок шинных аппаратов также представляет собой металлическую конструкцию, на которой смонтированы разъединители с двумя заземляющими ножами и трансформатор напряжения ЗНОМ-35. На конструкции крепится релейный шкаф наружной установки. Вся регулировка и наладка оборудования в пределах блока осуществлены на заводе, что значительно облегчает монтаж и включение подстанции в работу. Блоки рассмотренной конструкции применяются в КТПБ 110/35/6(10) кВ (см. рис. 1).

Для широко распространенной схемы с двумя рабочими и обходной системами шин применяется типовая компоновка ОРУ, разработанная институтом «Энергосетьпроект» (рис. 3).

Размеры основных элементов компоновки в зависимости от напряжения указаны в табл. 1. Таблица 1 Размеры типового ОРУ по схеме с двумя рабочими и обходной системами шин

Размеры по рис. 6.13	Размеры, м, при напряжении, кВ			Размеры по рис. 6.13	Размеры, м, при напряжении, кВ		
	110	150	220		110	150	220
<i>a</i>	8	11,5	11,75	<i>e</i>	2,5	3	4
<i>б</i>	9	9,5	12	<i>ж</i>	2	2,55	3,7
<i>в</i>	12,5	15	18,25	<i>з</i>	7,5	8,0	11,0
<i>г</i>	10,5	16	20,5	<i>к</i>	3	4,35	4
<i>д</i>	9	11,1	15,4	<i>л</i>	1,5	2,13	3,25

Из рис. 3 видно, что каждый полюс шинных разъединителей 9 второй системы шин расположен под проводами соответствующей фазы сборных шин. Такое расположение (килевое) позволяет выполнить соединение шинных разъединителей (развилку) непосредственно под сборными шинами и на этом же уровне присоединить выключатель 7.

Рассмотренные разъединители имеют пополюсное управление.

Ошиновка ОРУ выполняется гибким сталеалюминиевым проводом. При большой нагрузке или по условиям проверки на коронирование в каждой фазе могут быть два-три провода. На рис. 3 сборные шины и ошиновка ячеек выполнены проводами АС. Линейные и шинные порталы и все опоры под аппаратами – стандартные, железобетонные.

Большое количество порталных конструкций в рассмотренном типовом ОРУ вызывает необходимость производства работ на высоте, затрудняет и удорожает монтаж. Если сборные шины выполнить жесткими, то шинных порталов не требуется, а монтаж облегчается. Конструкция такого ОРУ 110 кВ, разработанная институтом «Энергосетьпроект» с применением крупноблочных узлов заводского изготовления, показана на рис. 4. Сборные шины выполнены трубами, закрепленными на изоляторах ОНС-110-1000, которые установлены на железобетонных опорах высотой 4,6 м. Шинные разъединители расположены на типовой опорной конструкции ниже сборных шин, причем все три полюса – под средней фазой. Разъединители шинных аппаратов и линейные крепятся на опорных конструкциях высотой 2,5 м.

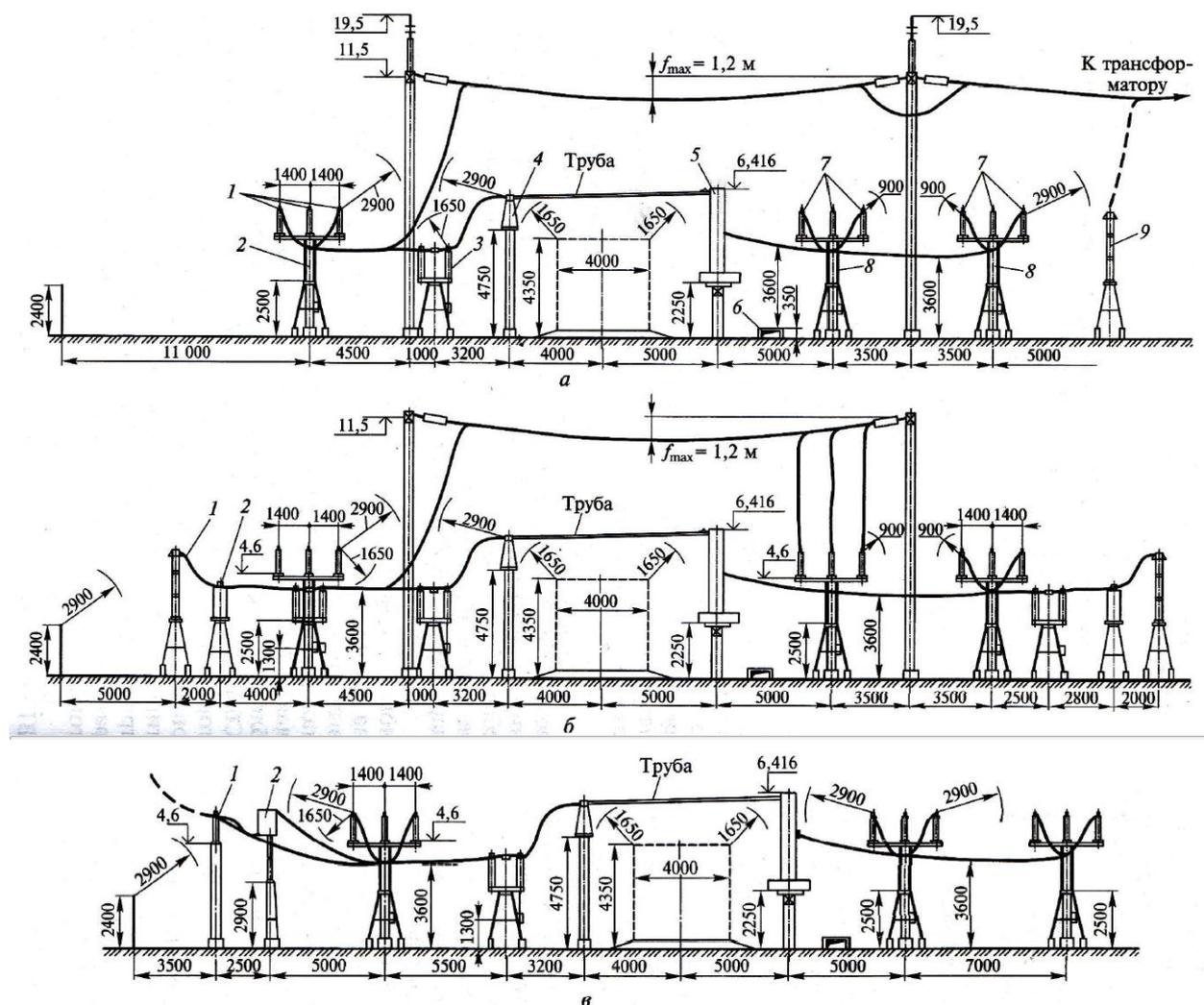


Рис. 4. ОРУ 110 кВ из крупных блоков заводского изготовления с маломасляными выключателями по схеме с двумя рабочими и обходной системами шин:

а – разрез по ячейке трансформатора: 1 – обходная система шин;

- 2 – разъединитель обходной СШ; 3 – разъединитель в цепи трансформатора;
- 4 – трансформатор тока; 5 – выключатель ВМТ-110; 6 – кабельный лоток;
- 7 – сборные шины; 8 – шинный разъединитель;
- 9 – разрядник (ограничитель перенапряжения);
- б – разрез по ячейке шиносоединительного выключателя:
 - 1 – разрядник; 2 – трансформатор напряжения;
- в – разрез по ячейке линии: 1 – опорный изолятор;
- 2 – высокочастотный заградитель и конденсатор связи

Вместо выключателя ВМТ-110 могут устанавливаться ВВК-110, ВГУ-110, ВГТ-110, в этом случае ошиновку и изоляторы рассчитывают на ударный ток 80 кА, междуфазное расстояние увеличивается до 2 м, общая длина ячейки – на 5 м.

Кабели и воздухопроводы проложены в лотках из железобетонных плит, которые служат одновременно пешеходными дорожками. В местах пересечений с дорогой лотки прокладываются под проезжей частью дороги.

Площадь распределительного устройства такого типа меньше площади типового, сокращается расход сборного железобетона и металлоконструкций, снижается стоимость строительно-монтажных работ.

Лекция №19

Схемы электрических соединений на стороне 35кВ

При небольшом количестве присоединений на стороне 35 – 220 кВ применяют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей уменьшено. В некоторых схемах выключателей высокого напряжения вообще не предусматривают. Упрощенные схемы позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж. Такие схемы получили наибольшее распространение на подстанциях.

Одной из упрощенных схем является схема блока трансформатор – линия (рис.1, а). В блочных схемах элементы электроустановки соединяются последовательно без поперечных связей с другими блоками.

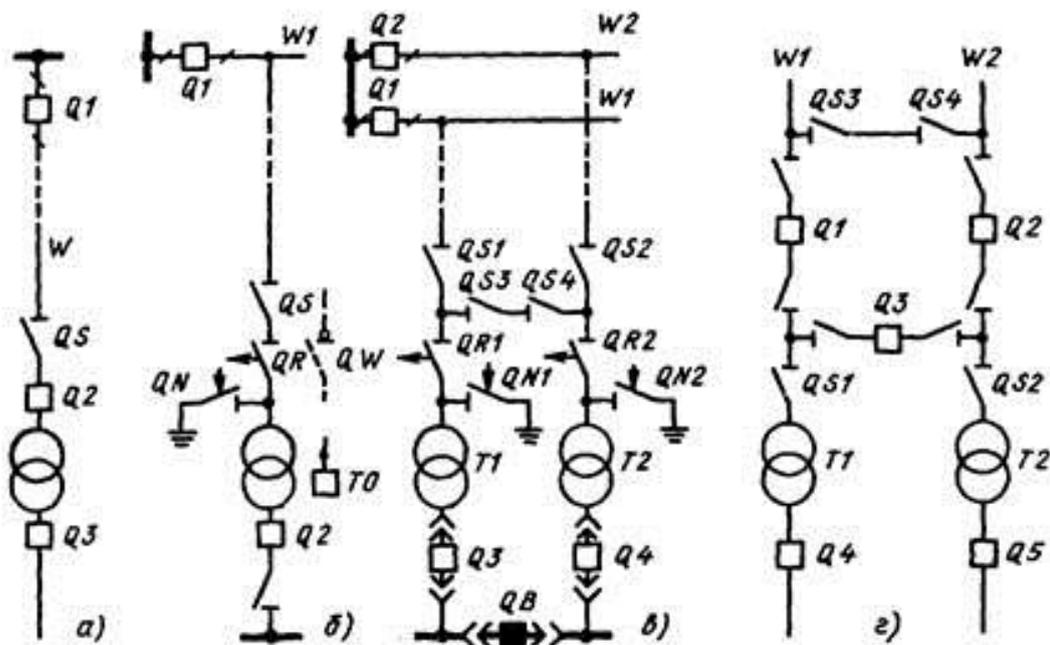


Рисунок 1 – Упрощенные схемы на стороне ВН:

а - блок трансформатор - линия с выключателем ВН; б - блок трансформатор –линия с отделителем; в – два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой; г – мостик с выключателями

В рассматриваемой схеме трансформатор соединен с линией W выключателем $Q2$. При аварии в линии отключаются выключатель $Q1$ в начале линии (на районной подстанции) и $Q2$ со стороны ВН трансформатора, при КЗ в трансформаторе отключаются $Q2$ и $Q3$. В блоках генератор – трансформатор – линия выключатель $Q2$ не устанавливается, любое повреждение в блоке отключается выключателями генераторным $Q3$ и на районной подстанции $Q1$.

В блоках трансформатор – линия на подстанциях (рис. 1,б) со стороны высокого напряжения устанавливаются отделители QR и короткозамыкатели QN . Для отключения трансформатора в нормальном режиме, достаточно отключить нагрузку выключателем $Q2$ со стороны 6–10 кВ, а затем отключить ток намагничивания трансформатора отделителем QR . Допустимость последней операции зависит от мощности трансформатора и его номинального напряжения.

При повреждении в трансформаторе релейной защитой отключается выключатель $Q2$ и посылается импульс на отключение выключателя $Q1$ на подстанции энергосистемы. Отключающий импульс может передаваться по специально проложенному кабелю, по линиям телефонной связи или по высокочастотному каналу линии высокого напряжения. Получив телеот-ключающий импульс (TO), выключатель $Q1$ отключается, после чего автоматически отключается отделитель QR . Транзитная линия, к которой присоединяется трансформатор, должна остаться под напряжением, поэтому после срабатывания QR автоматически включается выключатель $Q1$. Пауза в схеме автоматического повторного включения (АПВ) должна быть согласована с временем отключения QR , в противном случае линия будет включена на неустранимое повреждение в трансформаторе.

Отключение $Q1$ можно обеспечить без передачи телеотключающего импульса. Для этого на стороне ВН установлен короткозамыкатель QN . Защита трансформатора, срабатывая, подает импульс на привод QN , который, включаясь, создает искусственное КЗ. Релейная защита линии $W1$ срабатывает и отключает $Q1$. Необходимость установки короткозамыкателя вытекает из того, что релейная защита линии $W1$ на подстанции энергосистемы может оказаться нечувствительной к повреждениям внутри трансформатора. Однако применение короткозамыкателей создает тяжелые условия для работы выключателя на питающем конце линии ($Q1$), так как этому выключателю приходится отключать удаленные КЗ.

Основным достоинством схемы (рис. 1,б) является экономичность, что привело к широкому применению таких схем для однотрансформаторных подстанций, включаемых глухой отпайкой к транзитной линии.

Надежность работы рассмотренной схемы зависит от четкости и надежности работы отделителей и короткозамыкателей, поэтому целесообразна замена короткозамыкателей открытого исполнения на элегазовые. По тем же причинам вместо отделителя может быть установлен выключатель нагрузки QW .

На двухтрансформаторных подстанциях 35-220 кВ применяется схема двух блоков трансформатор – линия, которые для большей гибкости соединены неавтоматической перемычкой из двух разъединителей $QS3$, $QS4$ (рис. 1, в). В нормальном режиме один из разъединителей перемычки должен быть отключен. Если этого не сделать, то при КЗ в любой линии ($W1$ или $W2$) релейной

защитой отключаются обе линии, нарушая электроснабжение всех подстанций, присоединенных к этим линиям.

Отключения трансформаторов (оперативные и аварийные) происходят так же, как и в схеме одиночного блока (рис. 1,б). Перемычка из двух разъединителей используется при отключениях линий.

При устойчивом повреждении на линии $W1$ отключаются $Q1$, $Q3$ и действием АВР на стороне 6–10 кВ включается секционный выключатель QB , обеспечивая питание потребителей от $T2$. Если линия выводится в ремонт, то действиями дежурного персонала подстанции или оперативной выездной бригадой отключается линейный разъединитель $QS1$, включается разъединитель в перемычке и трансформатор $T1$ ставится под нагрузку включением выключателя со стороны НН ($Q3$) с последующим отключением секционного выключателя. В этой схеме возможно питание $T1$ от линии $W2$ при ремонте линии $W1$ (или питание $T2$ от линии $W1$). На подстанциях 220 кВ перед отделителями $QR1$ и $QR2$ устанавливаются разъединители.

На стороне ВН электростанций на первом этапе ее развития возможно применение схемы мостика с выключателями (рис. 1,г) с возможностью перехода впоследствии к схемам со сборными шинами.

В схеме для четырех присоединений устанавливаются три выключателя $Q1$, $Q2$, $Q3$ (рис. 1,г). Нормально выключатель $Q3$ на перемычке между двумя линиями $W1$ и $W2$ (в мостике) включен. При повреждении на линии $W1$ отключается выключатель $Q1$, трансформаторы $T1$ и $T2$ остаются в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии $W2$. При повреждении в трансформаторе $T1$ отключаются выключатель $Q4$ со стороны 6–10 кВ и выключатели $Q1$ и $Q3$. В этом случае линия $W1$ оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика. Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов бывает редко, то с таким недостатком схемы можно мириться, тем более что после отключения $Q1$ и $Q3$ и при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель $QS1$ и включают $Q1$, $Q3$, восстанавливая работу линии $W1$.

Для сохранения в работе обеих линий при ревизии любого выключателя ($Q1$, $Q2$, $Q3$) предусматривается дополнительная перемычка из двух разъединителей $QS3$, $QS4$. Нормально один разъединитель $QS3$ перемычки отключен, все выключатели включены. Для ревизии выключателя $Q1$ предварительно включают $QS3$, затем отключают $Q1$ и разъединители по обе стороны выключателя. В результате оба трансформатора и обе линии остались в работе. Если в этом режиме произойдет КЗ на одной линии, то отключится $Q2$, т. е. обе линии останутся без напряжения.

Для ревизии выключателя $Q3$ также предварительно включают перемычку, а затем отключают $Q3$. Этот режим имеет тот же недостаток: при КЗ на одной линии отключаются обе линии.

Вероятность совпадения аварии с ревизией одного из выключателей тем больше, чем больше длительность ремонта выключателя, поэтому как окончательный вариант развития эта схема на электростанциях не применяется.

На стороне 35 – 220 кВ подстанций допускается применение схемы мостика с выключателями в цепи трансформаторов вместо отделителей и короткозамыкателей, если по климатическим условиям установка последних недопустима.

Лекция №20

Схемы электрических соединений на стороне 35кВ и выше

В кольцевых схемах (схемах многоугольников) выключатели соединяются между собой, образуя кольцо. Каждый элемент – линия, трансформатор – присоединяется между двумя соседними выключателями. Самой простой кольцевой схемой является схема треугольника (рис. 2,а). Линия $W1$ присоединена к схеме выключателями $Q1, Q2$, линия $W2$ – выключателями $Q2, Q3$, трансформатор – выключателями $Q1, Q3$. Многократное присоединение элемента в общую схему увеличивает гибкость и надежность работы, при этом число выключателей в рассматриваемой схеме не превышает числа присоединений. В схеме треугольника на три присоединения – три выключателя, поэтому схема экономична.

В кольцевых схемах ревизия любого выключателя производится без перерыва работы какого-либо элемента. Так, при ревизии выключателя $Q1$ отключают его и разъединители, установленные по обе стороны выключателя. При этом обе линии и трансформатор остаются в работе, однако схема становится менее надежной из-за разрыва кольца. Если в этом режиме произойдет КЗ на линии $W2$, то отключатся выключатели $Q2$ и $Q3$, вследствие чего обе линии и трансформатор останутся без напряжения. Полное отключение всех элементов подстанции произойдет также при КЗ на линии и отказе одного выключателя: так, например, при КЗ на линии $W1$ и отказе в работе выключателя $Q1$ отключатся выключатели $Q2$ и $Q3$. Вероятность совпадения повреждения на линии с ревизией выключателя, как было сказано выше, зависит от длительности ремонта выключателя. Увеличение межремонтного периода и надежности работы выключателей, а также уменьшение длительности ремонта значительно повышают надежность схем.

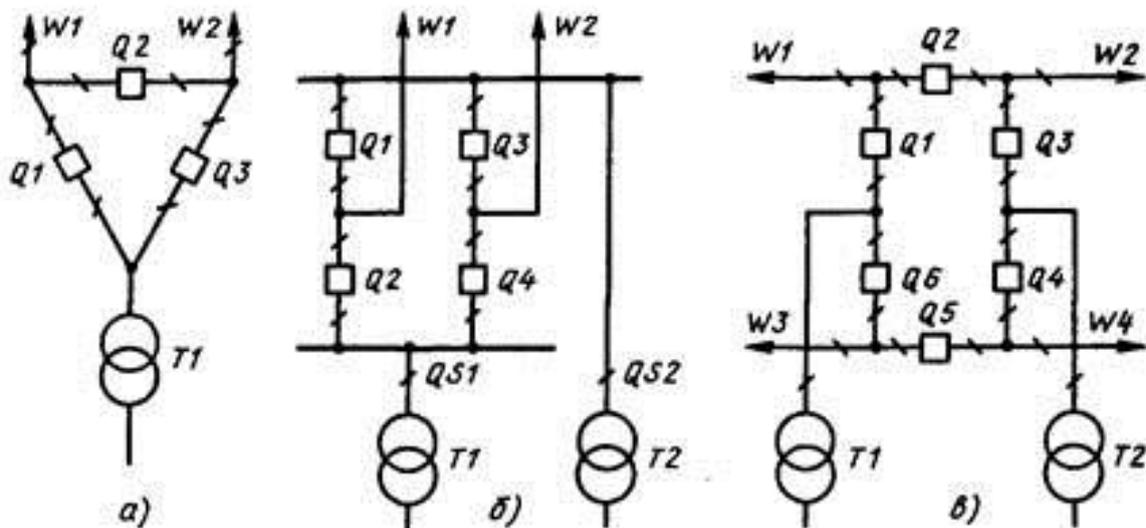


Рисунок 2 – Кольцевые схемы

В кольцевых схемах надежность работы выключателей выше, чем в других схемах, так как имеется возможность опробования любого выключателя в период нормальной работы схемы. Опробование выключателя путем его отключения не нарушает работу присоединенных элементов и не требует никаких переключений в схеме.

На рис. 2,б представлена схема четырехугольника (квадрата). Эта схема экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов. Схема обладает высокой надежностью. Отключение всех присоединений маловероятно, оно может произойти при совпадении ревизии одного из выключателей, например $Q1$, повреждении линии $W2$ и отказе выключателя второй цепи $Q4$. В цепях присоединений линий разъединителей не устанавливают, что упрощает конструкцию ОРУ. При ремонте линии $W2$ отключают выключатели $Q3$, $Q4$ и разъединители, установленные в сторону линий. Связь оставшихся в работе присоединений $W1$, $T1$ и $T2$ осуществляется через выключатели $Q1$, $Q2$. Если в этот период повредится $T1$, то отключится выключатель $Q2$, второй трансформатор и линия $W1$ останутся в работе, но транзит мощности будет нарушен.

Достоинством всех кольцевых схем является использование разъединителей только для ремонтных работ. Количество операций разъединителями в таких схемах невелико.

К недостаткам кольцевых схем следует отнести более сложный выбор трансформаторов тока, выключателей и разъединителей, установленных в кольцо, так как в зависимости от режима работы схемы ток, протекающий по аппаратам, меняется. Например, при ревизии $Q1$ (рис. 2,б) в цепи $Q2$ ток возрастает вдвое. Релейная защита также должна быть выбрана с учетом всех возможных режимов при выводе в ревизию выключателей кольца.

Схема четырехугольника применяется в РУ 330 кВ и выше электростанций как один из этапов развития схемы, а также на подстанциях при напряжении 220 кВ и выше.

Достаточно широкое применение получила схема шестиугольника (рис. 2,в), обладающая всеми особенностями разобранных выше схем. Выключатели $Q2$ и $Q5$ являются наиболее слабыми элементами схемы, так как их повреждение приводит к отключению двух линий $W1$ и $W2$ или $W3$ и $W4$. Если по этим линиям происходит транзит мощности, то необходимо проверить, не произойдет ли при этом нарушение устойчивости параллельной работы энергосистемы.

В заключение следует отметить, что конструктивное выполнение распределительных устройств по кольцевым схемам позволяет сравнительно просто переходить от схемы треугольника к схеме четырехугольника, а затем к схеме блоков трансформатор – шины или к схемам со сборными шинами.

Лекция №21

Основные требования к главным схемам электроустановок

При выборе схемы электроустановки должны учитываться следующие факторы:

- значение электростанции или подстанции для электросистемы

Электрические станции, работающие параллельно в энергосистеме, существенно отличаются по своему назначению. Одни из них, базовые, несут основную нагрузку (АЭС), другие, пиковые, работают неполные сутки во время максимальных нагрузок (газотурбинные электростанции), третьи несут электрическую нагрузку, определяемую их тепловыми потребителями (ТЭЦ). Различное назначение электростанций определяет целесообразность применения разных схем электрических соединений даже в том случае, когда количество присоединений одно и то же. Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или крупного района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем. Роль подстанции определяет ее схему.

- положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схема и напряжения прилегающих сетей

Шины ВН электростанции или подстанции могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких подстанций. В этом случае через шины этой станции происходит переток мощности из одной части электросистемы в другую.

- транзит мощности

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

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

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

- категория потребителей по степени надежности электроснабжения

Все потребители с точки зрения надежности электроснабжения разделяются на три категории.

Электроприемники первой категории – потребители, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции (нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства при нарушениях электроснабжения).

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа потребителей, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

Электроприемники первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, перерыв допускается лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы потребителей первой категории предусматривается дополнительное питание от третьего независимого источника. Независимыми источниками питания могут служить местные электростанции, электростанции энергосистем, специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи.

Электроприемники второй категории – это потребители, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта.

Эти электроприемники рекомендуется обеспечивать питанием от двух независимых источников.

Для потребителей второй категории при нарушении электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной бригады.

При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора за время не более одних суток допускается питание электроприемников второй категории от одного трансформатора.

Электроприемники третьей категории – это все остальные потребители, не подходящие под определение первой и второй категорий.

Для этих электроприемников электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы не превышают одних суток.

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

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

- а) надежность электроснабжения потребителей;
- б) приспособленность к проведению ремонтных работ;
- в) оперативная гибкость электрической схемы;
- г) экономическая целесообразность.

Надежность—свойство электроустановки, участка электрической сети или энергосистемы в целом обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией нормированного качества. Повреждение оборудования в любой части схемы по возможности не должно нарушать электроснабжение, выдачу электроэнергии в электрическую систему, транзит мощности через шины. Надежность схемы должна соответствовать характеру (категории) потребителей, получающих питание от данной электроустановки.

Надежность можно оценить частотой и продолжительностью нарушения электроснабжения потребителей, и относительной величиной аварийного резерва, который необходим для обеспечения заданного уровня безаварийной работы энергосистемы и ее отдельных узлов.

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

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

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

Экономическая целесообразность схемы оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки – капиталовложения, ее эксплуатацию и возможный ущерб от нарушения электроснабжения.

Лекция №22

Схема с одной системой сборных шин

Одним из важных требований к схемам на стороне высшего напряжения является создание условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает схема с обходной системой шин (рис. 3). В нормальном режиме обходная система шин AO находится без напряжения, разъединители QSO , соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены. В схеме предусматривается обходной выключатель QO , который может быть присоединен к любой секции с помощью развилки из двух разъединителей. Секции в этом случае расположены параллельно друг другу. Выключатель QO может заменить любой другой выключатель, для чего надо произвести следующие операции: включить обходной выключатель QO для проверки исправности обходной системы шин, отключить QO , включить QSO , включить QO , отключить выключатель $Q1$, отключить разъединители $QS1$ и $QS2$.

После указанных операций линия получает питание через обходную систему шин и выключатель QO от первой секции (рис. 3,б). Все эти операции производятся без нарушения электроснабжения по линии, хотя они связаны с большим количеством переключений.

С целью экономии функции обходного и секционного выключателей могут быть совмещены. На схеме (рис. 3), а кроме выключателя QO есть переключатель из двух разъединителей $QS3$ и $QS4$. В нормальном режиме эта переключатель включена, обходной выключатель присоединен к секции $B2$ и

также включен. Таким образом секции $B1$ и $B2$ соединены между собой через QO , $QS3$, $QS4$, и обходной выключатель выполняет функции секционного выключателя.

При замене любого линейного выключателя обходным необходимо отключить QO , отключить разъединитель перемычки ($QS3$), а затем использовать QO по его назначению. На все время ремонта линейного выключателя параллельная работа секций, а следовательно, и линий нарушается. В цепях трансформаторов в рассматриваемой схеме установлены отделители (могут устанавливаться выключатели нагрузки QW). При повреждении в трансформаторе (например, $T1$) отключаются выключатели линий $W1$, $W3$ и выключатель QO . После отключения отделителя $QR1$ выключатели включаются автоматически, восстанавливая работу линий. Такая схема требует четкой работы автоматики.

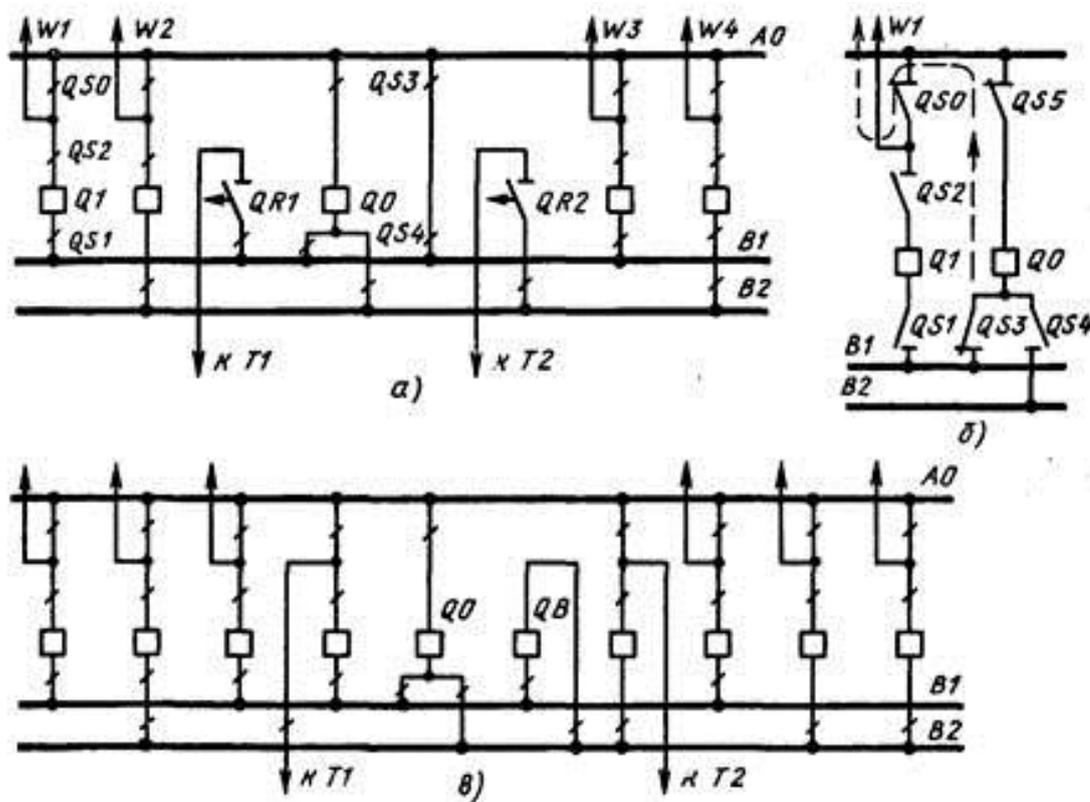


Рисунок 3. Схема с одной рабочей и обходной системами шин:

а – схема с совмещенным обходным и секционным выключателем и отделителями в цепях трансформаторов; б – режим замены линейного выключателя обходным; в – схема с обходным и секционным выключателями

Схема по рисунку 3,а рекомендуется для ВН подстанций (110 кВ) при числе присоединений (линий и трансформаторов) до шести включительно, когда нарушение параллельной работы линий допустимо и отсутствует перспектива дальнейшего развития. Если в перспективе ожидается расширение РУ, то в цепях трансформаторов устанавливаются выключатели. Схемы с трансформаторными выключателями могут применяться для напряжений 110 и 220 кВ на стороне ВН и СН подстанций.

При большем числе присоединений (7–15) рекомендуется схема с отдельными обходным QO и секционным QB выключателями. Это позволяет сохранить параллельную работу линий при ремонтах выключателей (рис. 3,в).

В обеих рассмотренных схемах ремонт секции связан с отключением всех линий, присоединенных к данной секции, и одного трансформатора, поэтому такие схемы можно применять при парных линиях или линиях, резервируемых от других подстанций, а также радиальных, но не более одной на секцию.

На электростанциях возможно применение схемы с одной секционированной системой шин по рисунку 3,в, но с отдельными обходными выключателями на каждую секцию.

Лекция №23

Электроснабжение гражданских зданий

Структурная схема электроснабжения крупного города, пример которой представлен на рис. 1 содержит комплекс сложных сооружений. Основными звеньями этого комплекса являются: источник питания – районная электростанция 1 с установленными повысительными трансформаторами 2; воздушная линия электропередачи 3 напряжением 220 кВ на металлических опорах; подстанция глубокого ввода 4 напряжением 220 кВ с распределительными устройствами (РУ) 5 напряжением 35 и 6 или 10 кВ; питающая кабельная линия 6; распределительный пункт 7, на шины которого подается напряжение 6 (10) кВ; распределительная кабельная линия 8, питающая трансформаторную понизительную подстанцию 9; кабельная линия 10 напряжением 0,4 кВ, питающая вводно-распределительное устройство 11 жилого дома. От РУ 35 кВ по кабельной линии 12 напряжением 35 кВ получает питание главная понизительная подстанция 13 промышленного предприятия города, от которой по кабельным линиям 14 напряжением 0,4 кВ поступает на распределительные щиты 15 цехов.

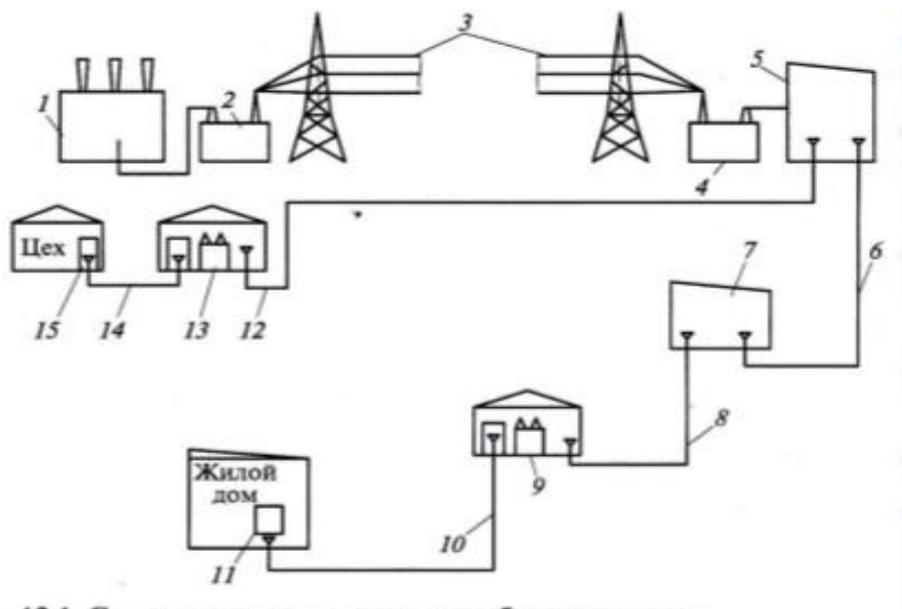


Рис. 1 Структурная схема электроснабжения города:

1 – районная электростанция; 2 – повысительный трансформатор; 3 – воздушная линия электропередачи напряжением 220 кВ; 4 – подстанция глубокого ввода (центр питания); 5 – распределительное устройство; 6 – питающая кабельная линия; 7 – распределительный пункт; 8 – распределительная кабельная линия; 9 – трансформаторная понизительная подстанция; 10, 14 – кабельные линии напряжением 0,4 кВ; 11 – вводно-распределительное устройство; 12 – кабельная линия напряжением 35 кВ; 13 – главная понизительная подстанция предприятия; 15 – распределительный щит на напряжение 0,4/0,23 кВ.

Опорные районные понизительные подстанции, электростанции и подстанции глубокого ввода в системе электроснабжения города являются центрами питания (ЦП). Число и разновидность ЦП зависят от ряда факторов, прежде всего, от размера города, его общей электрической нагрузки и принятого способа теплоснабжения.

Подстанции глубокого ввода предназначены для приближения ЦП к нагрузкам, что позволяет уменьшить протяженность распределительных электросетей и снизить в них потери электроэнергии.

Лекция №24

Электрооборудование гражданских зданий

Оборудование и материалы, применяемые в электротехнических установках гражданских зданий, должны выпускаться на промышленных предприятиях и соответствовать требованиям государственных и отраслевых стандартов, а также техническим условиям, утвержденным в установленном порядке. Электрооборудование и другие изделия, серийное производство которых еще освоено, допускается предусматривать в проектах только по согласованию с заказчиками и соответствующими министерствами, и ведомствами или предприятиями-изготовителями.

Способ установки, класс изоляции, конструкция, исполнение и степень защиты электрооборудования должны соответствовать номинальному напряжению, сети и условиям окружающей среды.

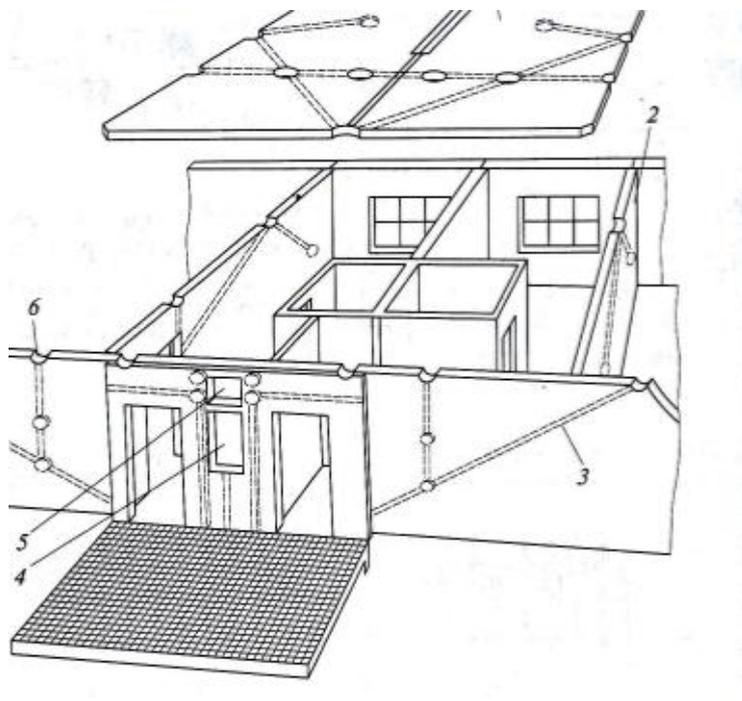


Рис. 1 Пример выполнения электропроводок в крупнопанельном административном здании: 1 – панель перекрытия; 2 – стеновая панель; 3 – каналы для проводов; 4 – ниша для распределительного щитка; 5 – ниша для слаботочных коммутационных устройств; 6 – углубление в панели для соединения проводов.

В архитектурно-строительных чертежах, проектах и чертежах строительных изделий гражданских зданий по зданиям, разработанным проектировщиками электротехнической части проекта, должны быть предусмотрены соответствующие углубления, каналы и ниши (рис. 1) для электрических проводов, распределительных и коммутационных устройств, а также замоноличивание электрических проводов в строительные элементы при их изготовлении.

Во всех зданиях линии групповой сети, прокладываемые от групповых, этажных и квартирных щитков до светильников общего освещения, штепсельных розеток и стационарных электроприемников, должны выполняться трехпроводными (фазный – L, нулевой рабочий – N и нулевой защитный – РЕ-проводники).

Не допускается объединение нулевых рабочих и нулевых защитных проводников различных групповых линий.

Нулевой рабочий и нулевой защитный проводники не допускается подключать под общий контактный зажим.

Однофазные двух- и трехпроводные линии, а также трехфазные четырех- и пятипроводные линии при питании однофазных нагрузок, должны иметь сечение нулевых рабочих N – проводников, равное сечению фазных проводников.

Трехфазные четырех- и пятипроводные линии при питании трехфазных симметричных нагрузок должны иметь сечение нулевых рабочих N – проводников, равное сечению фазных проводников, если фазные проводники имеют сечение до 16 мм^2 по меди и 25 мм^2 по алюминию, а при больших сечениях – не менее 50 % сечения фазных проводников, но не менее 16 мм^2 по меди и 25 мм^2 по алюминию.

Сечение PEN – проводников должно быть не менее сечения N – проводников и не менее 10 мм^2 по меди и 16 мм^2 по алюминию независимо от сечения фазных проводников.

Сечение РЕ – проводников должно равняться сечению фазных при сечении последних до 16 мм^2 , 16 мм^2 при сечении фазных проводников от 16 до 35 мм^2 и 50 % сечения фазных проводников при больших сечениях.

Сечение РЕ – проводников, не входящих в состав кабеля, должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$ – при наличии механической защиты и 4 мм^2 – при ее отсутствии.

Общее освещение применяют во всех помещениях жилых и общественных зданий.

Комбинированное освещение предусматривают в помещениях производственного характера, в которых выполняется зрительная работа I – IV разрядов (помещения для ювелирных и граверных работ, ремонта часов, телевизоров, радиоаппаратуры, микрокалькуляторов, обуви, металлоизделий и т.п.).

Аварийным освещением оборудуют: диспетчерские; операторские; машинные залы вычислительных центров; киноаппаратные; помещения узлов связи; электрощитовые; здравпункты; дежурные пожарные посты; посты постоянной охраны; гардеробы с числом мест хранения 300 и более; детские комнаты; торговые залы магазинов; помещения детских дошкольных учреждений; вестибюли гостиниц; залы ресторанов; помещения спасательного фонда гостиниц и турбаз; операционные блоки; реанимационные; родовые; перевязочные; процедурные; приемные отделения; лаборатории срочного анализа; учреждения здравоохранения; посты дежурных медицинских сестер; помещения оперативной части, хранения ящиков выездных бригад, аптечных комнат, станций (отделений) скорой медицинской помощи; машинные отделения лифтов; тепловые пункты и насосные жилых зданий.

Аварийное освещение предусматривают только при постоянном пребывании дежурного персонала, а также в том случае, если электроприемники данных помещений относятся к нагрузкам первой категории по надежности электроснабжения.

Эвакуационным освещением оборудуют:

помещения, в которых одновременно могут находиться более 100 человек (аудитории, обеденные, актовые, конференц-залы);
торговые залы общей площадью 90 м² и более и пути выхода из них, транспортные тоннели торговых предприятий;
проходные помещения, коридоры, холлы, фойе, вестибюли и лестницы, служащие для эвакуации людей из зданий, в которых работают и постоянно пребывают одновременно более 50 человек, а также из здравпунктов, лечебно-профилактических учреждений, книго- и архивохранилищ, детских дошкольных учреждений независимо от числа лиц, пребывающих там;
залы плавательных бассейнов, спортивные и актовые залы, раздевалки и кухни; помещения бань, и др.

Для дежурного освещения вестибюлей, коридоров, актовых, торговых и конференц-залов используют светильники эвакуационного освещения или часть светильников рабочего освещения с питанием их от самостоятельной групповой линии.

Общее освещение общественных зданий выполняют преимущественно люминесцентными лампами. Освещение помещений для занятий в общеобразовательных школах и профессионально-технических училищах нужно выполнять только люминесцентными лампами.

Лампы накаливания следует применять для освещения следующих помещений;

помещения, где по технологическим требованиям недопустимо применение люминесцентных ламп (например, помещения для работы с материалами, которые под воздействием излучения люминесцентных ламп теряют свои свойства, помещения, где радиопомехи, создаваемые светильниками с разрядными лампами, недопустимы для работы технологического оборудования);

киноаппаратные, помещения для звукозаписи и т.п.

Разрядные лампы высокого давления типа ДРИ рекомендуется применять для освещения следующих помещений:

помещения III группы по характеру зрительной работы (см. СНиП II-4-79) – вестибюли, гардеробные, фойе, парадные лестницы и т.п.;

спортзалы высотой более 7 м;

помещения, для освещения которых применяют щелевые и плоские световоды;

производственные помещения, приравненные к промышленным (например, цехи прачечных производительностью 500 кг белья в смену и более).

В помещениях III группы и торговых залах магазинов с невысокими требованиями к цветопередаче можно применять лампы типов ДРИ и НЛВД, если они используются совместно в специально для них изготовленных светильниках.

Электродвигатели, обслуживающие общедомовые установки (насосы, вентиляторы, лифты и т.п.), а также их защитные и пусковые аппараты, должны быть доступны только для обслуживающего персонала. Исключением являются кнопки управления лифтами, противопожарными устройствами и вентиляцией.

По одной линии должны получать питание не более четырех лифтов, расположенных в разных лестничных клетках и холлах.

При отсутствии технологического резерва электродвигатель пожарного насоса должен питаться по двум линиям, одна из которых должна быть присоединена непосредственно к щиту подстанции, ВРУ и ГРЩ. Переключение с одной линии на другую может осуществляться вручную или автоматически.

Лекция №25

Схемы электрических сетей гражданских зданий

Схемы электрических сетей гражданских зданий должны быть просты и экономичны. Их строят исходя из требований, предъявляемых к надежности электроснабжения электроприемников зданий. Вводно-распределительные устройства (ВРУ) для внутренней установки в жилых и общественных зданиях предназначены для приема, распределения и учета электроэнергии в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 380/220 В с глухозаземленной нейтралью.

Как правило, в здании нужно устанавливать одно общее ВРУ или главный распределительный щит (ГРЩ). В жилых домах ВРУ следует размещать в средних секциях. В общественных зданиях ГРЩ или общее ВРУ нужно располагать у основного абонента независимо от числа предприятий, учреждений и организаций, размещенных в здании. У абонентов, расположенных в здании, целесообразно устанавливать самостоятельные ВРУ, питающиеся от общего ВРУ или ГРЩ здания.

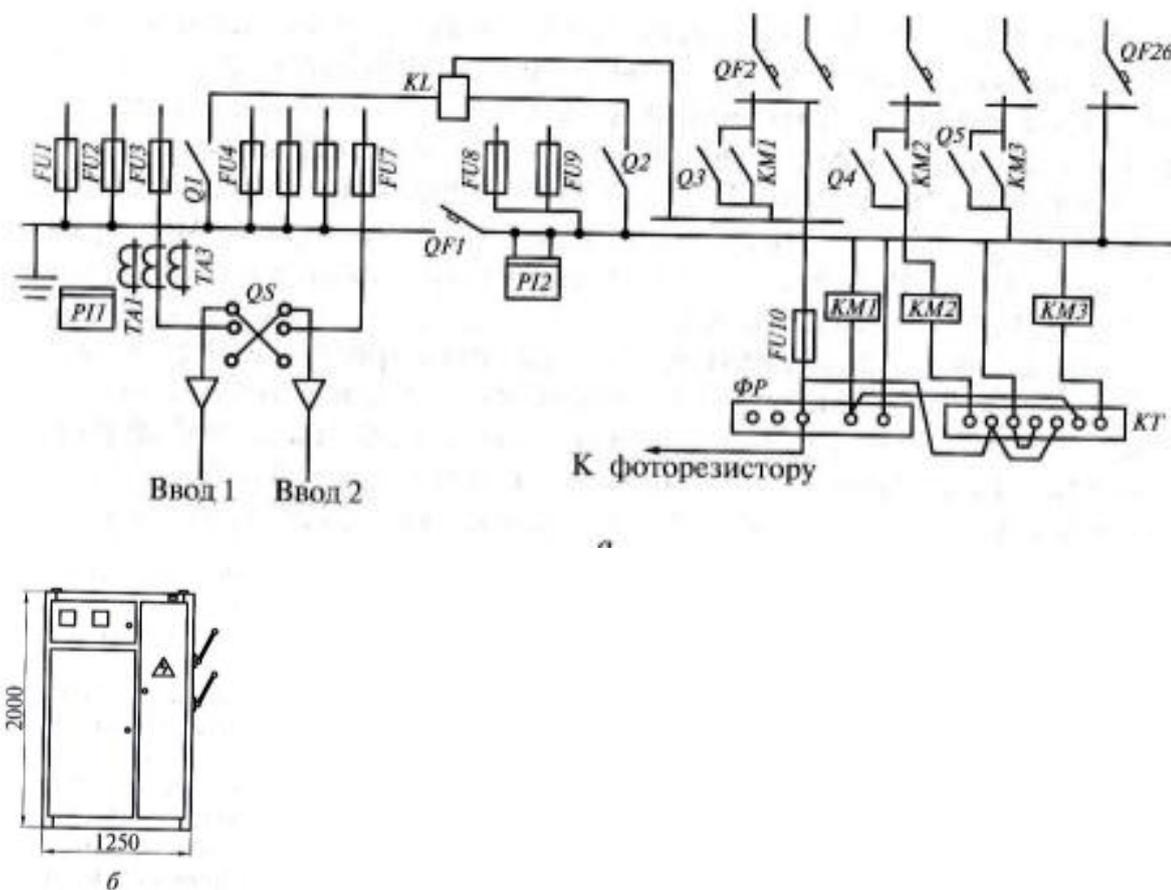


Рис. 1 Принципиальная электрическая схема (а) и общий вид (б) главного распределительного щита ввода и учета ГЩВУ – II:

QS – врубной выключатель ВР32-35В-71240; QF1 – автоматический выключатель АЕ-2046М; QF2 - QF26 – автоматические выключатели АЕ – 1031-2У3; Q1 - Q5 – пакетные выключатели ПВП-14-27; KM1 – KM3 – магнитные пускатели ПМЛ-210004; FU1 – FU9 – предохранители ПН 2-100 (250); FU 10 – предохранитель ППТ-10; KL – реле РПК-1-О31; КТ – программное реле времени 2РВМ; ФР – фотореле ФР-2; ТА1 – ТА3 – трансформаторы тока; P11, P12 – счетчики активной энергии.

На ВРУ в зданиях высотой три этажа и более, а также на вводах питания лифтов нужно устанавливать помехоподавляющие конденсаторы емкостью до 0,5 мФ на каждую фазу.

Размещать ВРУ и ГРЩ, следует в специально выделенных запирающихся помещениях (электрощитовых), двери из которых должны открываться наружу. Устраивать электрощитовые на лестничных клетках не разрешается.

Нельзя располагать ВРУ, ГРЩ и электрощитовые непосредственно под уборными, ванными комнатами, душевыми, кухнями пищеблоков, моечными и другими помещениями, связанными с использованием воды.

В жилых домах высотой четыре этажа и более число питающих линий обычно не превышает двух, а токовая нагрузка каждой питающей линии, отходящей от ВРУ, не должна превышать 250 А.

В жилых зданиях, питание противопожарных устройств, эвакуационного и аварийного освещения следует выполнять от самостоятельного щита или отдельной панели с устройствами автоматического включения резерва (АВР).

В зданиях высотой 17 этажей и более к указанному ВРУ с устройством АВР следует подключать и лифты (рис. 2 а).

В общественных зданиях электроприемники противопожарных устройств и охранной сигнализации должны питаться от разных вводов, а при одном вводе – двумя линиями от этого ввода (рис. 2 б).

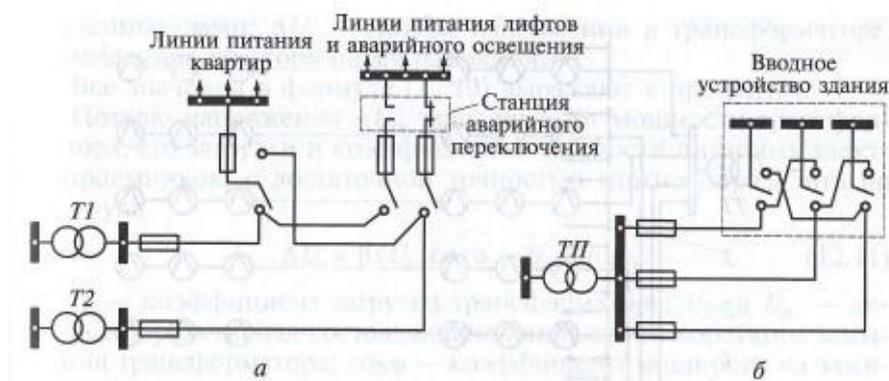


Рис. 2 Схема электроснабжения: а – зданий высотой 17 этажей и более с электроприемниками первой категории (лифты, пожарные насосы, сети дежурного освещения); б – крупных магазинов, столовых, ресторанов

Электроэнергию к силовым распределительным щитам, пунктам и групповым щиткам сети освещения подводят по магистральной схеме.

Лекция №26

Распределительные устройства (РУ)

Каждая подстанция имеет три основных элемента:

- РУ высшего напряжения;
- трансформатор;
- РУ низшего напряжения.

Распределительные устройства высшего напряжения (110...35 кВ) сооружают, как правило, открытыми и лишь в случае особых требований – закрытыми. Применение открытого РУ (ОРУ) снижает стоимость и сокращает сроки монтажа и замены электрооборудования подстанции. Однако обслуживание ОРУ несколько сложнее, чем ЗРУ, и для них требуется более дорогое оборудование.

На понизительных подстанциях РУ напряжением 6 (10) кВ сооружают закрытыми и открытыми.

Помещения ЗРУ напряжением 6 (10) кВ строят без окон, с электроосвещением, при необходимости предусматривается отопление. Двери при длине РУ свыше 7 м устанавливают с обоих концов помещения. Закрытые РУ комплектуют ячейками внутренней установки (КРУ, КСО), открытые – ячейками наружной установки (КРУН).

Распределительное устройство напряжением 6 (10) кВ получает электроэнергию непосредственно от трансформаторов или по линиям напряжением 6 (10) кВ с шин подстанции. Выбор числа секций шин зависит от числа ячеек отходящих линий и наличия резко переменных нагрузок, которые требуется подключить к отдельным секциям РУ.

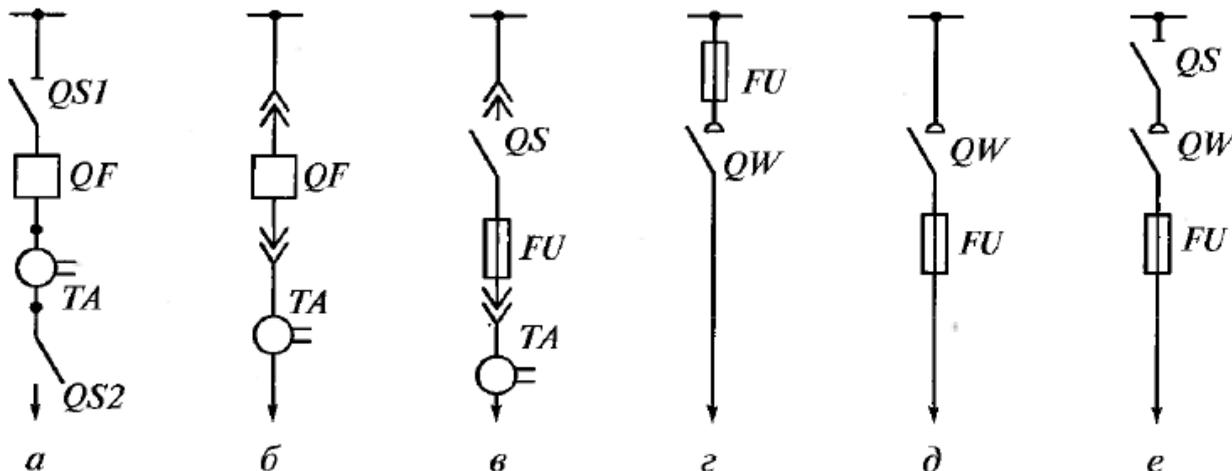


Рис. 1. Ячейки отходящих линий напряжением 6 (10) кВ:

а – ячейка КСО с шинным разъединителем, выключателем, трансформатором тока, линейным разъединителем; б ячейка КРУ с выкатным выключателем; в – ячейка КРУ с предохранителем; г, д – ячейки КСО с выключателем нагрузки и предохранителем; е – ячейка КСО с выключателем нагрузки и шинным разъединителем

Каждую отходящую от сборных шин РУ линию подключают к шинам через ячейку. В ячейку входят выключатель (масляный, элегазовый, вакуумный или ВНП), разъединители и трансформаторы тока. Все оборудование ячейки комплектуется в шкафу. Применяют ячейки типов КСО (комплектные стационарные одностороннего обслуживания) и КРУ. В последних выключатель не закреплен стационарно, а установлен на тележке. Во время ремонта его можно выкатить из шкафа и доставить в мастерскую.

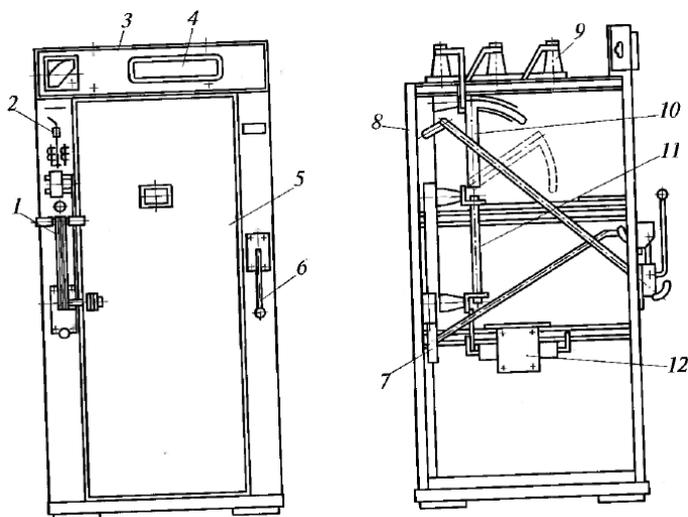


Рис. 2. Камера типа КСО-366 с выключателем нагрузки:

1, 6 – приводы выключателя нагрузки и заземляющего разъединителя; 2 – мнемосхема; 3 – кожух; 4 – надпись с назначением камеры; 5 – дверь; 7 – заземляющий разъединитель; 8 – каркас; 9 – изолятор; 10 – выключатель нагрузки; 11 – предохранитель; 12 – трансформатор тока

На рис. 1 показаны состав оборудования и последовательность включения аппаратов в ячейках разного вида и назначения. На схеме а приведена ячейка КСО закрытого РУ с выключателем QF шинным разъединителем QS1, линейным разъединителем QS2 и трансформаторами тока ТА. Линейный разъединитель устанавливают в тех случаях, когда на выключатель во время ремонта может быть подано напряжение со стороны линии. На схеме б показана ячейка КРУ с выкатным выключателем QF. Здесь роль шинного и линейного разъединителей выполняют втычные контакты (штепсельные разъемы). На схеме в приведена ячейка с выключателем нагрузки и предохранителем (ВНП).

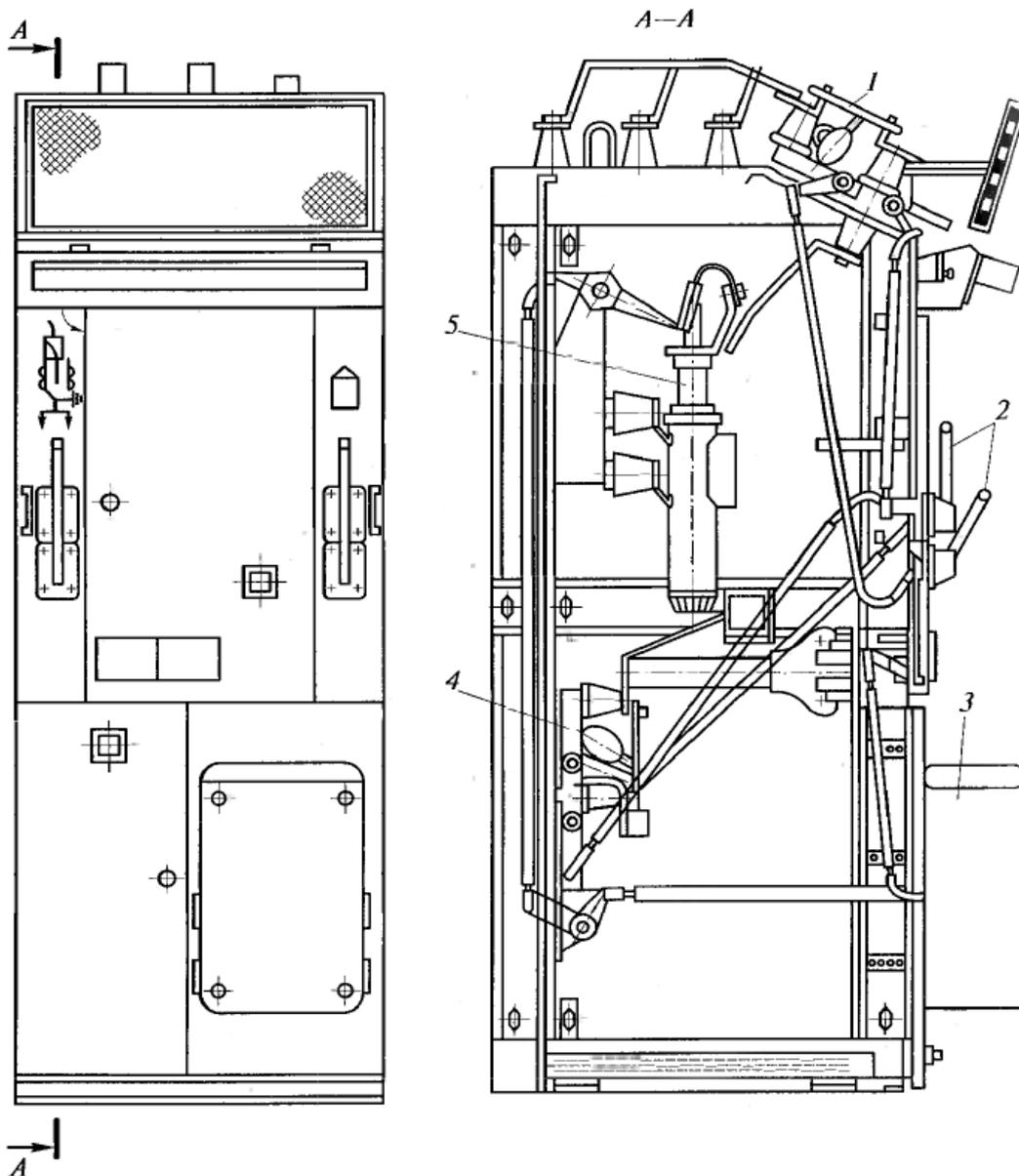


Рис 3. Камера типа КСО-292:

1 – шинный разъединитель; 2 – приводы разъединителей; 3 – привод выключателя; 4 – линейный разъединитель; 5 – масляный выключатель

Такой выключатель может быть выкатным, как показано на схеме (ячейка КРУ), или стационарным (ячейка КСО). В последнем случае установка разъединителей вместо штепсельных разъемов необязательна. Схема г предпочтительней, чем схема д, так как снятие предохранителей FU

создает видимый разрыв при ремонте выключателя нагрузки QW. При схеме д для ремонта выключателя нагрузки QW требуется снятие шин. Во избежание этого приходится добавлять в ячейку шинный разъединитель QS4 как показано на схеме е, что приводит к удорожанию ячейки и увеличению ее высоты на 0,5 м.

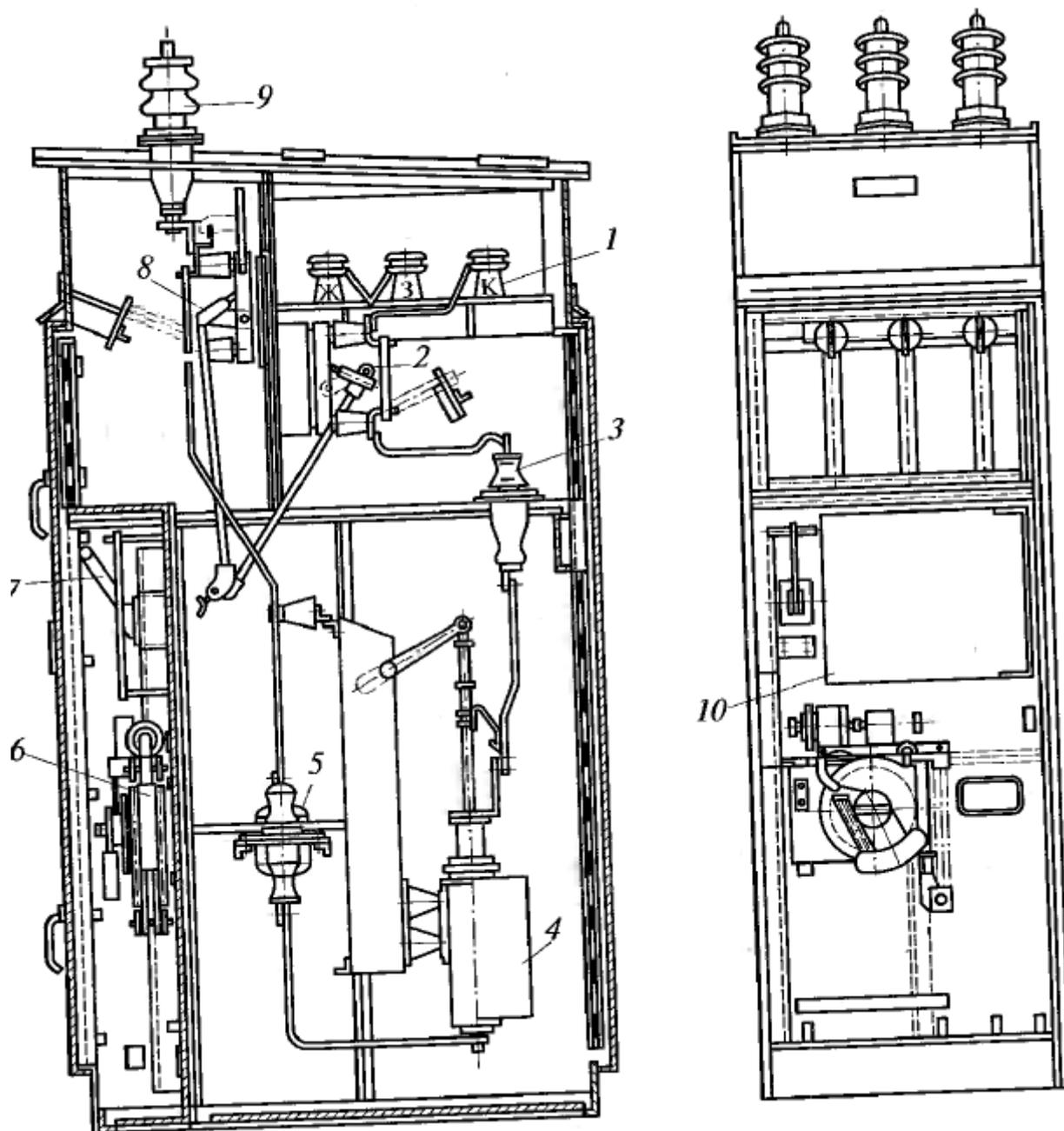


Рис. 4. Шкаф ввода КРУН:

1 – главные шины; 2 – шинный разъединитель; 3, 9 – проходные изоляторы; 4 – масляный выключатель; 5 – трансформатор тока; 6 – привод выключателя; 7 – привод разъединителя; 8 – линейный разъединитель; 10 – дверка

Лекция №27

РУ

Вес оборудования ячеек КРУ и КСО размещается в шкафах. Объемы шкафов для ячеек КРУ в 1,5-2 раза меньше, чем для аналогичных ячеек КСО, благодаря более компактному размещению аппаратуры. Однако из-за более высокой стоимости масляных выключателей по сравнению с ВНП ячейки КСО с ВНП дешевле, чем ячейки КРУ с масляным выключателем. В целях экономии средств рекомендуется применять ячейки с ВНП там, где это возможно по техническим характеристикам (на

отходящих от шин РУ линиях, питающих ТП мощностью до 1600 кВА, батареи конденсаторов мощностью до 400 квар, электродвигатели мощностью до 1500 кВт) при условии, что за весь период времени между ремонтами производится не более ста включений-отключений.

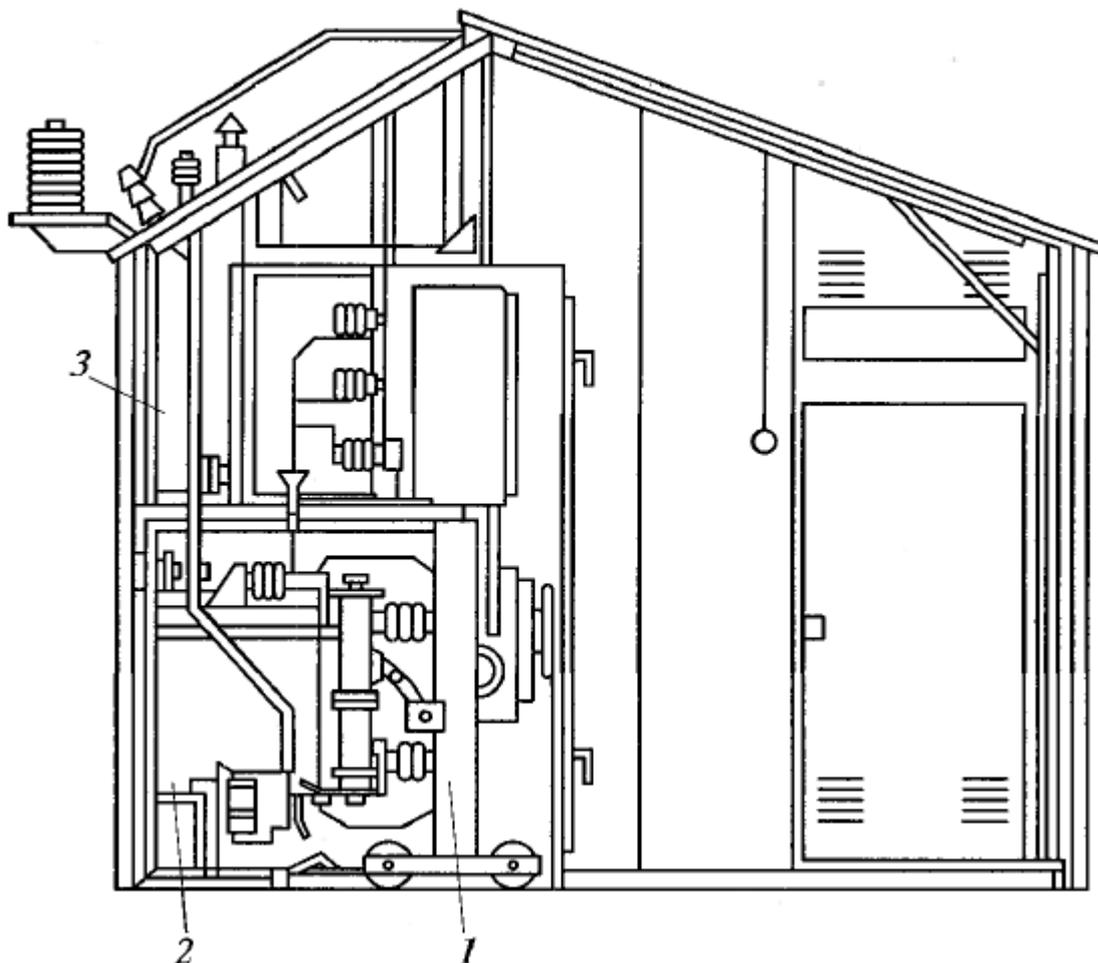


Рис. 5. Шкаф серии К-ХІІІ с масляным выключателем ВМП-10К: 1 – выкатная «слежка»; 2 – отсек выкатной тележки; 3 – отсек сборных шин

Конструкция шкафов ячеек КРУ и КСО разнообразна. Только выкатных ячеек КРУ насчитывается свыше 50 разновидностей в зависимости от назначения, вида аппаратов, типа вводов, способа передачи энергии (кабель, шины, ВЛ). Несколько десятков модификаций имеют и ячейки КСО. Внутри шкафы делятся на отсеки сплошными стальными перегородками. Для большей безопасности ремонта шины размещают в одном отсеке, выключатель – в другом, разъединитель, трансформатор тока и кабельный вывод – в третьем, аппараты измерений и реле – в четвертом. Наиболее удобны для ремонта ячейки КРУ с выкатными выключателями.

На рис. 2 показан шкаф (камера) типа КСО-366, а на рис. 3 – типа КСО-292, которые могут комплектоваться выключателями ВМГ-10 и ВЭМ-10Э с приводами ПП-67 и ПЭ-11 и выключателями нагрузки ВНП-16, и ВНП-17 с приводами ПР-17, ПРА-17. Изготавливает камеры АО «Альстом – Свердловский электромеханический завод».

Для комплектных РУ внутренней установки чаще всего применяют шкафы серии КРУ2-10, КРУ2-10/2750, КР10/500, К-ХІІ, К-ХV.

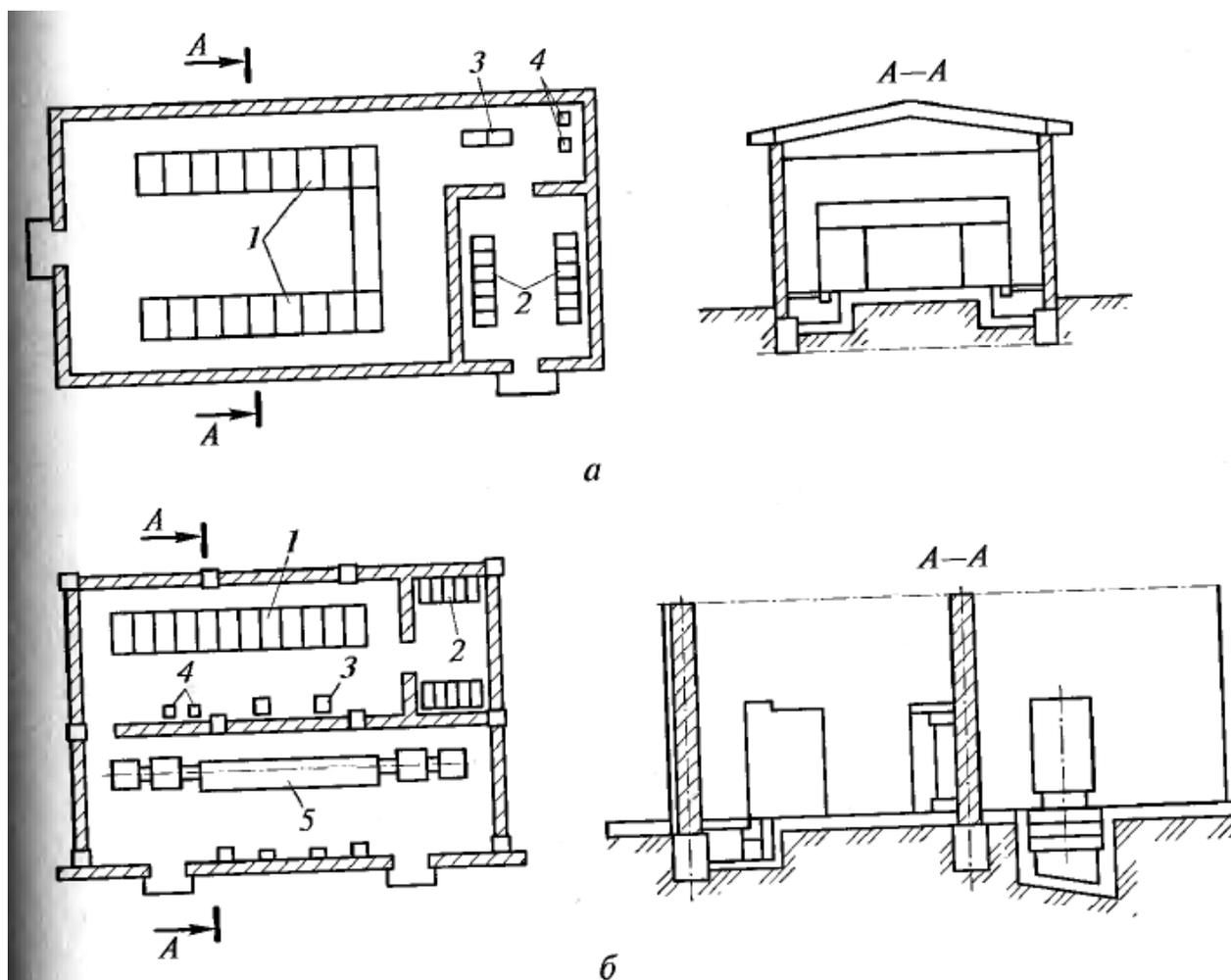


Рис. 6. Примеры компоновки оборудования РП напряжением 6 (10) кВ:

а – отдельно стоящий РП; б – РП совмещенный с подстанцией напряжением 6 (10)/0,4 кВ; 1 – ячейки КРУ или КСО; 2 – конденсаторы; 3 – щит; 4 – вводное устройство; 5 – трансформатор

Комплектные РУ наружной установки (КРУН) напряжением 6 (10) кВ формируют из шкафов серии К-112, К-104М, К-105, К-105МС, К-ХШ, К-ХХVII и др. Шкафы серии КРУН (рис. 9.21) имеют местный подогрев, обеспечивающий нормальную работу приводов, выключателей, приборов учета и автоматики.

В шкафах серии К-ХШ (рис. 7), рассчитанных на ток 600... 1500 А, устанавливают выключатели типов ВМП-10К и ВМП-10П с приводами ПЭ-П и ПП-67.

Распределительный пункт (РП) представляет собой распределительное устройство, предназначенное для приема и распределения электроэнергии при напряжении 6...20 кВ. На предприятиях, внешнее электроснабжение которых осуществляется при напряжении 6 (10) кВ, сооружается главный распределительный пункт (ГРП), а ГПП в таких системах электроснабжения не требуется.

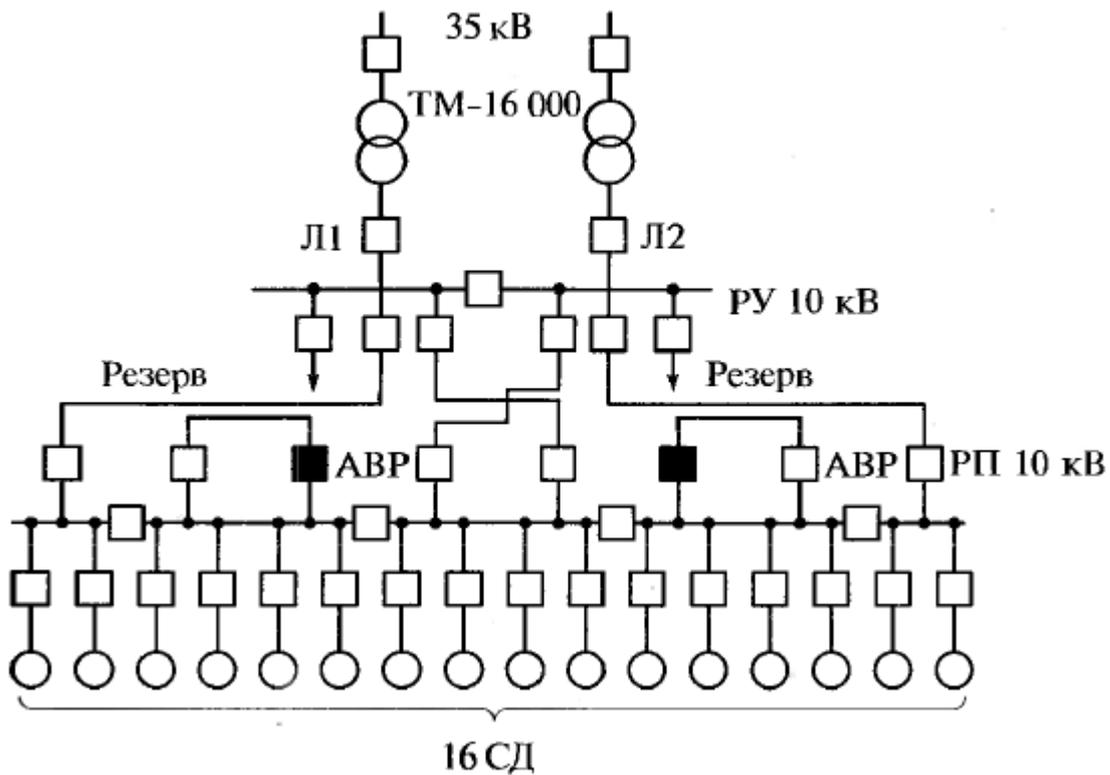


Рис. 7. Схема РП с расширенной возможностью подключения потребителей

Примеры компоновки оборудования РП напряжением 6 (10) кВ приведены на рис. 6. В одном помещении с ячейками КРУ или КСО 1 расположены шкаф вводного устройства 4 и щит 3. Конденсаторные батареи 2 и трансформатор 5 расположены в отдельных помещениях.

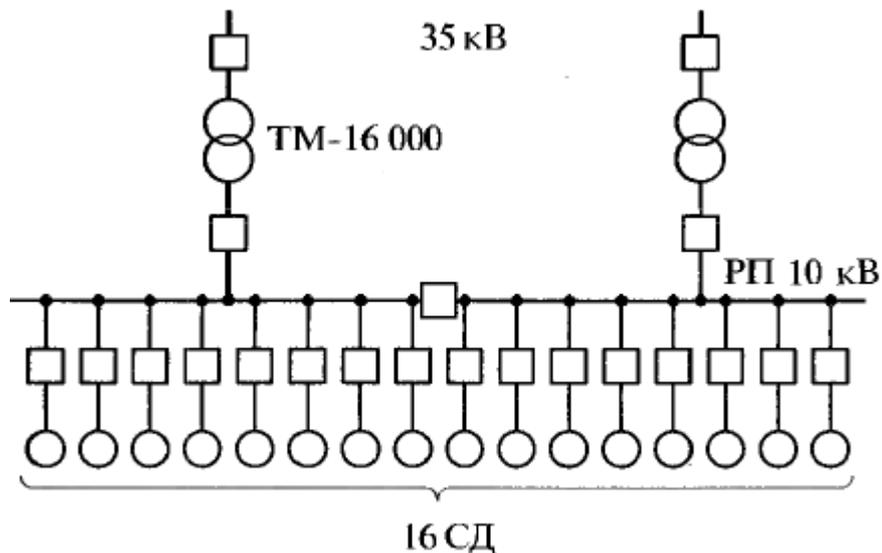


Рис. 8 Схема присоединения потребителей непосредственно к РП напряжением 10 кВ

Распределительные пункты обычно сооружают с одной системой шин, разделенной на две секции. На рис. 7 приведена схема РП, применяемого в качестве ГРП. Вводные линии Л1 и Л2 напряжением 6 (10) кВ от подстанций подключают к разным секциям сборных шин через масляные выключатели. Между секциями устанавливают секционные выключатели, в нормальных условиях работы находящиеся в отключенном состоянии. Непосредственно к линиям Л1 и Л2 подключают трансформаторы собственных нужд и трансформаторы напряжения, с помощью которых цепи управления и измерения получают питание еще до включения выключателей вводов. Линии напряжением 6 (10) кВ, отходящие к синхронным двигателям (СД), вводы и секционный аппарат подключают к сборным шинам через ячейки КРУ с выкатными выключателями.

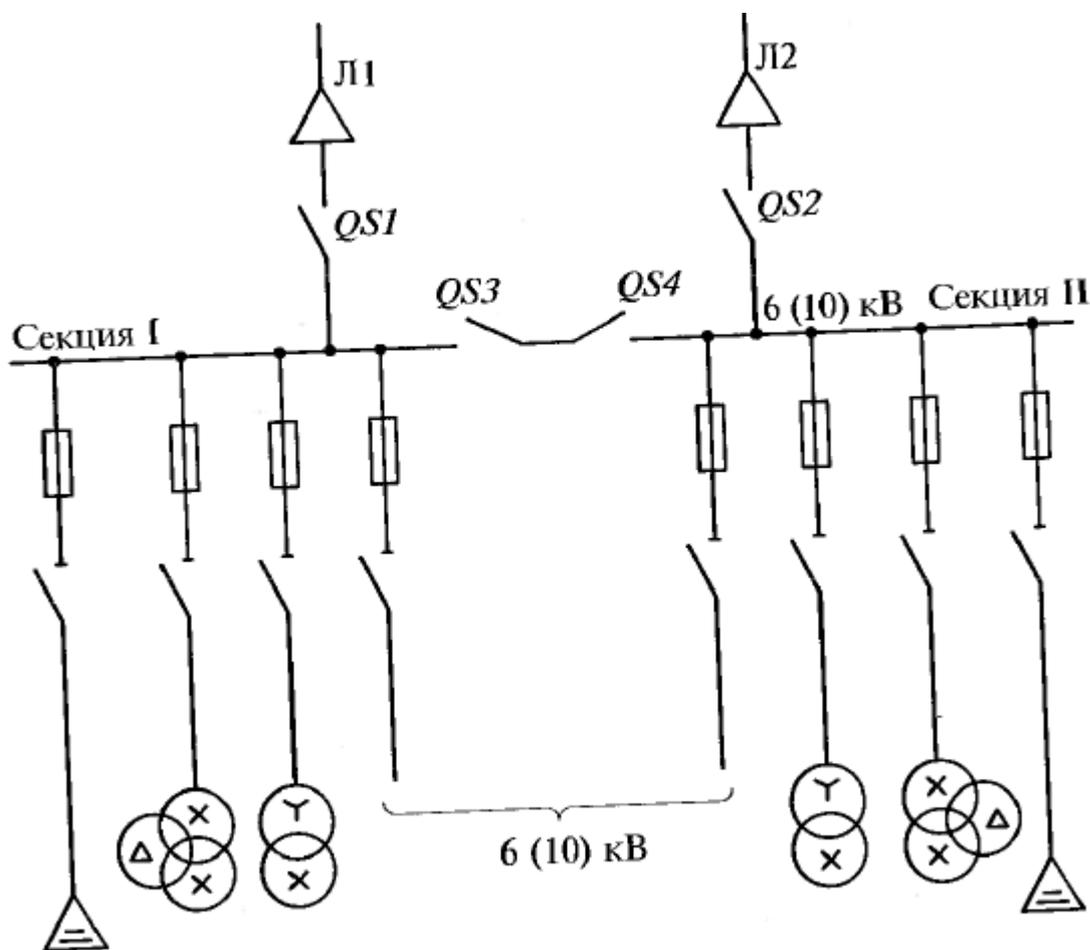


Рис. 9. Схема цехового РП напряжением 6 (10) кВ с одиночной системой шин

Для электроснабжения потребителей первой категории может использоваться схема РП, представленная на рис. 8.

Вводные и секционные выключатели обеспечивают возможность автоматического ввода резерва (АВР). Использование ячеек КРУ рекомендуется в наиболее сложных и ответственных установках с числом ячеек 15 и более. В остальных случаях рекомендуется применение более дешевых и требующих меньших площадей ячеек КСО со стационарным расположением оборудования и односторонним обслуживанием. При числе отходящих линий меньше восьми сооружение РП в цехе нерационально и высоковольтные электроприемники подключают к РП соседнего цеха или непосредственно к шинам ГПП.

Для потребителей второй категории, не требующих АВР, рекомендуется секционировать шины РП двумя разъединителями и не устанавливать выключатели на вводах. Соответствующая схема цехового РП показана на рис. 9. Два секционных разъединителя QS3, QS4 предусматриваются для обеспечения безопасного ремонта любого из них без отключения обеих секций шин одновременно.

Согласно СН 174-75, выключатели на вводах и между секциями шин при питании потребителей второй категории следует устанавливать только на крупных РП мощностью свыше 10 МВА. На всех присоединениях с номинальным током до 100 А при напряжении 10 кВ и до 200 А при напряжении 6 кВ рекомендуется устанавливать ячейки с выключателями нагрузки и предохранителями (ВНП). Предохранители устанавливают перед выключателями нагрузки для создания видимого разрыва при ремонте последних. Часть ячеек того же РП, в которых нельзя применять ВНП, комплектуют масляными выключателями.

Лекция №28

Характеристики электрических нагрузок

При разработке проекта электроснабжения промышленного предприятия необходимо определить электрическую нагрузку, передачу которой требуется обеспечить для нормальной работы объекта. В зависимости от этого значения, называемого расчетной погрузкой, выбирают источник электроснабжения и все оборудование электрической сети: линии, трансформаторы, распределительные устройства. Неточность определения расчетной нагрузки приводит или к перерасходу шин, кабелей и проводов, или к низкой надежности электроснабжения.

Максимальная мощность, потребляемая группой приемников с переменной нагрузкой, всегда меньше суммы номинальных мощностей этих приемников. Это объясняется тем, что приемники не всегда загружаются на полную мощность, а их наибольшие нагрузки не совпадают по времени. Указанное обстоятельство следует иметь в виду при выборе элементов системы электроснабжения во избежание завышения их пропускной способности и стоимости. Необходимо также учитывать неравномерность электрических нагрузок по часам суток, дням недели и сезонам года. Следовательно, при расчете потребляемой мощности надо анализировать графики нагрузок.

Графиком нагрузки называется кривая изменения во времени тока I , активной P , реактивной Q или полной S мощности, потребляемых в процессе работы. При расчетах удобнее пользоваться графиками активной нагрузки $P(T)$.

В соответствии с принятой методикой графики нагрузок подразделяют на индивидуальные – для отдельных приемников электроэнергии (рис. 1 и 2) и групповые – для группы приемников электроэнергии (рис. 3).

Индивидуальные графики нагрузок обозначаются строчными буквами: $p(t)$, $q(t)$, $i(t)$; групповые графики нагрузок обозначают прописными буквами: $P(T)$, $Q(T)$, $I(T)$.

При n приемниках электроэнергии в группе:

$$\begin{aligned} P(T) &= \sum_{i=1}^n p_i(t); & Q(T) &= \sum_{i=1}^n q_i(t); \\ I(T) &= \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U_n} \approx \sum_{i=1}^n i_i(t), \end{aligned} \quad (3.1)$$

где U_n – действительное значение номинального напряжения.

Приближенное равенство в выражении (3.1) справедливо лишь при близких значениях коэффициентов мощности отдельных приемников электроэнергии.

Индивидуальные графики необходимы для определения нагрузок мощных приемников электроэнергии (электрических печей, преобразовательных агрегатов главных приводов прокатных станков и т.п.).

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий используют, как правило, групповые графики нагрузок (от графиков нагрузок нескольких приемников электроэнергии до графиков нагрузок предприятия в целом).

На рис. 4 приведен групповой график $P(T)$ за наиболее загруженную смену, т.е. за смену, характеризующую наибольшим потреблением электроэнергии. Именно такие графики служат основой для анализа показателей нагрузки. На графике изменения активной нагрузки P показаны значения, которые требуется определять для расчетов систем электроснабжения: средняя нагрузка за смену $P_{см}$, средняя квадратичная нагрузка $P_{с.к.}$, пиковая нагрузка $P_{пик}$ максимальная нагрузка 30-минутной продолжительности P_{30} .

Средней нагрузкой $P_{см}$ называется такая нагрузка, работая с которой в течение интересующего промежутка времени (смена, сутки, год) электропотребитель потреблял бы то же количество электроэнергии, которое он потребляет в действительности при неравномерной нагрузке. В условиях эксплуатации эту нагрузку легко определить по показанию счетчика за интервал времени T . Средние за наиболее загруженную смену активная $P_{см}$ реактивная $Q_{см}$ нагрузки и ток $I_{см}$ определяются по формулам:

$$P_{см} = \mathcal{A}_a / T_{см}; \quad Q_{см} = \mathcal{A}_p / T_{см};$$

$$I_{см} = \sqrt{P_{см}^2 + Q_{см}^2} / \sqrt{3}U_n,$$

где $\mathcal{A}_a, \mathcal{A}_p$ – соответственно активная и реактивная энергия за время смены $T_{см}$.

Среднюю квадратичную нагрузку $P_{с.к.}$ за интервал времени T можно получить из ступенчатого графика нагрузки, если воспользоваться выражением%

$$P_{с.к.} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(T) dt} \approx \sqrt{\frac{P_1^2 T_1 + P_2^2 T_2 + \dots}{T_1 + T_2 + \dots}},$$

где P_1, P_2 – фактические активные нагрузки первого и второго единичных потребителей;

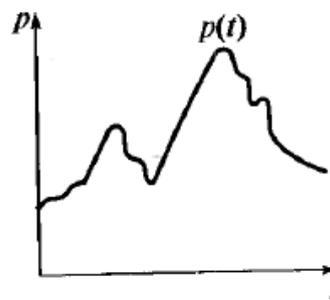


Рис. 1. Индивидуальный график активной нагрузки, полученный с помощью регистрирующего прибора

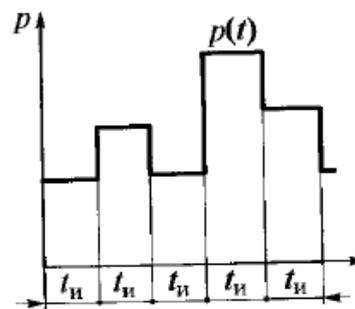


Рис. 2. Индивидуальный график активной нагрузки, полученный по показаниям счетчика активной энергии: t_n – интервал времени

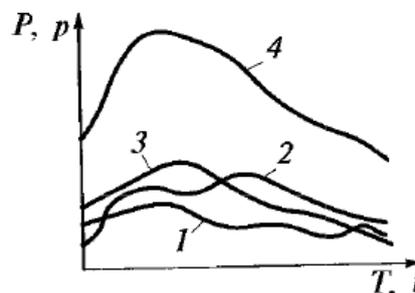


Рис. 3. Групповой и индивидуальные графики нагрузки:

1, 2, 3 – индивидуальные графики активной нагрузки, соответственно $p_1(t), p_2(t), p_3(t)$; 4 – групповой график активной нагрузки:

$$P(T) = p_1(t) + p_2(t) + p_3(t)$$

T_1, T_2 – фактическое время работы первого и второго потребителей.

По средней квадратичной нагрузке (мощности) рассчитывают потерю мощности, оценивают эффект снижения потерь мощности в сетях, а также выбирают элементы электрической сети с нестабильной нагрузкой, например в сварочных сетях.

Максимальная нагрузка заданной продолжительности представляет собой наибольшее ее значение из всех значений за заданный промежуток времени. Например, P_{30} – максимальная нагрузка получасовой продолжительности, остальные получасовые интервалы за всю смену менее загружены.

Максимальная кратковременная нагрузка продолжительностью несколько секунд называется пиковой нагрузкой. По $P_{\text{пик}}$ проверяют колебания напряжения, выбирают уставки защиты, плавкие вставки предохранителей.

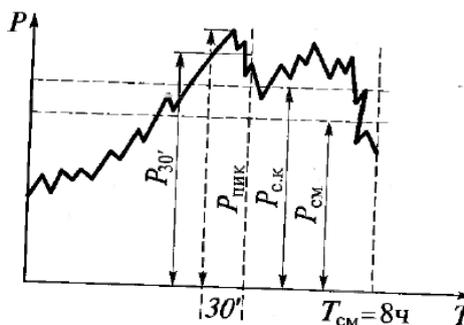


Рис. 4. Групповой график $P(T)$ за наиболее загруженную смену

Лекция №29

Последовательность расчётов электрических нагрузок

Чтобы найти расчетную нагрузку, надо заменить действительную переменную нагрузку такой максимальной постоянной нагрузкой, которая была бы эквивалентна фактической нагрузке по максимальной температуре нагрева проводников или по тепловому износу изоляции. Из этого определения следует, что расчетная нагрузка определяется как максимальная усредненная за определенный интервал времени нагрузка, а длительность этого интервала зависит от постоянной времени нагрева τ проводников. Время нагрева T как известно, принимается равным трем постоянным времени нагрева, т.е. $T = 3 \tau$. Исследования показали, что проводники малых и средних сечений в сетях промышленных предприятий имеют $\tau \approx 10$ мин, поэтому интервал усреднения расчетной максимальной нагрузки принят равным 30 мин. Таким образом, расчетную нагрузку P_p для выбора проводников и аппаратов электрической сети следует определять по получасовому максимуму:

$$P_p = P_{30} \quad (1)$$

У проводников крупных сечений и мощного электрооборудования электросетей $3\tau \geq 10$ мин, поэтому выбор их по формуле (1) дает несколько завышенные значения сечений токоведущих частей. «Руководящие указания по электроснабжению промышленных предприятий» допускают это как некоторый запас. Исключение составляют трансформаторы. Для них $\tau = 1,5...3$ ч и более, соответственно интервал усреднения получается равным 4,5...9 ч. Поэтому за расчетную нагрузку при выборе трансформаторов принимают среднюю нагрузку за максимально загруженную смену:

$$P_{p,тр} = P_{см}$$

При необходимости более точного учета влияния постоянной времени нагрева τ (например, при выборе площади сечения кабелей 70 мм² и выше) следует определить уточненное значение коэффициента максимума нагрузки $K_{м,р}$ и через него – расчетную мощность P_p . Расчеты выполняют в такой последовательности.

1. Определяют время усреднения расчетной нагрузки $T = 3 \tau$ (табл. 1). Например, для кабелей с площадью сечения жил 150... 185 мм² $\tau = 50$ мин, $T = 3\tau = 2,5$ ч.

2. Находят коэффициент максимума активной нагрузки $K_{м,р}$ для T -часового максимума нагрузки по формуле:

$$K_{м,р} = 1 + \frac{K_m - 1}{\sqrt{2T}}$$

где K_m – коэффициент максимума, рассчитанный для получасового максимума нагрузки (рис. 5, табл. 2).

Пусть для кабелей с площадью сечения жил 150...185 м², питающих группу приемников, $K_m = 1,5$. Тогда для 2,5-часового максимума

$$K_{m,p} = 1 + \frac{1,5 - 1}{\sqrt{2 \cdot 2,5}} = 1 + \frac{0,5}{\sqrt{5}} \approx 1,22.$$

3. Определяют P_p . В данном примере для 2,5-часового максимума

$$P_p = K_{m,p} P_{cm} = 1,22 P_{cm}.$$

Без учета действительного значения τ $P_{30} = K_m \cdot P_{cm} = 1,5 P_{cm}$, т.е. расчетная нагрузка завышена в $1,5/1,22 = 1,23$ раза. Соответственно завышается и выбираемая площадь сечения жил кабеля.

Таблица 1 – Значения постоянной времени нагрева τ для проводов и кабелей с медными жилами

Площадь сечения медной жилы, мм ²	Значения τ , мин, для проводов с резиновой изоляцией				Значения τ , мин, для трехжильных бронированных кабелей с бумажной изоляцией на 1...3 кВ	
	одножильных, проложенных открыто на опорах	двух-жильных	трех-жильных	четырёх-жильных	проложенных в земле	проложенных на воздухе
		проложенных в одной трубе				
4	2,4	2,5	3	4	6	18
6	3	4	4,75	6,25	7,2	19,1
10	4,2	6,75	7,5	9,5	8,4	20,6
16	5,6	9,3	11	13,7	10,8	21,6
25	7,2	13	15,7	19,5	12	26,4
35	9	15,7	19,5	24	14,4	28,8
50	12	19	23,5	28,3	18	32,4
70	15	22	27,5	33	21,6	32,4
95	18,4	26,3	32	37,5	26,4	43
120	21,4	29,5	35,8	42	30	48
150	24,4	33,5	42	47	34,7	53
185	—	—	—	—	40	60
240	—	—	—	—	45	90

Для проводов и кабелей с алюминиевыми жилами при одинаковой площади сечения с медными жилами, одинаковой конструкции изолирующих и защитных покровов и одинаковом способе прокладки постоянную времени нагрева можно принять: для голых проводов $\tau_a = 0,7\tau_m$; для изолированных проводов $\tau_a = 0,85\tau_m$; для кабелей $\tau_a = 0,9\tau_m$, где τ_a и τ_m – постоянные времени нагрева проводов и кабелей соответственно с алюминиевыми и медными жилами.

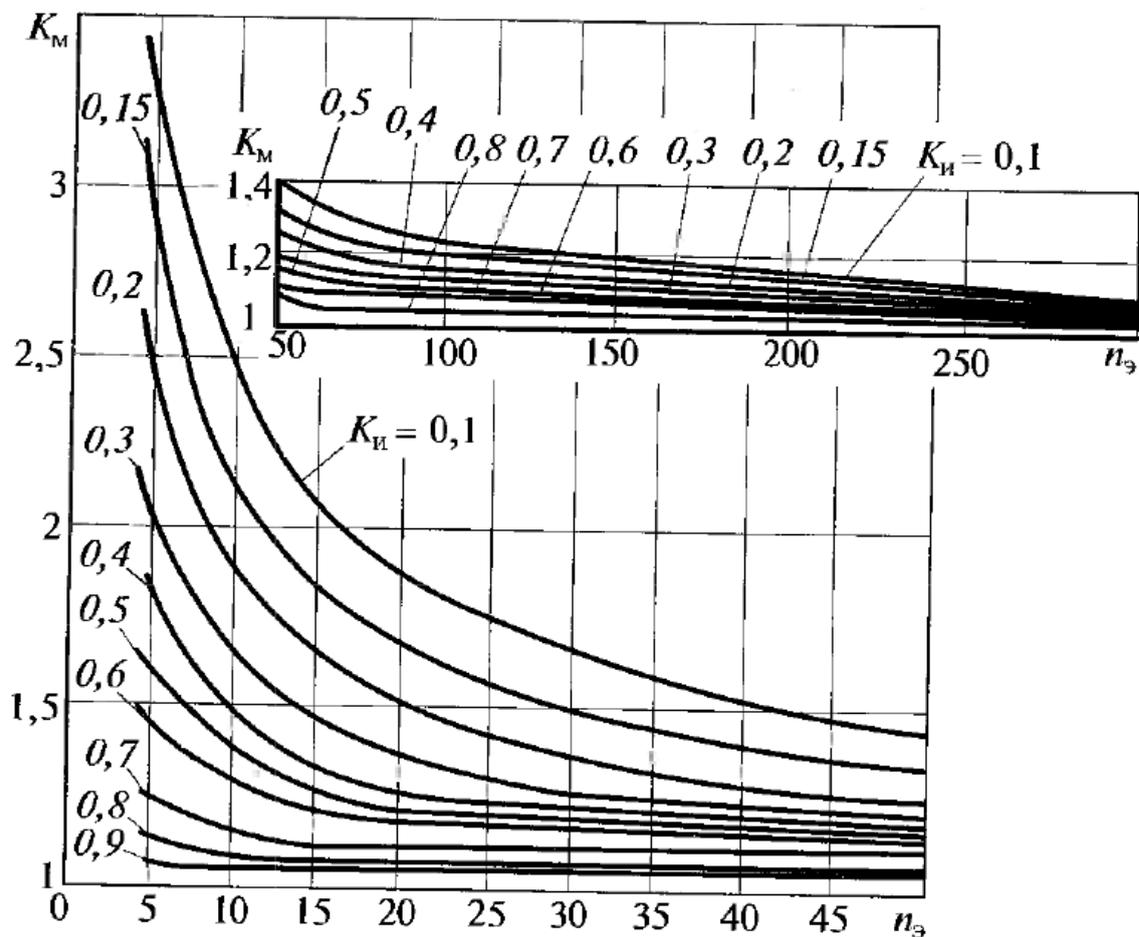


Рис. 5. График зависимости коэффициента максимума активной нагрузки K_M от коэффициента использования активной мощности K_H и эффективного числа приемников n_3 ,

Таблица 2 – Зависимость коэффициента максимума активной нагрузки K_M от эффективного числа приемников при различных значениях коэффициента использования активной мощности K_H

Эффективное число электроприемников $n_{3ф}$	Коэффициент максимума K_M при K_H									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,25	2,87	2,42	2,0	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1	1,04
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08	1,04
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06	1,03

Таким образом, при наличии графика нагрузки за наиболее загруженную смену (см. рис. 4) можно найти расчетную нагрузку как самую большую нагрузку, усредненную за 30 мин (или за другое время T), а для трансформаторов – как $P_{см}$. Но при проектировании электроснабжения новых предприятий такие графики отсутствуют. Поэтому необходимо пользоваться коэффициентами K_M , K_H коэффициентом формы K_ϕ и другими, полученными на действующих предприятиях того же профиля и приведенными в справочной литературе.

Лекция №30

Общие вопросы релейной защиты

В процессе эксплуатации электрических установок могут возникать перегрузки отдельных участков сети, короткие замыкания, резкие понижения напряжения и другие ненормальные режимы работы электросетей. Сверхтоки перегрузки и коротких замыканий приводят к опасным перегревам проводников и аппаратов, к их повреждению, возникновению электрической дуги. Резкое снижение напряжения в сети может привести к нарушению устойчивости работы электрической системы или ее узлов. Чем дольше не отключен неисправный элемент сети, тем серьезней и в большем объеме могут быть повреждения оборудования. Отсюда следует, что в каждой электрической установке необходимо обеспечить быстрое автоматическое отключение поврежденного участка (и только его!), сохранив в работе все остальные части системы.

Для этой цели предназначена релейная защита, представляющая собой комплект специальных устройств, обеспечивающих автоматическое отключение поврежденной части электрической сети или установки. Если повреждение не представляет для установки непосредственной опасности, то релейная защита должна обеспечить сигнализацию о неисправности. Специальные аппараты, обеспечивающие автоматическое воздействие на устройства отключения или сигнализации при нарушении нормального режима работы электроустановки, называются реле.

Реле могут контролировать напряжение, ток, мощность, сопротивление и другие параметры электрической сети. При отклонении контролируемого параметра от заданного значения реле срабатывает и замыкает цепь соответствующих выключателей, которые отключают поврежденный элемент или участок сети.

Релейная защита должна обеспечивать быстроту и избирательность действия, надежность работы и чувствительность. Кроме того, стоимость релейной защиты должна быть по возможности небольшой.

Быстрота действия релейной защиты предотвращает расстройство функционирования системы и нарушение нормальной работы приемников при коротком замыкании и значительных понижениях напряжения. По времени действия релейные защиты можно разделить на быстродействующие (полное время отключения составляет примерно 0.06...0,2 с, что соответствует 2...10 периодам изменения тока) и с выдержкой времени (специально создается замедление действия).

Избирательность действия релейной защиты в выявлении поврежденного участка и его отключении; при этом неповрежденная часть электроустановки остается в работе.

Надежность работы релейной защиты заключается в ее правильном и безотказном действии во всех предусмотренных случаях. Она обеспечивается применением высококачественных реле и современных схем защиты, тщательным выполнением монтажа и квалифицированными эксплуатацией и обслуживанием защитных устройств. Чувствительностью релейной защиты называют ее способность реагировать на самые малые изменения контролируемого параметра. Благодаря этому уменьшаются разрушения поврежденного элемента и быстро восстанавливаются нормальные условия работы неповрежденной части электроустановки. Чувствительность всех видов защиты оценивают коэффициентом чувствительности, значение которого нормируется ПУЭ

Лекция №31

Классификация реле

По реле по назначению разделяют на следующие типы:

основные - непосредственно воспринимают изменение электрических параметров (тока, напряжения, мощности, частоты и т.п.); к ним относятся реле тока, напряжения, мощности и др.;

вспомогательные - выполняют в схемах защиты дополнительные функции (например, воздействия на выключатели, сигналы и т.п.); к ним относятся реле времени, промежуточные и др.

указательные - реагируют на действие защиты (сигнализируют о срабатывании других реле).

Реле срабатывает при выходе электрического параметра за установленные пределы. В зависимости от характера изменения параметра, вызывающего срабатывание реле, различают следующие типы реле:

максимального действия - срабатывают, когда электрический параметр превышает определенное, заранее установленное значение;

минимального действия - срабатывают, когда электрический параметр становится менее определенного, заранее установленного значения;

дифференциального действия - реагируют на разность значений электрического параметра.

По способу воздействия на выключающий аппарат различают реле *прямого* и *косвенного действия*, а по способу присоединения к основной цепи - *первичные* и *вторичные*.

По принципу воздействия на управляемую цепь реле делятся на *контактные* и *бесконтактные*.

По принципу работы электрические реле подразделяются на *электромагнитные*, *индукционные*, *электродинамические*, *магнитоэлектрические* и *тепловые*.

Лекция №32

Конструкция вторичных реле

Основными частями электромагнитных реле, являются катушка, подвижный стальной сердечник и контакты.

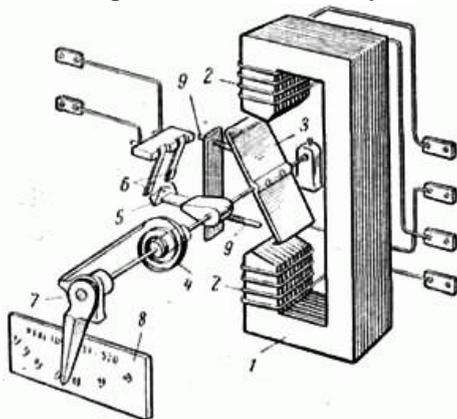


Рис. 3-16. Устройство электромагнитного токового реле типа ЭТ-520 и реле напряжения типа ЭН-520.

Устройство электромагнитного реле максимального тока типа ЭТ показано на рис.3.16. Магнитный поток, создаваемый катушками в неподвижном магнитопроводе, пронизывает Z-образный поворотный стальной якорь. Под действием потока якорь стремится повернуться, но этому противодействует укрепленная на одной оси якорем спиральная пружина.

При определенном токе сила, действующая на якорь, преодолевает противодействие пружины. Якорь поворачивается, и контактный мостик замыкает неподвижные контакты, что обеспечивает подачу импульса на отключение выключателя. При уменьшении тока до определенного значения якорь под действием пружины возвращается в исходное положение. Уставку реле на определенный ток срабатывания регулируют перестановкой по шкале рычага, действующего на спиральную пружину. Аналогично устроены реле напряжения типа РН и реле типа РТ. Реле указанных типов различаются диапазоном установок, числом и исполнением контактов.

Индукционные реле используют в своей работе принцип взаимодействия переменных магнитных потоков с токами, которые индуцируются в подвижной части реле (обычно такой подвижной частью является диск). Поэтому индукционные реле работают только на переменном токе. Основными элементами индукционного реле времени являются неподвижный магнитопровод с обмоткой, подвижный алюминиевый диск, укрепленный на оси, и механизм выдержки времени, состоящей из червяка и сегмента. Необходимые для получения вращающего момента диска два магнитных потока,

сдвинутых пространственно и по фазе, создаются благодаря расщепленным полюсам электромагнита, частично охваченным короткозамкнутыми витками в виде медных колец. Взаимодействие магнитных потоков с токами, индуцируемыми в диске, создает момент, под действием которого диск вращается. При токе в обмотке реле, превосходящем ток срабатывания реле, происходит смещение оси диска и сцепление зубчатого сегмента с червяком, укрепленным на той же оси. Под действием вращающегося червяка сегмент перемещается, и в результате происходит замыкание контактов. Торможение диска осуществляется магнитным полем постоянного магнита, охватывающего диск. Контактная пластина с контактами, укрепленная на рычаге, вращается вокруг оси. В исходное положение она возвращается под действием пружины

Лекция №33

Токовая защита (ТЗ)

Для защиты от междуфазных коротких замыканий широко применяют максимальные токовые защиты и токовые отсечки. Их используют также для защиты от однофазных замыканий на землю.

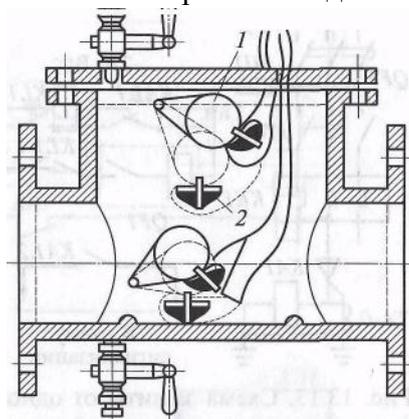
Максимальной токовой защитой называют защиту, действующую в случаях, когда ток в защищаемой цепи превышает значение, равное максимальному рабочему току этой цепи. Такая защита является наиболее надежной, дешевой и простой по выполнению. Ее применяют для защиты кабельных и воздушных линий при одностороннем их питании, генераторов, трансформаторов, j высоковольтных электродвигателей.

Токовая отсечка может быть быстродействующей или с выдержкой времени (0,5... 1 с). В отличие от максимальной токовой защиты отсечка заранее ограничивается зоной действия. Это делается для обеспечения селективности (избирательности действия), которая достигается путем выбора тока срабатывания отсечки, а не выдержки времени, как при максимальной токовой защите.

Избирательность максимальной токовой защиты обеспечивается только в радиальных сетях с односторонним питанием, в то время как токовая отсечка может применяться в сети любой конфигурации с любым источником питания. Существенным недостатком токовой отсечки без выдержки времени является то, что она защищает только часть линии, а поэтому не может служить основной защитой линии.

Изучение максимальной токовой защиты и токовой отсечки.

Защита силовых трансформаторов и сетей напряжением до 100 В.



В процессе эксплуатации силовых трансформаторов могут повреждаться их обмотки, магнитопровод и другие части, расположенные внутри бака, вводы, изоляция и т.д. При этом возникают режимы недопустимой перегрузки. Для трансформаторов предусматривают защиту от однофазных замыканий на землю, максимальную токовую защиту с выдержкой времени и газовую защиту (для цеховых трансформаторов мощностью более 400 кВ·А).

Газовая защита осуществляется газовым реле поплавкового типа (рис. 13.12). Повреждения внутри трансформатора, вызванные витковыми и междуфазными замыканиями, сопровождаются выделением газа и понижением уровня масла в трансформаторе. При всех видах повреждений газы, образовавшиеся в результате разложения масла и изоляции проводов, направляются через газовое реле, которое установлено на трубопроводе, соединяющем бак трансформатора с расширителем, и вытесняют масло из камеры реле в расширитель. В результате этого уровень масла в газовом реле понижается, установленные поплавки 1 опускаются, а прикрепленные к ним колбочки 2 с ртутными контактами поворачиваются. При этом звучит предупреждающий сигнал.

При бурном газообразовании, сопровождающемся течением струи масла под давлением, поворачиваются поплавки и колбочка с контактами 2. Последние, замыкаясь, через промежуточные и указательные реле действуют на отключающую катушку $YAT1$.

В сетях напряжением 400 В с глухозаземленной нейтралью замыкание на землю одной фазы является однофазным коротким замыканием и должно вызывать срабатывание защиты. Токи однофазного короткого замыкания соизмеримы с токами рабочих режимов, поэтому для выполнения защиты часто используются составляющие нулевой последовательности, так как при этом не надо отстраивать защиту от рабочих токов.

18. Защита силовых трансформаторов и сетей напряжением до 1000В.

В соответствии с ПУЭ защита кабельных линий напряжением до 1000 В в большинстве случаев осуществляется плавкими предохранителями, которые отключают поврежденную линию в течение первого полупериода прохождения трехфазного тока короткого замыкания. Кроме того, кабельные линии напряжением до 1000 В защищают с помощью автоматических выключателей.

Изучение защит силовых трансформаторов и сетей напряжением до 1000В.

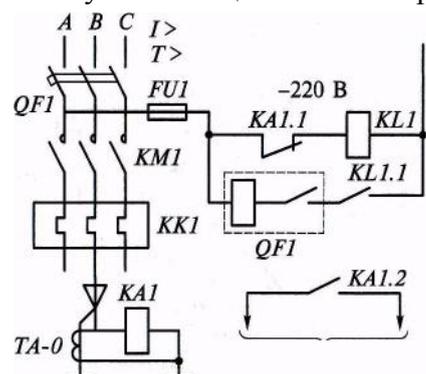


Схема защиты от однофазных коротких замыканий с воздействием на расцепитель нулевого напряжения автоматического выключателя приведена на рис. 13.13. При однофазном коротком замыкании в результате прохождения тока в трансформаторе тока нулевой последовательности $TA-0$ срабатывает реле $KA1$, которое своим контактом $KAL1$ размыкает цепь питания промежуточного реле $KB1$. Реле $KB1$ своим контактом размыкает цепь питания расцепителя нулевого напряжения. Расцепитель своими контактами $KK1$ отключает выключатель тока $QF1$ при снижении напряжения на выводах его катушки до $0,3\mathcal{E}_H$ независимо от действия защиты от однофазных коротких замыканий. Приведенную схему можно применять на отходящих линиях электропередачи, для которых допустимо отключение при внешних коротких замыканиях

Лекция №34

Автоматика в системах электроснабжения

Надежность и бесперебойность электроснабжения обеспечивается не только релейной защитой, но и рядом устройств противоаварийной автоматики, основными из которых являются:

- устройства автоматического включения резерва, т. е. резервных источников питания (АВР);
- устройства автоматического повторного включения линий, трансформаторов и шин, отключенных релейной защитой при коротком замыкании (АПВ);
- устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Автоматическое включение резерва.

Приемники первой категории, для которых перерывы в питании электроэнергией недопустимы, должны быть обеспечены резервным питанием.

Устройства АВР широко применяют на электростанциях, а также сетевых подстанциях, питающихся от двух и более линий или трансформаторов. На электростанциях устройства АВР используют для включения резервных трансформаторов и линий собственных нужд.

Устройства АВР состоят из двух частей. К первой части относятся устройства защиты минимального напряжения, дополняющие устройства защиты рабочего источника питания. Последние при включенных устройствах АВР обеспечивают отключение рабочего источника питания со стороны приемников во всех случаях, когда питание приемников электроэнергией прекращается. Ко второй части относится автоматика включения, обеспечивающая автоматическое включение резервного источника питания при отключении выключателя рабочего источника.

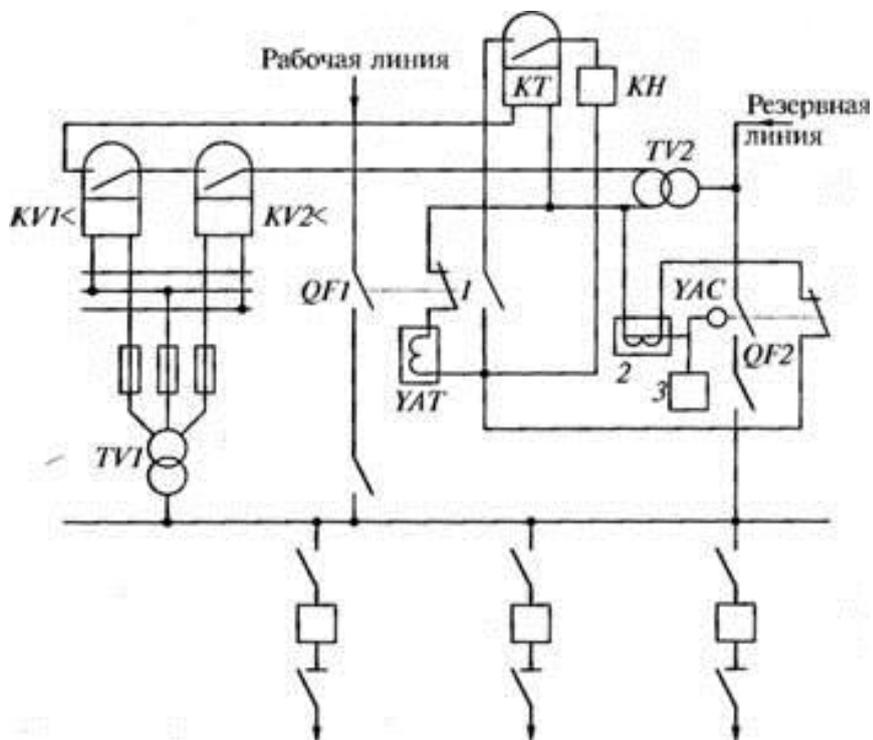


Рисунок 1 – Схема электрического устройства АВР линии: 1 — блок-контакты; 2 — грузовой привод; 3 — груз

На схеме электрического устройства АВР линии (рис. 1) контакты всех реле и блок-контакты 1 привода выключателя показаны для нормального режима работы установки. Распределительное устройство нормально питается по рабочей линии, выключатель QF1 которой включен. Выключатель QF2 резервной линии нормально отключен. Он снабжен грузовым приводом 2. Включение выключателя QF2 грузовым приводом осуществляется за счет падения груза 3. Выключатель QF2 может быть включен как вручную, так и дистанционно — замыканием цепи специальной катушки включения, освобождающей рычаг привода.

В рассматриваемой схеме устройство АВР питается от трансформатора напряжения TV2, подключенного к резервной линии.

В случае отключения выключателя QF1 замыкаются блок-контакты 7 его привода, благодаря чему возникает ток в обмотке катушки включения грузового привода выключателя QF2. Катушка втягивает сердечник и освобождает груз 3, который, падая, поворачивает вал привода выключателя QF2 и включает последний, восстанавливая питание установки, но теперь уже от резервной линии.

В схеме предусмотрены реле минимального напряжения KV1<, KV2<, обеспечивающие автоматическое включение резервного питания при исчезновении напряжения на сборных шинах установки, если выключатель QF1 остался включенным. Срабатывание этих реле вызывает срабатывание реле KT, выключатель QF1 отключается, а QF2 включается.

Во избежание ложного действия автоматики при перегорании предохранителей трансформатора напряжения TV1, устанавливают два реле минимального напряжения, обмотки которых присоединяют к различным фазам, а контакты соединяют между собой последовательно.

При срабатывании устройства АВР время перерыва питания потребителей складывается из суммы времен действия защиты, отключения выключателя рабочего источника питания и включения выключателя резервного источника питания. При наличии быстродействующих реле, выключателей

и приводов это время составляет 0,4...0,5 с.

Автоматическое повторное включение.

Большинство коротких замыканий на воздушных линиях электропередачи возникает вследствие грозových разрядов, вызывающих перекрытие изоляторов, замыкания проводов различных фаз птицами, схлестывания проводов и т.п. Опыт эксплуатации показывает, что большая часть подобных замыканий в воздушных сетях носит кратковременный характер, так как после отключения поврежденного участка изоляция в месте замыкания часто восстанавливается и линия может быть вновь включена в работу.

Короткие замыкания на трансформаторных подстанциях чаще всего происходят вследствие перекрытия изоляции сборок или предохранителей высокого напряжения и тоже носят кратковременный характер. После устранения короткого замыкания трансформаторы часто могут быть вновь включены в работу без ремонта сборки или предохранителя.

Для повторного включения линий широко применяют устройства, с помощью которых отключившиеся линии вновь включаются в работу автоматически. Такие устройства называют устройствами АПВ. Особенно эффективны АПВ на линиях с односторонним питанием, на которых каждое успешное действие АПВ предотвращает прекращение питания потребителей. В энергосистемах нашей страны применяются трехфазные и однофазные устройства АПВ как однократного, так и многократного действия. Однократными называют устройства АПВ, включающие линии повторно только один раз, и если линия вновь отключается защитой, то устройство АПВ выводится из действия и вторично не срабатывает. Однофазными называют устройства АПВ, которые включают повторно только одну фазу.

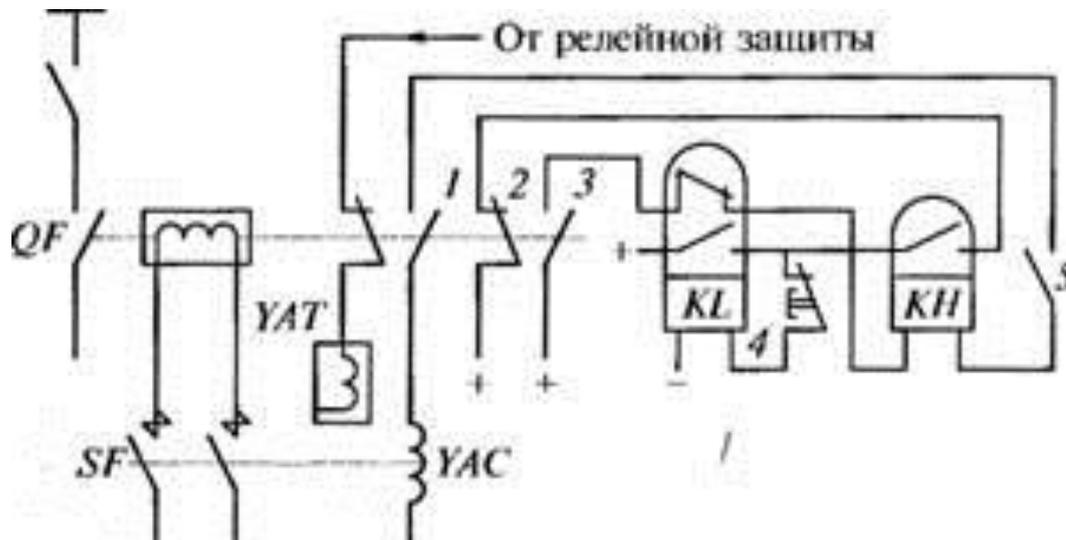


Рисунок 2 – Схема электрического устройства АПВ однократного действия с ручным возвратом: 1, 2, 3 — контакты; 4 — кнопка; 5 — рубильник

Устройства АПВ могут быть выполнены с помощью электрических реле или механических приспособлений к приводу выключателя. Электрические устройства АПВ применяют в выключателях, снабженных электромагнитными и пневматическими приводами с дистанционным и автоматическим включением и отключением, механические — в выключателях, снабженных ручными автоматическими приводами (грузовыми, пружинными).

Схема электрического устройства АПВ однократного действия с ручным возвратом (рис. 2) предусматривает использование промежуточного реле KL и указательного реле KH. Нормально

верхние контакты реле KL замкнуты, а нижние разомкнуты, рубильник 5 включен.

При коротком замыкании на линии срабатывает ее релейная защита, и выключатель QF отключается под действием катушки отключения YAT. После отключения выключателя контакты J его привода замыкают цепь промежуточного контактора SF соленоида включения YAC (цепь тока: «плюс» — контакты 3 — верхние контакты реле KL — катушка реле КН — рубильник 5 — контакты 7 — катушка YAC — «минус»), и выключатель включается. При этом срабатывает реле КН и замыкает своими контактами цепь катушки реле KL («плюс» — замкнувшиеся при включении выключателя контакты 2 — контакты реле КН — катушка реле KL — «минус»).

Реле KL срабатывает, размыкая свои верхние контакты и замыкая нижние, и самоблокируется (цепь тока самоблокировки: «плюс» — нижние контакты реле KL — кнопка 4 — катушка реле KL — «минус»).

Если автоматическое повторное включение произойдет при неустранившем коротком замыкании, то релейная защита линии сработает вторично и вновь отключит выключатель QF. Еще раз этот выключатель включиться не сможет, так как цепь промежуточного контактора БТ7 соленоида включения привода разомкнута верхними контактами самоблокировавшегося реле KL. Для приведения устройства АПВ в первоначальное положение необходимо заблокировать реле KL и разомкнуть контакты реле КН нажатием на кнопку 4 и поворотом штифта реле КН. Рубильник 5 служит для отключения устройства АПВ, когда по условиям эксплуатации необходимо на некоторое время от него отказаться.

В настоящее время устройства АПВ широко применяют не только для линии электропередачи, но и для сборных шин подстанций, так как неустойчивые короткие замыкания бывают и на них.

Система АПВ кроме устранения перерыва в снабжении электроэнергией приемников сокращает время отключения неисправного участка (после возникновения дуги линия отключается почти мгновенно — в течение 0,2...0,3 с) и, следовательно, снижает разрушительное действие дуги при коротких замыканиях.

Автоматическая частотная разгрузка.

Характерной особенностью режима работы энергосистем является равенство в каждый момент времени мощности источников энергии P_{Γ} сумме мощностей нагрузки $P_{\text{наг}}$ и потерь $P_{\text{пот}}$:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{наг}} + P_{\text{пот}}$$

Изменение нагрузки требует следящего изменения генерируемых мощностей, в противном случае произойдет изменение частоты тока в энергосистеме. При аварийном отключении генераторов на электростанциях или разделении энергосистемы по любой причине на отдельные части может возникнуть дефицит генерируемой активной мощности, в связи с чем снизится частота тока. Одновременно с этим напряжение может достигнуть столь низкого значения, что начнется массовое затормаживание электродвигателей, при котором возрастут их нагрузочные токи, и, как следствие, произойдет еще большее снижение напряжения в энергосистеме. В результате параллельно работающие генераторы выйдут из синхронизма и отключатся. Питание потребителей прекратится.

При возникновении дефицита мощности прежде всего используются имеющиеся в энергосистеме резервы, автоматически вводимые в действие с помощью регуляторов частоты

вращения турбин. В первую очередь до полной мощности нагружаются паровые турбоагрегаты, если же частота тока оказывается ниже определенного значения, то автоматически запускаются резервные агрегаты на гидроэлектростанциях, длительность пуска которых с полным набором нагрузки на современных автоматизированных гидроэлектростанциях не превышает 30...50 с.

Для быстрого восстановления частоты до определенного минимума кроме использования имеющегося в энергосистеме резерва прибегают к разгрузке энергосистемы путем отключения части ее приемников. При этом разгрузку производят автоматически с помощью специальных устройств, называемых устройствами АЧР.

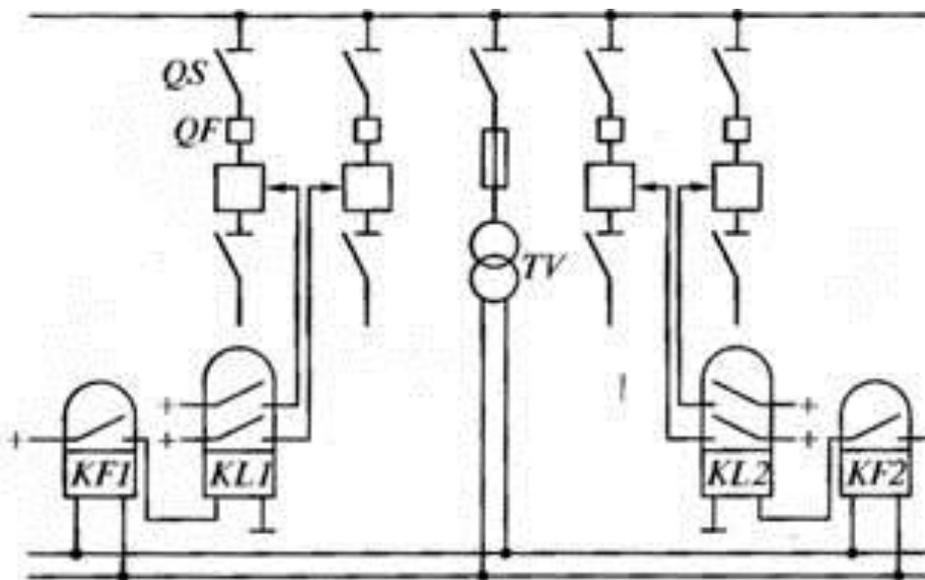


Рисунок 3 – Схема электрического устройства АЧР

Электрическое устройство АЧР (рис. 3) подключают к трансформатору напряжения TV. В состав устройства входят реле частоты KF1, KF2, имеющие уставки срабатывания в диапазоне 48...45 Гц. Выключатели QF, подключенные к шинам распределительного устройства через разъединители QS, отключают приемники очередями. Обеспечивают эти отключения реле частоты, действующие через промежуточные реле KL1, KL2. Число отключаемых питающих линий устанавливается соответствующими расчетами и задается диспетчерской службой энергосистемы.

Лекция №35

Диспетчеризация и телемеханизация в системах электроснабжения

Диспетчерская служба централизованно управляет системой энергоснабжения, контролирует действия отдельных ее элементов и производит оперативные переключения, обеспечивающие нормальную работу данной системы или связанные с ремонтом оборудования и ликвидацией либо локализацией аварий.

Связь между диспетчерским пунктом или пунктом управления, где находится персонал диспетчерской службы, и объектами управления и контроля осуществляется с помощью телемеханических устройств, которые включают в себя устройства телеуправления (ТУ), телесигнализации (ТС), телеизмерения (ТИ). Система ТУ-ТС-ТИ может обеспечивать:

- телеуправление выключателями линий, трансформаторов, автоматизированных выпрямительных агрегатов, контакторов освещения территории предприятия;
- телесигнализацию о положении (включенное или отключенное) всех телеуправляемых и нетелеуправляемых объектов, крупных электроприемников, влияющих на распределение нагрузки в системе электроснабжения; аварийном отключении выключателей устройствами релейной защиты,

замыкании на землю в сетях напряжением 6...35 кВ, перегрузке телеуправляемых трансформаторов или выпрямительных агрегатов, неисправностях на контрольных пунктах, обусловленных ненормальными режимами работы устройств телемеханики;

- телеизмерении напряжений на шинах подстанции и токов в линиях электроснабжения и цепях, силовых трансформаторов.

Телеуправление обеспечивает передачу на расстояние сигналов управления, воздействующих на исполнительные механизмы установок. Оно предусматривается в тех случаях, когда требуется производить частые оперативные переключения в нормальных и аварийных режимах, причем указанные переключения невозможно осуществить средствами автоматики.

Систему телеуправления применяют для объектов, работающих без постоянного дежурного персонала, а также с целью дублирования системы автоматического управления. Объекты электроснабжения с телеуправлением должны обязательно иметь местное управление.

Передающие и приемные телемеханические устройства соединяют каналами связи, для которых используют проводные линии связи, радиолинии, силовые и высоковольтные линии. По способу использования каналов связи устройства ТУ-ТС-ТИ подразделяются на много- и малоканальные.

СПИСОК ПРЕЗЕНТАЦИЙ

№ п/п	Наименование	Номер занятия
1	Общие сведения о схемах электроустановок	26
2	Основные требования к главным схемам электроустановок	4
3	Технология монтажа линий электропередачи до 10 кВ- Эксплуатация и ремонт ВЛ	4
4	Схемы электрических соединений на стороне 35 кВ и выше	38
5	Шинопроводы	35
6	Выбор кабелей	48
7	Классификация кабелей по конструктивным признакам- Эксплуатация и ремонт КЛ	50
8	Синхронные генераторы-синхронные машины	7
9	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы- трансформаторы	9
10	Выключатели высокого напряжения	15
11	Выключатели вакуумные, элегазовые, выбор выключателей	14
12	Токовая защита	62
13	Качество электроэнергии	2

СПИСОК ВИДЕОУРОКОВ И ССЫЛОК НА YOU TUBE

№ п/п	Наименование	Номер занятия	Ссылка на канал «YouTube»
1	Общие сведения о схемах электроустановок	1	https://youtu.be/7O0BPeEU_W0
2	Качество электроэнергии		https://youtu.be/VcNv6PKzyOY
3	Основные требования к главным схемам электроустановок	26	https://www.youtube.com/watch?v=QpNUshW3koY
4	Технология монтажа линий электропередачи до 10 кВ-Эксплуатация и ремонт ВЛ	4	https://www.youtube.com/watch?v=w8VfTnT9yGM
5	Схемы электрических соединений на стороне 35 кВ и выше	38	https://www.youtube.com/watch?v=p4qzNmzAKuA
6	Шинопроводы	35	https://www.youtube.com/watch?v=ZfI2Je-s0Ww
7	Выбор кабелей	48	https://www.youtube.com/watch?v=O3l-XOhDm1A
8	Классификация кабелей по конструктивным признакам-Эксплуатация и ремонт КЛ	50	https://www.youtube.com/watch?v=Dp4swQyIIB8
9	Синхронные генераторы-синхронные машины	7	https://www.youtube.com/watch?v=mwPtSDgixI8
10	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы-трансформаторы	9	https://www.youtube.com/watch?v=q-otJ8Grqfg
11	Выключатели высокого напряжения	15	https://www.youtube.com/watch?v=B0kyJkMvO4c
12	Выключатели вакуумные, элегазовые, выбор выключателей	14	https://www.youtube.com/watch?v=2v0h3eDC18s
13	Токовая защита	62	https://www.youtube.com/watch?v=g6Ix3ngB3Ls
14	Характеристики электрических нагрузок	52	https://youtu.be/NYLWCiaDmkE
15	Буквенно-цифровые обозначения в электрических схемах	27	https://youtu.be/EGnAW0ndrGQ
16	Подстанции (ПС) напряжением 6(10)/0,4 кВ	30	https://youtu.be/pTcQx5Fdrbo