

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Шебзухова Татьяна Александровна

Должность: Директор Пятигорского института (филиал) Северо-Кавказского
федерального университета

Дата подписания: 12.09.2025 17:03:55

Уникальный программный ключ:

d74ce93cd40e39275c3ba2f58486412a1c8ef96f

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания

по выполнению практических работ

по дисциплине «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

для студентов направления подготовки /специальности

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль): «Передача и распределение электрической энергии в системах
электроснабжения»

(ЭЛЕКТРОННЫЙ ДОКУМЕНТ)

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АБ – аккумуляторная батарея;	ЗАЭС – Запорожская АЭС;
АВ – автоматический выключатель;	ЗаТЭС – Запорожская ТЭС;
АВР – автоматическое включение резерва;	КЗ – короткое замыкание;
АД – асинхронный двигатель;	КИУМ – коэффициент использования установленной мощности;
АПВ – автоматическое повторное включение;	КИП – контрольно-измерительные приборы;
АРВ – автоматическое регулирование возбуждения;	КПД – коэффициент полезного действия;
АРН – автоматический регулятор напряжения;	КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
АСТГ – асинхронизированный турбогенератор;	КУ – компенсационная установка;
АСУП – автоматизированная система управления предприятием;	КЭС – конденсационная электростанция;
АТ – автотрансформатор;	ЛС – линии связи и сигнализации;
АЧР – автоматическая частотная разгрузка;	ЛЭП – линия электропередачи;
АЭС – атомная электростанция;	МТЗ – максимальная токовая защита;
БМИ – блочно-модульное исполнение;	МАГАТЭ – Международное агентство по атомной энергии;
БЭУ – биоэнергетическая установка;	МНК – маслонаполненные кабели;
ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор;	МЭА – международное энергетическое агентство;
ВИЭ – возобновляемые источники энергии;	НБК – конденсаторная батарея низкого напряжения;
ВЛЭП – воздушная линия электропередачи;	НК – неразрушающий контроль;
ВН – высокое напряжение;	НН – низкое напряжение;
ВТСП – высокотемпературные сверхпроводники;	ОРУ – открытое распределительное устройство;
ВЭС – ветроэлектростанция;	ОТВС – отработавшая тепловыделяющая сборка;
ВЭУ – ветроэнергетическая установка;	ОЭС – объединенная энергетическая система;
ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;	ОЯТ – отработавшее ядерное топливо;
ГП – государственное предприятие;	ПВХ-изоляция – поливинилхлоридная изоляция;
ГПП – главная понизительная подстанция;	ПГВ – подстанция глубокого ввода;
ГТУ – газотурбинная установка;	
ГЭС – гидроэлектростанция;	
ДСП – дуговая сталеплавильная печь;	
ЕС – Европейский Союз;	
ЕЭС – единая энергетическая система;	

ПГУ – парогазовая установка;
 ПП – промышленное предприятие;
 ППР – планово - предупредительный ремонт;
 ПТБ – правила техники безопасности;
 ПУБЭ – правила устройства и безопасной эксплуатации;
 ПЭС – приливная электростанция;
 РАЭС – Ровенская АЭС;
 РДЭС – резервная дизельная электростанция;
 РЗиА – релейная защита и автоматика;
 РП – распределительная подстанция;
 РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;
 РС – линии ретрансляционных сетей;
 РУ – распределительное устройство;
 РУВН – распределительное устройство со стороны высокого напряжения;
 РУНН – распределительное устройство со стороны низшего напряжения;
 СГ – синхронный генератор;
 СД – синхронный двигатель;
 СИП – самонесущий изолированный провод;
 СК – синхронные компенсаторы;
 СМ – синхронная машина;
 СН – собственные нужды;
 СНиП – строительные нормы и правила;
 СТГ – синхронный турбогенератор;
 СУЗ – система управления и защиты;
 СФВЭ – солнечные фотовольтаические электростанции;
 СХОЯТ – сухое хранение отработавшего ядерного топлива;
 СЭС – системы электроснабжения;
 ТБ – техника безопасности;
 ТВС – тепловыделяющие сборки;
 ТВЭЛ – тепловыделяющий элемент;
 ТГ – турбогенератор;
 ТД – техническая диагностика;

ТП – трансформаторная подстанция;
 ТУ – технические условия;
 т у.т. – тонна условного топлива;
 ТУЭС – теплоутилизационная электростанция;
 ТЭК – топливно-энергетический комплекс;
 ТЭО – технико-экономическое обоснование;
 ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;
 ТЭС – тепловая электростанция;
 ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
 УВН – устройства ввода в трансформатор со стороны высокого напряжения;
 ХАЭС – Хмельницкая АЭС;
 ХОЯТ – хранение отработавшего ядерного топлива;
 ХХ – холостой ход;
 ФБ – фотоэлектрическая батарея;
 ФВЭС – фотовольтаическая электростанция;
 ЦЭН – центр электрических нагрузок;
 ШМА – шина распределительной магистрали;
 ШРА – распределительный шинопровод;
 ЭД – электродвигатель;
 ЭМ – электрическая машина;
 ЭМС – электромагнитная сила;
 ЭО – электрооборудование;
 ЭП – электроприемник;
 ЮУАЭС – Южно-Украинская АЭС;
 cosφ – коэффициент мощности.

ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях мирового экономического кризиса и острого дефицита энергоресурсов все большее значение придается энергосберегающим мероприятиям, экономному и бережному расходованию сырья, материалов, электрической и тепловой энергии, вопросам экологической безопасности промышленных производств.

При реконструкции действующих систем электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий (ПП) должны рассматриваться и внедряться современные прогрессивные решения, следует вести замену морально и физически устаревшего электрооборудования (ЭО). Также необходимо уделять внимание совершенствованию схем питающих и распределительных сетей, осуществлению комплексной автоматизации сложных технологических процессов, рациональной компенсации реактивной мощности на всех уровнях СЭС. Снижение энергоемкости выработки, распределения и передачи электроэнергии за счет внедрения современных прогрессивных технологий обеспечит снижение расхода энергоресурсов, улучшит качество и снизит ее себестоимость [1, 46, 50].

Потребители электрической энергии – электроприводы промышленных и строительных механизмов, электрифицированный транспорт, ЭО сельского хозяйства, быта и сферы обслуживания. Центры потребления электроэнергии, как правило, удалены от ее источников на расстояние в сотни и даже тысячи километров и распределены на значительной территории. Задачу передачи электроэнергии от центров выработки электроэнергии (электростанций) к потребителям решают электрические сети, состоящие из линий электропередачи и подстанций. Электрическая часть электростанций, электрические сети и потребители электроэнергии, а также центры управления, регулирования и защиты ЭО, объединенных в одно целое общностью режимов и непрерывностью (одновременностью) процессов производства, передачи и потребления электрической энергии, называется *электроэнергетической системой*.

Пособие предназначено для студентов специальности 141 «Электроэнергетика, электротехника и электромеханика», и, в первую очередь, для будущих специалистов – электромехаников. Знания в области электроэнергетики необходимы для формирования высокого профессионального уровня специалистов всех технических специальностей. Для лучшего понимания работы электроэнергетических систем необходимы знания в смежных инженерных областях. Необходимо знать общий курс электрических машин, разбираться в вопросах диагностики, эксплуатации, сервисного обслуживания и ремонта ЭО. В работе рассмотрены способы получения электроэнергии на классических электростанциях и от возобновляемых источников энергии (ВИЭ), охарактеризованы режимы работы ЭО, указаны факторы, определяющие качество электроэнергии, правила создания линий передач электроэнергии (воздушных и кабельных линий, электросетей распределения энергии в цехах ПП и на блоках электростанций). Рассмотрены вопросы выбора и проверки ЭО, защитной аппаратуры в энергетических сетях напряжением до 1 кВ, компенсации реактивной мощности в электрических сетях и в сетях ПП, рассмотрены вопросы автоматизации технологических процессов получения, распределения и передачи электроэнергии, вопросы техники безопасности при эксплуатации ЭО.

Пособие может быть рекомендовано для студентов дневной и заочной форм обучения при изучении учебных дисциплин «Электроснабжение промышленных предприятий и энергосбережение», «Эксплуатация и режимы работы ЭО электростанций», «Электрические машины», «Введение в специальность (электромеханика)», «Энергосберегающие технологии при производстве асинхронных двигателей», «Перспективы совершенствования современных турбогенераторов», «Надежность и диагностика электромеханических устройств», «Диагностика электротехнического оборудования энергосистем» и т.д.

Примеры и численные данные, характеризующие работу и надежность СЭС, указаны для Украины. Однако результаты и выводы могут быть использованы и для других государств, т.к. в области электроэнергетики и электроснабжения прослеживаются общие для всех стран тенденции существования, совершенствования и развития.

1. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Структура и основные требования к системам электроснабжения

Основной задачей создания СЭС является обеспечение их высокой надежности и экономичности, поддержание высокого качества электроэнергии. СЭС включает большое количество объектов, имеет большую протяженность и рассредоточенность; ее проектированием занято много организаций. СЭС состоит из генерирующих установок, питающих и распределительных сетей, трансформаторных и преобразовательных станций и подстанций, связанных кабельными и воздушными линиями, токопроводами высокого и низкого напряжения [2, 29, 54].

Безопасность для жизни и здоровья людей при эксплуатации СЭС и надежность работы ЭО обеспечиваются правильным выбором технических решений на всех этапах выработки, распределения и передачи электроэнергии, правильным выбором способов ее канализации, выполнении требований техники безопасности и соответствием условиям окружающей среды. СЭС должна быть удобна и безопасна в обслуживании, должна обеспечивать качество энергии и бесперебойность электроснабжения в номинальном и послеаварийном режимах. В то же время СЭС должна быть экономичной, иметь минимальные потери и обоснованный расход дефицитных материалов и оборудования. Экономичность и надежность СЭС достигается путем создания связей и взаимного резервирования сетей различных регионов, сетей промышленных предприятий (ПП) с СЭС коммунальных и сельских потребителей и т.д.

СЭС условно можно разделить на три блока: блок выработки электроэнергии (электростанции), блок распределения и передачи электроэнергии, блок потребителей электроэнергии [9, 12].

На электростанциях вырабатываемая энергия разделяется на два потока: электрическая и тепловая энергия, рис.1.1. От генераторов электростанций, через повышающие блочные трансформаторы, рис. 1.2, электроэнергия поступает на стационарные открытые распределительные устройства (ОРУ).

Второй блок включает линии электропередач (воздушные и кабельные), опоры воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и кабельное хозяйство, главные (ГПП) и промежуточные понизительные станции (подстанции), распределительные устройства (РУ), системы грозозащиты и компенсации реактивной мощности.



Рисунок 1.1 – Схема системы электроснабжения



Рисунок 1.2 – Силевой трехфазный блочный трансформатор с масляным охлаждением

Третий блок объединяет все электроприемники (ЭП), системы управления, защиты, диагностики и приборы измерения физических величин. При создании СЭС для ЭП с резко-переменной и с циклически повторяющейся ударной нагрузкой, при наличии ЭП, требующих бесперебойного питания, устанавливаются дополнительные требования, оговариваемые в технических условиях (ТУ). Также при определении нагрузки конкретного участка, при выборе структуры, мощности и пропускной способности СЭС следует учитывать не только собственных потребителей электроэнергии, но и наличие рядом расположенных потребителей, для которых нужно обеспечить резервирование электроснабжения.

Надежность электроснабжения промышленных предприятий, их цехов и отдельных установок в значительной степени зависит от наличия и надежности систем резервного питания и защиты. Обеспечение резервного электропитания сопряжено с материальными затратами и не может быть обеспечено для всех установок и оборудования. Поэтому необходимо точно знать, у каких ЭП технологические процессы не допускают перерыва в электроснабжении, а для каких такие перерывы возможны без существенного ущерба производству. Для этого устанавливают категории надежности электроснабжения для всех ЭП.

При проектировании следует учитывать особенности размещения технологического оборудования, уметь разделять оборудование на установленное и неустановленное. Установленное оборудование обычно неподвижно, но в некоторых случаях может перемещаться по площади предприятия или цеха, или заменяться другим, более производительным. К установленному оборудованию относятся металлорежущие станки, оборудование легкой и пищевой промышленности, где технологические процессы часто меняются из-за специфического характера производства, и т.д. К неустановленному оборудованию относятся передвижные установки, например, мостовые краны, подъемно-транспортные сооружения, питающиеся от стационарной контактной сети.

Особенно высокие требования к надежному и экономичному электроснабжению предъявляют крупные энергоемкие предприятия черной и цветной металлургии, нефте- и газодобывающие предприятия, химические и другие производства, которые характеризуются большими значениями суммарных установленных мощностей ЭП.

1.2. Лица, учреждения и организации, которые связаны с развитием энергетики и ее функционированием

Президент принимает решения, подписывает законы, регулирует международные отношения, выступает с инициативами в принятии планов развития энергетики в отдельных регионах.

Верховный Совет принимает законы и программы развития электроэнергетики, выделяет бюджет.

Кабинет министров (Министерство энергетики и топлива) определяет пути развития электроэнергетики, изыскивает средства на ее развитие, составляет программы развития энергетики, руководит проектными организациями, которые занимаются проектированием энергообъектов, также ему подчиняется энергорынок.

Территориальные исполнительные органы (Горсовет) проявляют инициативу в строительстве электрических станций, в развитии электрических сетей и т.д.

На территории Украины действуют следующие организации электроэнергетики:

- 1) проектные: энергосетьпроект (включая предприятия возобновляемой энергетики); гидропроект; энергопроект;
- 2) организации, занимающиеся обслуживанием энергосистемы;
- 3) строительные – энергострой;

- 4) наладочные и ремонтные организации, организации, обеспечивающие сервисное обслуживание энергооборудования;
- 5) заводы-поставщики энергооборудования.

1.3. Основные термины и определения

Основными нормативными документами для проектирования электрических установок, в том числе воздушных и кабельных линий, являются «Правила устройств электроустановок» (ПУЭ), «Строительные нормы» (СН) и «Строительные нормы и правила» (СНиП). В целях однозначной трактовки понятий и терминов, относящихся к электросетевым устройствам, в ПУЭ и в других нормативных документах приняты определения:

– *электрическая система* – часть энергосистемы, состоящая из генераторов, распределительных устройств (РУ), электрических сетей и ЭП;

– *электрическая сеть* – совокупность устройств, обеспечивающих передачу электроэнергии от генерирующих источников, ее преобразование и распределение между ЭП;

– *электроустановки* – установки, в которых производится, преобразуется, распределяется и потребляется электроэнергия. Электроустановки в ПУЭ подразделяются на электроустановки напряжением до 1000 В и выше 1000 В;

– *воздушная линия электропередачи (ВЛЭП)* – устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе, прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам, установленным на инженерных сооружениях. За начало и конец ВЛЭП принимаются линейные порталы распределительных устройств (РУ) или вводы в здания;

– *кабельные линии (КЛ)* – устройства для передачи электроэнергии, расположенные в траншеях, туннелях, шахтах, блоках, каналах, эстакадах, трубах и в других инженерных сооружениях, состоящие из одного или нескольких кабелей в совокупности с соединительными, стопорными, концевыми муфтами и крепежными деталями, а для маслонаполненных кабелей, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой обеспечения давления масла;

– *внеплощадочные кабельные линии* – линии, расположенные за пределами территории предприятия. К ним относятся линии внешнего элек-

троснабжения предприятия, а также удаленных от него объектов (насосных станций, складов, очистных сооружений и т.д.);

- *межцеховые кабельные сооружения* – кабельные туннели, коллекторы, шахты, блоки, каналы, эстакады, расположенные на территории ПП вне зданий;

- *внутрицеховые кабельные сооружения (помещения)* – кабельные туннели, каналы, шахты, кабельные этажи и полуэтажи (включая подвальные) и другие сооружения внутри зданий;

- *кабельное сооружение (помещение)* – сооружение, специально предназначенное для размещения в нем кабелей, кабельных муфт, маслоподпитывающих систем и другого оборудования, обеспечивающего нормальную работу маслонаполненных кабелей. К ним относятся кабельные этажи и полуэтажи, шахты, кабельные коллекторы, туннели и каналы, кабельные блоки, камеры и подпиточные пункты;

- *электропроводка* – стационарные силовые и осветительные проводки постоянного и переменного тока напряжением до 1000 В, выполняемые изолированными проводами и небронированными кабелями с резиновой или поливинилхлоридной (ПВХ) изоляцией, с сечением жил до 16 мм²;

- *кабельный туннель* – подземное горизонтальное или наклонное, полностью закрытое, протяженное сооружение с расстоянием от пола до потолка (балок, плит перекрытия) не менее 1800 мм для проходных и 1500÷1750 мм для полупроходных туннелей;

- *кабельная галерея* – горизонтальное или наклонное, надземное или подземное проходное сооружение, полностью или частично закрытое, соединяющее отдельные здания и помещения;

- *кабельная эстакада* – надземное открытое, горизонтальное или наклонное протяженное сооружение с размещенными на нем трубопроводами, соединяющее помещения зданий с отдельно стоящими технологическими установками;

- *кабельный канал* – закрытое и заглубленное (в грунт, пол, перекрытие) горизонтальное или наклонное, протяженное сооружение с расстоянием от пола до плит перекрытия меньше 1500 мм;

- *кабельная камера* – подземное сооружение, предназначенное для укладки кабельных муфт и для протяжки кабелей в блоки;

- *кабельный блок* – сооружение из железобетонных или асбоцементных блоков или труб с отверстиями, в которые протягиваются кабели; кабельные колодцы и камеры.

Проектирование электрических сетей ПП ведут с учетом накопленного опыта проектирования, строительства, монтажа и эксплуатации, с использованием новейших достижений науки и техники. При проектировании необходимо отдавать предпочтение типовым конструкциям, применять стандартное ЭО, материалы заводского изготовления, они должны позволять использовать индустриальные методы ведения монтажных работ.

Электрическое хозяйство ПП представляет совокупность генерирующих, преобразующих, передающих электроустановок, посредством которых осуществляется снабжение предприятия электроэнергией и эффективное использование ее в процессе технологического производства [10,12]. Электрическое хозяйство включает:

- 1) собственное электроснабжение, например, внутризаводское;
- 2) силовое ЭО, электроосвещение и системы автоматизации;
- 3) службы эксплуатации и ремонта ЭО;
- 4) резервные электротехнические установки, которые прямо не являются частью СЭС, но обеспечивают ее функционирование;
- 5) промышленные здания, сооружения и сети, которые эксплуатируются электротехническим персоналом;
- 6) людские, вещественные и энергетические ресурсы, информационное обеспечение.

Таким образом, электрическое хозяйство является частью электроэнергетической системы, принадлежащей конкретному предприятию. На рис. 1.3 представлена упрощенная иерархическая схема СЭС крупного ПП, которое является потребителем электрической энергии (абонентом). Через нее предприятие обеспечивается электроэнергией по линиям электропередачи, как правило, ВЛЭП, от подстанции энергосистемы или теплоэнергоцентрали (ТЭЦ); от автотрансформаторов (АТ) районных подстанций и т.д.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите задачи, которые должны быть решены при создании СЭС.
2. Чем обеспечивается надежность и экономичность создания СЭС?
3. Какие предприятия имеют наиболее высокие требования к надежному и экономичному электроснабжению?
4. Какие функции выполняют Президент, Верховный Совет и Кабинет министров страны по выполнению функций развития электроэнергетики?

Система электроснабжения (ТЭС, ТЭЦ, ГЭС, АЭС)

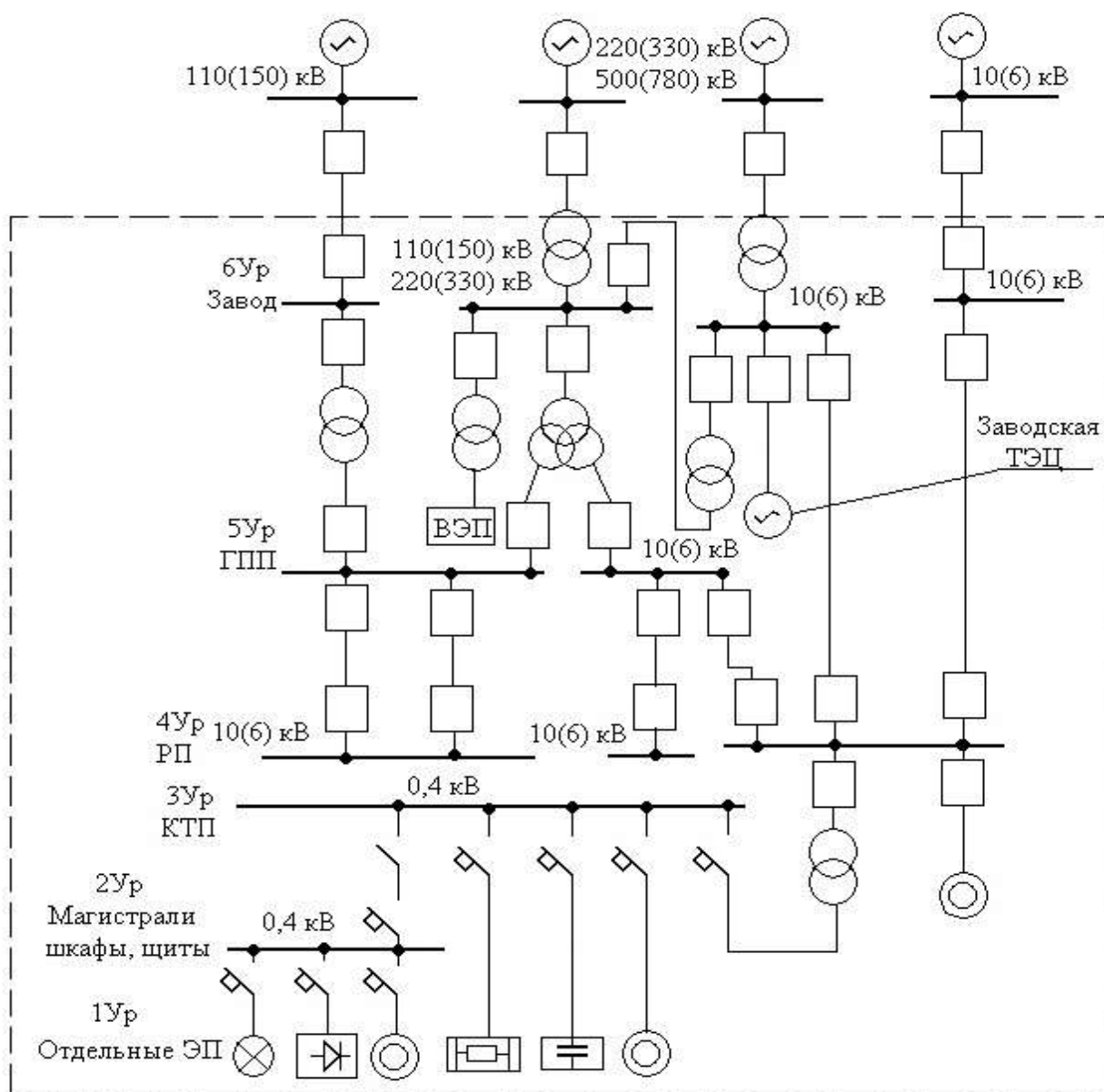


Рисунок 1.3 – Уровни СЭС промышленных предприятий
 Шестой уровень (6Ур) – уровень присоединения к внешним энергетическим источникам или сетям;
 пятый уровень (5Ур) – все производство;
 четвертый уровень (4Ур) – цех; третий уровень (3Ур) – отделение;
 второй уровень (2Ур) – участок; первый уровень (1Ур) – отдельная единица оборудования (ЭП); ВЭП – высоковольтные ЭП.
 Условная граница разделения «предприятие — энергосистема» отмечена пунктирной линией

5. Назовите основные нормативные документы, которые используют при проектировании электрических установок.

6. Дайте определение понятиям «электрическая система», «электрическая сеть», «электроустановка».

7. Дайте определение понятиям «воздушная линия электропередачи», «кабельная линия», «межцеховые кабельные сооружения».

8. Что такое «электрическое хозяйство ПП»? Назовите его основные составляющие.

9. Охарактеризуйте технологическое оборудование по стабильности его размещения на территории цеха промышленного предприятия.

10. Какие приемы проектирования ЭО обеспечивают безопасность для жизни и здоровья людей при эксплуатации СЭС?

11. Приведите примеры потребителей электроэнергии, требующих бесперебойности питания во всех режимах работы СЭС.

12. Охарактеризуйте особенности проектирования и требования к системам резервного электропитания для электроприемников с учетом категории надежности электроснабжения.

Литература: [1, 2, 9, 12, 25, 29, 46, 50, 52-54].

2. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

2.1. Параметры, определяющие качество электроэнергии

Качество электроэнергии в сетях трехфазного переменного тока характеризуется отклонениями и колебаниями напряжения и частоты от установленных норм, несинусоидальностью напряжения, смещением нейтрали и несимметрией напряжения основной частоты [6, 12, 15]. Отступления от нормированных параметров поступающей в сеть электроэнергии, табл. 2.1, влияют на выпуск продукции, на ее качество и на протекание технологических процессов.

Таблица 2.1 - Номинальные напряжения электрических систем

Номинальные напряжения ЭП и сети, кВ	Номинальные фазные напряжения, кВ		
	генераторов	трансформаторов	
		Первичные обмотки	Вторичные обмотки
0,22	0,23	0,22	0,23
0,38	0,4	0,38	0,4
0,66	0,69	0,66	0,69
(3)*	(3,15)*	(3)*	(3,15)*
6	6,3	6 и 6,3	6,3 и 6,6
10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11,0
20	21	20 и 21	22
35*	–	35*	38,5*
110	–	110	115 и 121
(150)*	–	(150)*	(158)*
220	–	220	230 и 240
330	–	330	347
500	–	500	–
750	–	750	–

*Не нормированное, но используемое напряжение.

2.1.1. Отклонением напряжения называют быстро протекающие (со скоростью не менее 1 % в секунду) изменения напряжения. Они возникают при работе ЭП с резкопеременной нагрузкой: при работе синхрон-

ных двигателей (СД) преобразовательных агрегатов, двигателей прокатных станов, дуговых электропечей, электросварочных машин, а также при пуске электродвигателей (ЭД). Отклонение напряжения не должно выходить за пределы $(-5 \div +10) \%$ от номинального значения. К постоянству напряжения требовательны источники света, которые изменяют свои характеристики в зависимости от его уровня. Для ЭД, электроламп, прожекторов, для освещения жилых домов изменение напряжения не должно быть более $\pm 5 \%$; для внутреннего рабочего освещения предприятий – не более $\pm 2,5 \%$ от номинального значения. В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения до 5% , но не более чем на сутки.

Отклонение напряжения $(\pm \Delta U)$ от номинального значения ведет к ухудшению работы ЭО, к преждевременному износу оборудования и определяется разницей между фактическим (U) и номинальным напряжением (U_N):

$$\Delta U = \frac{U - U_N}{U_N} \cdot 100 \%$$

Если для данного момента времени (t) известны отклонения напряжения в начале линии ΔU_{1t} и падение напряжения в линии ΔU_t , то отклонение напряжения в конце линии ΔU_{2t} будет, В:

$$\Delta U_{2t} = \Delta U_{1t} - \Delta U_t.$$

Причиной отклонений напряжения у потребителей конкретного предприятия может быть изменение в режимах работы его ЭП и ЭП других предприятий, питающихся от той же сети, а также изменения в работе энергосистемы.

Основными средствами регулирования напряжения являются трансформаторы или АТ с автоматическим регулированием под нагрузкой, устанавливаемые на главных понизительных подстанциях (ГПП) и на подстанциях глубокого ввода (ПГВ). Во многих случаях этого бывает достаточно благодаря применению ПГВ, располагаемых в центрах нагрузок соответствующих групп потребителей. Для особо чувствительных к отклонениям напряжения ЭП, имеющих разные режимы работы и удаленность от ГПП или ПГВ, необходимо предусматривать дополнительные групповые или индивидуальные средства регулирования напряжения, например, вольтдобавочные трансформаторы (ВДТ), которые имеют переменный коэффициент трансформации, [21]. Вторичная обмотка ВДТ последовательно включается в цепь вторичной обмотки основного трансформатора (рис. 2.2) для регулирования или стабилизации напряжения

в цепи нагрузки. Первичная обмотка ВДТ питается через регулируемый АТ от обмотки низшего напряжения основного трансформатора.

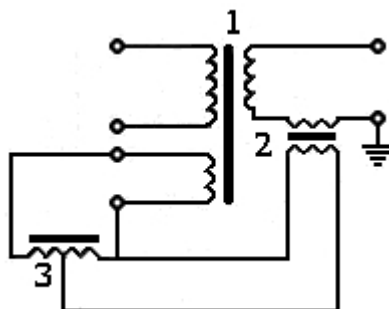


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема включения ВДТ
1 – основной трансформатор; 2 – вольтодобавочный трансформатор; 3 – автотрансформатор

Разновидность ВДТ – линейные трансформаторы для поперечного регулирования, позволяющие сдвигать по фазе напряжение сети, не изменяя его значения. При этом первичная обмотка регулируемого АТ каждой фазы подключается к линейному напряжению двух других фаз. Улучшение коэффициента мощности ($\cos\phi$) сети приводит к снижению потерь напряжения и энергии.

Цеховые трансформаторы с регулированием под нагрузкой применяются только в тех случаях, когда другие средства регулирования недостаточны или неэкономичны.

2.1.2. *Колебаниями напряжения* называют кратковременные отклонения напряжения от номинального значения при скорости изменения не менее 1% в секунду. Допустимая величина колебания напряжения на зажимах ЭП (ΔU_t), сверх номинального значения, определяется в зависимости от частоты их повторений, %:

$$\Delta U_t = 1 + \frac{6}{n} = 1 + \frac{\Delta t}{10},$$

где n – число колебаний в час;

Δt – средний интервал между колебаниями за час, мин.

Колебание напряжения при скорости его изменении на 1 % в секунду и более (в абсолютных единицах или в %) может быть рассчитано более просто:

$$\Delta U_t = U_{\max} - U_{\min}, \text{ В или } \Delta U_t = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_N} \cdot 100\%, \%$$

где ΔU_t – колебание напряжения, В; $U_{\max}$ – максимальное значение напряжения, В; $U_{\min}$ – минимальное значение напряжения, В.

Наибольшие колебания напряжения были отмечены при включении регулируемых вентильных преобразователей, требующих большой реактивной мощности. При асинхронном пуске крупных СД могут быть броски тока, превышающие в 2,8 раз номинальный, что вызывает колебания напряжения. Существенные колебания напряжения вызывают дуговые трехфазные сталеплавильные электропечи (ДСП), в которых в период расплавления металла (шихты) и в начале окисления возникают эксплуатационные КЗ. Повторно - кратковременные режимы работы сварочных аппаратов с частыми включениями и толчками нагрузки также приводят к большим колебаниям напряжения в цеховых сетях.

Колебания напряжения, вызываемые изменением мощности ЭД при резкопеременной нагрузке, приближенно определяются, В:

$$\Delta U_t = \frac{0,1 \cdot \Delta P + \Delta Q}{S_K},$$

где ΔP и ΔQ – соответственно изменения активной (Вт) и реактивной (вар) мощности ЭП;

S_K – полная мощность КЗ в точке питающей сети, в которой проверяются колебания напряжения, В·А.

Если пренебречь активным сопротивлением сети, которое в промышленных электросетях обычно не превышает 10 % от индуктивного, то колебания напряжения можно определить более просто, В:

$$\Delta U_t = \frac{\Delta Q}{S_K}.$$

Для приближенного определения колебаний напряжения при работе ДСП можно применять формулу:

$$\Delta U_t = \frac{S_T}{S_K},$$

где S_T – полная номинальная мощность печного трансформатора, В·А.

При работе нескольких ДСП колебания увеличиваются пропорционально их количеству. Можно сделать практический вывод, что величина колебаний напряжения при прочих равных условиях определяется мощностью КЗ питающей сети: чем она выше, тем меньше колебания, [20, 21].

Снижение влияния мощных ЭП, печных и других электроустановок с резкопеременной ударной нагрузкой на электрическую сеть достигается:

- за счет выбора рациональных СЭС и схем пуска крупных ЭД;
- увеличением напряжения питающих и распределительных сетей;

– приближением крупных ЭП с резкопеременной нагрузкой к источникам питания;

– подключением ЭП по индивидуальным линиям непосредственно к ГПП или ТЭЦ, минуя РУ и цеховые подстанции.

В сетях ПП применяют разделение питания ударных и так называемых «спокойных» нагрузок:

– группы ЭП с ударными нагрузками при их значительной мощности питаются от отдельных трансформаторов, но с общим резервным трансформатором, так как возможны значительные колебания напряжения во время послеаварийного режима;

– ударные и «спокойные» нагрузки присоединяются к разным ветвям РУ, включая в отдельные линии или запитывают от отдельных трансформаторов;

– на ГПП или ПГВ применяются трансформаторы с расщепленными вторичными обмотками (с коэффициентом расщепления K_p не менее 3,5), с выделением на одну из ветвей обмотки питания резкопеременных ударных нагрузок, а на другую – «спокойных» нагрузок, включая системы освещения.

Если это оказывается недостаточным, предусматриваются специальные устройства для ограничения колебаний напряжения. Наиболее реальными и эффективными из них являются синхронные компенсаторы (СК), регулируемые СД, системы продольной компенсации и др. Они работают в так называемом «режиме слежения» за реактивным током подключенных ЭП.

2.1.3. Несинусоидальность формы кривой напряжения (K) может быть определена:

$$K = \frac{\sqrt{\sum_{v=3}^{v=13} U_v^2}}{U_N} \cdot 100 \%,$$

где U_N – действующее номинальное значение напряжения, В;

v – номер гармоники напряжения, $v=1$ – рабочая гармоника.

Длительно допустимой несинусоидальностью напряжения является условие $K \leq 5 \%$.

Снижение действующего значения напряжения при длительной несинусоидальности может быть рассчитано:

$$U_- = \frac{1}{3} \cdot |\dot{U}_A + a^2 \cdot \dot{U}_B + a \cdot \dot{U}_C|;$$

$$U_- = \frac{|\dot{U}_A + a^2 \cdot \dot{U}_B + a \cdot \dot{U}_C|}{\sqrt{3} \cdot U_N} \cdot 100 \, \%.$$

где $a = -\frac{1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$ и $a^2 = -\frac{1}{2} - j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$ – векторный оператор (фазный множитель); U_N – линейное напряжение, В.

При рассмотрении влияния высоких гармоник, определяющих несинусоидальность формы кривой напряжения, обычно учитывают гармоники от 3 до 13, ($v = 13$). Принято считать, что влиянием более высоких гармоник ($v > 13$) можно пренебречь. Однако исследования показывают, что гармоники выше 13-й также могут оказывать влияние на общую несинусоидальность, и их необходимо учитывать при определении коэффициента несинусоидальности. Исследования показали, что величина несинусоидальности уменьшается с увеличением мощности короткого замыкания (КЗ) питающей сети, чему способствует включение емкостных элементов, в частности, конденсаторных батарей.

Для ограничения уровней высших гармоник в установках с вентильными преобразователями применяют многофазные («многоплечевые») схемы выпрямления. Хорошие результаты дает применение силовых резонансных фильтров, состоящих из последовательно соединенных реакторов (L) и конденсаторных батарей (C). Каждый фильтр настраивается на частоту (v) одной или нескольких высших гармоник так, чтобы сопротивление реактора (индекс « p ») на частоте батареи (ω_{δ}) отвечало условию:

$$v_p \cdot \omega_p \cdot L_p = \frac{1}{v_{\delta} \cdot \omega_{\delta} \cdot C_{\delta}}.$$

2.1.4. *Смещение нейтрали трехфазной сети* (абсолютное напряжение нулевой последовательности основной частоты) или «смещение нейтрали» – термин, характеризующий изменение фазных напряжений при несимметричных нагрузках в трехфазной сети. Иногда используют термин «перекос фаз».

В трехфазной сети фазные напряжения распределяются между потребителями в соответствии со временем их включения и величиной нагрузки. Необходимо использовать нейтрали, чтобы обеспечивать подачу фазного напряжения к каждому ЭП при несимметричной нагрузке. Нейтралью называют общую точку обмоток электрических машин (ЭМ) при их соединении в схему «звезда». При соединении в схему «треугольник» для получения нейтральной точки можно использовать схему «скользящий треугольник».

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot |\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C| \quad \text{или} \quad U_0 = \frac{|\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C|}{\sqrt{3} \cdot U_N} \cdot 100 \%,$$

где $|\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C|$ – геометрическая сумма векторов напряжений фаз А, В и С.

Существует связь величины фазных напряжений с нагрузками по фазам: у более нагруженной фазы напряжение уменьшается, например, до 195÷205 В, а у менее нагруженной – увеличивается (до 245 В и более), рис. 2.3.

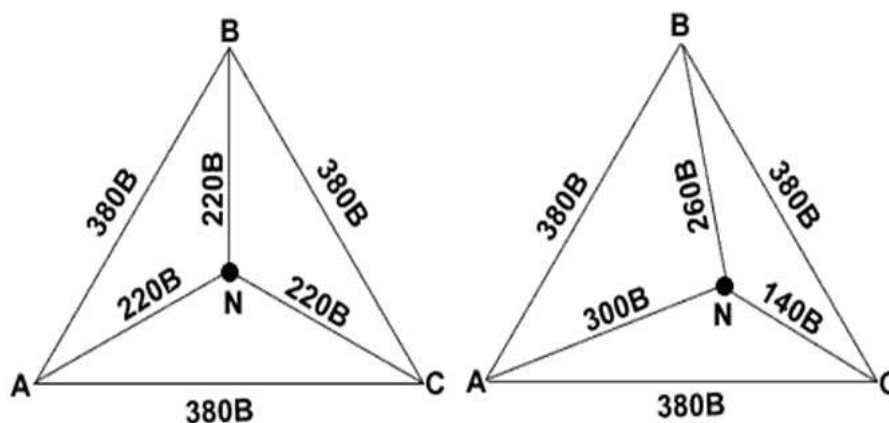


Рисунок 2.3 – Графическое представление напряжений при смещении нейтрали

При этом возможно появление тока в нейтрали, который по своей величине будет близким к току нагруженной фазы, что приводит к увеличению потерь в кабельных линиях и ВЛЭП, на трансформаторных подстанциях и даже в высоковольтных ВЛЭП, питающих эти подстанции. Повышение напряжения опасно для ЭП, как промышленного, так и бытового сектора. Например, у асинхронных двигателей (АД) уже при 2 % увеличения напряжения значительно повышается нагрев обмоток, что сокращает срок службы изоляции. Увеличение на 4 – 6 % вызывает рост потерь почти в два раза. То же относится к лампам накаливания и люминесцентным лампам: при повышении напряжения на 5 % их спирали перегорают почти в два раза быстрее.

Чтобы уменьшить смещение нейтрали при несимметричной нагрузке, перед подстанциями устанавливают симметрирующие АТ: увеличение нагрузки в одной из фаз вызовет увеличение тока в этой фазе, напряжение на соответствующей последовательно включенной обмотке АТ тоже увеличится, и произойдет компенсация падения напряжения,

пропорциональная силе тока нагрузки. Наилучший эффект обеспечивает установка АТ вблизи распределительной подстанции. Это обеспечивает подачу к потребителям симметричного напряжения, уменьшает потери и позволяет отфильтровать высокие гармоники тока, возникающие от работы газоразрядных ламп, мощных выпрямителей и инверторов, сварочных аппаратов. Подобные искажения вызывают дополнительные потери во всех ЭП, подключенных к этой электросети. Неоднородность нагрузки влияет и на источник питания (трансформатор или генератор), но только если эта нагрузка больше мощности источника. Компенсация смещения нейтрали с использованием специального АТ – дорогой способ уменьшения потерь электроэнергии из-за несимметричной нагрузки. Однако положительный эффект от этого способа быстро окупает все расходы.

2.1.5. *Несимметрия трехфазного напряжения* (напряжение обратной последовательности основной частоты в абсолютных единицах или в % от $U_{\text{Мфаз}}$). Наибольшую несимметрию напряжения в трехфазных сетях создают однофазные электрические нагрузки: электропечи, крупные сварочные машины, электровозы карьерного и цехового транспорта и другое, - при их неравномерном распределении по фазам или же при равномерном распределении, но при неодновременном включении. Иногда оба эти фактора совпадают. В сетях с однофазными осветительными и бытовыми ЭП напряжение нулевой последовательности и несимметрия напряжения по показателям качества (ГОСТ 13109-87) не должны выводить действующие значения напряжений за допустимые пределы: для бытовых ЭП – $(\pm 5 \%) \cdot U_N$, для осветительных – $(-2,5 \div +5 \%) U_N$. Для трехфазных ЭП (ГОСТ 13109-87) несимметрия напряжения не должна превышать $\pm 2 \%$ от U_N .

Симметрирующие устройства выбирают с учетом экономических факторов, конструкций и места установки. Классификация электрических сетей по конструктивным признакам (по способу прокладки проводов и кабелей) для определения мест размещения симметрирующих устройств трехфазного напряжения приведена на рис. 2.4.

2.1.6. *Отклонения частоты напряжения*

Особые требования предъявляются к частоте напряжения. При нормальном режиме работы электрической сети отклонение частоты от номинального значения не должно быть более $\pm 0,1$ Гц (ГОСТ 13109-87), иногда допускается работа энергосистемы с отклонениями частоты

$\pm 0,2$ Гц. Эти нормы не распространяются на период послеаварийного восстановления частоты в энергосистеме.



Рисунок 2.4 – Классификация электрических сетей по конструктивным признакам

В аварийных условиях при снижении частоты до 47-48 Гц предусматривается автоматическая частотная разгрузка (АЧР), отключающая менее ответственных потребителей в порядке заранее запланированной очередности.

2.1.7. Ограничение уровня высших гармоник

Высокие гармоники тока и напряжения, возникающие в электроустановках, возвращаются в сеть и вызывают несинусоидальность напряжения, что влияет на работу всех ЭП: увеличиваются потери и интенсивность старения изоляции ЭО и кабелей, появляются нарушения в работе приборов связи, измерений, защиты, автоматики и телемеханики. Особенно тяжелые последствия возникают в сетях с вентильными преобразователями, в которых коэффициент несинусоидальности может достигнуть 20÷25 %. При наличии в таких сетях конденсаторных батарей в зоне высоких гармоник могут возникнуть резонансные явления.

Вопросы обеспечения качества электроэнергии и бесперебойности ее поставки решаются на этапе проектирования СЭС ПП.

2.2. Категории надежности электроснабжения ЭП

Потребители электроэнергии подразделяются на три (плюс одна) категории надежности электроснабжения.

К *1-й категории* относятся ЭП, перерыв в электроснабжении которых опасен для жизни людей, наносит значительный ущерб производству, вызывает повреждение сложного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложных технологических процессов, нарушение особо важных элементов городского хозяйства. Потребители 1-й категории должны иметь два независимых резервных источника питания. Перерыв в их электроснабжении допускается на время автоматического восстановления питания (включения резерва) устройством АВР (автоматическое включение резерва). Примерами ЭП 1-й категории могут служить все электростанции, доменные печи, котельные производственного пара, ответственные насосные, приводы вагранок, разливочные краны мартеновских печей, водоотливные и подъемные установки горнорудных предприятий и др. Удельный вес нагрузок 1-й категории в большинстве отраслей небольшой, за исключением химической и металлургической промышленности, на которых он достигает 40÷80 %.

«Особая» группа. Из состава потребителей 1-й категории выделяют особую группу потребителей, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства для предотвращения угрозы жизни большого количества людей, взрывов и пожаров. К этой категории, в первую очередь, относятся системы охлаждения блоков атомных электростанций (АЭС), нефтеперерабатывающие и химические заводы, заводы черной и цветной металлургии, шахты, насосные и вентиляционные системы производств, в которых прекращение вентиляции может вызвать опасную концентрацию горючих или токсических газов, а остановка насосов — пожар или взрыв. Примерами таких ЭП являются электродвигатели задвижек и запорной арматуры, приводы вентиляторов, компрессоров центробежных насосов, а также аварийное освещение.

Для электроснабжения ЭП особой группы должно быть предусмотрено резервное питание еще от третьего, независимого, источника и обеспечено его автоматическое включение. Независимым источником могут быть соседние электростанции; заводские ТЭЦ; аккумуляторные батареи или любые другие независимые источники. Безоговорочным примером ЭП особой категории является система охлаждения реакторов АЭС, для надежного резервирования электроснабжения которой используют источники независимого электроснабжения:

- 1) подача электроэнергии от резервных трансформаторов собственных нужд (СН) соседних блоков АЭС;
- 2) подача электроэнергии по магистралям резервного питания от дизель-генераторов или от резервных дизельных электростанций (РДЭС);
- 3) от соседних гидроэлектростанций (ГЭС), гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), тепловых электростанций (ТЭС), ТЭЦ – станций-спутников.

В табл. 2.2. приведены данные о способах дополнительного резервирования украинских АЭС (третий независимый канал).

Таблица 2.2 – Данные о станциях-спутниках украинских АЭС

АЭС, тип, количество и мощность ТГ	Электростанции-спутники. Источники дополнительного резервирования
Запорожская АЭС: ТВВ-1000-4УЗ. Всего: $6 \times 1000 = 6000$ МВт	Запорожская ТЭС, дизель-генераторная установка, Днепро-ГЭС-1,2, Каховская ГЭС
Южно-Украинская АЭС: ТВВ-1000-4УЗ (два генератора), ТВВ-1000-2УЗ (два генератора). Всего: $4 \times 1000 = 4000$ МВт	Ташлыкская ГАЭС; Кременчугская ГЭС; подача электроэнергии от одного из соседних энергоблоков; подача электроэнергии на магистрали резервного питания 6 кВ энергоблоков от дизель-генераторов любого блока или от общеблочной РДЭС
Хмельницкая АЭС: ТВВ-1000-2УЗ Всего: $4 \times 1000 = 4000$ МВт	Подача электроэнергии от переведенного на собственные нужды одного из энергоблоков на площадке; подача электроэнергии на магистрали резервного питания 6 кВ энергоблоков от дизель-генераторов любого блока или от общеблочной РДЭС. Планируется расширение резервирования от "Бурштынского энергоострова"
Ровенская АЭС: ТВВ-1000-2УЗ (два ТГ), ТВВ-440-2УЗ (два ТГ). Всего: $2 \times 1000 + 2 \times 440 = 2880$ МВт	Ровенская ТЭЦ; электроэнергия от переведенного на собственные нужды одного из энергоблоков; подача электроэнергии по магистралям резервного питания 6 кВ от дизель-генераторов любого блока

Ко 2-й категории (наиболее многочисленной) относятся ЭП, перерыв в питании которых приводит к массовым недоотпускам продукции, простоям людей, механизмов и транспорта, к нарушениям нормальной жизнедеятельности населения. Требования к резервированию их питания

менее строгие, чем к ЭП 1-й категории: допускаются перерывы электропитания до 1 часа, что необходимо для ручного или автоматического включения резерва дежурным персоналом и/или выездной бригадой, если на подстанции нет постоянных дежурных. Некоторые ЭП 2-й категории по требованию к питанию ближе к 1-й категории, а другие, наоборот, ближе к 3-й категории. Это учитывается при выборе коэффициента загрузки цеховых трансформаторов.

К 3-й категории относятся все ЭП, которые не относятся к 1-й и 2-й категориям. Они допускают перерывы в электропитании без существенного ущерба для потребителей в течение времени, необходимого для ремонта или замены вышедшего из строя ЭО, но не более чем на одни сутки (на 24 часа). К ЭП 3-й категории относятся оборудование механических и вспомогательных цехов, неответственных складов и т.п., бытовые потребители.

Таким образом, выбор источников питания выполняется:

1) для 1-й категории - два независимых источника питания. Для особой группы потребителей 1-й категории – три источника (дополнительно от электростанции-спутника или независимого источника). Коэффициент загрузки трансформаторов выбирается $K_3 = 0,60 \div 0,65$;

2) ЭП 2-й категория имеют 1÷2 резервных источника питания (решается при конкретном проектировании). Коэффициент загрузки трансформаторов $K_3 = 0,7 \div 0,80$;

3) для ЭП 3-й категории резервного питания не предусматривают. Коэффициент загрузки трансформаторов $K_3 = 0,85 \div 0,90$.

Для правильного решения вопросов обеспечения надежности электропитания и степени резервирования необходимо знать параметры аварийных и послеаварийных режимов.

Под аварийным режимом подразумевается кратковременный переходный режим, вызванный нарушением нормального режима работы СЭС или ее отдельных звеньев, и продолжающийся до отключения поврежденного звена или элемента. Продолжительность аварийного режима определяется временем действия релейной защиты, автоматики и/или телеуправления.

Под послеаварийным режимом понимают режим, возникающий после отключения поврежденных элементов СЭС, т.е. после ликвидации аварийного режима. Он более длителен, чем аварийный режим, и продолжается до восстановления нормальных условий работы, т.е. номинального режима. В послеаварийном режиме допустимо частичное ограничение подаваемой мощности, возможны кратковременные перерывы

питания ЭП 3-й и частично 2-й категорий на время переключений и пересоединений в пределах установленных нормальных уровней отклонений, колебаний напряжения и частоты. Если в послеаварийном периоде невозможна работа всех производств, то нужно обеспечить сокращенную работу предприятия с ограничением мощности или поддержание производства в состоянии «горячего резерва», чтобы после восстановления нормального электроснабжения предприятие могло быстро возобновить работу по заданной производственной программе.

Требования, предъявляемые к электроснабжению предприятий, зависят также от потребляемой ими мощности. С этой точки зрения предприятия условно подразделены на крупные, средние и малые.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите параметры, определяющие качество электроэнергии.
2. Назовите допустимые отклонения напряжения от номинального значения.
3. Что такое «колебание напряжения»? Какова скорость изменения напряжения и от чего в основном зависит ее величина?
4. В чем особенность электроснабжения ударных и «спокойных» ЭП? Назовите способы разделения питания ударных и «спокойных» нагрузок.
5. Что необходимо сделать для снижения действующего значения напряжения при его длительной несинусоидальности?
6. Что такое «смещение нейтрали трехфазной сети»? Что можно сделать для уменьшения смещения нейтрали при несимметричной нагрузке?
7. Назовите допустимые значения отклонения частоты напряжения.
8. Какие бывают категории надежности электроснабжения ЭП? Дайте определение этим категориям. Укажите необходимое число каналов резервирования электроснабжения ЭП в зависимости от категории надежности.
9. Дайте определение аварийному режиму работы ЭО.
10. Дайте определение послеаварийному режиму работы ЭО.
11. Назовите каналы резервного электроснабжения от независимых источников для АЭС Украины.

Литература: [2, 6, 9, 20, 21, 27, 40].

3. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Режимы работы ЭО отличаются по характеру и длительности рабочих циклов, по значениям нагрузок и температурным режимам, по величине потерь, особенностям пуска и работы в установившихся режимах. Особое внимание уделяют номинальным режимам, для которых рассчитывается серийное оборудование. Данные, содержащиеся в паспорте ЭО, относятся именно к номинальному режиму и называются номинальными данными. Заводы-изготовители дают гарантии при условии работы ЭО в номинальном режиме, при номинальной нагрузке и полном соответствии тепловое состояние нормативным значениям. Для более точного определения нагрузок ЭП их подразделяют по группам по сходству графиков эксплуатации [10].

Режим S1 – продолжительный номинальный (рис. 3.1, а), длительность (M) которого такая, что при неизменных значениях нагрузки (P), потерь (ΔP) и при практически неизменной температуре окружающей среды превышение температуры ($\theta_{\max}$) всех частей машины достигает установившихся значений. То есть температура при неизменных внешних условиях практически не меняется, а если изменяется, то не более чем на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ в час при газообразной охлаждающей среде и на $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ – при жидкой.

Режим S2 – кратковременный номинальный (рис. 3.1, б). В этом режиме периоды постоянной нагрузки ЭО чередуются с периодами отключения. Все периоды нагрузки - непродолжительны, и температура всех частей машины не успевает достичь установившегося значения, а периоды пауз столь продолжительны, что все части машины успевают остыть до температуры, отличающейся от температуры окружающей среды не более чем на $\pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$, т.е. машина находится практически в холодном состоянии. Стандартные значения периодов работы ЭО – 15, 30, 60 и 90 мин, но могут быть и меньше.

Режим S3 – повторно-кратковременный номинальный (рис. 3.1, в). В этом режиме цикл работы равен сумме рабочего периода t_p (время работы ЭО, час) и паузы t_n (время паузы, час). При этом пусковой ток не успевает вызвать превышения температуры.

Продолжительность цикла недостаточна для достижения теплового равновесия и не превышает 10 мин.

Режим характеризуется продолжительностью включения (ПВ):

$$\text{ПВ} = (t_p / (t_p + t_n)) \cdot 100 \%,$$

**Режимы работы электродвигателей S1-S10 по ГОСТ Р 52776-2007
(МЭК 60034-1-2004) Машины электрические вращающиеся**

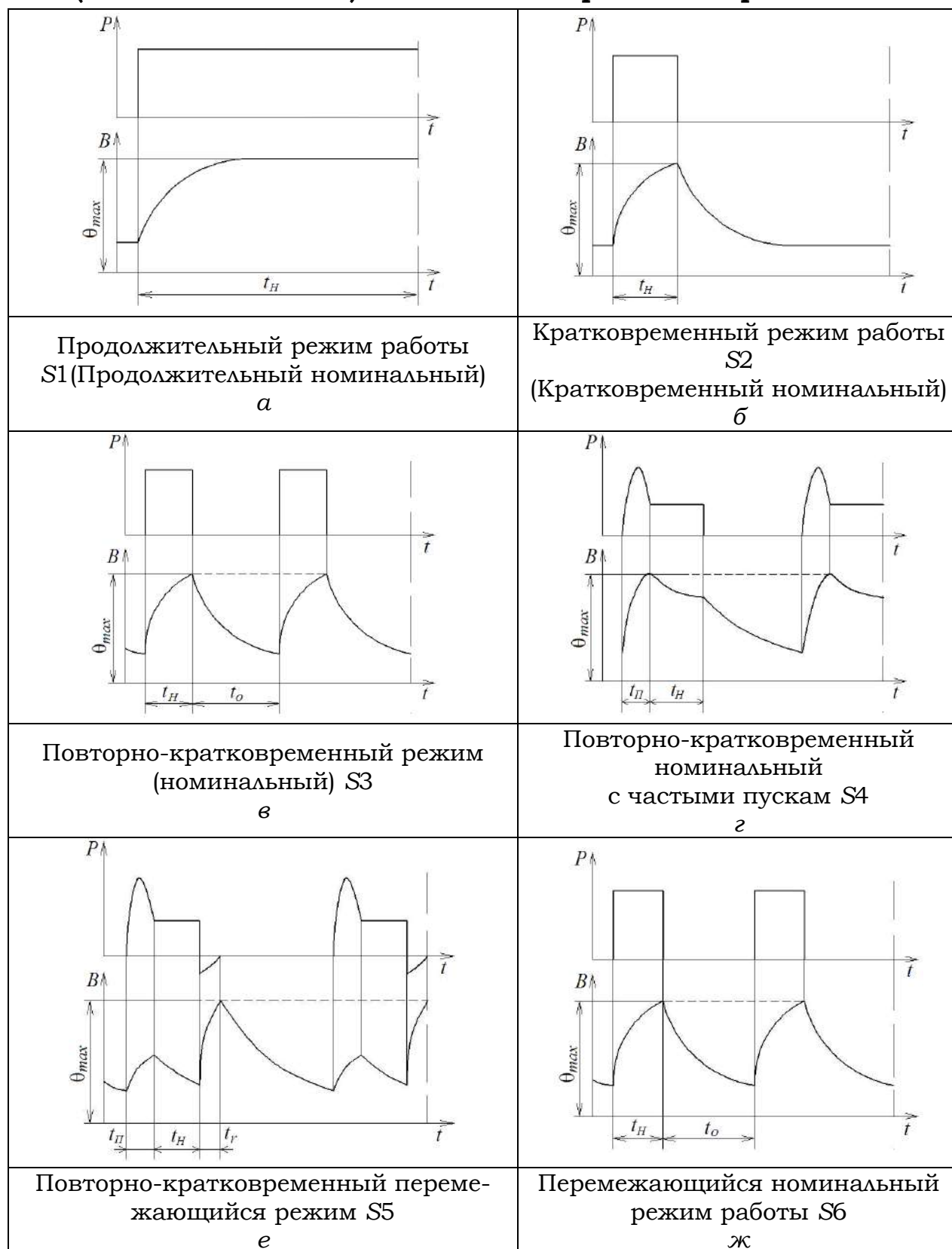


Рисунок 3.1 – Режимы работы электрооборудования S1 – S8

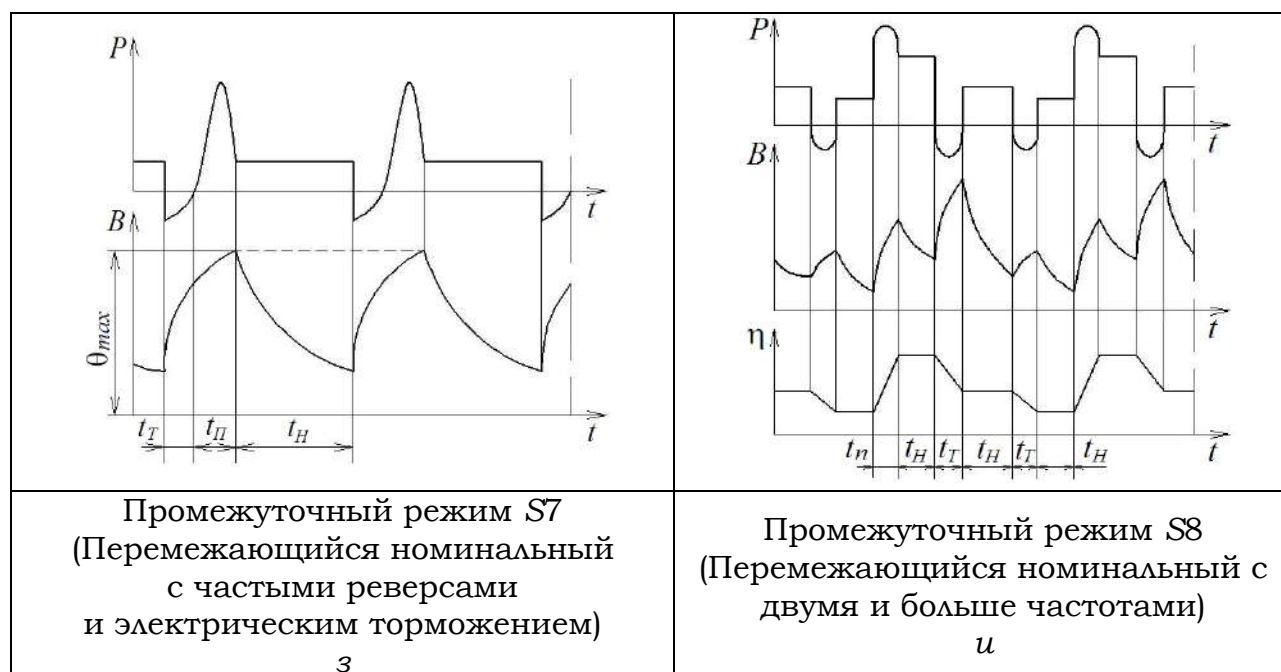


Рисунок 3.1 – Режимы работы электрооборудования
S1 – S8 (продолжение)

Стандартными считаются ПВ = 15; 25; 40 и 60 %. Продолжительность цикла 15 % принимается равной 10 мин. В период паузы машина должна быть отключена и остановлена. Испытания проводятся до достижения практически повторяющейся температуры частей машины, т.е. такой температуры, изменения которой в моменты включения или отключения не превышают 2 °C в 1 час.

Режим S4 – повторно-кратковременный режим работы с влиянием пусковых процессов – это номинальный повторно - кратковременный режим с частыми пусками (см. рис. 3.1, а), который состоит из последовательности идентичных циклов работы. Каждый цикл включает: время пуска, достаточное, чтобы пусковые потери оказывали влияние на температуру частей машины; время работы при постоянной нагрузке, за которое машина не нагревается до установившейся температуры; время останова, за которое машина не охлаждается до температуры окружающей среды.

Режим S5 – повторно-кратковременный номинальный с частыми пусками и электрическим торможением (с влиянием пусковых процессов и электрическим торможением) (см. рис. 3.1, е). В этом режиме каждый рабочий период заканчивается отключением машины и ее электрическим торможением длительностью t_{Π} . Для этого режима характерны одинаковые циклы работы. Каждый цикл содержит: достаточно длительное время пуска; время работы, за которое машина не нагревается до

установившейся температуры; время быстрого электрического торможения и время останова, за которое машина не охлаждается до температуры окружающей среды.

Режим S6 – перемежающийся номинальный (см. рис. 3.1, ж). В этом режиме рабочие периоды с неизменной номинальной кратковременной нагрузкой чередуются с периодами холостого хода (ХХ), причем длительность этих периодов такова, что температура машины не достигает установившегося значения. Режим характеризуется относительной продолжительностью нагрузки (ПН), которая определяется, как отношение продолжительности рабочего периода N к продолжительности $t_{\text{ц}}$ полного цикла:

$$\text{ПН} = (N/t_{\text{ц}}) 100, \%$$

Обычно ПН = 15; 25; 40 и 60 %, а продолжительность одного цикла составляет 10 мин (см. рис. 3.1, е).

Режим S7 – перемежающийся номинальный с влиянием пусковых процессов, с частыми реверсами и электрическим торможением (см. рис. 3.1, з). Режим не содержит пауз, имеет идентичные циклы, каждый из которых включает достаточно длительный пуск, работу с постоянной нагрузкой и быстрое электрическое торможение, а затем без перерыва производится реверс и начинается следующий рабочий период. Число реверсов достигает 30÷360 циклов в час.

Режим S8 – перемежающийся номинальный с двумя частотами и больше (например, для ЭД с периодически изменяющейся частотой вращения, см. рис. 3.1, и). Режим не содержит пауз и включает идентичные циклы, каждый из которых имеет время работы с неизменной нагрузкой и неизменной частотой вращения, затем следует один или несколько периодов при других нагрузках, каждому из которых соответствует своя частота вращения (например, это работа АД с переключением числа пар полюсов). Состоит из непрерывно чередующихся циклов (количество циклов в час – 30; 60; 120; 240), каждый из которых имеет несколько рабочих периодов $N_1 \div N_3$, разные частоты вращения ($n_1 \div n_3$) и нагрузки. Режим S8 иногда называют «кратковременный».

В последние годы дополнительно рассматривают еще два режима:

Режим S9 – работа ЭД с непериодическими изменениями нагрузки и частоты вращения. Этот режим часто содержит перегрузки, которые могут значительно превышать базовую нагрузку. Для этого типа режима постоянная нагрузка, выбранная соответствующим образом и основанная на типовом режиме S1, берется как базовая для определения перегрузки.

Режим S10 – работа ЭД с дискретными нагрузками и частотами вращения. При этом каждая комбинация нагрузки/частоты вращения сохраняется достаточное время для того, чтобы машина достигла практически установившегося теплового состояния. Минимальная нагрузка в течение рабочего цикла может иметь и нулевое значение (холостой ход, покой или бестоковое состояние). Для этого режима постоянная нагрузка, выбранная в соответствии с режимом S1, принимают за базовую для дискретных нагрузок. Дискретные нагрузки являются, как правило, эквивалентной нагрузкой, интегрированной за определенный период времени. Нет необходимости, чтобы каждый цикл нагрузки точно повторял предыдущий, однако каждая нагрузка внутри цикла должна поддерживаться достаточное время для достижения установившегося теплового состояния, и каждый нагрузочный цикл должен интегрировано давать ту же вероятность относительного ожидаемого термического срока службы изоляции машины.

Знание режима работы определяет выбор ЭД для конкретных ЭП. Мощности двигателей, указанные в каталогах, показаны для режима S1 и нормальных условий работы, кроме двигателей с повышенным скольжением. Если двигатель работает в режиме S2 или S3, он нагревается меньше, чем в режиме S1, и поэтому он допускает большую мощность на валу. Так, при работе в режиме S2 допустимая мощность может быть повышена на 50 % при длительности нагружения 10 мин, на 25 % – при длительности нагружения 30 мин, на 10% – при длительности нагружения 90 мин, [32].

Вопросы для самопроверки

1. Назовите параметры, которые определяют режимы работы ЭО.
 2. Назовите режимы, которые определяют по графикам эксплуатации.
 3. Какие режимы относятся к повторно-кратковременным?
 4. Что такое «продолжительный режим»?
 5. Как определяется относительная продолжительность нагрузки?
 6. На какие категории можно разделить ЭП по мощности?
 7. Какой физический параметр определяет режим работы ЭО?
 8. Назовите стандартные продолжительности включения ЭО.
 9. Какое стандартное число включений и реверсов электродвигателей допускается в час в режиме S7?
 10. Дайте определение режимам S9 и S10. Приведите примеры работы электроприводов в таких режимах.
 11. Какой и почему режим работы ЭО называют «кратковременный»?
- Литература:* [1, 2, 10, 32].

4. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РАЗНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

4.1. Технологические процессы получения энергии на электростанциях, работающих от невозобновляемых источников

4.1.1. Возможные сценарии развития электроэнергетики и основные виды электростанций

Выбор сценария устойчивого и безопасного развития энергетики для любого государства следует делать с учетом общемировых глобальных проблем: изменение климата, необходимость выбора устойчивого или кризисного развития экономики, обеспечение нормальной жизнедеятельности населения, усиление политики энергосбережения, поскольку почти третья часть всех добываемых энергоресурсов в настоящее время теряется, что приводит не только к экономическому, но и к экологическому ущербу [4, 7, 40]. В рамках базовой модели экономического развития Украины возможны разные сценарии: неблагоприятный (пессимистический), благоприятный (умеренный), максимально благоприятный (оптимистичный). Для Украины, учитывая существующие неблагоприятные внутренние и внешние факторы, наиболее реален умеренный сценарий, но возможность его реализации требует глобальных реформ. Базовый (основной) сценарий основан на том, что будущее развитие мировой и национальной энергетики будет продолжать современные тенденции, закрепленные в документах, программах и соглашениях, принятых до 2008 года. Он определяет перспективы развития энергетики и оценивает главные проблемы с учетом неустойчивости развития экономики.

В долгосрочной перспективе развитие экономики и энергетики будет определяться сочетанием трех принципов - статического, циклического и динамического. Согласно статическому принципу, до 2050 г. будет преобладать инерция экономического и энергетического развития. Циклический принцип устанавливает, что наряду с этим должна быть цикличность энергетического и экономического развития. Динамический принцип заставляет ожидать острый комплексный кризис, который разрешится, скорее всего, полной сменой направлений и нормативов развития энергетики.

По прогнозам специалистов, в европейских странах спрос на электроэнергию в 2030 году будет изменяться от 244 ТВт·час (пессимистический сценарий) до 315 ТВт·час (оптимистический сценарий). При базовом сценарии спрос на электроэнергию к 2030 году достигнет

282 ТВт·час, что на 50 % выше уровня 2010 года (191 ТВт·час). Преимущественно это будет обусловлено ростом энергопотребления в промышленности (на 40 %) и в сфере услуг (на 100 %).

Главные направления работ по обеспечению энергоэффективности процессов выработки электроэнергии следующие [33, 41, 42, 47]:

1) снижение затрат на производство и снижение потерь электроэнергии в СЭС для промышленных и бытовых потребителей, а также потерь из-за низких метрологических характеристик приборов учета электроэнергии;

2) снижение вероятности отказа ЭО при возникновении чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера;

3) повышение надежности энергетического оборудования, снижение эксплуатационных расходов на обслуживание, качественная и современная диагностика его технического состояния;

4) повышение эффективности использования электрической и тепловой энергии в коммунальном секторе и в объектах социального, административного и культурного назначения;

5) комплектная поставка на ПП и электростанции современного, энергосберегающего электротехнического оборудования, внедрение новых достижений науки и техники, современных технологий.

По способу производства электроэнергии различают:

- тепловые электростанции (ТЭС, ТЭЦ), использующие энергию горения природного ископаемого топлива (уголь, газ, мазут) [36, 54, 57];
- гидравлические (ГЭС) и гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), использующие энергию падающей воды [37, 44, 52];
- атомные электростанции (АЭС), использующие энергию ядерного распада [4, 12, 13, 33, 34, 49, 56];
- дизельные электростанции (ДЭС);
- ТЭС с газотурбинными (ГТУ) и парогазовыми установками (ПГУ) [44];
- солнечные электростанции (СЭ) [28];
- ветровые электростанции (ВЭС) [35, 37];
- геотермальные электростанции (гео-ТЭС);
- приливные электростанции (ПЭС).

В Украине основными типами электростанций являются АЭС, ТЭС и ГЭС (ГАЭС). В табл. 4.1 представлены данные настоящей и перспективной структуры получения электроэнергии в объединенной энергосистеме (ОЭС) Украины, которая учитывает установленные, маневренные и резервные мощности.

Таблица 4.1 - Данные настоящей и перспективной структуры получения электроэнергии в объединенной энергосистеме Украины

Источники электроэнергии	Установленные мощности на разных электростанциях при базовом сценарии развития электроэнергетики, ГВт	
	2010	2030
ТЭЦ и блок – станции	49,0	66,0
ГЭС и ГАЭС	4,0	11,0
ТЭС (газ)*	4,0	4,0 (ориентировочные данные)
ТЭС (уголь)	20,0	20,0
АЭС (всех типов)	14,0	19,0
ВИЭ (ветер, солнце, био-газ и др.)	менее 1,0	6,0
Всего	91	126

**Работа с неполной нагрузкой*

Маневренные и резервные мощности необходимы для обеспечения стабильной работы энергосистемы в периоды «пиков» и «провалов» энергопотребления в течение суток и в зависимости от времени года. Эти данные в настоящее время необходимо учитывать, т.к. суточная разница потребляемой электроэнергии в ежедневном графике нагрузки СЭС Украины достигает 8000 МВт, а сезонная разница (зима – лето) составляет 5000 МВт.

Наиболее действенными маневренными мощностями в ОЭС Украины являются турбогенераторы (ТГ) блоков ТЭС и гидрогенераторы ГЭС (ГАЭС).

4.1.2. Технологические процессы получения электроэнергии на тепловых электрических станциях (ТЭС и ТЭЦ)

Примерно 70 % мировой электроэнергии вырабатывается на тепловых электростанциях классического типа. Они делятся на конденсационные тепловые электростанции (КЭС, чаще их называют ТЭС), которые вырабатывают в основном электроэнергию, и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые производят электроэнергию, а также горячую воду для обеспечения потребителей и отопления [45].

На ТЭС и ТЭЦ используют невозобновляемое топливо (уголь, газ, мазут, торф), преимущественно уголь. В ближайшее время «угольные» технологии будут продолжать играть преобладающую роль в электроэнергетике, и объем инвестиций в эту область будет увеличиваться. Поэтому

основными направлениями научных исследований должны являться работы по обеспечению снижения выбросов CO_2 .

Основное оборудование ТЭС – котел, парогенератор, турбина, ТГ, насосное оборудование. В котле при сжигании топлива выделяется тепловая энергия, которая передается воде и преобразуется в энергию водяного пара в парогенераторе. Пар из парогенератора поступает на турбину, где его тепловая и кинетическая энергия превращается в механическую энергию вращения турбины и ротора ТГ. В турбогенераторе механическая энергия превращается в электрическую. Таким образом, процесс производства электроэнергии на ТЭС можно разделить на три цикла:

- 1) химический – процесс горения, в результате чего тепловая энергия передается воде и пару;
- 2) механический – тепловая энергия пара превращается в механическую энергию вращения турбины и ротора генератора;
- 3) электрический – ТГ превращает механическую энергию в электрическую.

Общий КПД ТЭС определяется произведением КПД (η) этих циклов:

$$\eta_{\text{ТЭС}} = \eta_{\text{х}} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эл}},$$

$$\eta_{\text{х}} \approx \eta_{\text{эл}} \approx 90 \, \%.$$

КПД механического цикла определяется циклом Карно:

$$\eta_{\text{мех}} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} \cdot 100 \, \%,$$

где T_1 и T_2 - температура пара на входе и выходе паровой турбины. На современных ТЭС $T_1 = 550 \, ^\circ\text{C}$ (823 К), $T_2 = 23 \, ^\circ\text{C}$ (296 К).

Тогда

$$\eta_{\text{мех}} = \frac{823 - 296}{823} \cdot 100 \, \% = 64 \, \%.$$

В результате: $\eta_{\text{ТЭС}} \approx 0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,64 \cdot 100 \, \% = 0,52 \cdot 100 \, \% = 52 \, \%$.

В среднем КПД ТЭС равен 50 %. Однако в Украине установленное на ТЭС электрооборудование практически на 100 % отработало паспортный срок эксплуатации, и из-за износа оборудования $\eta_{\text{ТЭС}}$ снизился до 36-38 %. На ТЭЦ, благодаря дополнительному использованию тепловой энергии, КПД несколько выше и равен 60-65 %.

На рис. 4.1 представлена схема производства электроэнергии на ТЭС. Технологический цикл выработки электроэнергии и тепла на ТЭЦ приведен на рис. 4.2. Особенностью ТЭЦ является достаточно большая мощность теплового цикла наряду с электрической мощностью, и больший расход электроэнергии на собственные нужды, чем на ТЭС.

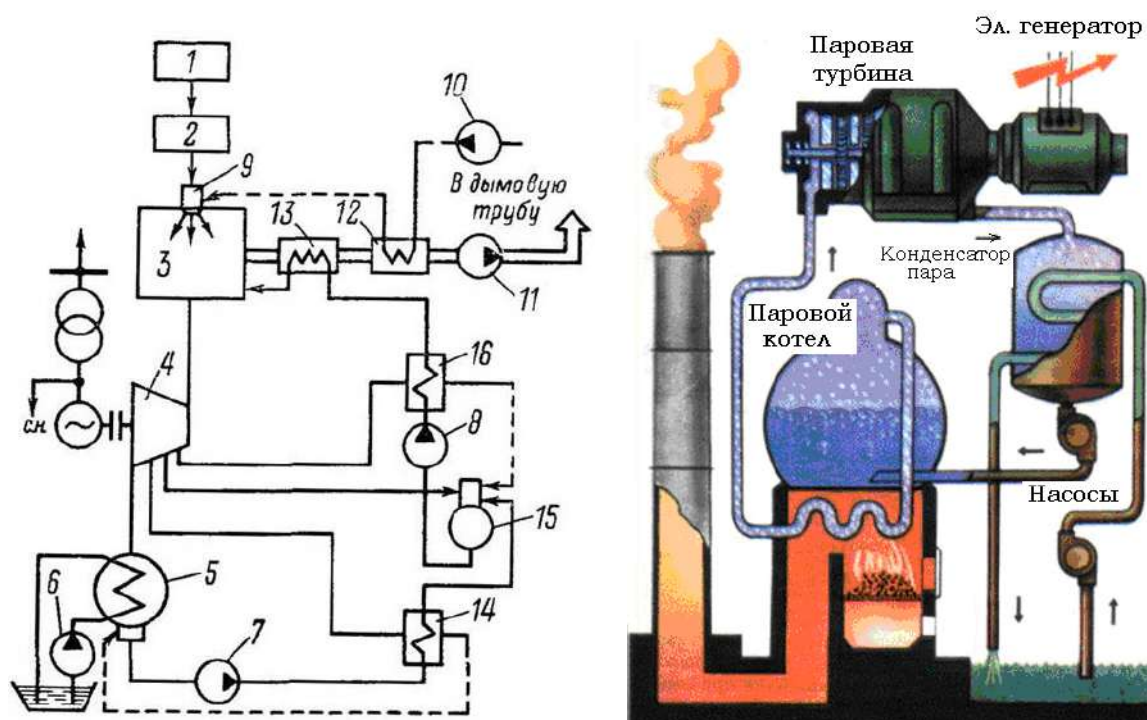


Рисунок 4.1 – Технологическая схема производства электроэнергии на ТЭС

- 1 – склад топлива и система топливоподачи, 2 – система подготовки топлива, 3 – котел, 4 – турбина, 5 – конденсатор, 6 – циркуляционный насос, 7 – конденсатный насос, 8 – питательный насос, 9 – горелки котла, 10 – вентилятор, 11 – дымосос, 12 – воздухоподогреватель, 13 – водяной экономайзер, 14 – подогреватель низкого давления, 15 – деаэратор, 16 – подогреватель высокого давления

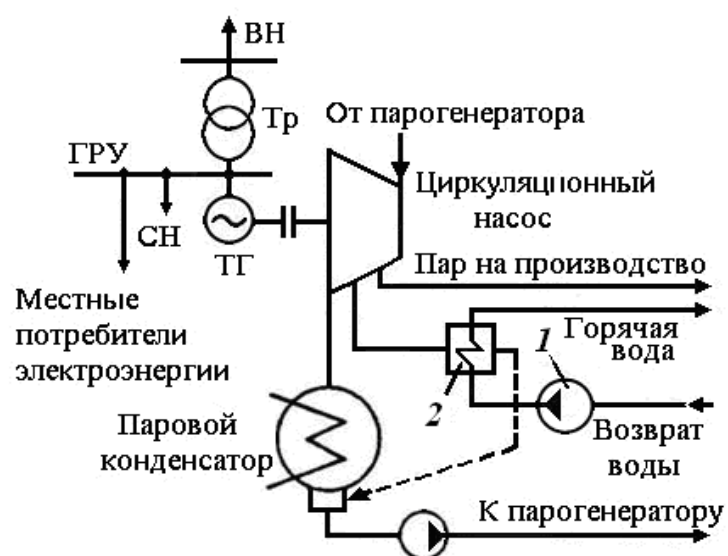


Рисунок 4.2 – Технологическая схема производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ

- 1 – сетевой насос; 2 – сетевой подогреватель

4.1.3. Технологический процесс получения электроэнергии на ТЭС с газотурбинными установками

На ТЭС с газотурбинными установками (ГТУ) рабочим телом является нагретая смесь газа с воздухом, т.е. исключен цикл сжигания топлива. Нагретая до температуры $+750 \div 770$ °С газозвоздушная смесь подается на лопатки турбины, которая вращает ротор генератора. ТЭС с ГТУ более маневренны, легко пускаются, останавливаются, регулируются, поэтому могут быть использованы как маневренные мощности для регулирования коэффициента мощности ($\cos\varphi$) энергосистемы.

Промышленные ГТУ являются одними из главных составляющих топливно-энергетических комплексов (ТЭК) многих стран мира. Сегодня более 65 % новых электрогенерирующих мощностей основываются на использовании ГТУ и газотурбинных ТЭС, превосходящих по многим показателям угольные ТЭС. Газовые турбоагрегаты ТЭС имеют высокий КПД и эксплуатационную надежность. Они производятся во всем мире, обеспечены сервисным обслуживанием, применяются в широком диапазоне мощностей, используются как для номинальных нагрузок, так и для покрытия пиковых.

Для современных ГТУ стоимость 1 кВт установленной мощности составляет 400 – 700 долл.; для парогазовых – около 1000 долл. (Стоимость 1 кВт установленной мощности на ТЭС уже превысила 1200 долл.). Но мощность ГТУ и газотурбинных ТЭС в 5 – 8 раз меньше установленной мощности паровых ТЭС и ТЭЦ.

Общее количество газовых турбин, которые уже установлены и будут установлены в мире к 2020 году, превысит 12 тыс. единиц. Однако с 2015 года темпы производства газовых турбин снизились до 1206 единиц в год по сравнению с выпуском 1337 единиц в 2011 году, что объясняется активизацией развития ядерных энергетических установок нового поколения, более активным использованием промышленных и бытовых отходов для производства энергии, развитием биоэнергетики, а также нарастающим использованием ветровой и солнечной энергии.

4.1.4. Технологический процесс получения электроэнергии на энергетических установках малой мощности блочно-модульного исполнения (БМИ)

К перспективным технологиям выработки тепловой и электрической энергии следует отнести энергию, полученную путем использования не востребуемых промышленных отходов (газов). На горно-металлургии-

ческих предприятиях для генераторных установок БМИ, скомпонованных по схеме «турбина – редуктор – генератор», в качестве топлива используют смесь доменного и конвертерного газов (калорийность смеси регулируют коксовым газом), а также не востребованный пар от котлов-утилизаторов и систем охлаждения основного металлургического оборудования. Такие источники обычно не подключены к общепромышленной сети, а используются для обеспечения автономных потребителей.

Как показал опыт европейских стран, для обеспечения электроэнергией малых и средних ПП перспективно использование энергетических установок малой мощности БМИ (0,5 – 30,0 МВт), выпуск которых налажен в различных европейских фирмах: в *G-Team a.s.* (Чехия), *Capstone Turbine Corporation* (США), *JFE Engineering Corporation* (Германия), *Turbec* (Италия), ГК «Турбопар» (Россия), *Dresser Rand* (Франция), *OPRA Technologies* (Нидерланды).

К недостаткам энергетических установок БМИ следует отнести сравнительно низкий КПД, непостоянное значение частоты и напряжения вырабатываемой электроэнергии, несинусоидальность тока. Но энергетические установки БМИ имеют и ряд преимуществ, которые позволяют считать их применение перспективным:

- используются не востребованные, обычно теряемые, ресурсы: отходы топлива, пар, промышленные газы, возобновляемые ресурсы с низким уровнем себестоимости;

- применение энергетических установок БМИ оказывает положительное влияние на экологию: они в качестве топлива используют выделяющиеся в процессе металлургического производства газы (СО, СО₂, SO₂, NO_x) и пар, исключая их выбросы в воздушный и в водный бассейны. Также нет необходимости в возведении плотин, как для ГЭС или ГАЭС, и, соответственно, в затоплении территорий;

- энергетические установки БМИ размещают в непосредственной близости к источнику топлива (газа);

- применение малых энергетических установок БМИ увеличивает число рабочих мест, снижает уровень безработицы.

В Украине в настоящее время энергетические установки БМИ не выпускают, т.к. нет технической базы для их изготовления, но они уже используются. Примером начала применения энергетических установок БМИ можно считать строительство теплоутилизационной электрической станции (ТУЭС) на Алчевском металлургическом комбинате (2009 г.), где установлены два энергетических блока комбинированного цикла БМИ мощностью 303 МВт (151,5 МВт каждый).

В качестве основного оборудования ТУЭС был выбран агрегат фирмы «Mitsubishi», который объединяет компрессор топливных газов, комбинированную газовую/паровую турбину и ТГ. Все оборудование установлено на одном валу. Компрессор и турбина соединены с валом ТГ через повышающую зубчатую передачу.

В процессе эксплуатации были отмечены следующие положительные аспекты использования ТУЭС:

1) сокращены энергетические затраты предприятия за счет самообеспечения топливом – газами от собственного производства (конверторные, доменные и коксовые газы), обычно направляемые на факельное сжигание;

2) практически полностью исключены выбросы вредных металлургических газов (CO , CO_2 , SO_2 , NO_x), что улучшило экологическое состояние региона.

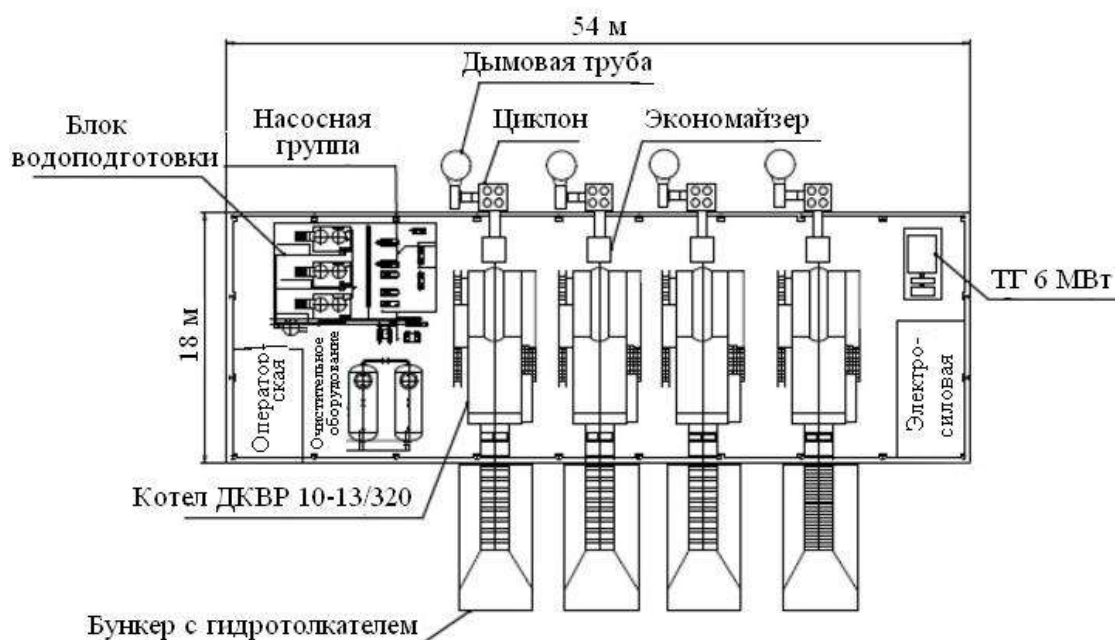
4.1.5. Технологический процесс получения электроэнергии на мини-ТЭЦ (мини-ТЭС)

Основное назначение мини-ТЭЦ – обеспечение электричеством, теплом и горячей водой небольших промышленных объектов и населения. В зависимости от вида топлива на мини-ТЭЦ устанавливают газопоршневые, паротурбинные и парогазовые установки мощностью от 200 кВт до 850 МВт. К преимуществам мини-ТЭЦ следует отнести максимальное приближение к потребителям и возможность использования самого разнообразного топлива: газ, мазут, уголь, древесные щепы и отходы, торф, лузга подсолнечника, костра льна, твердые бытовые отходы, отходы промышленного птицеводства и т.д.

Мини-ТЭЦ состоит из двух основных отделений: паросилового цеха и турбогенераторный цех. На рис. 4.3 представлена схема расположения оборудования на мини-ТЭЦ мощностью 6 МВт.

Паросиловой цех включает здание котельной, где установлены паровые или термомасляные котлы с топкой на разное топливо, с шурующей планкой и вихревой системой дожигания (система вторичного дутья), а также установлено вспомогательное оборудование по выработке стабильного пара.

Топливный бункер обычно размещают за пределами основного здания, что позволяет осуществлять загрузку топлива со склада погрузчиком, грейдером или транспортерами.



а



б



в

Рисунок 4.3 – Схема расположения оборудования на мини-ТЭЦ (а и б) электрической мощностью 6 МВт и вид блока мини-ТЭЦ внутри (в)

Бункер изготовлен из металла, подающим устройством является подвижное дно, которое осуществляет возвратно-поступательное движение при помощи гидроцилиндров и автоматики топливоподачи. Дымовые трубы мини-ТЭЦ проектируются на основании утвержденного заказчиком технического задания (ТЗ).

Турбогенераторный цех находится в том же здании, что и паросиловой цех, он включает паровую турбину, ТГ, электросиловую часть, трансформаторы, системы автоматики и защиты, а также дизель-генератор, который используется для запуска мини-ТЭЦ.

К преимуществам мини-ТЭЦ, кроме указанных выше, относится:

- независимость от поставщиков углеводородного топлива;
- минимальные размеры энергетических агрегатов, полная автоматизация и удобная эксплуатация, возможность быстрого строительства и монтажа, что значительно снижает сумму инвестиционных расходов;
- срок службы и эксплуатационная надежность многотопливной мини-ТЭЦ достигает 25 – 30 лет;
- достаточно высокий КПД энергетических агрегатов, определяемый обеспечением эффективного сжигания топлива даже низкого качества, безопасность эксплуатации;
- в комплектации предусматривается достаточно большие склады или накопительные топливные бункеры, которые рассчитываются в зависимости от номинальной мощности котельной/ТЭЦ. Такие запасы обеспечивают устойчивую работу мини-ТЭЦ.

Мини-ТЭЦ получают все большее распространение во многих областях Украины. Так, в Харьковской области нашли способ, как отказаться от дорогого газа для отопления и электроснабжения населения, заменив его на отходы сельхозпроизводства, которые используют, как топливо на установленной мини-ТЭЦ. Начиная с 2017 года, в Украине ведутся работы по строительству десяти мини-ТЭЦ, топливом для которых будет солома, древесная щепа, стебли и лузга подсолнечника, рис. 4.4.



Рисунок 4.4 – Загрузка бункера мини-ТЭЦ соломой

Мини-ТЭЦ актуальны для районов, которые имеют большие объемы бытовых отходов, отходов сельскохозяйственной и лесной промышлен-

ности. К тому же они не только обеспечивают промышленность и население тепловой и электрической энергией, но и создают новые рабочие места.

4.1.6. Технологический процесс получения электроэнергии на атомных электростанциях

Первый ядерный реактор был построен и запущен в декабре 1942 года в США под руководством Э. Ферми. Первым реактором, построенным за пределами США, стал *ZEEP*, запущенный в Канаде 05.09.1945 г. В СССР работу по атомной энергетике возглавлял талантливый ученый Игорь Курчатов, который в 1943 г. создал в Москве исследовательский центр (Лаборатория № 2), преобразованный позже в Институт атомной энергии. В декабре 1946 г. была осуществлена первая цепная реакция на опытном ядерном реакторе Ф1, мощность которого была около 100 Вт. Первый промышленный реактор мощностью 5 МВт был пущен в мае 1954 года в г. Обнинске, а в июне того же года АЭС дала первый ток.

Основными вопросами при проектировании энергетических реакторов для АЭС были:

- выбор типа реактора (на быстрых или на медленных нейтронах);
- выбор вида замедлителя нейтронов (графит, «тяжелая» или боросодержащая вода);
- выбор теплоносителя (вода, газ, жидкий металл) и его характеристик (температура и давление), мероприятия по увеличению КПД;
- обеспечение безопасности персонала.

Уже на первой АЭС использовали устройства автоматического и ручного дистанционного управления, регулирующие стержни для аварийной остановки реактора, были созданы приспособления для замены тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ-ов).

Ядерная реакция начинается при достижении критической массы делящегося вещества (урана), которое в процессе работы реактора «выгорает». Поэтому необходимо было рассчитать запас топлива, который обеспечит работу реактора в течение заданного времени. Регулирование реакции выполнялось графитовыми стержнями, поглощающими избыточные нейтроны. Для поддержания мощности реактора, по мере выгорания топлива, регулирующие стержни несколько выдвигались из активной зоны и устанавливались в таком положении, чтобы реактор находился на грани цепной реакции, но так, чтобы активное деление ядер

урана продолжалось, а процесс оставался управляемым. Также были предусмотрены стержни аварийной защиты, полное введение которых в активную зону мгновенно гасило цепную реакцию.

Атомная энергетика Украины начинает свою историю с 1977 года, когда на Чернобыльской АЭС (ЧАЭС) был произведен пуск первого блока с одноконтурным реактором РБМК-1000, рис. 4.5, (мощность 1000 МВт).

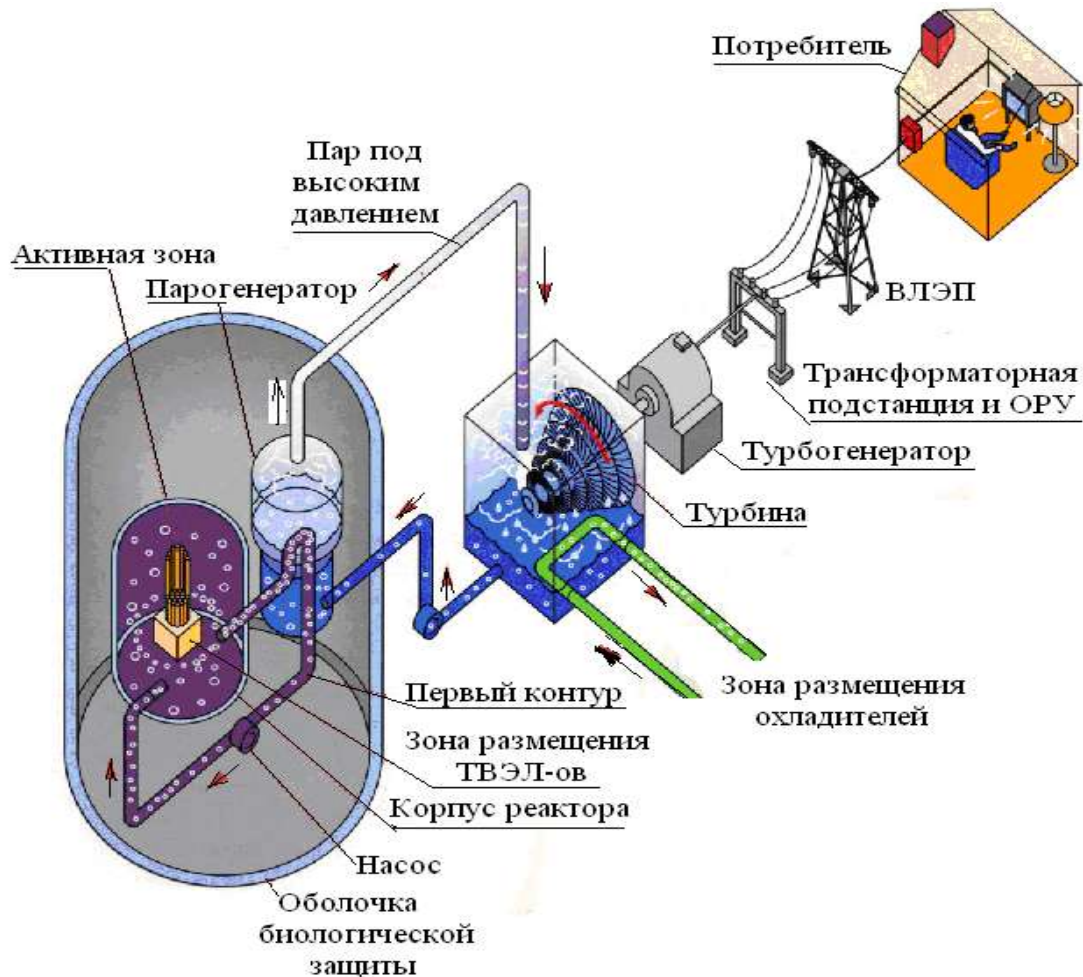


Рисунок 4.5 – Блок АЭС с одноконтурным реактором РБМК-1000

К 90-м годам XX века в Украине уже было пять АЭС, на которых работали 19 энергоблоков, и 5 энергоблоков находились в стадии строительства. После аварии на 4-м блоке ЧАЭС Верховный Совет Украины принял Постановление «О моратории на строительство новых АЭС на территории УССР» (02.08.1990 г.). Были остановлены пусковые работы на 6-м блоке Запорожской АЭС (ЗАЭС), на Ровенской АЭС (РАЭС) и Хмельницкой АЭС (ХАЭС) было прекращено строительство еще четырех блоков ВВЭР-1000, два из которых были в высокой степени готовности. Было принято решение к 2000 г. полностью закрыть ЧАЭС. Однако при

сжигании 1 кг каменного угля можно получить 8 кВт·час электроэнергии, а при расходе 1 кг ядерного топлива – 23 млн кВт·час электроэнергии. Поэтому вывод из эксплуатации ЧАЭС и отказ от строительства новых блоков (с перспективной оценкой роста энергопотребления в стране) привел бы к необходимости дополнительной ежегодной закупки Украиной 4,7 млн тонн угля для ТЭС и ТЭЦ, табл. 4.2, что также отрицательно сказалось бы на экологии. Такие затраты (вывод из эксплуатации ЧАЭС и перспективные потери от недостроенных блоков на других АЭС) для Украины были невозможны.

Таблица 4.2 – Сравнение работы ТЭС и АЭС мощностью 1000 МВт при их работе в течение года

Параметры	ТЭС	АЭС
Потребность в топливе	3,5 млн. т угля	1,5 т обогащенного урана (или 1 тыс. т урановой руды)
Выделение CO ₂	10 млн. м ³	Не выделяет
Выделение серы и других компонентов кислотных дождей	Более 400 тыс. т	Не выделяет
Твердые отходы	100 тыс. т золы	Около 2 т (радиоактивные!)

Поэтому уже через три года, в 1993 г. Верховный Совет Украины отменил мораторий на строительство блоков АЭС. Были продолжены работы по пуску 6-го блока Запорожской АЭС (ЗАЭС), 4-го блока Ровенской АЭС (РАЭС) и 2-го блока Хмельницкой АЭС (ХАЭС) в соответствии с программами пусковых работ.

В мировой энергетике различают несколько типов электростанций на ядерном топливе: АЭС (атомные электростанции, отпускающие потребителям электроэнергию), АТЕЦ (атомные теплоэлектроцентрали – атомные станции, отпускающие потребителям не только электроэнергию, но и тепло), АСТ (атомные станции теплоснабжения используют для горячего водоснабжения), АСПТ (атомные станции промышленного теплоснабжения используют для снабжения промышленных предприятий технологическим паром). В Украине работают только АЭС, которые обеспечивают расположенные рядом жилые массивы не только электроэнергией, но и остаточным теплом.

В табл. 4.3 приведены данные об установленных в настоящее время 15 двухконтурных блоках АЭС на территории Украины.

Таблица 4.3 - Энергоблоки атомных станций Украины с реакторами типа ВВЭР

Наименование	№ блока	Мощность генератора, МВт	Начало строительства	Дата пуска блока
Запорожская АЭС	1	1000	04.1980	10.12.1984
	2	1000	04.1981	22.07.1985
	3	1000	04.1982	10.12.1986
	4	1000	01.1984	18.12.1987
	5	1000	07.1985	14.08.1989
	6	1000	06.1986	19.10.1995
Южно-Украинская АЭС	1	1000	03.1977	31.12.1982
	2	1000	10.1979	06.01.1985
	3	1000	02.1985	20.09.1989
Ровенская АЭС	1	440	08.1976	22.12.1980
	2	440	10.1977	22.12.1981
	3	1000	02.1981	21.12.1986
	4	1000	10.1993	10.10.2004
Хмельницкая АЭС	1	1000	11.1981	22.12.1987
	2	1000	10.1993	08.08.2004

Атомная энергетика России более разнообразна: к 2018 году в России на 10 действующих АЭС эксплуатировалось 37 энергоблоков общей мощностью 30,214 ГВт, из них [41, 43]:

- 20 реакторов с водой под давлением – 13 ВВЭР-1000 (11 блоков 1000 МВт и 2 блока по 1100 МВт), 2 ВВЭР-1200 (1200 МВт), 5 реакторов ВВЭР-440 (4 блока 440 МВт и 1 блок 417 МВт);

- 15 канальных кипящих водяных реакторов – 11 РБМК-1000 (1000 МВт каждый) и 4 ЭГП-6 (12 МВт каждый);

- 2 реактора на быстрых нейтронах – БН-600 (600 МВт) и БН-800 (880 МВт).

В мире активное строительство АЭС началось с 70-х годов XX века. К 1975 году общая установленная мощность ТГ на АЭС составила 76 ГВт, в 1985 г. - 248,6 ГВт, в 2000 г. – 505 ГВт. К 2017 году в 32 странах мира работало 193 АЭС с 454 энергоблоками общей мощностью около 391,8 ГВт. Самый мощный в мире энергоблок работает на АЭС Сиво (Франция) мощностью 1561 МВт: блоки № 1 (1997 г.) и № 2 (1999 г.), реакторы типа ВВЭР. 29.06.2018 г. был пущен первый энергоблок АЭС Тайшань (Китай) мощностью 1750 МВт, при его выходе на полную мощность он станет самым мощным энергоблоком в мире.

Крупнейшая в мире АЭС – АЭС Касивадзаки-Карива (Япония) имеет 7 блоков с кипящим водо-водяным одноконтурным реактором ВВЭР (РБМК) общей мощностью 8212 МВт, пуск которых выполнялся с

1985 по 1996 годы. 22.12.2018 г. к сети был подключен 4-й энергоблок Тянь-Ваньской АЭС (Китай), и установленная мощность всех действующих промышленных ядерных реакторов превысила 500 ГВт. В мире 54 энергоблока находятся в стадии строительства. 169 уже закрыты. Одновременно на АЭС останавливают старые, маломощные блоки. Так в декабре 2018 г. президент Франции Э. Макрон заявил, что к 2035 году Франция закроет 14 промышленных ядерных реакторов (из 58 действующих) суммарной мощностью 900 МВт.

Темпы развития ядерной энергетики определяются конкретными условиями и запасами органического топлива. В странах, обеспеченных органическим топливом, сначала наращивание мощностей АЭС шло более медленными темпами, но по мере совершенствования АЭС и повышения их экономичности скорость строительства возрастала. 50-летний опыт эксплуатации АЭС в мире показал, что они могут быть экономичными (в среднем электроэнергия, вырабатываемая на АЭС, в 2 раза дешевле, чем «угольных» ТЭС), и, как ни странно, АЭС экологически чище. Но этот же опыт свидетельствует, что при нарушении правил эксплуатации станций возможна утечка радиоактивных сред, как это было в США (АЭС «*Three Mile Island*»), ФРГ, Великобритании, в Украине (Чернобыльская АЭС), в Японии (Фукусима-1), табл. 4.4.

От ТЭС АЭС отличается тем, что котел заменен ядерным реактором, в котором энергия деления ядер передается воде первого контура, т.е. ядерная реакция является источником первичной тепловой энергии. В парогенераторе тепловая энергия превращается в кинетическую энергию пара, которая затем превращается в механическую энергию вращения турбины и ротора ТГ.

Двухконтурный ядерный реактор – вертикальный цилиндр с эллиптическим днищем, внутри которого находится активная зона (тепловыделяющие сборки (ТВС)) и внутрикорпусные устройства, рис. 4.6. Сверху реактор закрыт герметичной крышкой, на которой располагаются электромагнитные приводы механизмов органов регулирования и защиты реактора, а также патрубки для вывода кабелей датчиков внутриреакторного контроля. В верхней части корпуса расположены восемь патрубков в два ряда для подвода и отвода теплоносителя, по два на каждую из 4-х петель: четыре патрубка для аварийного подвода теплоносителя в случае разгерметизации первого контура и один патрубок для контрольно-измерительных приборов (КИП). Вода 1-го контура после передачи тепла 2-ому контуру возвращается в реактор через нижний ряд напорных патрубков.

Таблица 4.4 - Данные о некоторых авариях на АЭС мира

Место аварии	Кыштым, Южный Урал Рейтинг: 6 (серьезная авария)	Виндкейл, Англия Рейтинг: 5 (авария с риском для окружаю- щей среды)	Три Мейл Ай- ленд, штат Пенсильвания, США Рейтинг: 5 (авария с риском для окружающей среды)	Чернобыль, СССР Рейтинг: 7 (крупная авария)	Фукусима-1, Япония. Рейтинг: 7 (крупная авария)
Дата	1957	1957	28.03.79	26.04.86	30.09.1999
Причина	Взрыв хранилища	Горение графита	Расплавление активной зоны	Разгрузка реактора	Землетрясение, цу- нами, ошибка про- екта - расплавление активной зоны реак- торов на энергобло- ках 1-3
Выбросы радио- нуклидов (радио- активность)	20, в т.ч. 54 Ки от стронция	30, в т.ч. 20 Ки от стронция	20 Ки от иода-131	1000 Ки, в т.ч. ~150 Ки от иода-131	йод -131 - $1,5 \cdot 10^{17}$ Бк, цезий-137 - $1,2 \cdot 10^{16}$ Бк
Площадь загряз- нения, км ²	15000	500	1000	20000	Вся территория страны и морские ак- ватории
Эвакуировано, тыс. чел	1,0	данных нет	данных нет	1200*	Данных нет, Зона от- чуждения 30 км
Погибших, тыс. чел.*	данных нет	данных нет	данных нет	3-4	Свыше 10 тыс. Ин- формация не полная
Заболевших, тыс. чел.*	данных нет	данных нет	данных нет	200	данных нет

* Данные [56]

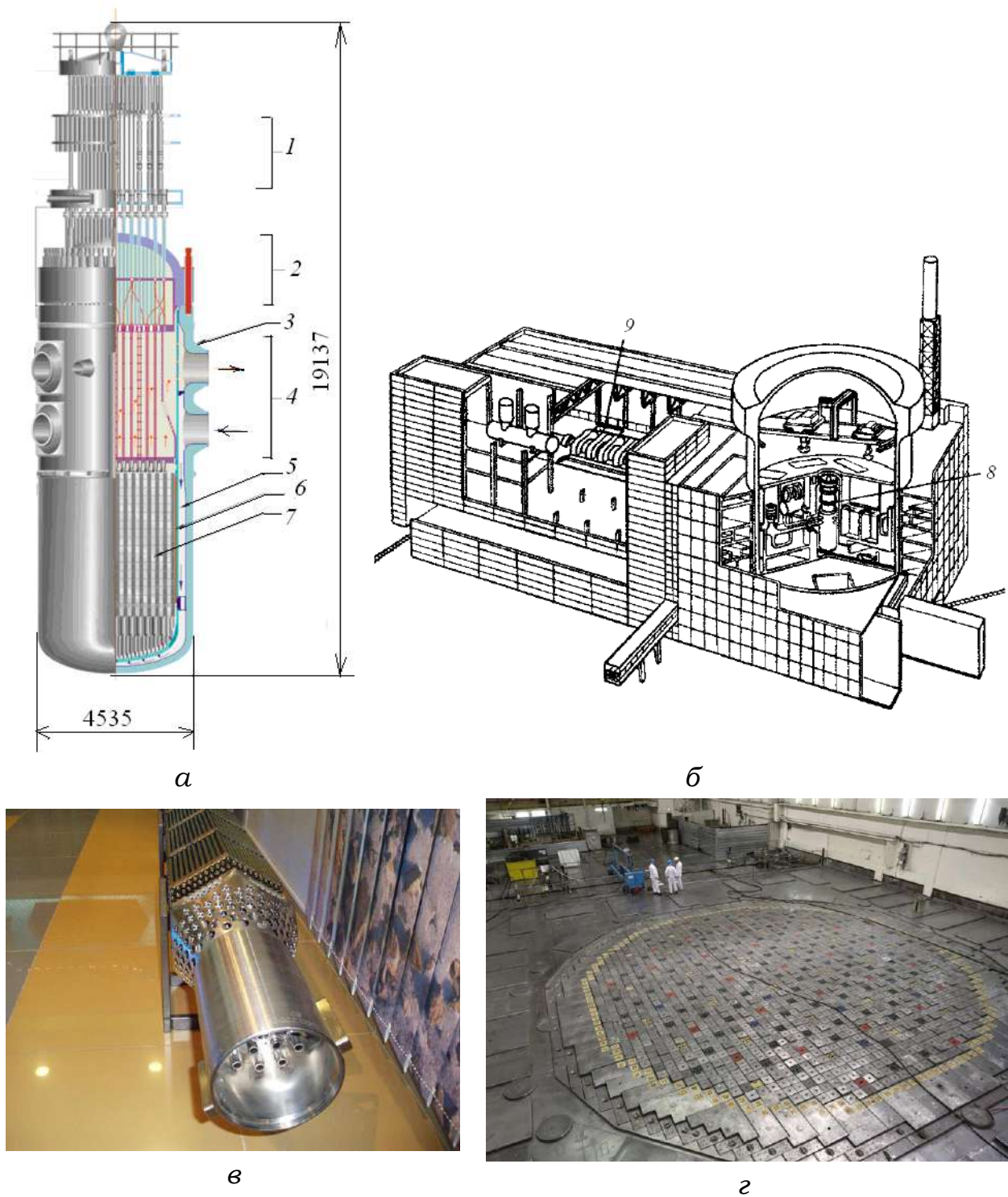


Рисунок 4.6 – Активная зона АЭС

а – реактор ВВЭР-1000 (размеры в мм);

б – Общий вид главного корпуса АЭС с реактором ВВЭР-1000;

в – ТВС, загруженная ТВЭЛ-ами; *г* – крышка реактора

1 – приводы системы управления и защиты; *2* – крышка реактора;

3 – корпус реактора; *4* – блок защитных труб, входные и выходные патрубки; *5* – шахта; *6* – выгородка активной зоны;

7 – ТВС и регулирующие стержни; *8* – реактор; *9* – турбогенератор

Сплошная кольцевая перегородка между рядами нижних и верхних патрубков отделяет корпус реактора от внутрикорпусной шахты и формирует движение потока теплоносителя вниз. Вода проходит вниз по кольцевому зазору, затем через перфорированное эллиптическое днище и опорные трубы шахты входит в активную зону, где расположены ТВЭЛ-ы, собранные в ТВС. Сборки опускают в активную зону. Конструктивно ТВС – длинные шестигранники (около 4,0 м), в которых собраны 16 ТВЭЛ-ов, где в герметичных циркониевых трубках находятся таблетки из спрессованного оксида урана, рис. 4.7,а. Обычно в состав ТВС, кроме трубок урана, входит трубка с гадолинием, который улавливает осколки радиоактивных элементов, получившихся при делении урана, и продлевает время эксплуатации ТВЭЛ-ов, рис. 4.7,б [40, 47, 54, 60, 61].



а



б

Рисунок 4.7 – Элементы реакторной зоны

а – неактивированные «таблетки» из спрессованного оксида урана;

б – чехол, который накрывает ТВС перед загрузкой в реактор
(видны головки ТВЭЛ-ов, в центре – трубка с гадолинием)

АЭС может быть одно- и двухконтурная (число контуров в реакторе):

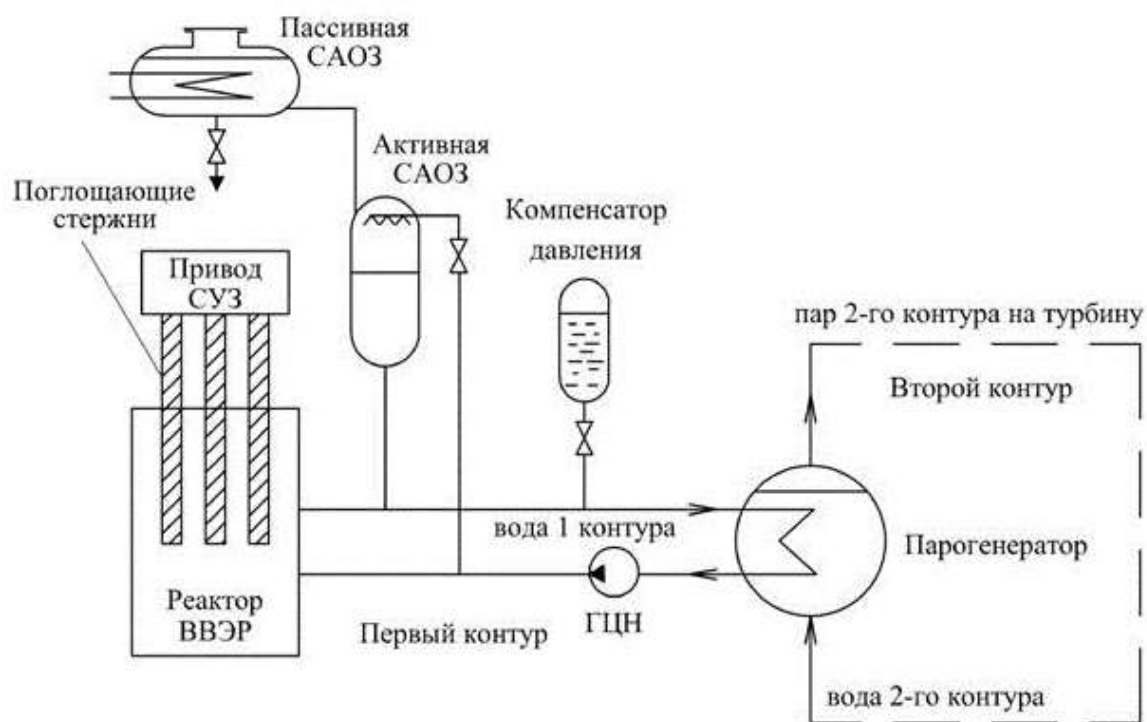
1) в одноконтурных реакторах теплоноситель (вода) от реактора сразу идет в парогенератор, где превращается в пар, который идет на турбину. Так устроены реакторы РБМК, которые были установлены на блоках Чернобыльской АЭС (ЧАЭС) и на Фукусима-1. В настоящее время такие реакторы работают на Курской, Ленинградской и Смоленской АЭС. На блоках, которые пускали после аварии на ЧАЭС, реакторы РБМК уже не устанавливали. И только на Смоленской АЭС работает блок (блок № 3) с реактором РБМК, который был пущен в эксплуатацию в 1990 г., т.е. после аварии на ЧАЭС;

2) в двухконтурных реакторах (тип ВВЭР) теплоноситель 1-го контура получает тепло в активной зоне реактора и в теплообменнике отдает его теплоносителю 2-го контура. В парогенераторе нагретая вода второго

контура превращается в пар и поступает на турбину. Технологические схемы энергоблоков АЭС с одно- и двухконтурным реактором представлена на рис.4.8.



а



б

Рисунок 4.8 – Технологическая схема:

а – одноконтурного энергоблока; б – двухконтурного энергоблока АЭС

СУЗ – система управления и защиты реактора;

САОЗ – система аварийного охлаждения зоны реактора

Реактор монтируют в стальном корпусе, рассчитанном на высокое давление (до $1,6 \cdot 10^7$ Па или 160 атмосфер). Первый, радиоактивный, контур реактора ВВЭР состоит из реактора и четырех циркуляционных петель охлаждения. По 1-му контуру циркулирует теплоноситель – некипящая вода под давлением около 16 МПа с добавлением раствора борной кислоты (сильного поглотителя нейтронов) для регулирования мощности реактора. Теплоноситель поступает в реактор с температурой около $+289$ °С и нагревается в нем до $+322$ °С.

Затем по 4-м циркуляционным петлям направляется в парогенератор («горячие» нитки), где передает свое тепло теплоносителю 2-го контура. Из парогенераторов вода главными циркуляционными насосами (ГЦН) возвращается в реактор («холодные» нитки). Для поддержания давления и компенсации изменений объема теплоносителя при его разогреве или расхолаживании используется компенсатор давления (компенсатор объема), соединенный с одной из «горячих» ниток. Кипящая вода 2-го контура преобразуется в насыщенный пар с температурой 280 °С и давлением 6,4 МПа, который через сборные паропроводы поступает в турбину. Второй контур, нерадиоактивный, включает в себя парогенераторную, водопитательную установки и один турбоагрегат. Для управления процессами и для защиты ядерного реактора используют регулирующие стержни (заполненные, в основном, карбидом бора), которые перемещают по высоте активной зоны. При глубоком введении стержней цепная реакция останавливается [33, 34, 49, 56, 60]. Перемещение стержней производится дистанционно, с пульта управления. При небольшом перемещении стержней цепная реакция развивается или затухает. Так регулируется мощность реактора.

Эффективность использования ядерного топлива на АЭС с реакторами на тепловых нейтронах характеризуется величиной среднегодовой энерговыработки на 1 т (или на 1 кг) загруженного и отработавшего в реакторе топлива и средней глубиной его выгорания (МВт·сут/т). В реактор АЭС загружают 163 ТВС со слабообогащенным ураном U-235, в каждой ТВС установлено 312 ТВЭЛ-ов. Вес топлива одной ТВС – 571 кг. Общий вес загрузки ядерного топлива в реактор – около 93 тонн [62].

В технологическом цикле любой АЭС предусмотрена система охлаждения отработавшего теплоносителя (воды), чтобы довести температуру теплоносителя до значения, необходимого для повторного цикла. Если поблизости от электростанции есть населенный пункт, то тепло отработавшего теплоносителя используется для отопления домов и горячего водоснабжения, а если нет или сброс недостаточен, то излишнее

тепло сбрасывается в атмосферу в градирнях, в бассейнах-охладителях, в каналах с трубами - брызгалами, рис. 4.9.



а



б



в

Рисунок 4.9 – Системы охлаждения отработавшего теплоносителя (воды) на АЭС: а – градирни Ровенской АЭС;
б – промышленная площадка ЗАЭС с бассейнами-охладителями;
в – брызгальный бассейн Хмельницкой АЭС

Одной из основных проблем АЭС в мире является вопрос хранения отработавшего ядерного топлива (ОЯТ), создание постоянных, долговременных хранилищ. Они должны бы полностью обеспечивать хранение ОЯТ на несколько тысяч лет, т.к. только в течение этого времени топливо утратит свою остаточную радиоактивность. В настоящее время ни одно государство в мире не имеет полноценного постоянного хранилища, хотя работа над их созданием ведется непрерывно. В СССР был предусмотрен вывоз ОЯТ (после 1,5÷2-х летнего содержания в бассейнах первичной

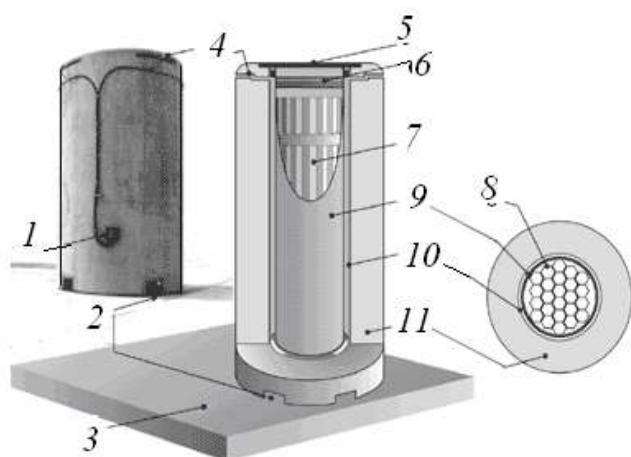
выдержки в «грязной зоне» блока) в стационарное хранилище на территории России. Однако вскоре стало ясно, что из-за ограниченных возможностей хранилища, отсутствия возможности его расширения, а также невозможности переработки ОЯТ непосредственно после его доставки с блоков АЭС, возникнут проблемы с атомной энергетикой при выполнении требования обеспечения безопасной эксплуатации.

Поэтому с 1991 г. начались поиски новых способов хранения ОЯТ для всех АЭС Украины, и, в первую очередь, для крупнейшей АЭС Украины – ЗАЭС. По прогнозам специалистов, на этой станции из-за дефицита свободных ячеек в бассейнах первичной выдержки уже к 1998 году пришлось бы остановить все блоки, и оставить без электроэнергии половину предприятий и населения Украины. По согласованию с Госкоматомом Украины, ЗАЭС объявила международный конкурс на лучший проект хранилища для ОЯТ.

После тщательного анализа был выбран проект, основанный на технологии сухого вентилируемого контейнерного хранения, предложенный компаниями «*Sierra NewClear Corporation*» и «*Duke Engineering and Services*» (DE&S). Технология фирмы DE&S была признана самой экологически безопасной, практичной, эффективной, рентабельной и наиболее отвечающей специфическим потребностям ЗАЭС. Проект фирмы DE&S был лицензирован в надзорных органах США и к моменту выбора для ЗАЭС был уже реализован на двух АЭС США. При выборе учитывали возможность изготовления контейнеров для сухого хранения отработавшего ядерного топлива (СХОЯТ) на предприятиях Украины из отечественных материалов (например, в г. Энергодар). Тип хранилища был утвержден решением Научно-технического Совета Госкоматома 12.01.1995 г.

В выбранном варианте (СХОЯТ) используется технология хранения ТВС в вертикальном положении в вентилируемых бетонных контейнерах. Контейнеры обеспечивают сухое, герметичное и безопасное хранение ТВС. Каждый контейнер СХОЯТ рассчитан на безопасное хранение 380 ТВС (9000 ТВЭЛ-ов) из водо-водяных реакторных установок ВВЭР-1000. Система является пассивной и после установки бетонных контейнеров на площадку хранения не требует значительного технического обслуживания, кроме контроля содержания гелия (*He*) вблизи контейнеров СХОЯТ: объем контейнеров перед окончательным завариванием крышки, заполняют газообразным гелием для контроля его герметичности. Срок функционирования контейнера СХОЯТ равен 30 годам, затем необходима перегрузка в новый контейнер.

СХОЯТ состоит из трех основных частей, рис. 4.10, а: вентилируемого бетонного контейнера, корзины хранения, перегрузочного контейнера. Вентилируемый бетонный контейнер СХОЯТ предназначен для долгосрочного промежуточного хранения корзин с ОЯТ, обеспечивая их охлаждение и необходимую биологическую защиту. Охлаждение осуществляется собственной циркуляцией воздуха вокруг стальных стенок корзины, который проходит по цилиндрическому зазору между наружной поверхностью корзины и внутренней поверхностью бетонного контейнера. Вентилируемые бетонные контейнеры СХОЯТ перемещают специальными транспортерами на бетонную площадку, расположенную в пределах территории АЭС, рис. 4.10, б.



- 1 – датчик температурного контроля;
 2 – вход воздуха и направляющие для транспортировки;
 3 – бетонная площадка хранения;
 4 – выход воздуха; 5 – крышка бетонного контейнера;
 6 – силовая и защитная крышки корзины; 7 – блок из 24-х направляющих трубок для ТВС; 8 – направляющая трубка; 9 – корпус многоместной корзины хранения;
 10 – обечайка; 11 – вентилируемый бетонный контейнер

а



б

Рисунок 4.10 – Контейнер СХОЯТ и его транспортировка

а – конструкция контейнера СХОЯТ;

б – транспортирование контейнера СХОЯТ

Корзина хранения – герметически закрытая емкость, рассчитанная для размещения 24 ТВС из реактора ВВЭР-1000 в перегрузочном контейнере СХОЯТ. Перегрузочный контейнер – это емкость, предназначенная для временного размещения и транспортировки загруженной корзины от бассейна выдержки к контейнеру СХОЯТ. Основное назначение перегрузочного контейнера – обеспечить защиту персонала АЭС от радиационного воздействия при выполнении транспортно-технологических операций с корзиной. Контейнер изготавливается из сварных металлических конструкций и бетона. В табл. 4.5 приведены конструкционные параметры перегрузочного контейнера СХОЯТ.

Таблица 4.5 – Параметры перегрузочного контейнера СХОЯТ

Элемент	Параметр	Размеры, мм
Бетонная оболочка	Наружный диаметр	3378
	Внутренний диаметр	2007
	Толщина	686
	Высота	5809
	Материал	бетон из портланд-цемента
Облицовка	Наружный диаметр	2007
	Внутренний диаметр	1854
	Толщина	76
	Высота	5200
	Материал	сталь углеродистая А36
Крышка	Диаметр	2184,4
	Толщина	57

Для обеспечения хранения ОЯТ используют оборудование, площадки и системы АЭС: ремонтные мастерские; оборудование зоны хранения и транспортировки; системы дезактивации, электроснабжения и связи, вентиляции и кондиционирования; система пожаротушения. На рис. 4.11 представлен план размещения зданий и оборудования ЗАЭС. Однако сухое хранение было введено не на всех АЭС Украины, только на ЗАЭС. ОЯТ других АЭС вывозят в хранилища России. С 2005 г. Украина заплатила России 2 млрд долл. за хранение ОЯТ с отечественных АЭС.

Создание собственного хранилища ядерных отходов (ХОЯТ) в 2,5 раза дешевле, чем передача на хранение в Россию. Поэтому работы по созданию новых видов собственных хранилищ непрерывно продолжались, и было предложено на территории ЧАЭС создать новое хранилище. В настоящее время работы по созданию украинского хранилища подходят к концу. Работа нового ХОЯТ на территории ЧАЭС (ХОЯТ-2) на

полную мощность должна начаться в конце 2019 года. За 9,5 лет планируется переместить ОЯТ со всех блоков украинских АЭС (ЮУАЭС, РАЭС и ХАЭС) в ХОЯТ-2, где оно будет храниться еще 100 лет.

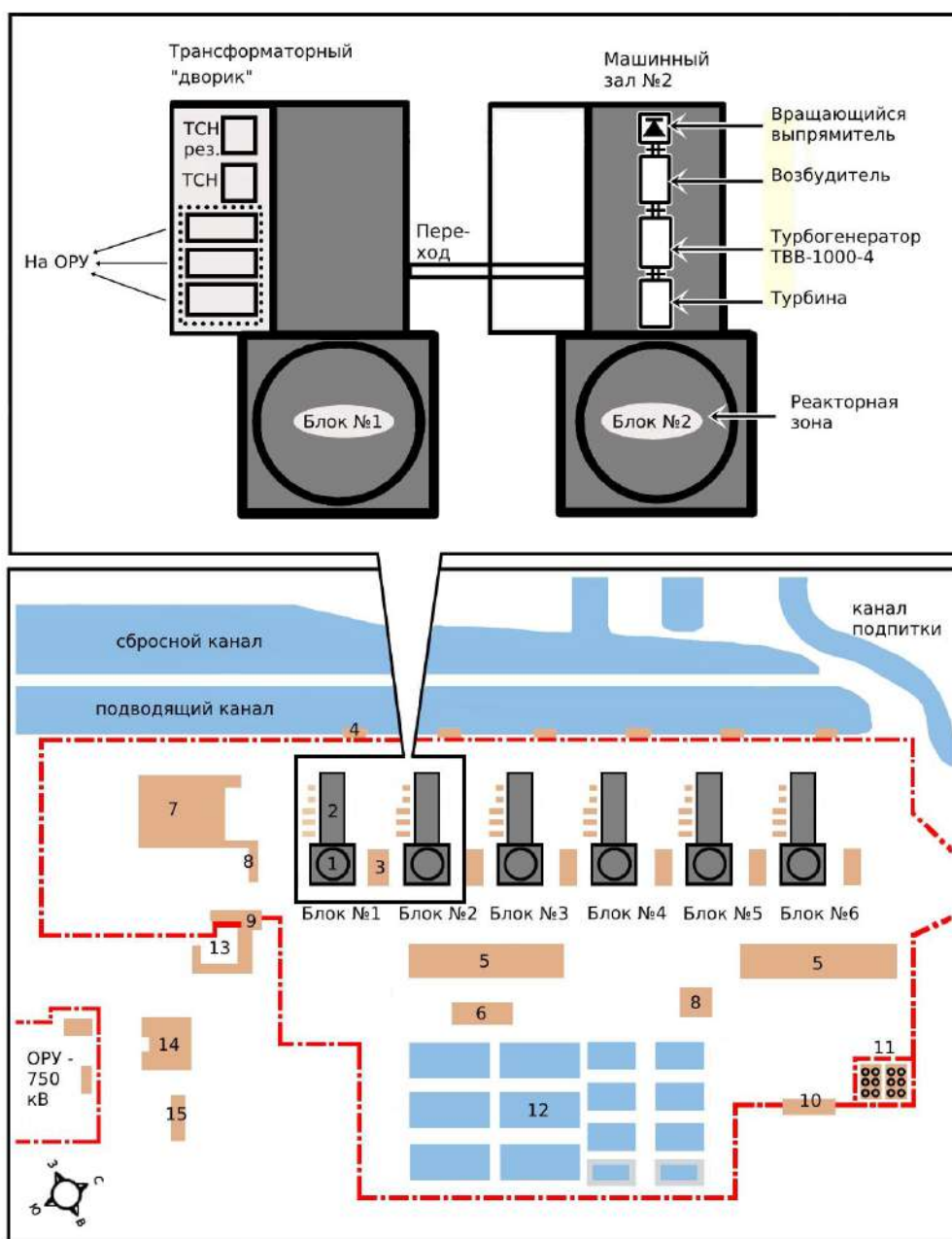


Рисунок 4.11 – План размещения зданий и оборудования ЗАОС

- | | |
|--------------------------------|-----------------------------------|
| 1. Реакторное отделение | 9. Административный корпус |
| 2. Турбинное отделение | 10. Контрольно-пропускной пункт 2 |
| 3. Дизель-генератор | 11. Площадка СХОЯТ |
| 4. Блочная насосная станция | 12. Брызгальные бассейны |
| 5. Спецкорпуса 1 и 2 | 13. Контрольно-пропускной пункт 1 |
| 6. Хранилище твердых отходов | 14. Полномасштабный тренажер |
| 7. Вспомогательный корпус | 15. Учебно-тренировочный центр |
| 8. Лабораторно-бытовые корпуса | |

На ХОЯТ-2 хранение ОЯТ будет осуществляться по технологии сухого модульного хранения, при котором топливо будет храниться в герметичных корзинах, заполненных инертным газом. Специалисты считают, что длительно хранить ОЯТ лучше не в водной среде, а в газовой. Корзины будут размещены в бетонных модулях, конструкция модуля служит радиационной защитой, а также предотвращает повреждение металлической корзины. С площадки АЭС в специальном герметичном вагоне-контейнере отработанное топливо перемещают в бетонные модули хранения, рис. 4.12.



Рисунок 4.12 – Герметичный вагон-контейнер для перевозки ОЯТ

Перегрузку ТВС из бассейна первичной выдержки реакторной зоны в вагон-контейнер осуществляют при помощи специального устройства, которое позволяет перевести контейнер в вертикальное положение, загрузить содержимое из горячей камеры, вернуть в горизонтальное положение и перевезти на место хранения.

Принятая для ХОЯТ-2 технология предусматривает использование двустенного сухого экранированного пенала (ДСЭП), рис. 4.13. Его конструкция обеспечивает длительное хранение за счет изоляции от окружающей среды. Соответственно, радиационное влияние на окружающую среду при нормальном хранении в бетонных модулях будет отсутствовать.

Один ДСЭП вмещает в себя 93 отработавшие ТВС.



Рисунок 4.13 – Хранилище ОЯТ по технологии сухого модульного хранения (ХОЯТ-2) на территории ЧАЭС

4.2. Получение электроэнергии от возобновляемых источников энергии

4.2.1. Перспективные направления использования ВИЭ

Для современной цивилизации необходимы возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Углеродные источники энергии (газ, нефть, уголь), обеспечивающие до 87 % мировой энергетики, имеют большие, но все же ограниченные запасы, которые к тому же распределены на Земле весьма неравномерно. АЭС (17 % рынка мировой энергии) и гидроэлектростанции (7–9 %) привязаны к месту, и для них нужны протяженные ВЛЭП. Электроэнергию, получаемую от ветра и Солнца, можно получать непосредственно возле потребителей, и по мере совершенствования технологий с каждым годом это становится все доступнее [60].

Возрастающий интерес к возобновляемым ресурсам объясняется глобальным потеплением на планете, что является результатом действия парникового эффекта от промышленной деятельности людей: эмиссия диоксида углерода приводит к глобальному потеплению, а диоксид серы (SO_2) является причиной кислотных дождей. Выбросы CO_2 в странах СНГ достигают 16 тонн/год на одного жителя; в Европе – 12 тонн/год. Киотский протокол (декабрь 1997 г., конференция ООН по изменению климата), в котором впервые были прописаны квоты на выброс парниковых газов для каждого государства, был ратифицирован 191 государством, однако запланированного положительного эффекта получено не было. Китай, США и Индия, на которые приходится более 50% общемировых

выбросов углекислоты, метана, озона, фреонов и других газов отказались выполнять условия документа. По оценке Еврокомиссии (ЕК), с 1990 по 2016 год страны ЕС сократили выбросы углекислоты в атмосферу на 20,8 %. Однако Международное сообщество ученых (*The Global Carbon Project*) полагает, что даже в период действия Киотского протокола выбросы увеличивались примерно на 3 % в год, за исключением интервала времени с 2014 по 2016 год. Но уже в 2016 году страны ЕС увеличили выбросы углекислоты в атмосферу на 0,2%. Кроме того, США 1 июня 2017 года заявили о выходе из Парижского соглашения по климату, (2015 р.), которое было одобрено 195 странами и пришло на смену Киотскому протоколу. Отказывается выполнять квоты Парижского соглашения по климату и Китай, на долю которого приходится около 27% выбросов углекислоты, метана, озона, фреонов и других газов. Если продолжать загрязнять атмосферу Земли прежними темпами, то это может привести к резкому изменению климата, к таянию ледников и, как следствие, к повышению уровня океана, разрушению среды обитания животных и угрозе самого существования человечества. В этой ситуации необходимо использование ВИЭ, так как они не нарушают естественного баланса энергии, получаемого нашей планетой.

К ВИЭ относятся солнечная энергия, энергия ветра, рек, приливов и океанских волн, энергия, заключенная в биомассе и органических отходах. В табл. 4.6 представлены данные по планируемой структуре производства электроэнергии от ВИЭ в Украине [3].

Таблица 4.6 - Проект Национального плана действий Украины по возобновляемой энергетике на период до 2020 года

Структура производства электроэнергии от ВИЭ в 2015 и 2020 годах, %		
Виды ВИЭ	2015	2020 (план)
Ветровые электростанции (ВЭС)	13,0	26,5
Солнечные электростанции (СЭ)	6,5	10,3
Большие ГЭС	76,1	51,3
Микро-, мини- и малые ГЭС	1,3	1,4
Био - электростанции	2,7	9,3
Геотермальные электростанции (гео-ТЭС)	0,4	1,2
ВСЕГО	100,0	100,0

Обязательным направлением развития энергетики от ВИЭ является совершенствование хранилищ и систем накопления электроэнергии. Накопители станут резервным источником питания на случай исключения естественного поступления энергии, например, на случай уменьшения силы ветра или в ночное время, когда практически не работают солнечные батареи. Поэтому в число факторов, влияющих на будущее применение ВИЭ, входят параметры и технологии строительства таких накопителей. Их мировой объем в 2010 году оценивался в 43,5 млрд долл. и по прогнозам к 2020 году достигнет 61 млрд долл.

4.2.2 Гидроэнергетика

На сегодняшний день в мире более 70 % возобновляемой электроэнергии вырабатывается на ГЭС (ГАЭС). В середине прошлого века в Европе и США ГЭС строили активно, но с 1970-х годов эта тенденция снизилась. К примеру, в США в настоящее время на долю ГЭС приходится всего около 6 % всей вырабатываемой электроэнергии. От ГЭС постепенно отказываются, поскольку они вредят окружающей среде и не приносят достаточной прибыли. Недавно Всемирный фонд природы заявил, что масштабное неконтролируемое строительство ГЭС может привести к экологической катастрофе, что ГЭС вредят речной экологии: исчезают уникальные виды рыб и другие организмы, ухудшается качество воды. Их строительство приводит к переселению миллионов людей, а испарения с затопленных территорий негативно влияют на изменение климата.

Однако в обеспечении устойчивости работы ОЭС гидроэнергетика играет важную роль, поскольку обеспечивает энергетическую систему высокоманевренными мощностями для регулирования суточных графиков нагрузки с покрытием «пиков» энергопотребления и заполнением ночных «провалов», а также выполняет функцию аварийного резерва. Достаточно эффективным и распространенным на сегодняшний день способом накопления энергии, и реальным источником регулирования выработки и потребления электроэнергии при изменении нагрузки является использование ГАЭС. ГЭС и ГАЭС снижают необходимость работы турбогенераторов ТЭС в переходных режимах, для которых они не предназначены [1, 15, 43, 58].

Если развитые страны отказываются от ГЭС и даже демонтируют их, то развивающиеся страны активно продолжают их внедрять – около 3,7 тыс. крупных и средних ГЭС находятся в стадии строительства. Исследователи отмечают, что ГЭС в развивающихся странах часто строят

не для нужд обычных граждан, а для крупных промышленных концернов. Например, строящаяся ГЭС на реке Конго будет вырабатывать более трети от всего нынешнего объема выработки электроэнергии в Африке. Но более 90 % энергии этой ГЭС пойдет на добычу полезных ископаемых в Южной Африке, а не на обеспечении электроэнергией населения. От строительства ГЭС на реке Меконг в Китае, по оценкам исследователей, могут пострадать около 60 млн человек из-за снижения уровня воды реки в странах, расположенных ниже по течению (в Таиланде, Лаосе, Камбодже и во Вьетнаме) и живущих за счет рыболовства.

В балансе мощностей ОЭС Украины мощность ГЭС и ГАЭС составляет только около 7-9 % при 16 % оптимальных. Для решения проблемы необходимо строительство дополнительных мощностей гидроэнергетики, что, как указано выше, нецелесообразно. Однако следует признать, что работа ГАЭС важна для повышения устойчивости ОЭС. Генератор ГАЭС может включиться в сеть за 1-2 мин, а переход из генераторного в насосный (двигательный) режим не превышает 10 мин. Некоторые современные ГАЭС способны выйти на полную мощность уже через 1,5 мин после запуска. Т.е. преимущества ГАЭС в том, что они оперативно могут реагировать на изменение нагрузки, в отличие от инерционных ТЭС и АЭС. Число пусков обратимых гидроагрегатов ГАЭС доходит до 700 в месяц. Поэтому при строительстве новых и модернизации старых гидроагрегатов выбирают не ГЭС, а ГАЭС. В мире работает более 460 ГАЭС суммарной мощностью около 300 млн кВт. Самая большая ГАЭС в мире имеет мощность (в генераторном режиме) 3,003 ГВт – это ГАЭС *Bath County* в США. Но вскоре первенство может перейти к Китаю: в 2019 г. должно быть закончено строительство ГАЭС *Feigning* на 3,6 ГВт. По суммарной установленной мощности ГАЭС в 2014 г. на первом месте была Япония – 26 ГВт, на втором – Китай (22,5 ГВт), на третьем – США (22 ГВт). В Евросоюзе мощность ГАЭС в целом составляет более 48 ГВт, крупнейшей станцией (1,8 ГВт) является «Плотина Гранд Мезон» во Франции. На рис. 4.14 представлена технологическая схема производства электроэнергии на ГЭС.

Для обеспечения необходимого напора воды на ГАЭС необходим рельеф с достаточным перепадом высоты (не менее 20–30 м), позволяющим создать на разных уровнях два бассейна – бьефа: верхний и нижний. Синхронные машины ГАЭС имеют генераторный (иногда его называют турбинный) и насосный режимы. В насосном режиме машина ГАЭС в ночное время переходит в режим двигателя, становится потребителем

электроэнергии, разгружая сеть, и, как насос, перекачивает воду в верхний аккумулирующий бассейн из питающего водохранилища. Это обеспечивает станцию запасами потенциальной энергии на дневное время.

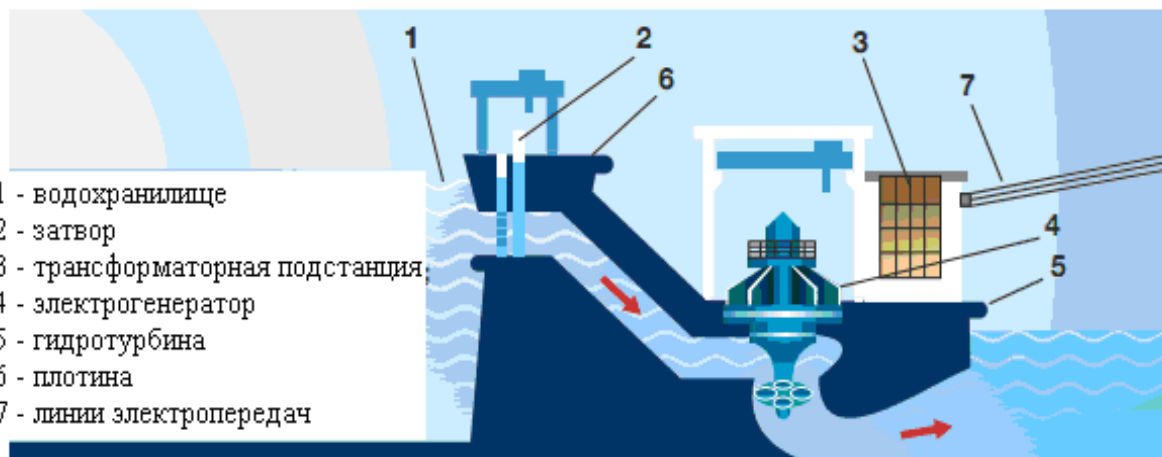
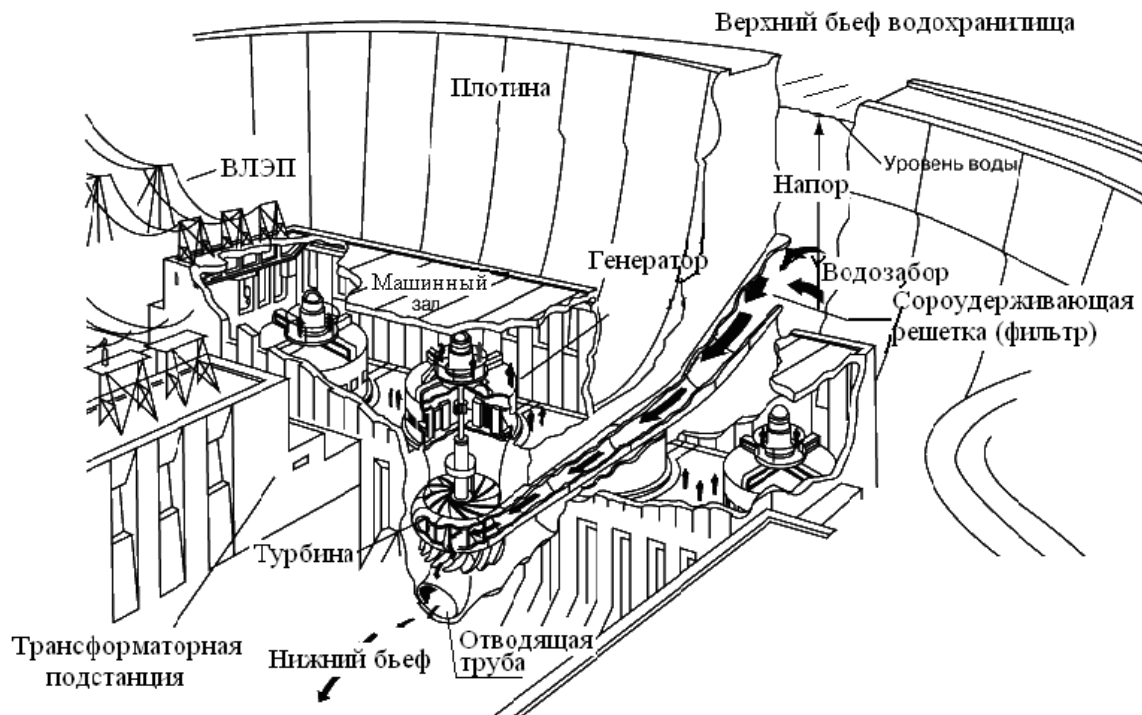


Рисунок 4.14 – Технологическая схема производства электроэнергии на ГАЭС

В генераторном режиме генератор ГАЭС вырабатывает электроэнергию и отдает ее в сеть, сглаживает провалы в энергоснабжении. КПД ГАЭС, под которым понимают отношение энергии, выработанной станцией в генераторном режиме, к энергии, израсходованной в насосном режиме, изменяется от 50 % на старых ГАЭС до 80 % на новых. Но поскольку эти станции потребляют больше энергии, чем производят, их

экономическая эффективность во многом зависит от тарифа на электроэнергию в часы пик.

Интерес к гидроэнергетике усилился в связи с интенсивным развитием других видов ВИЭ, на которых выработка электроэнергии неравномерна, и вопрос накопления и хранения энергии стал еще более актуальным. Учитывая недостатки крупных ГЭС (ГАЭС), в последние годы стали развивать мини- и микро-ГЭС, которые устанавливают на небольших, малонапорных реках и практически не наносят вреда окружающей среде.

По компоновке электроэнергетического оборудования ГАЭС различают двух-, трех- и четырехмашинные гидроагрегаты:

1) наиболее распространены двухмашинные агрегаты, у которых одна обратимая гидромашина (турбина-насос) и одна электрическая синхронная машина (генератор-двигатель). В этом агрегате, в зависимости от режима, гидроагрегат меняет направление вращения и изменяет направление движения воды при переходе из генераторного режима в насосный;

2) в трехмашинном агрегате насос и турбина разделены, но ЭМ выполняет функцию и генератора, и двигателя насоса;

3) в четырехмашинном агрегате установлены 4 элемента: турбина, насос, гидрогенератор и двигатель насоса.

4.2.3. Ветроэнергетика

4.2.3.1 Ветер как источник энергии

Хотя энергия ветра известна человечеству не менее 2000 лет, но только в последние 25÷30 лет ее стали использовать для производства электроэнергии. К настоящему времени в мире установлено более 20 тыс. ветроэлектрических агрегатов, общая мощность которых превышает 16 ГВт. Современные ветроэнергетические установки (ВЭУ) имеют мощность от единиц кВт до 10 МВт и позволяют эффективно, с высокой надежностью преобразовывать энергию ветра в электроэнергию. ВЭУ могут использоваться для различных целей, начиная от зарядки аккумуляторных батарей (АБ) и энергоснабжения индивидуальных объектов (дома, фермы и пр.) до подачи электроэнергии в централизованные СЭС.

В январе 2019 г. у берегов Великобритании заработала крупнейшая в мире плавучая ВЭС. Мощность *Walney Extension* составляет 659 МВт. Станция имеет 87 ветрогенераторов мощностью 659 МВт, что достаточно для обеспечения электроэнергией 600 тыс. жилых домов. В этой ВЭС использует два типа ветрогенераторов: 40 ВЭУ мощностью 7 МВт

каждый, высотой 188 м (фирма *Siemens Gamesa*), и 47 генераторов мощностью 8 МВт, высотой 195 м, (фирма *MHI Vestas*), [50].

В Украине самая мощная ВЭУ (3,2 МВт) была введена в эксплуатацию в 2017 г. в Николаевской области. В настоящее время ведутся работы по созданию ВЭУ мощностью 10 МВт. В Запорожской области в настоящее время ведется строительство крупнейшей в Европе наземной ВЭС мощностью 500 МВт.

Ветер – направленное перемещение воздушных масс, которое возникает из-за неравномерного нагрева Солнцем поверхности Земли. Поэтому энергию ветра можно рассматривать как одну из форм использования солнечной энергии. Поверхность воды и территории, закрытые облаками, нагреваются медленнее, чем поверхность Земли. Воздух, находящийся над нагретой поверхностью, поднимается вверх, создавая внизу области пониженного давления. Из областей повышенного давления воздух перемещается в направлении областей низкого давления, создавая ветер. Ветер постоянно меняется, зависит от сезона, времени суток, наличия рядом морей и больших озер, рельефа земной поверхности, включая различные природные и искусственные препятствия, такие, как холмы, горы, озера, деревья и здания. Скорость ветра зависит от высоты над уровнем земли: ближе к земле ветер замедляется за счет трения о земную поверхность и усиливается на больших высотах. Над полями и пустынными территориями при увеличении высоты в 2 раза скорость ветра увеличивается приблизительно на 12 %. Поэтому ВЭС стараются располагать на возвышенностях, вдали от высоких деревьев, жилых домов и других сооружений. Такие препятствия снижают скорость ветра, приводят к завихрениям, затрудняющим преобразование энергии ветра в электроэнергию.

Среднегодовая скорость ветра характеризует ветровой потенциал территории и определяется, как среднее арифметическое значение всех наблюдаемых скоростей ветра в течение года. Средние скорости ветра вычисляют для месячных, дневных, часовых периодов.

Энергия, заключенная в ветре, находится в кубической зависимости от его скорости: удвоение скорости ветра дает увеличение энергии в 8 раз. Таким образом, при средней скорости ветра 5 м/с вырабатывается примерно в 2 раза больше энергии, чем при ветре со средней скоростью 4 м/с, рис. 4.15. Поэтому для того чтобы ВЭУ была рентабельна, среднегодовая скорость ветра в конкретном регионе должна составлять не менее 5 м/с. При малых скоростях ветра (менее 1,5 м/с) промышленные ВЭУ не функционируют. А при ураганах (скорость ветра более

25÷28 м/с) система автоматики ветроагрегата специально «выводит» его из-под ветра для безопасности. При скорости ветра свыше 12 м/с включаются ограничители скорости вращения лопастей ВЭУ.

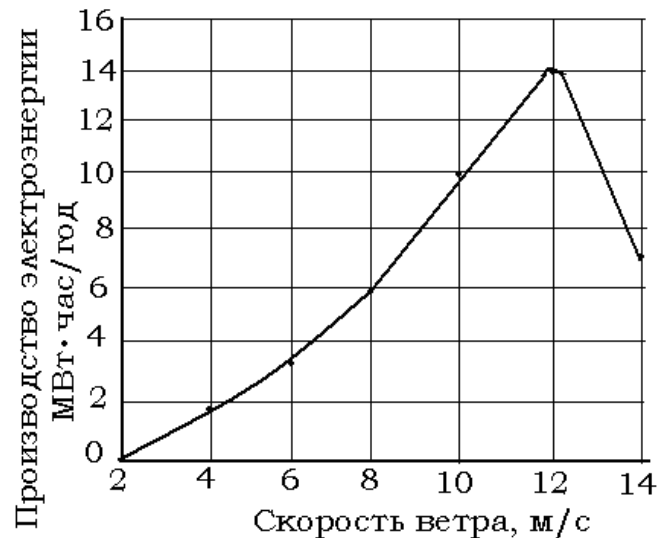


Рисунок 4.15 – Производство электроэнергии ветрогенератором номинальной мощностью 1 кВт в зависимости от среднегодовой скорости ветра (Харьковская область)

Украина располагает значительными ресурсами ветровой энергии, и, что важно, они сосредоточены главным образом в тех регионах, где отсутствует (или нерентабельно) централизованное энергоснабжение. Наиболее перспективными регионами для использования энергии ветра является побережье Черного и Азовского морей, Прикарпатье и Закарпатье, Одесская, Херсонская и Николаевская области. В 2018 г. на территории Украины функционировало 14 ВЭС общей установленной мощностью 426,2 МВт. Необходимым условием надежного функционирования ВЭУ является равномерность и повторяемость ветровых нагрузок. А основным недостатком ветроэнергетики является непостоянство и нерегулируемость потока ветра, что не позволяет прогнозировать объем производства электроэнергии ВЭС даже на сутки.

4.2.3.2. Типы ВЭУ

ВЭУ – системы, которые преобразуют энергию ветра в механическую энергию вращающегося ветроколеса, а затем в генераторе – в электрическую энергию. В первых ВЭУ применялись ветроколеса «активного» (карусельного) типа, в которых использовали непосредственно силу давления ветра. Однако такие установки имели очень низкий КПД (менее

20 %), поэтому в настоящее время для производства энергии их не применяют. В настоящее время применяются две основные конструкции ветроагрегатов: горизонтально-осевые и вертикально-осевые ВЭУ, – в которых используется подъемная сила, действующая на лопасти ВЭУ (рис. 4.16). Оба типа ВЭУ имеют примерно равный КПД, однако наибольшее распространение получили ветроагрегаты первого типа.

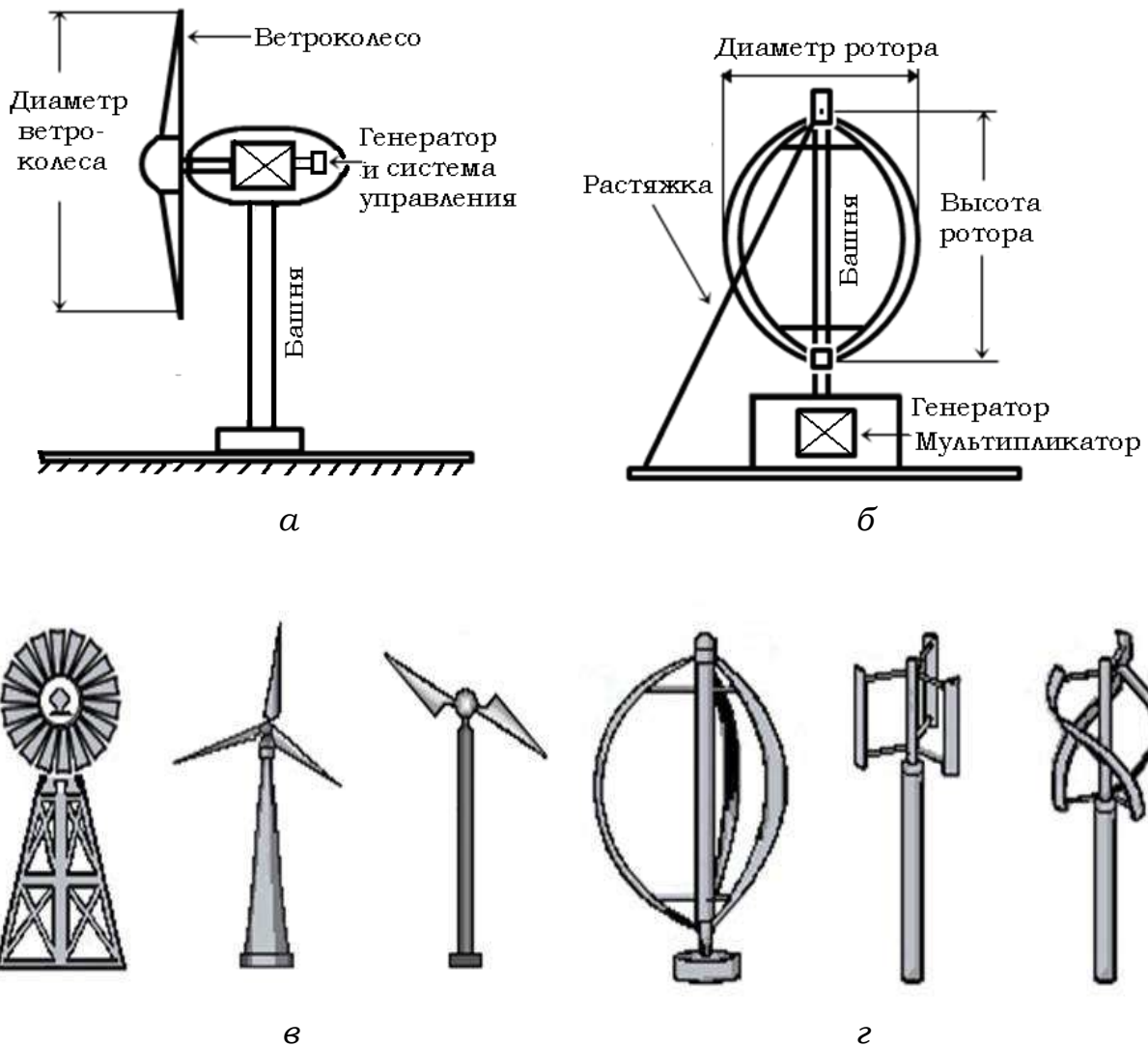


Рисунок 4.16 – Основные виды конструкций ветроагрегатов:
а, в – горизонтально-осевая; б, г – вертикально-осевая

ВЭУ состоит из гондолы, в которой размещены электрогенератор и вспомогательное оборудование, лопастей, мачты и вспомогательных элементов (рис. 4.17). На рис. 4.18 представлен вариант компоновки гондолы электрооборудованием ВЭУ небольшой мощности (рис. 4.18, а) и средней мощности (рис. 4.18, б).

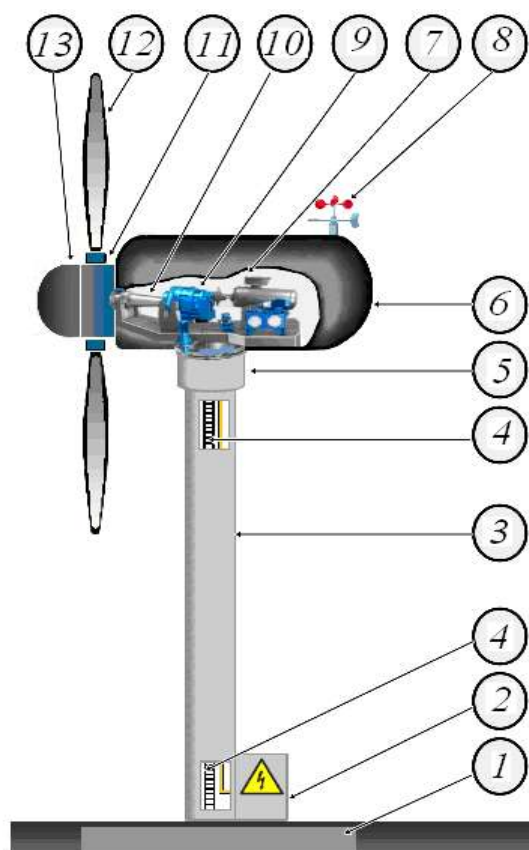


Рисунок 4.17 – Структурная схема ВЭУ:

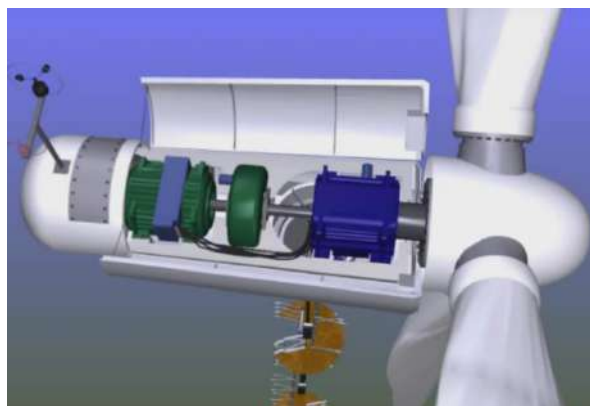
- 1 – фундамент; 2 – силовой шкаф; 3 – опора; 4 – ступеньки;
 5 – поворотный механизм; 6 – гондола; 7 – электрогенератор;
 8 – система слежения за направлением и скоростью ветра (анемометр);
 9 – тормозная система; 10 – трансмиссия; 11 – лопасти ротора;
 12 – система изменения угла атаки; 13 – колпак ротора

Назначение основных компонентов ВЭУ:

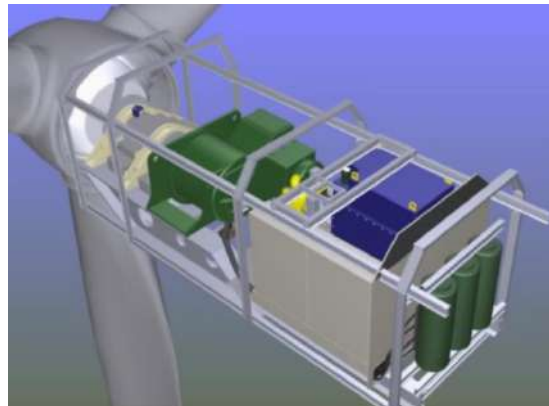
1) ветроколесо преобразует энергию ветрового потока в механическую энергию вращения турбины. Диаметр ветроколеса меняется от нескольких метров до нескольких десятков метров. Ветроколесо устанавливают на башне (ее иногда укрепляют стальными растяжками). Обычно это цилиндрические мачты, хотя применяются и решетчатые башни. На рис. 4.19 представлена внутренняя часть цилиндрической башни ВЭУ. Частота вращения изменяется от 15 до 100 об/мин. Для ВЭУ, соединенных с сетью, частота вращения ветроколеса должна быть постоянной; для автономных систем с выпрямителем и инвертором – возможна переменная;

2) мультипликатор – промежуточное звено между ветроколесом и генератором; он повышает частоту вращения вала ветроколеса и обеспечивает согласование с оборотами генератора. Исключение составляют

ВЭУ малой мощности с генераторами на постоянных магнитах, где мультипликаторы обычно не применяются;



а



б

Рисунок 4.18 – Схема компоновки ЭО в гондоле ВЭУ

а – небольшой мощности;

б – средней мощности с блоком аккумуляторных батарей



Рисунок 4.19 – Схема компоновки цилиндрической башни ВЭУ
(вид внутри)

3) основание (фундамент) предназначено для установки ВЭУ.

При сильных порывах ветра и ураганах, когда скорость ветра превышает предельную величину, ВЭУ автоматически останавливаются. Для этого они оснащаются тормозными устройствами. Горизонтально-осевые ВЭУ имеют в своем составе также устройство, обеспечивающее автоматическую ориентацию ветроколеса по направлению ветра.

Ветроэнергетика имеет две основные особенности:

1) не всегда есть возможность установить ВЭУ рядом с потребителями электрической энергии из-за отсутствия свободных земельных

участков или недостаточной скорости ветра. Кроме того, строительство ВЭС сопровождается развитием инфраструктуры для передачи, транспортировки и распределения электрической энергии;

2) мощность ВЭУ зависит от погодных условий, что приводит к неравномерной выработке электроэнергии. По сравнению с другими станциями ВЭС имеют наименьший уровень прогнозируемости выходных параметров.

Преимущества и недостатки получения ветровой энергии приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7 – Преимущества и недостатки получения ветровой энергии

Преимущества	Недостатки
Ветровая энергия является возобновляемой, т.е. неисчерпаема	Нестабильность, невозможность гарантировать получение необходимого количества электроэнергии
Производство энергии при помощи ВЭУ не сопровождается выбросами в атмосферу углекислого или любого другого газа, уменьшается ветровая эрозия земель	Относительно небольшое количество вырабатываемой электроэнергии
Уменьшение мощности ветров над участками суши и над акваториями водохранилищ и водоемов	Акустическое влияние (шумовые эффекты) и оптическое влияние – уменьшение прозрачности атмосферы
Эргономичность (ВЭУ занимают небольшую площадь и легко вписываются в любой ландшафт, а также хорошо соединяются с другими видами хозяйственного использования территорий)	Электромагнитное влияние, которое препятствует радиосвязи. Влияние на орнитофауну (риск для птиц) и на ихтиофауну (риски для рыб и животных при морском или прибрежном размещении ВЭУ)
Простое обслуживание, быстрая установка, низкие затраты на техническое обслуживание и эксплуатацию	Возможные аварийные ситуации при эксплуатации ВЭУ: риски разрушения конструкции ветробашни, поломки или повреждений элементов ветроколеса и при его разрушении возможно разрушение рядом расположенных зданий и сооружений

Соотношение мощности компонентов: дизельная энергетическая система зависит от схемы генерирования нагрузки и ресурсов ветра. Режим параллельной работы ВЭУ и ДЭС оценивается, как недостаточно

эффективный способ использования ВЭУ, поскольку доля участия ветроагрегата в системе по мощности не должна превышать 15–20 % от мощности дизель-генератора. Использование режима раздельной работы ВЭУ и ДЭС позволяет поднять долю участия ВЭУ до 50 – 60 % и более. Однако в этом случае неизбежно усложнение системы за счет необходимости введения системы управления, выпрямителей, инверторов и накопителей (например, аккумуляторных батарей (АБ), гидро- и аэроакопителей), которые аккумулируют избыточную энергию, выработанную ветроагрегатом для резервирования питания. Когда энергию получают от ВЭУ, накопители подзаряжаются. В периоды ветрового затишья и при разрядке АБ, для обеспечения потребителей энергией запускают дизель-генератор;

3) ветросолнечные (гибридные) системы, рис. 4.20. Использование солнечной энергии совместно с ВЭУ (установка фотоэлектрических батарей (ФБ)) достаточно эффективно. Сочетание этих систем выгодно для индивидуальных потребителей своей стабильностью, несмотря на их довольно высокую стоимость, рис. 4.21;



а



б

4.20 – Гибридная ветросолнечная станция:

а – Флорида, США; б – Запорожская обл., Украина

4) использование ВЭУ совместно с мини- и микро-ГЭС. В таких системах в ветреную погоду ВЭУ вырабатывает электроэнергию, а излишки энергии используют для закачивания воды с нижнего бьефа в верхний. В периоды затишья энергия вырабатывается на мини- и микро-ГЭС, которые особенно эффективны при малых гидроресурсах;



Рисунок 4.21 – Пример ветросолнечной установки для частного дома с резервным дизель - генератором

5) генераторы ВЭУ, подключенные к энергосетям, получают от нее активную и реактивную мощность для обеспечения запуска, работы и контроля. А электроэнергия, выработанная на самой ВЭУ, отдается непосредственно в сеть.

Синхронизация электрических параметров генератора ВЭУ с параметрами сети обеспечивается за счет регулирования тока возбуждения. Соединенные с сетью ВЭУ устанавливаются на территориях с хорошими ветроэнергетическими ресурсами и используются для производства электроэнергии с целью продажи ее энергетическим компаниям.

Группа ВЭУ называется «ветроферма» или «ветростанция» (ВЭС). На ветростанциях ВЭУ устанавливаются рядами, перпендикулярно к господствующему направлению ветра. При разработке такого проекта необходимо строить дороги для обслуживания агрегатов и подстанций. Обычно участок земли, отведенный под ВЭС, используется и для других нужд, например, сельскохозяйственных.

Для ВЭС применяют крупные агрегаты мощностью от 120÷200 кВт, и их общая мощность может достигать десятков и сотен МВт. В штате Калифорния (США) на ВЭС производится столько электроэнергии, что ее хватает для обеспечения энергией г. Сан-Франциско в течение всего года. Этот тип станций становится все более популярным, особенно в европейских странах, где принята цель снижения эмиссии парниковых газов, (Киотский протокол, Парижское соглашение) [42,53,55].

Ветроагрегаты (ВЭУ) должны быть удалены от препятствий на поверхности земли так, чтобы избежать эффекта ветрового экранирования

и возникновения нежелательной турбулентности ветрового потока. Близкое расположение на ВЭС одного агрегата рядом с другим может привести к тому, что в зону действия следующего ветроагрегата попадает «отработанный ветер», ослабленный прохождением через ветроколесо первой ВЭУ. Это приводит к снижению развиваемой мощности, а возникшие завихрения ветрового потока могут вызвать опасные перегрузки. Для уменьшения взаимного влияния ВЭУ, они должны быть удалены друг от друга на расстояние, не менее 5 – 10 диаметров ветроколеса, рис. 4.22.



Рисунок 4.22 – ВЭС в Калифорнии (США)

В проекте «Национального плана действий Украины по возобновляемой энергетике», разработанного Государственным агентством по энергоэффективности и энергосбережению, к 2020 году запланировано получать не менее 11 % электроэнергии от ВИЭ, что оценивается в 15 ГВт. Из этого объема доля ветроэнергетики должна составить 26,5%, (см. табл. 4.6). Такие показатели соответствуют обязательствам, которые Украина взяла перед мировым Энергетическим сообществом. Однако для строительства такого количества ВЭС необходимы значительные инвестиции, по разным оценкам – более 200 млрд грн.

Ветроэнергетика во многих странах мира уже давно не считается «альтернативной», а перешла в разряд основной. Примером могут служить Дания и Нидерланды, где энергия ветра обеспечивает около 40 % энергетических нужд стран, а к 2020 году планируется от ветра получать до 50 % всей энергии, к 2035-му – 85 %, к 2050 году – 100 % электроэнергии. Причем практически все ВЭУ будут установлены на шельфе Северного моря. Однако из-за низкой стоимости электроэнергии, получаемой от АЭС соседних стран (импорт электроэнергии) и от других типов собственных станций, ветроэнергетика становится нерентабельной из-за высоких затрат на эксплуатацию ветрогенераторов.

Это требует от правительств пересмотра отношения к ветроэнергетике и увеличения объемов выделяемых средств. С 2016 г. 23 % всей электроэнергии в Португалии, 27 % в Испании, 20 % в Ирландии, 12 % в Великобритании, 11 % в Германии получают от энергии ветра. В целом к 2020 году ЕС планирует 20 % электроэнергии получать от ВЭС.

ВЭУ могут устанавливаться как на суше (*on-shore*), так и на водной поверхности (*off-shore*), рис. 4.23. Работа оффшорных ВЭУ аналогична работе установок, размещенных на суше, но их конструктивные элементы имеют повышенную защиту от коррозии. На рис. 4.24 показаны разные варианты монтажа опор оффшорных ВЭУ на морском дне, которые по принципу крепления похожи на крепление буйка. Возможно исполнение «плавающих» ВЭУ. Электрический кабель от оффшорной ВЭУ к трансформатору на берег прокладывают под водой. В сентябре 2018 г. в Великобритании пущена в эксплуатацию крупнейшая в мире оффшорная ВЭС.



Рисунок 4.23 – ВЭУ, установленные на морском шельфе (*off-shore*)

Ветропарк содержит 87 ВЭУ суммарной мощностью 659 МВт. Примерно половина ВЭУ оборудована генераторами мощностью 8,25 МВт и имеет высоту башен 195 м, мощность остальных ВЭУ – 7 МВт и высоту 187 м. Ветропарк занимает площадь 144 км² и способен обеспечить электроэнергией 600 тысяч домов.

Вопрос размещения и выбор конструкции ВЭС решается с учетом экологической безопасности для окружающей среды: людей, животных, птиц. ВЭУ производят аэродинамический шум, который может причинить дискомфорт людям.

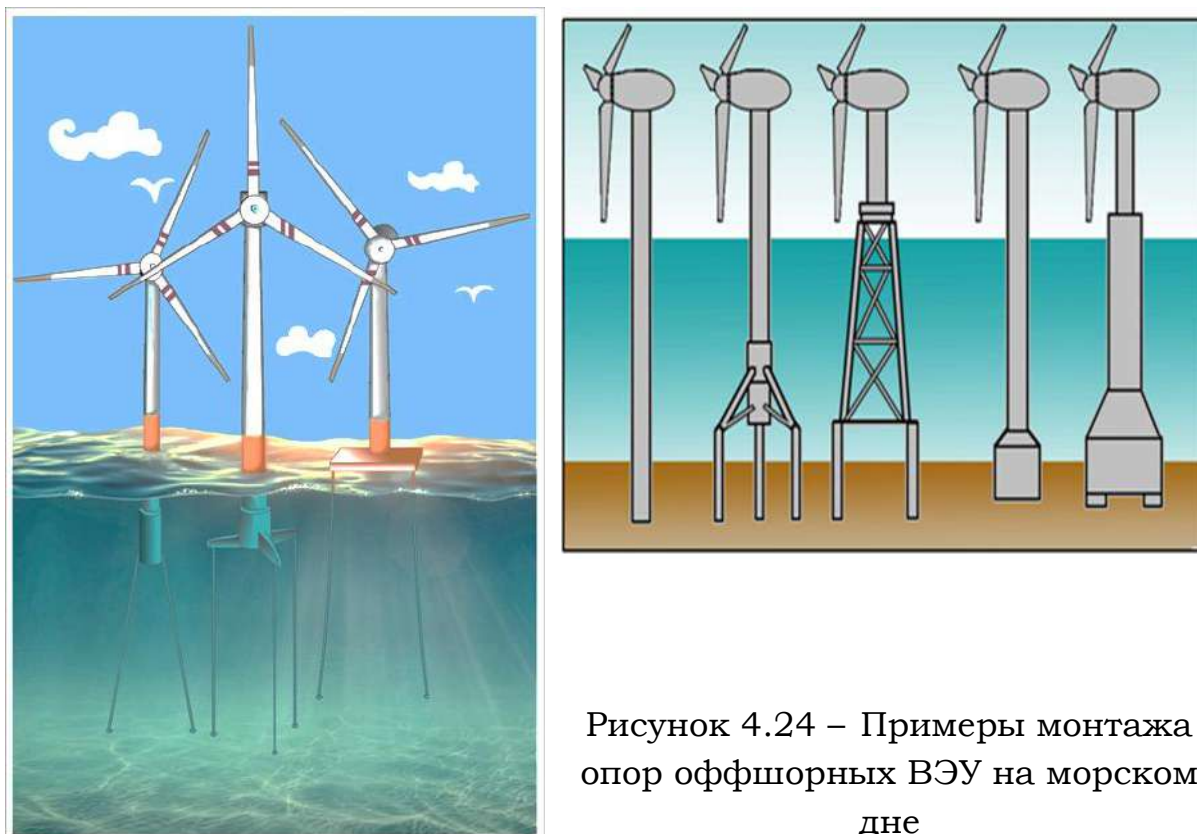


Рисунок 4.24 – Примеры монтажа опор оффшорных ВЭУ на морском дне

По этой причине в некоторых странах Европы принят закон, по которому расстояние от ВЭУ до жилых домов должно быть не меньше 300 м, а уровень шума не должен превышать 45 дБ днем и 35 дБ ночью. От работы ВЭУ в дневное время гибли птицы, а в ночное время очень уязвимыми оказались летучие мыши, поскольку строение их легких способствует получению смертельной баротравмы при попадании в область пониженного давления около краев лопастей. Поэтому интересной оказалась новая разработка испанской компании *Vortex Bladeless* - безлопастные ветротурбины. Они более безопасны для окружающей среды и являются альтернативой уже известным ветротурбинам. В такой ветротурбине лопасти выполнены в виде пропеллера, она имеет вид сигареты - самокрутки и генерирует электроэнергию благодаря эффекту завихрения, рис. 4.25. Обычно инженеры борются с эффектом качания ветроферм от завихрений воздуха, поскольку он может стать причиной разрушения конструкций, но разработчикам *Vortex Bladeless* удалось использовать эффект раскачивания. Легкая конструкция из композитного материала, состоящего из стекла и углеродного волокна, позволяет сделать завихрения в турбине синхронными, а вибрации – максимальными. Амплитуда движения турбины увеличивается не только под воздействием ветра, но и благодаря двум магнитам, расположенным внизу мачты и выполняющим роль неэлектрического двигателя.



Рисунок 4.25 – Безлопастная ветряная турбина *Vortex Bladeless*
(фото *Vortexbladeless.com*)

КПД безлопастной турбины *Vortex Bladeless* в среднем в 3 раза меньше, чем лопастной. Но компенсировать разницу, по мнению разработчиков, можно за счет большего количества компактных конструкций на идентичной по размеру площади. К тому же, безлопастные турбины дешевле, они бесшумные и безопаснее для окружающей среды (в лопасти случайно не попадут птицы).

Перспективны «летающие» ВЭУ, которые в настоящее время активно разрабатываются в Саудовской Аравии, в Великобритании (в Шотландии), в Норвегии и т.д.

4.2.3.3. Типы генераторов для ВЭУ

Для ВЭУ используют следующие типы генераторов:

- 1) многополюсные тихоходные СГ с постоянными магнитами (мощностью до 50÷100 кВт);
- 2) АГ с короткозамкнутым ротором (фактически серийный асинхронный электродвигатель) находит наибольшее применение для автономных ВЭУ мощностью 100÷200 кВт;
- 3) быстроходные СГ с электромагнитным возбуждением (мощностью свыше 500 кВт) устанавливаются совместно с мультипликаторами.

В табл. 4.8 приведены преимущества и недостатки разных типов генераторов для ВЭУ [37, 40, 42].

Таблица 4.8 - Преимущества и недостатки генераторов для ВЭУ

Преимущества	Недостатки
1. АГ с к.з. ротором	
1) Простота в обслуживании и надежность, невысокая стоимость; 2) имеют сравнительно малые колебания генерируемой мощности, электромагнитного момента и тока при параллельной работе и при переменной скорости ветра и его порывах; 3) возможно устанавливать безредукторные установки с хорошими массогабаритными показателями, высоким КПД и возможностью регулировать напряжение в широких пределах за счет изменения тока возбуждения	1) Необходимость установления редукторов, т.к. используют тихоходные турбины (с частотой вращения $20 \div 30$ об/мин). Поэтому генератор присоединяют через редуктор с высоким коэффициентом преобразования ($K_{ред}=50 \div 70$), что требует дополнительных расходов на установку, обслуживание, ремонт, снижает надежность, является источником механического шума; 2) невозможно управлять режимными параметрами, что необходимо при порывистом ветре; 3) для работы в автономном режиме необходим автономный источник реактивной мощности; 4) ограничение в промышленном применении из-за искаженной формы выходного напряжения и неудовлетворительных динамических свойств
2 СГ с магнитоэлектрическим возбуждением	
1) Нет скользящего контакта, 2) высокая надежность, 3) высокое значение КПД	1) Необходимость в дорогих постоянных магнитах, технология которых в Украине не отработана, отсутствие отечественной базы производства; 2) невозможно регулировать магнитный поток; 3) высокая стоимость
3. Специальные типы СГ с магнитоэлектрическим возбуждением	
1) Нет скользящего контакта, проще в эксплуатации; 2) высокое значение КПД; 3) сохраняют устойчивые рабочие характеристики на протяжении не менее 10 лет	1) Необходимость в постоянных магнитах, технология которых в Украине не отработана, нет отечественной базы производства; 2) постоянство магнитного потока, т.е. невозможно его регулировать; 3) высокая стоимость генераторов

Окончание табл. 4.8

Преимущества	Недостатки
4. АГ с фазным ротором	
1) Возможно использовать в автономных системах в сочетании с другими машинами. Возможно каскадное соединение двух АГ или соединение АГ и ДПТ с параллельным возбуждением; 2) простота в обслуживании; 3) надежность; 4) имеют сравнительно малые колебания генерируемой мощности, электромагнитного момента и тока при параллельной работе и при переменной скорости ветра и его порывах	1) Нужны редукторы с высоким коэффициентом преобразования ($K_{ред}=50÷70$) т.к. используют тихоходные турбины с частотой вращения $20÷30$ об/мин, что требует дополнительных расходов на установку, обслуживание, ремонт, снижает надежность, является источником механического шума; 2) невозможно управлять режимными параметрами, что необходимо при порывистом ветре; 3) для работы в автономном режиме необходим источник реактивной мощности; 4) искажение формы выходного напряжения и неудовлетворительные динамические свойства; 5) скользящий контакт снижает надежность
5. СГ с электромагнитным возбуждением	
При применении преобразователей с явным звеном постоянного тока и инвертором напряжения, при широтно - импульсном управлении, можно получить в токе сети низкий состав высоких гармоник, улучшение динамических свойства объекта, возможность управления реактивной мощностью с генераторной стороны	1) Высокая стоимость, сложность конструкции, более низкая надежность, чем у АМ; 2) наличие скользящего контакта и необходимость в источнике постоянного тока для обмотки возбуждения; 3) при безредукторной установке усложняется конструкция, увеличивается вес и стоимость; 4) частота ЭДС зависит от скорости вращения, что ограничивает, а в регионах с резкими порывами ветра, делает невозможным включать их в сеть без полупроводникового преобразователя частоты

4.2.4. Солнечная энергетика

4.2.4.1. Типы солнечных электростанций

В Украине в определенной степени перспективна солнечная энергетика. Но при ее использовании необходимо учитывать низкую удельную плотность получаемой энергии: с 1 м^2 освещенной поверхности можно

получить максимум 100 Вт, т.е. для получения 100 МВт требуется площадь не менее 1 км². Поэтому можно считать, что солнечная энергетика в промышленно развитых странах целесообразна только для индивидуальных потребителей.

Однако по объему инвестиций солнечная энергетика считается первой среди ВИЭ и превосходит даже ветроэнергетику. Например, в 2015 г. мировые инвестиции в ВИЭ составляли 367 млрд долл. Из них 161 млрд долл. был направлен на развитие солнечной энергетики и только 110 млрд долл. – на развитие ветряной. Начиная с 2000 г. мощность СЭ в мире удваивается каждые три года. В настоящее время строят солнечные электростанции двух типов: СЭ башенного типа и СЭ распределенного типа. Лидерство в производстве солнечных батарей-панелей, состоящих из параллельно или последовательно соединенных фотоэлектрических солнечных элементов для СЭ распределенного типа, с конца XX-го века принадлежит Китаю.

Солнечные электростанции по виду преобразования солнечной энергии подразделяют на несколько типов:

1) на *электростанциях башенного типа* работа основана на получении водяного пара от энергии Солнца. В центре стоит башня высотой 18÷24 м, на вершине которой находится резервуар с водой. Резервуар красят в черный цвет для лучшего поглощения тепла. В башне установлены насосы, закачивающие воду в резервуар. Вокруг башни на некотором расстоянии располагаются зеркала (гелиостаты) площадью в несколько квадратных метров, закрепленные на опорах и подключенные к общей системе позиционирования, что позволяет зеркалам менять ориентацию в зависимости от положения Солнца и обеспечивать позиционирование всех зеркал так, чтобы все отраженные лучи попадали на резервуар. В ясную солнечную погоду температура воды в резервуаре может достигать +700 °С (в резервуаре поддерживают повышенное давление, чтобы сохранять воду в жидком состоянии), рис. 4.26.

Такие же температуры используются на большинстве ТЭС, поэтому для получения электроэнергии используются стандартные турбины. Станции такого типа имеют сравнительно большой КПД (около 20 %) и высокие мощности. Однако такие станции вредят живой природе: гибнут птицы, которые оказываются слишком близко к зоне концентрации солнечной энергии. По данным *E&E Publishing, LLC* на СЭ Ayvonpa (Калифорния, США) одна птица погибает каждые 2 минуты, ("*SOLAR: Bird deaths at California power plant a PR nightmare for industry*");

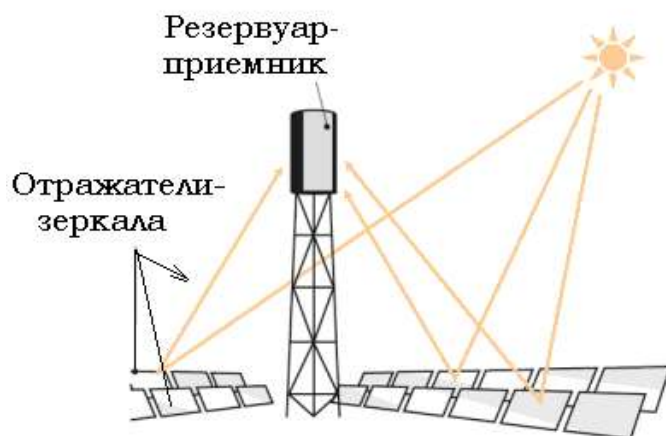


Рисунок 4.26 – Электростанция башенного типа

2) на станциях *тарельчатого типа* используют принцип получения электроэнергии, подобный способу получения энергии башенными СЭ, но есть отличия в конструкции самих станций. Станция собирается из отдельных модулей и состоит из опоры, на которую крепятся приемник и отражатель. Приемник расположен в области концентрации отраженного солнечного света. Отражатель состоит из зеркал в форме «тарелки», радиально расположенных на ферме. Диаметры этих зеркал достигают 2 м, а количество зеркал – нескольких десятков (в зависимости от мощности модуля). Такие станции могут состоять из одного модуля (автономные) или нескольких десятков (для работы параллельно с сетью);

3) станции, *использующие фотоэлектрические модули* (фотобатареи), наиболее распространены в настоящее время. Они состоят из большого числа отдельных модулей (фотобатарей) различной мощности. Станции применяют для энергообеспечения как малых, так и крупных объектов (частные коттеджи, пансионаты, санатории, промышленные здания и т.д.). Фотобатареи могут устанавливаться практически везде, начиная от крыши и фасада здания, заканчивая специально выделенными территориями, рис. 4.27. Перспективно использование фотоэлектрических модулей на транспорте: на автомобилях, самолетах, на автобусах, на морских судах и т.д., рис. 4.28;

4) на станциях, *использующих параболические концентраторы*, теплоноситель нагревается до высокой температуры. На ферменной конструкции устанавливается параболо-цилиндрическое зеркало с большой длиной цилиндрической оси. В фокусе параболы устанавливается трубка, по которой течет разогретый теплоноситель (чаще всего масло). Теплоноситель в теплообменном аппарате отдает тепло воде, которая

превращается в пар. Пар поступает в турбину, соединенную с ротором генератора;



Рисунок 4.27 – Солнечная станция (*a*), использующая фотоэлектрические модули (*б*)

5) на комбинированных станциях дополнительно устанавливают теплообменные аппараты для получения горячей воды, которая используется для технических нужд, для горячего водоснабжения и отопления. Также на одной территории возможна параллельная установка концентраторов и фотобатарей, что тоже считается комбинированной солнечной электростанцией;

б) *аэростатные солнечные станции* бывают 2-х типов:

– солнечные элементы располагаются на поверхности аэростата. При этом их КПД не превышает КПД наземных солнечных батарей и составляет около 15 % (максимально 40 %), рис.4.29. Аэростаты достигают высоты более 20 км и не боятся затенения при облачной погоде, а двигаясь с воздушными потоками, не испытывают ветровых нагрузок.

Ориентировка на Солнце осуществляется за счет перекачки балластной жидкости (воды), точная ориентировка достигается гироскопами. В одном дирижабле может находиться несколько плавающих шаровидных модулей, рис. 4.29, в;

– в конструкции второго типа в качестве рефлектора для концентрации солнечной энергии используется параболический пленочный концентратор (пленочные зеркала), рис.4.30. Пленочный концентратор параболической формы изготавливают из армированной металлизированной пленки, в центре проходит термоконцентратор (труба), охлаждаемый легким газом (водородом или гелием).

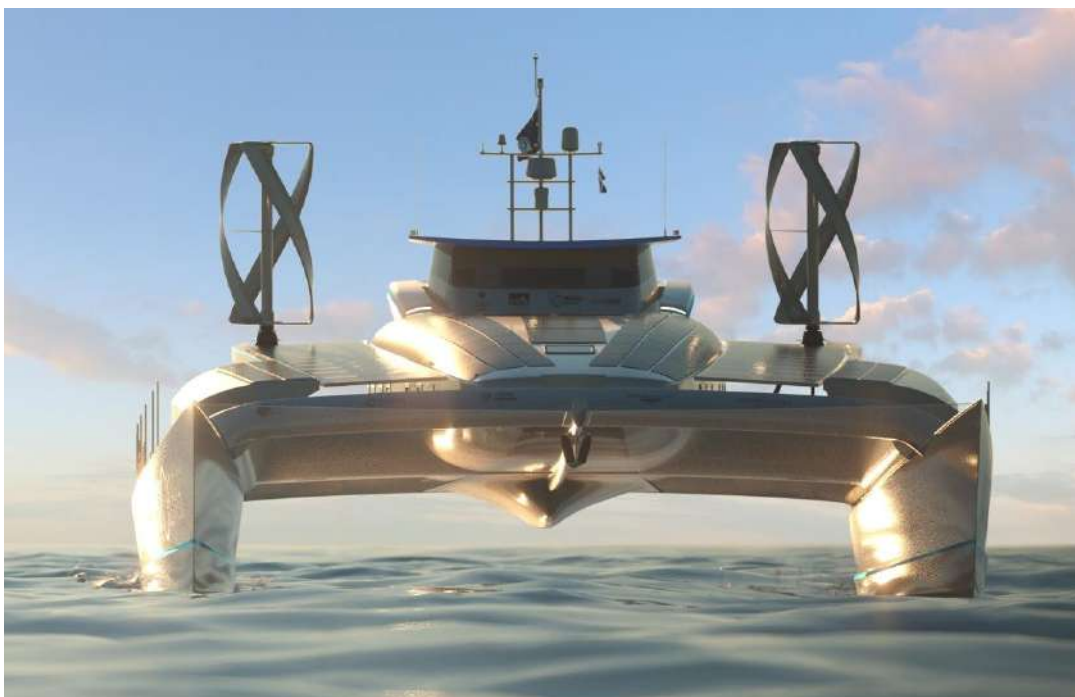
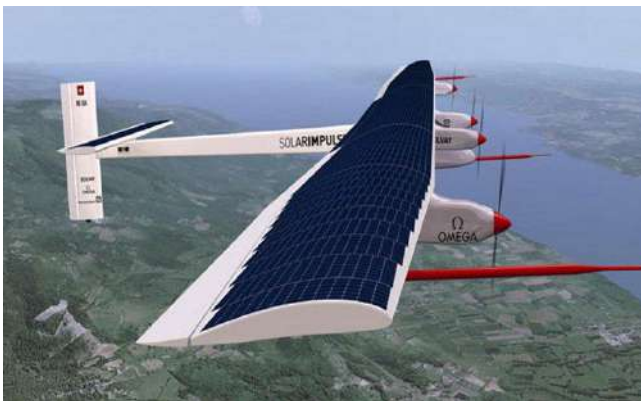
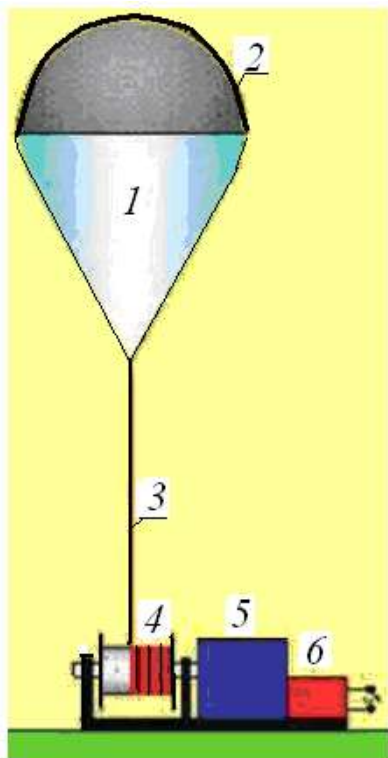


Рисунок 4.28 – Транспортные средства с использованием Фотобатарей (фотоэлектрических модулей)



а



б



в

Рисунок 4.29 – Аэростатная солнечная станция
 а – схема; б – аэростат; в – плавающий шаровидный модуль
 1 – оболочка баллона аэростата; 2 – тонкопленочные солнечные элементы;
 3 – канат с электрическим кабелем; 4 – барабан;
 5 – электромотор управления барабаном; 6 – инвертор



Рисунок 4.30 – Длинные параболические (в поперечном сечении) зеркала-пленки с трубами для разогрева теплоносителя (фото Solucar)

Стоимость 1 м² пленки меньше, чем стоимость солнечных батарей с любыми другими поглощающими или отражающими поверхностями.

7) *солнечно-вакуумные станции* используют энергию воздушного потока, искусственно создаваемого за счет разности температур воздуха у земли, нагретого в закрытом стеклами участке, и воздуха на некоторой высоте. Для этого необходимо участок земли накрыть стеклянной крышей. Также в его комплектацию входит высокая башня, у основания которой располагают воздушную турбину и электрогенератор.

Вырабатываемая мощность растет с ростом разности температур, которая увеличивается с увеличением высоты башни. Благодаря запасам тепла нагретой земли, такие станции могут работать практически круглосуточно, что является их преимуществом;

8) *линзовые солнечные электростанции* имеют плоские и сферические панели. В таких станциях для сбора солнечной и даже лунной энергии используют концентраторы на основе сферических линз или так называемых линз Френеля. Сферические линзы использовались для создания солнечных концентраторов еще в 70-х годах XX-го века и были запатентованы во Франции, Германии, Италии, Японии, США и СССР. В 2012 году немецкий архитектор Андре Броссел разработал сферический концентратор, который в состоянии повысить эффективность фотоэлектрической панели на 35 %. Для этого он использовал стеклянный шар, который наполнял водой. Такой шар способен концентрировать энергию Солнца в 10000 раз лучше, чем плоские панели, рис. 4.31.



Рисунок 4.31 – Сферическая солнечная электростанция

Недостатком такого концентратора при расположении на крыше дома можно считать его большой вес. Решающим фактором в дальнейшем развитии таких проектов является их способность улавливать не

только солнечную, но и лунную энергию и генерировать электрическую энергию даже ночью, рис. 4.32.

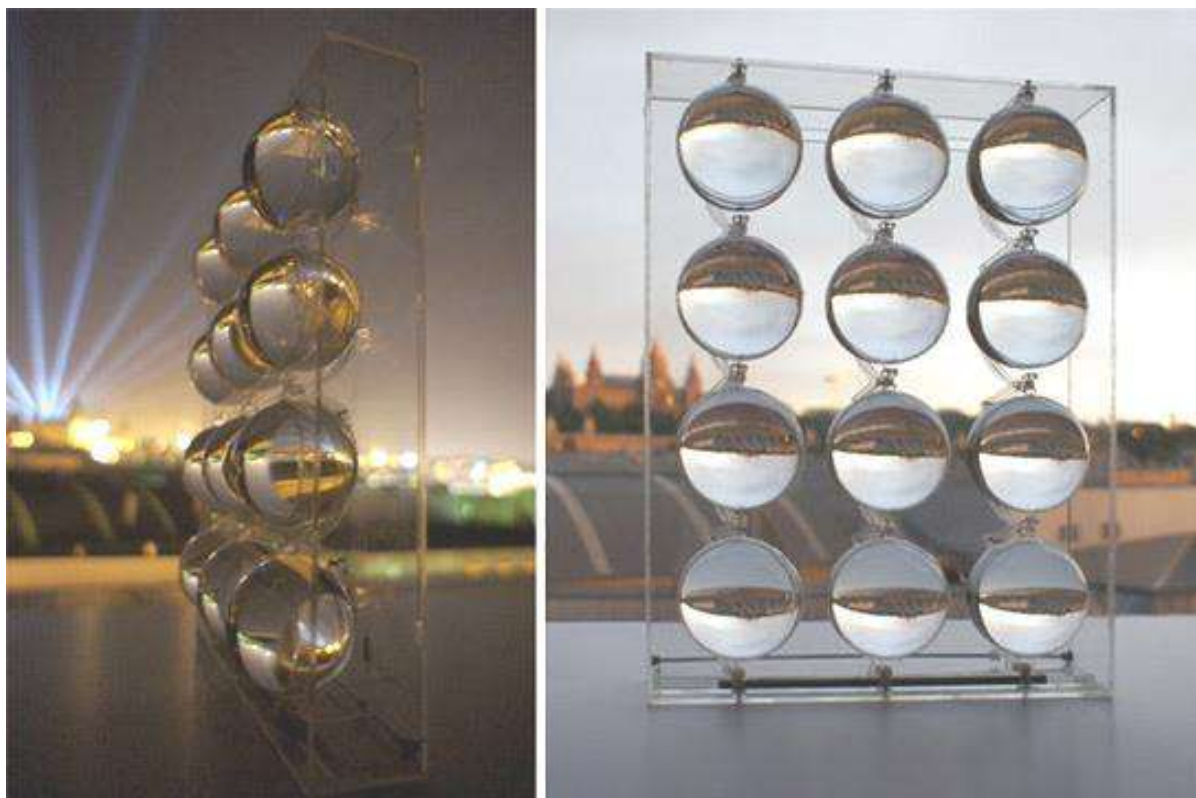


Рисунок 4.32 – Сферическая солнечная электростанция в ночной период

Сферы способны собирать даже рассеянный лунный свет и превращать его в устойчивый источник энергии. Проект очень красивый, сферы хорошо смотрятся на крышах зданий.

4.2.4.2. Краткая история создания и развития солнечной энергетики

В 1839 г. французский физик А.-Э. Беккерель обнаружил возникновение электрического тока в освещенном электролите. В 1883 г. американский инженер Ч. Фриттс создал фотоэлектрический солнечный элемент из селена с микронным покрытием из золота для преобразования энергии поглощенного света в электроэнергию с КПД, равным 1%. Поэтому 1883 год принято считать началом эры солнечной энергетики.

Дальнейшее развитие солнечной фотоэлектрической энергетики принадлежит А. Эйнштейну, который заложил основы общей теории фотоэффекта, за что в 1921 г. он получил Нобелевскую премию по физике. В работах А. Эйнштейна было достигнуто понимание фотоэффекта на

уровне, достаточном для целенаправленного создания эффективных фотоэлектрических солнечных элементов, для появления солнечной фотоэлектроники (*solar photovoltaic*).

Первый промышленный солнечный элемент был создан в 1953 году, и уже в 1958 году на третьем советском спутнике Земли и на американском спутнике "Авангард-1" (серия «*Explorers*») были установлены солнечные батареи, рис. 4.33.

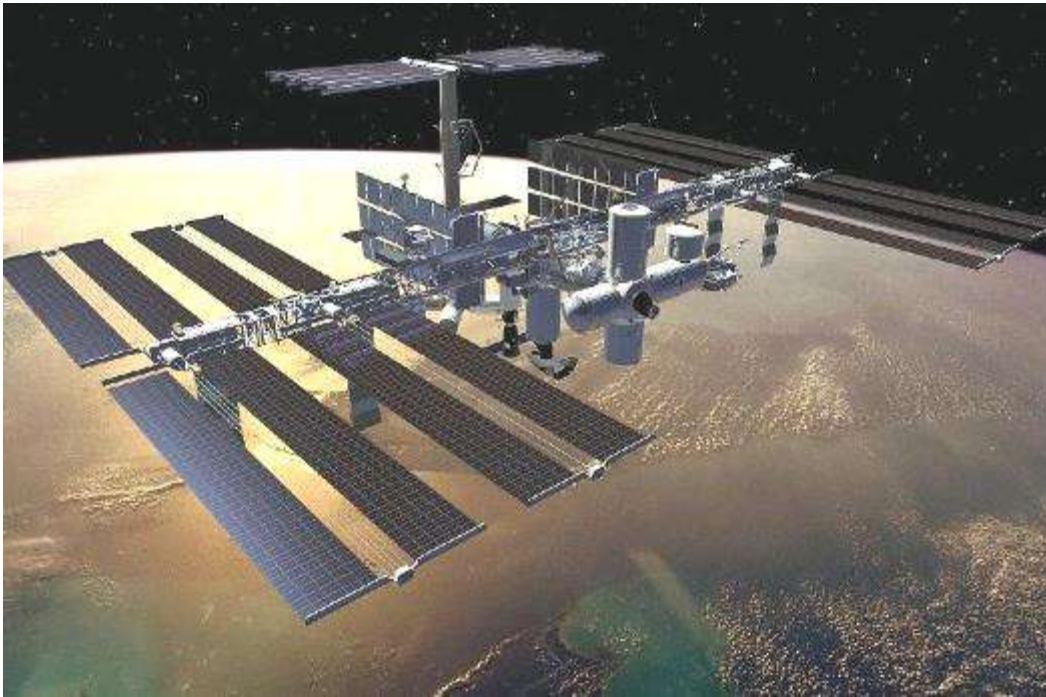


Рисунок 4.33 – Солнечные батареи на международной космической станции

Из-за низкой плотности солнечной энергии для орбитальных станций требуются сотни м² солнечных батарей, что определяет проблему транспортировки этих батарей в космос. На земле, в пустынях нет проблем с транспортировкой, и основным становится вопрос стоимости электроэнергии: для создания солнечных станций с выработкой электроэнергии в промышленных объемах нужны огромные затраты на приобретение исходного материала для солнечных преобразователей (монокристаллического кремния), конструкционных сталей, систем управления, специальной защиты и т.д. В космосе, однако, не так важен вопрос стоимости, там этот практически безальтернативный вариант.

Чтобы получить положительный экономический эффект, необходимо снижать стоимость солнечных панелей. Цена на солнечные панели постоянно снижалась, и к середине 2016 г. снизилась до \$0,01 за 1 Вт

полученной мощности. Уже сейчас стоимость крыши из солнечных панелей *Tesla* (солнечные крыши, рис. 4.34) равна или ниже стоимости обычной кровли, например, из черепицы. В Украине, где число солнечных дней во многих регионах не достигает и половины календарных, использование солнечной энергетики целесообразно для небольших поселков, ферм и индивидуальных потребителей, рис. 4.35.



Рисунок 4.34 – Здания с «солнечными крышами»
(*Tesla Powerwall* и *Solar Roof*, США, фирма *Tesla*)



Рисунок 4.35 – Крыши, балкон и фасад жилых домов
с установленными солнечными батареями

Исторически первыми фотоэлектрическими солнечными элементами с эффективностью, большей 1 % (а именно, 6 %), стали элементы на основе кристаллического кремния (с-Si), которые наравне с элементами на основе германия, принято считать элементами первого поколения. Они на данный момент составляют 90 % всего рынка производства солнечных элементов и имеют КПД около 20 %. Такие элементы имеют недостатки: высокая стоимость, токсичность процесса изготовления, большое количество токсичных отходов и др. Существует международное соглашение, по которому солнечные ячейки и модули должны проходить единые стандартные испытания: температура ячейки или модуля должна быть не более +25°C, а солнечный радиационный показатель ячейки должен иметь энергетическую плотность 1000 Вт/м² со спектральным энергетическим распределением – «воздушный массовый показатель 1,5» (AM-1,5). Этот показатель определяется расстоянием, которое проходят лучи Солнца, пока достигнут атмосферы.

За пределами атмосферы Земли излучение Солнца имеет энергетическую плотность приблизительно 1365 Вт/м². Характеристика спектрального энергетического распределения солнечного излучения, определенная перед входом в атмосферу, называется распределением «воздушной массы 0» (AM-0).

Фотовольтаические элементы соединяют в панели и защищают стеклянной заслонкой. Мощность панелей определяется пиковой мощностью (W_p) – мощностью устройства при интенсивности солнечного излучения 1000 Вт/м² при температуре 25 °C. Такие условия существуют при хорошей погоде, когда Солнце находится в наивысшей точке небосвода. Для достижения мощности 1 W_p необходим элемент с размерами приблизительно 100 см². Преимуществом фотовольтаики является то, что панели можно прибавлять и увеличивать мощность всего устройства. Панели и остальные части - переносные, следовательно, их можно устанавливать в любом месте.

Солнечные элементы второго поколения требуют меньше сырья, их производство проще, чем элементов на основе кристаллического кремния, при их изготовлении потребляется меньше энергии, они выпускаются гибкими, пластичными, в виде тонких пленок. Эти достоинства привели к развитию солнечных элементов второго поколения, как на основе Si, так и на основе многокомпонентных полупроводников. Средняя рыночная цена 1 кВт электричества от батарей солнечных элементов второго поколения составляет 0,6 – 0,9 долл. США. Это уже достаточно разумная цена, представляющая интерес для мирового рынка.

Солнечные элементы второго поколения имеют недостатки:

- высокая токсичность производства многокомпонентных полупроводников и ряда исходных материалов;
- нестабильность солнечных элементов;
- зависимость от условий окружающей среды (необходимость очистки от снега и загрязнений, снижение выходной мощности при рассеянном свете).

Следующим этапом усовершенствования солнечной фотовольтаики стало создание солнечных элементов 3-го поколения на основе:

- проводящих полимеров, в том числе органических;
- пигментов (органических красителей);
- органо-неорганических полупроводников;
- солнечных элементов на «горячих электронах»;
- солнечных элементов с разделением солнечного спектра.

При создании таких элементов стараются решить уже известные проблемы: снизить токсичность производства и отходов, себестоимость, материальные и энергетические затраты, увеличить скорость и упростить процесс изготовления, достичь максимальной стабильности работы в различных погодных условиях.

Развитие солнечных элементов третьего поколения продолжается, находятся новые технические решения, появляются новые материалы.

4.2.5. Получение электроэнергии от сжигания биогазов

Промышленное использование биогазов основано на разложении органических веществ (биомассы), при котором сложные органические соединения расщепляются на элементарные и выделяют биологические газы (например, метан, участвующий в формировании глобального парникового эффекта). Процесс расщепления органических веществ можно контролировать, а полученные газы – использовать для энергетики.

Биомасса – вещества, отходы и остатки биологического происхождения (растительного и животного), получаемые в сельском и лесном хозяйстве, рыболовстве, из промышленных и городских отходов. Биомасса может быть специально выращена для энергетических нужд. Биомассу часто называют биотопливом.

Для переработки сельскохозяйственных и пищевых отходов, выработки экологически безопасных органических удобрений и кормовых добавок естественного состава, утилизации продуктов производства и жизнедеятельности животных, для сохранения и защиты окружающей

среды в агропромышленных зонах используют биоэнергетические установки (БЭУ). В БЭУ используют процесс метанового сбраживания. В последнее время используются новые методы и технологии, применяют биореакторы усовершенствованной конструкции с устойчивым давлением газа и с использованием специальных катализаторов, которые помогают создавать модифицированные закваски. Быстрота преобразования органического вещества дает большое количество биогаза и жидкого шлама, используемого для органических удобрений и кормовых добавок.

Биогаз – это смесь метана (CH_4) и углекислого газа (CO_2). Удельная теплота сгорания такой смеси достигает 5500-6500 ккал/м³. За 1 сутки с 1 м³ рабочего реактора можно получить от 5 м³ до 10 м³ биогаза, который используют для производства электроэнергии, рис. 4.36. БЭУ удовлетворяют и собственную потребность в электроэнергии, используя для этого не более 20 % энергии от сжигания получаемого газа.

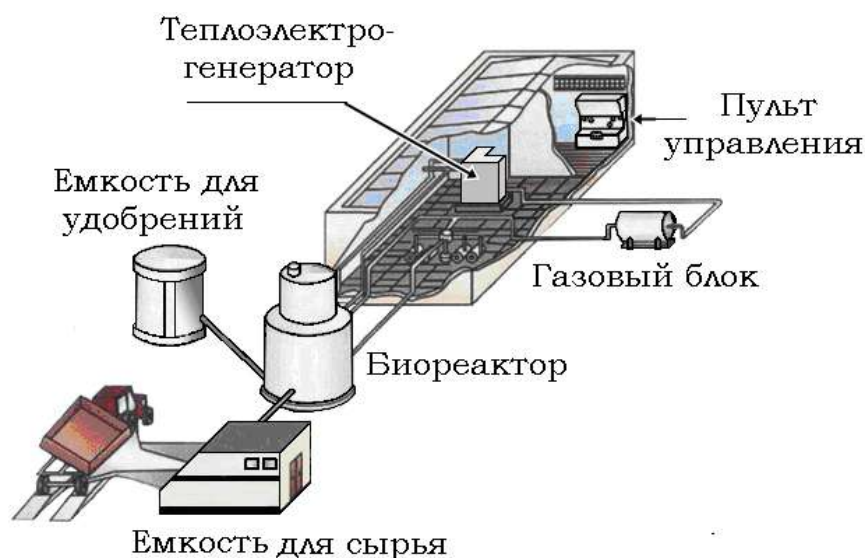


Рисунок 4.36 – Схема преобразования органического вещества в биогаз

Таким образом, введение БЭУ в состав производственного цикла делает возможным решение трех задач:

- 1) утилизация отходов в местах производства сельхоз. продуктов, что способствует обеспечению безопасности окружающей среды;
- 2) производство энергетических ресурсов на базе собственного возобновляемого сырья;
- 3) производство недорогих, экологически безопасных удобрений.

Объем аграрной биомассы зависит от урожайности. Поэтому энергетические установки необходимо обеспечивать дублирующим, более

стабильным видом топлива – специально выращивают растения, которые называются «энергетические культуры». Это топливо не используют другие отрасли, поэтому местные сообщества могут самостоятельно обеспечивать себя топливом в необходимом количестве, рис. 4.37.



Рисунок 4.37 – Возможное топливо для биоэнергетических установок

Главным недостатком получения такого источника энергии является необходимость свободных площадей, которые могли быть использованы для выращивания сельскохозяйственных культур.

Различают жидкое, газообразное и твердое биотопливо. Перспективно жидкое биотопливо, которое можно получить из растительного сырья: сахарного тростника, сахарной свеклы, рапса и кукурузы. К жидкому биотопливу относят биоэтанол, биометанол и биодизель. Биоэтанол может также применяться как топливо для автотранспорта.

Биоводород и биогаз – газообразное биотопливо, которое выделяется при брожении биомассы, при биохимических или термических процессах. Его получают из органических отходов жизнедеятельности животных, из осадков ила очистных сооружений или из пригодного к брожению растительного сырья. Биогаз может заменять природный газ.

Для Украины перспективна твердая биомасса, которую можно сжигать в котлах. Ее использование требует наименьших затрат на оборудование, а процесс преобразования в энергию наиболее эффективен. Например, гранулы из биомассы имеют высокую энергетическую плотность, удобны при транспортировке и хранении, процесс их сжигания можно автоматизировать. Так как твердая биомасса является топливом, как природный газ или уголь, то получение электроэнергии происходит аналогично классическим ТЭС: биомассу сжигают в котельных, в котлах

ТЭС или в когенерационных установках, получая тепловую и электрическую энергию, табл. 4.9.

Таблица 4.9 - Промышленные формы твердого топлива (биомассы)

Промышленная форма	Типичный размер	Общие производственные процессы
Целое дерево	Больше 500 мм	Необработанное дерево, включая ветки и корневую систему
Щепки и дробленая древесина	5...100 мм	Резание и дробление острыми инструментами
Кругляк, поленья/дрова	100...1000 мм	Рубка и резание острыми инструментами
Кора	Разный	Остатки коры (могут быть измельчены)
Пыль, мука	Меньше 1 мм	Помол
Тырса	1...5 мм	Резание острыми инструментами
Стружка	1...30 мм	Строгание острыми инструментами
Брикеты	Диаметр > 25 мм	Прессование
Гранулы (паллеты)	Диаметр < 25 мм	То же
Тюки: - малые прямоугольные	0,1 м ³	Давление (прессование) и связка
- большие прямоугольные	3,7 м ³	То же
- круглые (рулоны)	2,1 м ³	То же
Измельченная солома и трава	10...200 мм	Измельчают во время сбора урожая
Зерно, семечки, ядра плодов	Разное	Без сушки, не прессованные
Волокнистая макуха	Разное	Получается из волокнистых отходов сушением

Твердая биомасса и ее физико-химические характеристики меняются в широких пределах, поэтому оборудование для ее сжигания может иметь принципиально разные конструкции. Как правило, тип котла определяется размерами и видом частиц

Общий энергетический потенциал биомассы в Украине оценивается в 27,5 млн. тонн условного топлива (т у.т.) в год. Потенциал различных видов биомассы приведен в табл. 4.10. Уже в 2014 г. как биотопливо использовали 0,845 млн тонн у.т. древесины. Это около 43 % общего потенциала источников древесины, (100 %=1970 тыс. т у.т.).

Таблица 4.10 - Потенциал различных видов биомассы

Вид биомассы	Теоретический потенциал, млн тонн	Часть, доступная для получения энергии, %	Экономический потенциал, млн т у.т.
Солома зерновых культур	30,6	40	4,54
Солома ропака	4,2	40	0,84
Отходы производства кукурузы на зерно (стебли, стержни)	40,2	40	4,39
Отходы производства подсолнечника (стебли, корзинки)	20,9	40	1,72
Вторичные отходы с/хозяйства (шелуха, жом)	6,8	63	0,69
Древесная биомасса (дрова, порубочные остатки, отходы деревообработки)	4,6	96	1,97
Биодизель (из ропака)	-	-	0,47
Биоэтанол (из кукурузы и сахарного бурака)	-	-	0,99
Биогаз из отходов и побочной продукции АПК	1,6 млрд м ³ метана (CH ₄)	50	0,97
Биогаз из сточных вод (промышленных и коммунальных)	1,0 млрд м ³ CH ₄	23	0,27
Энергетические культуры:			
- верба, тополь, клен (ясень)	11,5	90	6,28
- кукуруза (на биогаз)	3,3 млрд м ³ CH ₄	90	3,68
Торф	-	-	0,4
Всего (млн т у.т.)			27,47

Аграрная биомасса остается одним из самых дешевых источников получения энергии.

Дальнейшее увеличение доли древесины, как аграрной биомассы, в ТЭБ Украины возможно только за счет создания энергетических насаждений или чистки лесополос вдоль полей, железных дорог и автодорог.

С 1 га древесных насаждений можно получить до 20 т сухой древесины, или 10,6 т у.т. Теплота сгорания сухой древесины достаточно высокая и составляет 3700 ккал/кг, что позволяет говорить о замене ею природного газа (теплота сгорания природного газа составляет 8250 ккал/кг). Потенциал различных источников древесной биомассы представлен на рис. 4.38.



Рисунок 4.38 – Потенциал получения древесной биомассы из разных источников, в % (тыс. т у.т.)

Основной потенциал сельскохозяйственной биомассы сосредоточен в центральных регионах Украины: в Винницкой обл. – 975 тыс. т у.т., в Полтавской – 931 тыс. т у.т., в Харьковской – 785 тыс. т у.т., в Кировоградской – 768 тыс. т у.т. В 2016 г. площадь под выращивание энергетических культур в Украине составила около 30 тыс. га.

Энергетика на биотопливе не может полностью заменить энергетику на ископаемом (невозобновляемом) топливе, но очень выгодна для индивидуальных потребителей.

4.2.6. Геотермальная энергетика

На небольшой глубине от поверхности Земли находится значительное количество тепла, запасенное в горячей воде. Уже в древности римляне использовали тепло горячих источников для бань.

В настоящее время горячую воду извлекают с глубины при помощи насосов и используют для обогрева домов, бассейнов, теплиц или ферм, поставляют в сети централизованного теплоснабжения жилых массивов. Производство электроэнергии от тепла геотермальных источников ограничивается высокими затратами на получение и техническое обслуживание. В Украине геотермальная энергия практически не используется, хотя на территории Черниговской, Полтавской, Харьковской, Луганской и Сумской областей обнаружены большие запасы термальных вод. В

странах ЕС геотермальная энергетика используется и имеет тенденцию к увеличению. Так, чистая мощность геотермальной электроэнергетики всех стран Евросоюза в 2013 г. увеличилась на 0,5 % (на 4 МВт) по сравнению с 2012 г.

Согласно национальным планам по возобновляемой энергетике, для стран Евросоюза к 2020 г. определено увеличение применения геотермальной энергетике почти в два раза, т.е. ожидается производство 10,9 ТВт·час электроэнергии при 1613 МВт установленной мощности. Для достижения этой цели страны-производители геотермальной энергии должны увеличить мощность установленных систем.

Во всех странах применяют установки двойного цикла, которые включают «технология мгновенного испарения» и получение энергии от нагретой жидкости с температурой +200 °С. «Технология мгновенного испарения» заключается в том, что из колодцев глубиной 3-4 км поднимают горячую воду, которая под землей находилась под высоким давлением. При подъеме давление падает, и большая часть воды мгновенно превращается в пар. По трубопроводу вода-пар («геотермальный рассол») поступает в сепаратор. Здесь пар отделяется от горячей воды. После сепаратора пар попадает в газоочиститель, где пар очищается от механических включений. Затем очищенный пар поступает на электростанцию, где его еще раз пропускают через газоочиститель, чтобы удалить образовавшийся конденсат, и только потом он поступает в турбину.

Обычно строят 100 колодцев, из которых 60 – 65 – эксплуатационные скважины, а остальные (нагнетательные) используются для обратной закачки воды, чтобы не наносить вреда окружающей среде и восстанавливать давление во внутренних полостях, рис. 4.39.

Преимущества геотермальных электростанций:

- 1) запасы геотермальной энергии достаточно велики. Ее можно считать возобновляемой, т.к. она не требует поставок топлива из внешних источников;
- 2) работа гео-ТЭС почти не сопровождается вредными или токсичными выбросами, не требуют значительного землеотвода;
- 3) для работы гео-ТЭС не нужны внешние источники электроэнергии, кроме источника, необходимого для запуска насосов. Впоследствии насосы можно запитывать током, который вырабатывают на самой станции;
- 4) эксплуатация гео-ТЭС не требует дополнительных расходов, кроме расходов на профилактическое техобслуживание или ремонт;

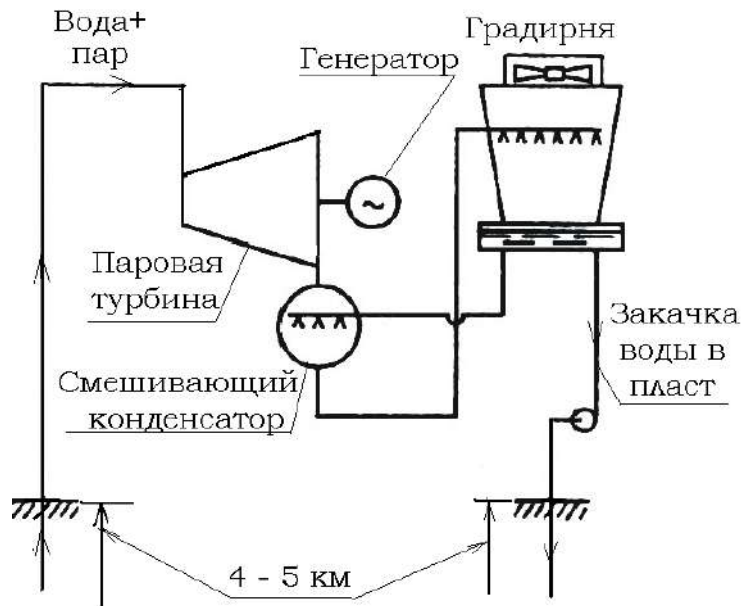


Рисунок 4.39 – Принципиальная схема работы гео-ТЭС

5) гео-ТЭС, расположенная на берегу моря или океана, может применяться и для опреснения воды. Опреснение происходит естественным путем в результате дистилляции – разогрева воды и охлаждения водяного пара в процессе работы электростанции;

К недостаткам гео-ТЭС следует отнести:

1) действующая гео-ТЭС может остановиться в результате естественных изменений в земной коре или из-за чрезмерной возвратной закачки воды через нагнетательную скважину. Интенсивная эксплуатация геотермальных скважин может привести к снижению температуры грунта и его быстрому истощению;

2) через скважины могут выделяться горючие и токсичные газы, выбрасываться минералы, содержащиеся в земле. Их необходимо собирать и перерабатывать (если выделяются, например, нефть-сырец или природный газ), т.е. необходима установка резервного оборудования, которое может никогда не будет использовано;

3) в геотермальном паре обычно содержится сероводород, который в больших количествах ядовит, а в небольших – неприятен из-за запаха серы. Однако системы, удаляющие этот газ, более эффективны и действенны, чем системы понижения токсичности отходов (зола) на ТЭС, работающих на органическом топливе. Частицы в пароводяном потоке содержат небольшое количество мышьяка и других ядовитых веществ, но после возвращения отработавшей воды в землю опасность их влияния минимальна;

4) возможно загрязнение грунтовых вод. Чтобы этого не произошло, геотермальные колодцы должны быть укреплены стальными или цементными каркасами;

5) низкая удельная плотность вырабатываемой электроэнергии.

Поэтому необходимо поддерживать такой уровень использования геотермальной энергии, который не нанесет ущерб окружающей среде.

4.3. Современные направления развития электроэнергетики

Проблема обеспечения энергией всегда была актуальной задачей в развитии общества. По данным МАГАТЭ, размеры энергопотребления на планете непрерывно возрастают. В последнюю четверть 20-го века человечество стало расходовать энергии в 2 раза больше, чем за всю предшествующую историю. Рост населения и стремительное развитие мировой экономики приводит к тому, что миллионы людей в развивающихся странах постепенно переходят к цивилизованному образу жизни, что определяет постоянный рост потребления энергии. Именно стремительное увеличение потребления электроэнергии в развивающихся странах определяет дальнейший рост мирового энергопотребления: отмечен значительный рост спроса на электроэнергию в Африке и Индии, связанный с электрификацией сельских районов. Крупнейшим потребителем энергии в мире становится Китай. Способствуют увеличению потребления электроэнергии и гибридные автомобили. К 2020 году уровень электрификации в мире достигнет 80 % [7, 31, 49, 56].

Согласно прогнозам Энергетического информационного агентства США, к 2030 г. количество потребляемой энергии возрастет на 44 % по сравнению с 2006 г. Для этого Европе с ее устаревшими генерирующими мощностями ежегодно до 2020 года потребуется вводить в эксплуатацию примерно 25 ГВт дополнительных мощностей (данные экспертов *Frost & Sullivan*).

При оценке направлений развития мирового промышленного сектора, самого энергоемкого среди других направлений, необходимо учитывать комплекс факторов: направления и приоритеты мировой экономики, технологические, ресурсные и экологические возможности, энергетические, политические, демографические проблемы, вести учет взаимного влияния указанных факторов друг на друга. Особенно значима зависимость национальной энергетики от уровня экономики [26, 54, 55]. При определении стратегии развития мировой электроэнергетики главной задачей следует считать предотвращение экологического кризиса.

Государства должны привлекать граждан и предпринимателей в процесс создания климатически безопасного общества, предлагая информацию об энергоэффективности и климатических проблемах в момент принятия решений по энергетике. При этом каждое государство должно гарантировать разумные цены на энергоносители, стремиться к самообеспеченности в производстве электроэнергии, отдавая предпочтения выработке экологически чистой электроэнергии. Из-за низкой плотности электроэнергии, получаемой от ВИЭ, их развитие не сможет решить проблему увеличения объема вырабатываемой электроэнергии.

Более перспективно повышение единичной мощности установленного генерирующего оборудования. Для снижения объема выбросов парниковых газов в атмосферу государства – члены ЕС разработали собственные стратегии, определили целевые показатели энергетических стратегий, включая увеличение энергоэффективности действующего оборудования на 27 %, рост выработки электроэнергии от ВИЭ на 27 %, сокращение выбросов парниковых газов на 40 %.

В Украине первоочередной задачей следует считать обеспечение рентабельности и конкурентоспособности национальной продукции, ее соответствие требованиям экологичности и энергосбережения. Например, к перспективным направлениям развития промышленности Украины следует отнести создание современного ТГ – основного генерирующего элемента любой ТЭС и АЭС, а также возможного предмета экспорта Украины во многие страны мира. Такое решение позволит обеспечить энергетическую независимость страны, будет способствовать совершенствованию и обновлению технологического оборудования сложных производств (заводов) и позволит сохранить значимость украинской продукции на мировом рынке.

К первоочередным задачами настоящего этапа следует отнести внедрение современных программ диагностики, реабилитации и реконструкции состояния действующего ЭО с целью продления его эксплуатации на основании проведения исследований его состояния в соответствии с требованиями мировых стандартов. Необходимо продолжать поиск новых источников энергии, рассматривая даже те, которые еще недавно считались нерентабельными, новых типов электрических машин, расширять диапазон установленных мощностей турбогенераторов при реконструкции и строительстве новых электростанций.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите сценарии развития электроэнергетики Украины.
2. Назовите главные стратегические направления проведения работ по обеспечению энергоэффективности процесса выработки электроэнергии и промышленного производства
3. Что такое «пики» и «провалы» энергопотребления?
4. Назовите основные виды электростанций.
5. Назовите основные этапы и отличия технологических процессов получения электроэнергии на ТЭС и ТЭЦ.
6. Назовите основные этапы процесса получения электроэнергии на ТЭС с газотурбинными установками.
7. Назовите этапы, преимущества и недостатки процесса получения электроэнергии на энергетических установках малой мощности БМИ.
8. Назовите основные этапы технологического процесса электроэнергии на одно- и двухконтурной АЭС. Что такое ТВЭЛ, ТВС?
9. Какие виды электростанций работают на ядерном топливе? Какие из них работают в Украине? Перечислите их.
10. Чем отличаются реакторы РМБК и ВВЭР? Как регулируют ядерные процессы в реакторах РМБК и ВВЭР?
11. Назовите системы хранения отработанного ядерного топлива (ОЯТ)? Какая система используется на Запорожской АЭС?
12. Назовите основные части контейнера СХОЯТ.
13. Какое хранилище будет создано на территории Чернобыльской АЭС? Какая технология хранения ОЯТ будет применяться на ХОЯТ-2?
14. Назовите преимущества мини-ТЭЦ. Как они работают?
15. В чем отличие ГЭС и ГАЭС? Назовите достоинства и недостатки получения электроэнергии на ГЭС и ГАЭС.
16. Назовите преимущества и недостатки получения электроэнергии на ВЭС. Что такое ветро-солнечные (гибридные) электростанции? Назовите их преимущества перед ВЭС.
17. Какие типы электрических генераторов можно использовать на ВЭУ? Назовите их преимущества и недостатки.
18. Объясните способ получения электроэнергии от сжигания биогазов. Что может быть биотопливом? Что такое биореактор?
19. Что такое «геотермальная энергетика»? Оцените ее достоинства и недостатки, перспективу использования в Украине.

Литература: [4, 7, 9, 12, 13, 15, 26, 33, 41, 44, 45, 49, 55-58, 60, 61].

5. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

5.1. Термины и основные характеристики воздушных линий электропередач

Воздушные линии электропередач (ВЛЭП) – устройства для передачи электрической энергии по проводам, протянутым на открытом воздухе и прикрепленным к опорам с помощью изоляторов и арматуры, а на мостах и путепроводах – с помощью кронштейнов и стоек. Провода ВЛЭП напряжением до 10 (35) кВ крепят к изоляторам, установленным на траверсах деревянных или железобетонных опор. В табл. 5.1 приведены некоторые специфические термины и их определения, используемые для работы с ВЛЭП.

Таблица 5.1 – Термины и определения, используемые при работе с ВЛЭП

Термины	Определения
Аварийный режим ВЛЭП	Состояние ВЛЭП при обрыве одного или нескольких проводов и тросов
Анкерный переходной пролет	Пролет, ограниченный двумя анкерными опорами, на которые натянуты провода через какое-либо сооружение или естественную преграду (железная дорога, река и т.п.)
Анкерные опоры	Инженерные опоры, устанавливаемые на пересечении с различными сооружениями, а также в местах изменения количества, марок и сечений проводов. На них располагают необходимую аппаратуру, системы компенсации и запасы провода.
Анкерное крепление проводов	Крепление проводов на анкерной опоре, предназначенное для восприятия тяжения провода в пролете
Большие переходы	Пересечения судоходных рек, проливов или каналов, на которых устанавливаются опоры высотой 50 м и более, а также пересечения любых водных пространств с пролетом более 700 м, независимо от высоты опор ВЛЭП
Весовой пролет	Длина участка ВЛЭП, вес проводов или тросов которого воспринимается опорой
Ветровой пролет	Длина участка ВЛЭП, давление ветра на провода или тросы от которого воспринимается опорой

Окончание табл. 5.1

Термины	Определения
Ввод от ВЛЭП	Соединение ответвлений от ВЛЭП к внутренней СЭС, считая от изоляторов, установленных на наружной поверхности здания или сооружения (на стене, крыше), до зажимов вводного устройства
Пролет	Расстояние по грунту между опорами ВЛЭП, на которых жестко закреплены провода. Пролет между двумя анкерными опорами называется анкерованным участком или анкерным пролетом. Промежуточный пролет – расстояние между соседними промежуточными опорами или между ними и анкерной опорой

5.2. Номинальные значения напряжений и частоты электроэнергии, передаваемой по ВЛЭП. Назначение вставок постоянного тока в ВЛЭП

Значения стандартных напряжений ВЛЭП переменного тока в разных странах мира приведены в табл. 5.2. Значения стандартных значений частоты напряжений ВЛЭП и электроприемников переменного тока в разных странах мира приведены в табл. 5.3. Допустимые отклонения частот в СЭС (в источниках, преобразователях и приемниках электрической энергии) выбираются из ряда: 0,0002; 0,0005; 0,001; 0,002; 0,005; 0,01; 0,02; 0,05; 0,1; 0,2; 0,5; 1; 1,5; 2; 2,5; 5; 10 % от номинальных значений частоты.

Во всех развитых странах мира большое внимание уделяется вопросам электропередачи с использованием вставок постоянного тока. В тех странах, где уже существуют такие вставки (США, Канада, Западная Европа, Россия, Бразилия, Аргентина) планируют дальнейшее увеличение их количества, вплоть до выполнения всех межсистемных связей через линии-вставки постоянного тока.

В Украине была одна высоковольтная линия постоянного тока Волгоград - Донбасс – биполярная линия длиной 475 км и напряжением 800 кВ (между полюсами, или +400 кВ и -400 кВ относительно земли). Эта линия могла передавать до 750 МВт·час электроэнергии. С декабря 2014 г. линия для передачи электроэнергии не используется. Со стороны Волжской ГЭС оборудование демонтировано.

Таблица 5.2 – Ряды переменных напряжений высоковольтных ВЛЭП в мире

Страна	Стандартные напряжения, кВ	Примечание
Украина	6; 10; (35)*; 110	линии высокого напряжения
	110; 150; 330; 750	линии сверхвысокого напряжения
Россия	6; 10; 110	линии высокого напряжения
	110; 150; 330; 750	линии сверхвысокого напряжения
	500; 750; 1150; 1250; 2500**	линии ультравысокого напряжения
Канада	500; 735	-
Азия (исключая СНГ)	400	Индия, Турция, Ирак, Иран
	275; 500; 1100***	Китай, Пакистан, Япония
	345; 735**	Япония, Южная Корея
Африка	220; 230; 330; 400; 500	Не в каждой стране
Западная Европа	380; 420	Энергообъединение <i>UCPTE</i> , (12 стран Европы, к которому с 2014 г. подключены и страны Восточной Европы)
	110; 150; 230	Распределительные сети внутри стран
	750*	Франция
США	110; 220; 345; 500; 765; 1600**	По всей стране
	138; 345; 765	Дополнительно на Юго-западе, в центре и на севере страны
	115; 230; 500; 765	Дополнительно на Западе и Юго-востоке страны, связь с энергосистемой Канады
	230; 345	Связь с энергосистемой Мексики
Мексика, Центральная и Южная Америка	220; 400	Основная сеть в Мексике
	220; 230; 500	Межгосударственные связи
	345; 400; 735	Бразилия

*Нестандартное значение, применяется для густонаселенных территорий (Донбасс);

**Проект;

***Япония

Таблица 5.3 – Ряды номинальных значений частоты напряжения для ВЛЭП и электроприемников в разных странах мира

Элементы электроустановки	Номинальные значения частоты, Гц
1. Источники электрической энергии	0,1; 0,25; 0,5; 1; 2,5; 5; 10; 25; 50; 400; 1000; 10 000
2. Преобразователи и приемники электрической энергии	0,1; 0,25; 0,5; 1; 2,5; 5; 10; 12,5; 16; 50; 400; 1000; 2000; 4000; 10000
3. Электрические машины	50; 400; 1000; 2000; 4000; 10 000; 18000
Дополнительно	60; 100; 150; 200; 250; 300; 500; 600; 800; 1200; 1600; 2400; 8000

5.3. Виды и конструкции опор ВЛЭП

5.3.1. Виды и основные характеристики опор ВЛЭП

В зависимости от конструкции, назначения и места установки различают промежуточные, угловые (поворотные), анкерные, транспозиционные, ответвительные и концевые опоры [3, 5].

Основные элементы ВЛЭП: провода, изоляторы, линейная арматура, опоры и фундаменты. На ВЛЭП переменного трехфазного тока подвешивают не менее трех проводов, составляющих одну цепь, рис. 5.1, на ВЛЭП постоянного тока – два провода.

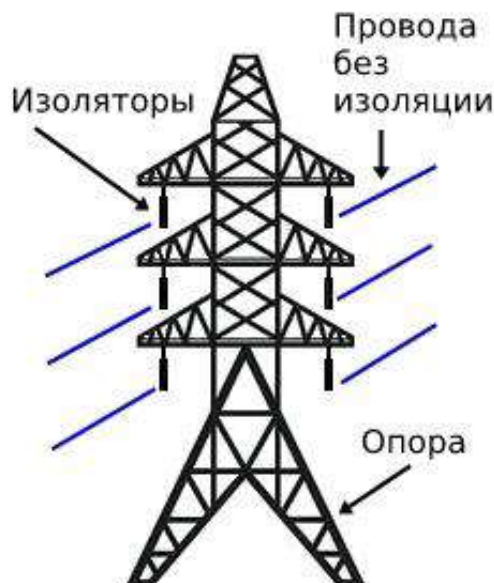


Рисунок 5.1 – ВЛЭП переменного трехфазного тока

Габариты, протяженность и конструкция каждого типа ВЛЭП зависят от тока (переменный или постоянный), транспортируемой по ней электрической энергии и напряжения, которое может быть менее 0,4 кВ или достигать 1250 кВ. В Украине максимальное напряжение 750 кВ.

Схематично любую линию передачи электроэнергии можно представить: опора; провода; линейная арматура; изоляторы. Дополнительно к элементам ВЛЭП относят фундаменты опор, систему грозозащиты и заземляющие устройства.

Промежуточные опоры служат для поддержания проводов на определенной высоте от земли и не рассчитаны на усилия от проводов в продольном направлении или под углом. Их устанавливают на прямых участках трассы на расстоянии 35–45 м при напряжении ВЛЭП до 1 кВ, 50–60 м – при 6–10 кВ, около 100 м – при более высоких значениях напряжений. На промежуточных опорах провода закрепляются в поддерживающих зажимах. Если на промежуточных опорах используют подвесные изоляторы, то провода закрепляются в поддерживающих вертикальных гирляндах; на опорах со штыревыми изоляторами закрепление проводов производится проволоочной вязкой. Промежуточные опоры воспринимают горизонтальные нагрузки от давления ветра на провода и на опору, и вертикальные – от веса проводов, изоляторов и собственного веса. Промежуточные опоры, как правило, не воспринимают горизонтальной нагрузки от тяжения проводов и тросов в направлении линии, поэтому они выполняются более легкой конструкции, чем опоры других типов, например, концевые, воспринимающие тяжение проводов и тросов. Однако для обеспечения надежной работы промежуточные опоры должны выдерживать некоторые нагрузки и в направлении линии. Промежуточные опоры составляют более 80 % общего количества опор ВЛЭП, рис. 5.2 и рис. 5.3.

Угловые опоры устанавливают в местах поворота линий, они рассчитаны на натяжение проводов с усилиями, действующими по биссектрисе внутреннего угла, образуемого проводами в смежных пролетах; их устанавливают в местах изменения направления трассы ВЛЭП, рис. 5.4 – 5.6.

Промежуточные угловые опоры устанавливают в местах изменения направления ВЛЭП, на углах поворота линии с подвеской проводов в поддерживающих гирляндах. При нормальном режиме угловые опоры воспринимают одностороннее тяжение по биссектрисе внутреннего угла линии. Помимо нагрузок, действующих на промежуточные прямые опоры, угловые опоры воспринимают также нагрузки от поперечных составляющих тяжения проводов и тросов.

Углом поворота линии считают угол, дополняющий до 180° внутренний угол линии. При углах поворота более 20° вес промежуточных угловых опор возрастает. Поэтому их применяют для углов до $10\div 20^\circ$, для больших углов поворота (до 90°) их выполняют по типу анкерных, рис. 5.7 и рис. 5.8.

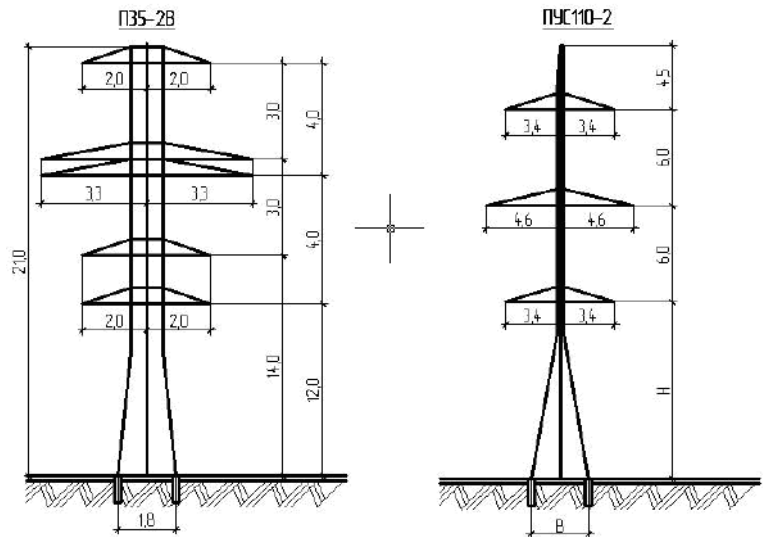


Рисунок 5.2 – Промежуточная опора ВЛЭП 750 кВ «Хмельницкая АЭС – Жешув (Польша)»

Рисунок 5.3 – Промежуточные опоры ВЛЭП 110 кВ и 35 кВ



Рисунок 5.4 – Угловая опора 0,4 кВ



Рисунок 5.5 – Угловая опора 220 кВ

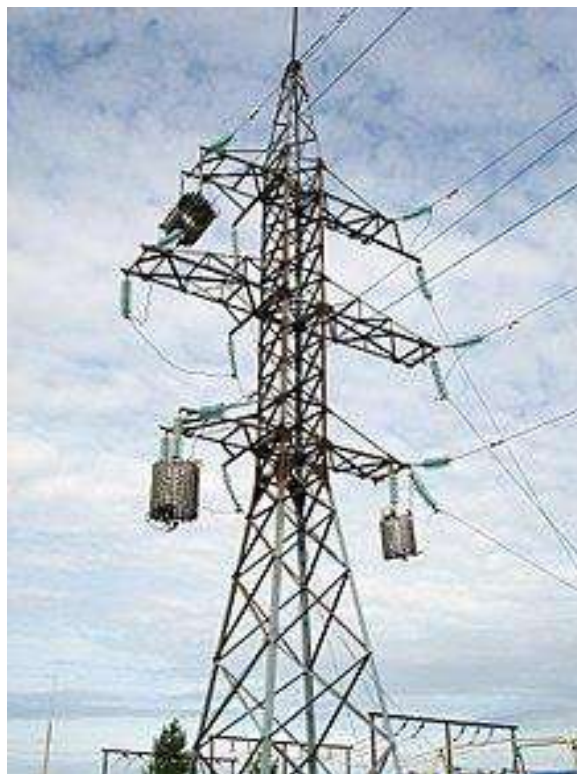
Анкерные опоры служат для натяжения проводов, они воспринимают усилия, направленные вдоль ВЛЭП. Их устанавливают на прямых участках трассы в опорных точках, а также на пересечениях с различными сооружениями и преградами.



Рисунок 5.6 – Угловая опора ВЛЭП 500 кВ



а



б

Рисунок 5.7 – Анкерные угловые опоры
а – одностоечная 330 кВ; *б* – двухстоечная 110 кВ



Рисунок 5.8 – Пересечение анкерных угловых опор 330 кВ и 500 кВ

Когда ВЛЭП проходит над водными преградами, инженерными сооружениями или другими объектами, то по концам участка устанавливают опоры с натяжными устройствами, а расстояние между ними называют промежуточным анкерным пролетом, рис. 5.9.

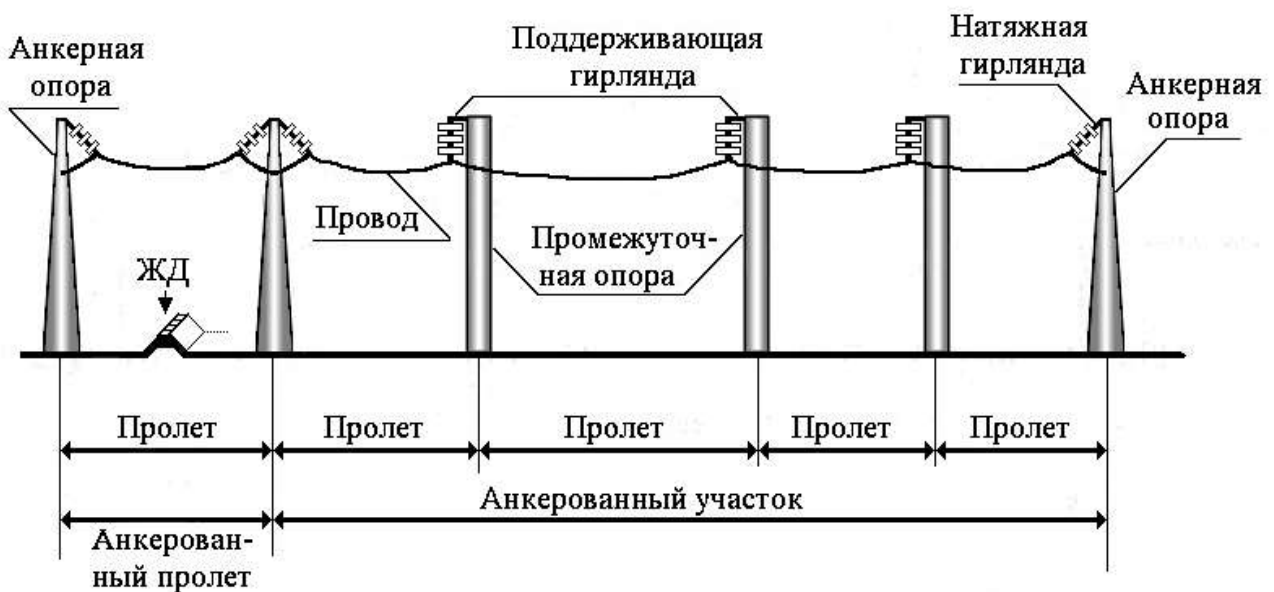


Рисунок 5.9 – Схема анкерowanego участка ВЛЭП
ЖД – железная дорога

На линиях с подвесными изоляторами провода на анкерных опорах крепятся в зажимах натяжных гирлянд. Эти гирлянды являются как бы продолжением провода и передают его тяжение на опору. На линиях со штыревыми изоляторами провода закрепляются усиленной вязкой или специальными зажимами, обеспечивающими передачу полного тяжения провода на опору через штыревые изоляторы.

Анкерные опоры могут быть промежуточными, угловыми, ответвительными или концевыми. При установке анкерных опор на прямых участках трассы и подвеске проводов с обеих сторон от опоры с одинаковыми тяжениями горизонтальные продольные нагрузки от проводов уравниваются, и анкерная опора работает так же, как и промежуточная, т. е. она воспринимает только горизонтальные и вертикальные нагрузки. В случае необходимости провода с одной и с другой стороны от анкерной опоры можно натягивать с различным тяжением.

Концевые опоры устанавливаются на концах линии и воспринимают усилия, направленные вдоль линии и создаваемые односторонним тяжением проводов. Их устанавливают в начале и конце ВЛЭП. От этих опор отходят провода к оборудованию подстанций, и они воспринимают полное одностороннее тяжение проводов и тросов. На рис. 5.10 представлена концевая анкерная опора.

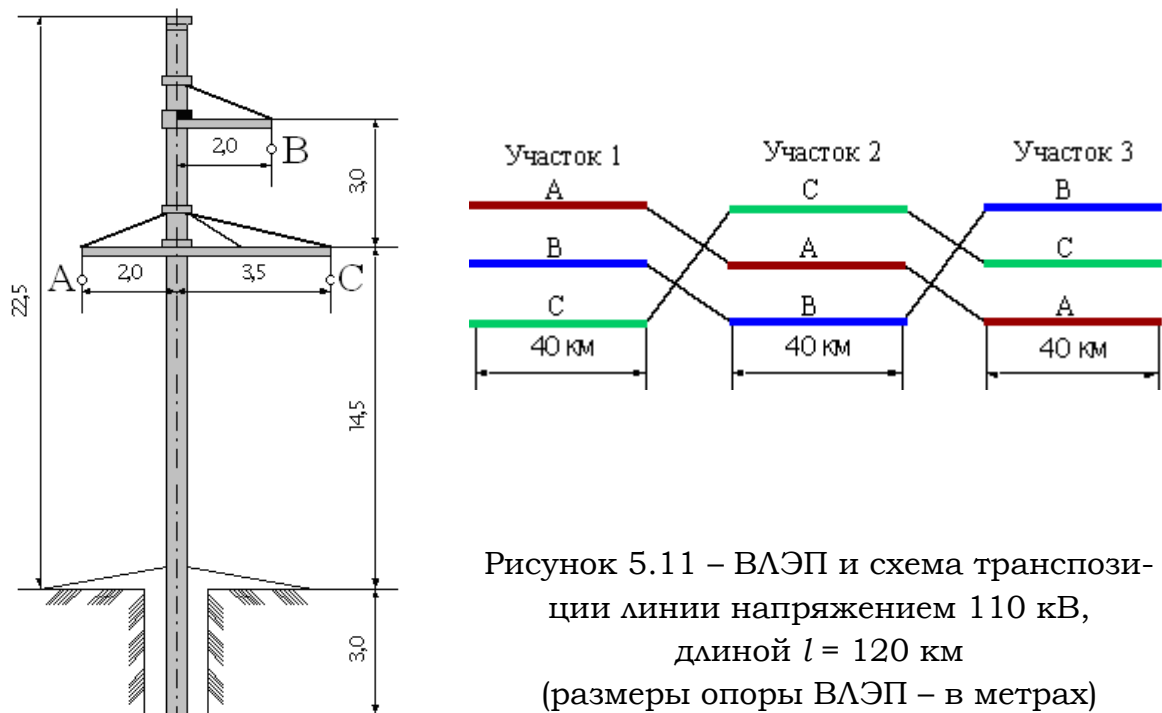


Рисунок 5.10 – Концевая анкерная опора

Специальные опоры сооружают для транспозиции проводов, при переходах через реки, железные дороги, ущелья и т. п. Они обычно значительно выше нормальных, и их выполняют по особым проектам:

1) *транспозиционные* – для изменения порядка расположения проводов на опорах с целью перемены взаимного расположения фаз и компенсации электромагнитной несимметрии ВЛЭП.

Транспозицию применяют на линиях протяженностью более 100 км и напряжением 110 кВ и выше. Провод каждой фазы проходит одну треть длины линии на одном, вторую – на другом и третью – на третьем месте. Одно такое тройное перемещение проводов называют циклом транспозиции. На рис. 5.11 представлена (в качестве примера) ВЛЭП и схема транспозиции линии напряжением 110 кВ, длиной $l = 120$ км;



- 2) *перекрестные* – при пересечении ВЛЭП двух направлений;
- 3) *противоветровые* – для усиления механической прочности ВЛЭП;
- 4) *переходные* – при переходах ВЛЭП над инженерными сооружениями, через естественные преграды, при пересечении рек и т.д.;
- 5) *ответвительные* – для ответвления линий от основных и от магистральных ВЛЭП, при большой удаленности потребителей.

5.3.2. Требования к опорам ВЛЭП

Конструкция опоры ВЛЭП должна отвечать двум основным требованиям: надежная передача электроэнергии и обеспечение безопасности людей, животных, зданий и оборудования. Количество и тип опор для ВЛЭП, а также расстояние между ними («шаг» опор) определяются сложностью и конфигурацией трассы; количеством, материалом и сечением

проводов; климатическими условиями района; степенью заселенности территории, по которой проходит трасса; требованиями, обеспечивающими надежность и безопасность эксплуатации [8, 46, 48, 51]. Также необходимо учитывать, что на ВЛЭП в процессе эксплуатации действуют различные природные явления (ураганы, порывы ветра, наледь, иней), и они подвергаются повышенным механическим нагрузкам, рис. 5.12.



Рисунок 5.12 – Провисание проводов от веса налипшего снега и инея

5.3.3. Материал опор ВЛЭП

Для ВЛЭП применяют деревянные, железобетонные и стальные опоры. В последнее время для осветительных сетей стали применять стальные оцинкованные опоры и мачты круглого и восьмигранного сечения.

5.3.3.1. Деревянные опоры для ВЛЭП

Деревянные опоры широко применяют в районах, богатых лесами, но они недолговечны: даже при хорошей пропитке и надлежащем обслуживании служат только 30÷40 лет, поэтому их постепенно заменяют железобетонными, срок службы которых составляет 50 – 60 лет. К недостаткам деревянных опор также следует отнести возможность расщепления от ударов молнии.

К достоинствам деревянных опор следует отнести небольшой вес, высокую механическую прочность, хорошие электроизоляционные свойства, возможность использовать природный круглый сортамент, они самые дешевые из всех видов опор. Деревянные опоры имеют простые формы: одиночный столб, П- и А-образная ферма, портал. Сложные деревянные опоры не экономичны, рис. 5.13.

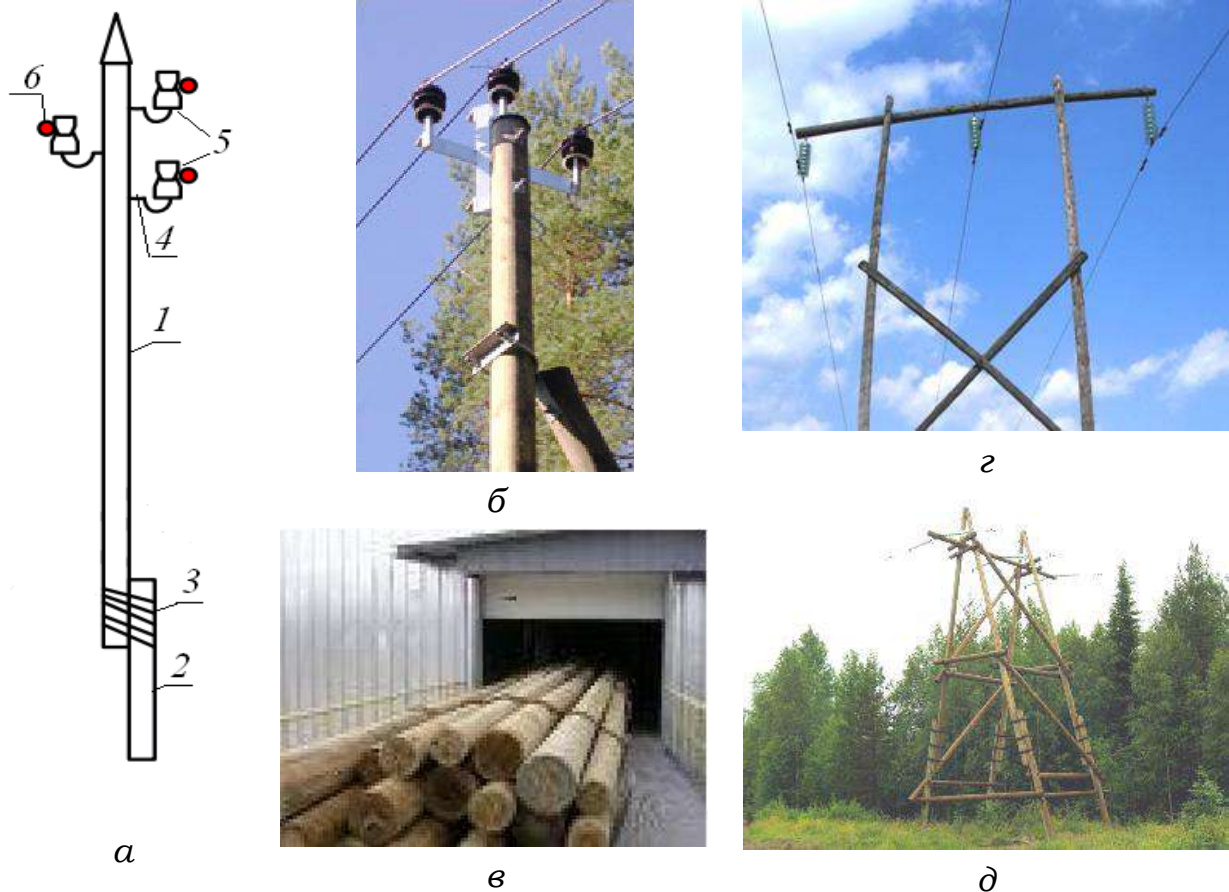


Рисунок 5.13 – Виды деревянных опор ВЛЭП

- а – эскиз одностоечной промежуточной опоры ВЛЭП 6 кВ;
 б – одностоечная промежуточная опора ВЛЭП 6 кВ;
 в – бревна со снятой корой для ВЛЭП; г – деревянная П - образная двухстоечная опора ВЛЭП 35 кВ; д – деревянная АП - образная двухстоечная опора ВЛЭП 35 – 110 кВ:
 1 – опоры; 2 – пасынок; 3 – бандаж; 4 – крюк;
 5 – штыревые изоляторы; 6 – провода

Срок службы деревянных опор зависит от сорта и качества древесины, атмосферных условий, характера грунта и т.д., но в среднем для непропитанного леса он составляет: 25÷30 лет – для лиственницы, 14÷15 лет – для сосны, 12÷13 года – для ели. В зависимости от климатических условий, срок службы может существенно меняться.

Деревянные опоры ВЛЭП обычно изготавливают из сосны и лиственницы. В отдельных случаях применяют ель, кедр, пихту (кроме траверс и приставок). В связи с тем, что непропитанная древесина гниет очень быстро, опоры ВЛЭП изготавливают только после пропитки специальными противогнильными веществами – антисептиками. Для пропитки используют медно-хромо-мышьяковые составы (МХМ), креозотовые и сланцевые масла. Опоры, пропитанные МХМ, используют при строительстве

ВЛЭП напряжением 0,4÷10 кВ, и их срок службы в среднем равен 40 лет. Опоры, пропитанные составами МХМ, в отличие от опор, пропитанных креозотом или сланцевым маслом, не имеют запаха и не выделяют пропиточный состав в окружающую среду.

Наилучшим способом антисептирования древесины опор считается пропитка каменноугольным маслом, получаемом при перегонке сырой каменноугольной смолы. Хорошие результаты дает также пропитка антраценовым маслом и флегмой. При этом влажность древесины должна быть не более 25 %. Только лиственница зимней рубки хорошо противостоит загниванию, и ее иногда применяют непропитанной. Способность разных пород дерева поддаваться пропитке различна. Лучше всего поддается пропитке сосна. Ель и лиственница плохо поддаются пропитке, особенно наружные слои, поэтому их можно пропитывать только водорастворимыми антисептиками в стальных цилиндрах под избыточным давлением до 0,9 МПа. Для этой цели рекомендуется доналит разных марок. При пропитке древесины ее влажность может быть 30÷80 %. Пропитанные детали не следует обрабатывать. В крайнем случае, дополнительно пропитывают затесанное место или просверленное отверстие.

Природные изоляционные свойства древесины позволяют снизить число изоляторов и отказаться от грозозащитного троса. Кроме того, при необходимости, допускается совместная подвеска силовых линий 0,4-10 кВ и уличного освещения.

По конструкции различают цельностоечные и составные деревянные опоры из стоек и приставок – «пасынков», которые бывают железобетонные или деревянные, рис. 5.14. Иногда для пасынков используют списанные железнодорожные шпалы или отрезки рельсов. Для цельностоечных опор (рис. 5.14, а, б) применяют длинномерную антисептированную древесину высокого качества, что ограничивает их применение.

Для цельностоечных опор используют стойки длиной 9,5 и 11 м, а для составных – 9,5; 7,5 и 6,5 м в сочетании с железобетонными приставками длиной 3,25 и 4,25 м или деревянными приставками длиной 3,5 и 4,5 м.

Составные опоры с железобетонным «пасынком» сочетают в себе преимущества железобетонных и деревянных опор: грозоустойчивость и сопротивляемость гниению в месте касания с грунтом. Большинство промежуточных опор выполняют одностоечными. Анкерные и конечные опоры выполняют А-образными.

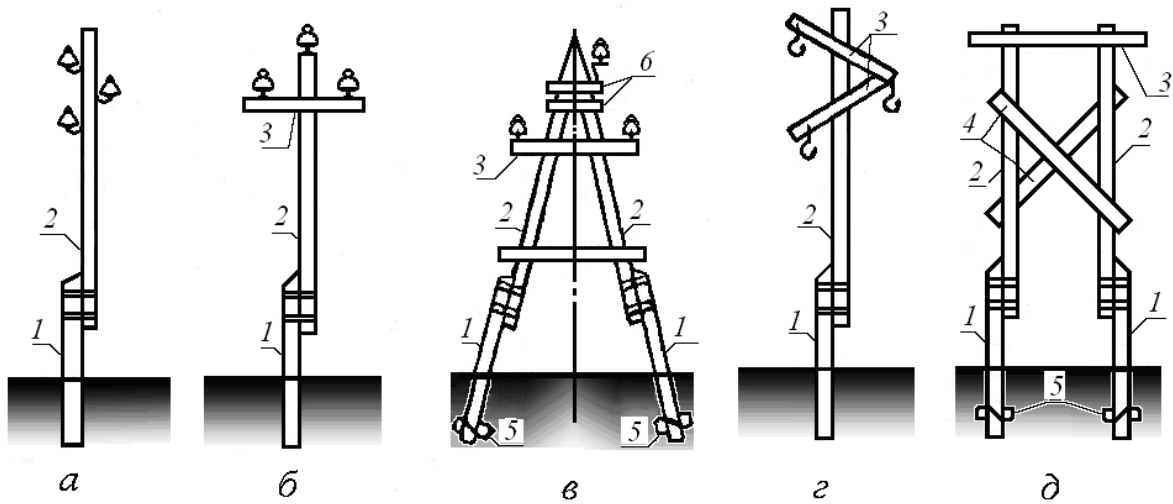


Рисунок 5.14 – Эскизы основных видов деревянных опор:
 а – промежуточная 0,4 – 10 кВ; б – промежуточная 0,4 – 35 кВ;
 в – угловая промежуточная 6 – 35 кВ; г – промежуточная 35 кВ;
 д – промежуточная свободностоящая 35-220 кВ;
 1 – пасынок (приставка); 2 – стойка; 3 – траверса; 4 – раскосы;
 5 – ригель; 6 – подтраверсный брус

Для напряжения 110 кВ и выше опоры промежуточного типа выполняют П-образными, а анкерного – АП-образными. За рубежом при изготовлении анкерных, концевых и других сложных опор применяют оттяжки из стального троса. В Украине они не используются.

При прохождении ВЛЭП по местам, где возможны низовые пожары, следует применять опоры только с железобетонными приставками-пасынками. Бандажи для сопряжения пасынков с опорой выполняют из мягкой стальной оцинкованной проволоки диаметром не менее 4 мм. Допускается применение неоцинкованной проволоки, покрытой асфальтовым лаком, диаметром 5÷6 мм. Число витков бандажа зависит от диаметра проволоки и, если нет специальных указаний в проекте, должно быть равно: 12 витков – при диаметре проволоки 4 мм; 10 витков – при 5 мм и 8 – при 6 мм. Все витки бандажа должны быть равномерно натянуты и плотно прилегать друг к другу. Концы бандажной проволоки необходимо забивать в дерево на глубину 20–25 мм. Взамен проволоочных бандажей допускается применять специальные стяжные хомуты, механическая прочность которых должна быть проверена расчетом. Каждый бандаж (хомут) должен соединять не более двух деталей опоры.

Для опор ВЛЭП используют древесину не ниже 3-го сорта. При оценке древесины учитывают ее прочность, природные пороки (сучки, трещины, гниль и пр.), горючесть, гигроскопичность, учитывают уменьшение прочности при повышенной влажности и размеров при сушке.

5.3.3.2. Железобетонные опоры для ВЛЭП

Железобетонные опоры выполняются разных типов: одностоечные, свободностоящие, без оттяжек или с оттяжками, порталные свободностоящие и порталные на оттяжках. Опора состоит из стойки (ствола), выполненной из центрифугированного или вибрированного железобетона, траверсы, грозозащитного троса с заземлителем на каждой опоре (для молниезащиты линии). С помощью заземляющего штыря трос связан с заземлителем (проводник в виде трубы, забитой в землю рядом с опорой) и служит для защиты линий от прямых ударов молнии.

Железобетонные опоры, по сравнению с металлическими, долговечнее и дешевле в эксплуатации. Основное их преимущество — уменьшение расхода стали на 40-75 %, а недостаток — большая масса. По месту изготовления железобетонные опоры делают:

- а) на бетонируемые на месте установки (применяют за рубежом);
- б) заводского изготовления.

Промежуточные опоры ВЛЭП от 6 до 220 кВ – одностоечные. Это свободностоящие железобетонные стойки с закрепленными на них стальными траверсами. На некоторых опорах дополнительно устанавливают тросостойку для крепления грозозащитного троса. Закрепление опор в грунте осуществляется путем установки их в цилиндрический котлован глубиной 2,5 м (иногда 3,5 м) с последующим заполнением «пазух» гравийно-песчаной смесью. Для увеличения прочности заделки опор в слабых грунтах устанавливают ригели, прикрепленные к стойкам с помощью полухомутов. Для предотвращения контакта стойки с грунтовыми водами выполняют гидроизоляцию нижней части стойки на высоту 3,2 м. Для предупреждения попадания воды внутрь стойки используют бетонную крышку, и которая увеличивает площадь опоры нижнего торца стойки. Крепление траверсы к стволу стойки железобетонной опоры выполняют с помощью сквозных болтов, пропущенных через специальные отверстия в стойке, или с помощью стальных хомутов, охватывающих ствол и имеющих цапфы для крепления на них концов поясов траверс. Металлические траверсы предварительно подвергают горячей оцинковке, чтобы они при эксплуатации длительно не требовали специального ухода и наблюдения.

Тросостойки имеют сварную конструкцию и крепятся к стойке хомутами. На тросостойках опор ВЛЭП 35 и 110 кВ предусмотрена возможность установки конструкции для подвески грозозащитного троса

через изолятор. Для присоединения заземления выше гидроизоляционного слоя на стойке выпускается стальной пруток диаметром 12 мм, приваренный к каркасу арматуры.

Для ВЛЭП 220–330 кВ используют свободностоящие опоры со стальными траверсами. Для их закрепления в слабых грунтах устанавливают или большее числа ригелей, или внутренние крестовые металлические связки. Устройство крестовых связей экономичнее установки ригелей, они уменьшают изгибающие моменты на уровне заделки опоры в грунт.

Железобетонные опоры ВЛЭП напряжением до 1 кВ имеют коническую форму и прямоугольное или круглое сечение, рис. 5.15. Они снабжены жестким металлическим каркасом из арматурной стали, повышающим механическую прочность опоры. К арматуре каркаса железобетонных опор приварен вывод для соединения нулевого провода линии с заземленной нейтралью.



Рисунок 5.15 – Формы железобетонных опор ВЛЭП

Железобетонную опору устанавливают в блочных фундаментах или непосредственно в земле с подкладкой под нее железобетонной плиты. Работы по оснастке опор (установка траверс, штырей и изоляторов) выполняют до их подъема и установки, что значительно облегчает труд монтажников.

Эскизы некоторых видов железобетонных опор приведены на рис. 5.16.

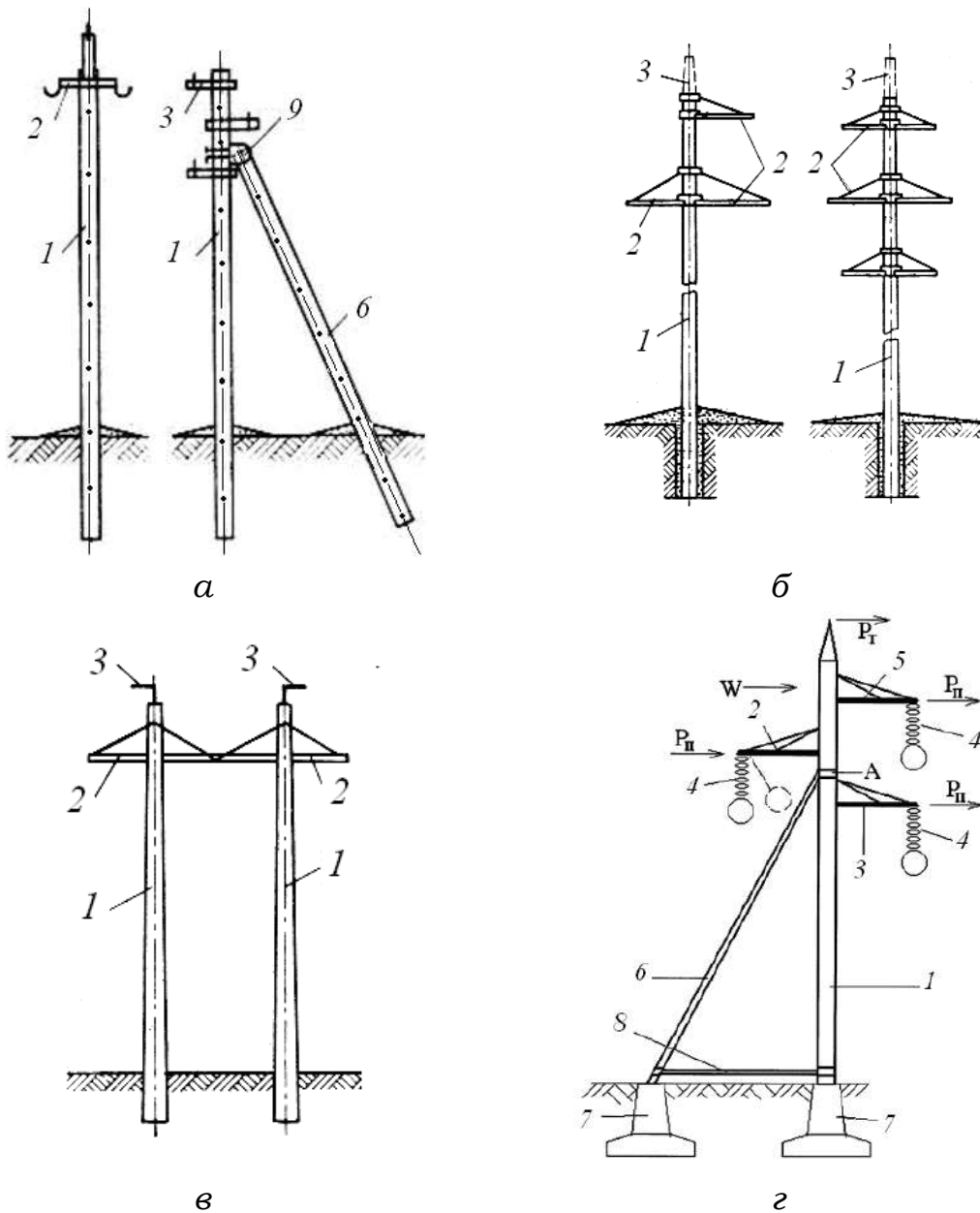


Рисунок 5.16 – Эскизы железобетонных опор:

а – одностоечная промежуточная опора и анкерная опора с подкосом, которую ставят на углах поворота ЛЭП от 20 до 90 градусов 6–10 кВ;

б – промежуточные одностоечные опоры 35–220 кВ;

в – одностоечные свободностоящие опоры 35–220 кВ;

г – одностоечная железобетонная опора с подкосом 35–220 кВ:

1 – опора (стойка); 2, 3 – консоль; 4 – гирлянды подвесных изоляторов

5 – консоль для узла крепления гирлянды подвесных изоляторов для верхнего провода; 6 – подкос; 7 – фундамент; 8 – стяжка, которая связывает стойку (1) и подкос (6) и формирует силовой треугольник опоры; 9 – стяжка опоры и подкоса

W – преобладающее направление ветра;

P_H – направление тяжения проводов;

P_T – направление тяжения грозозащитного троса

5.3.3.3. Металлические (стальные) опоры для ВЛЭП (рис. 5.17) применяются при напряжении 35 кВ и выше. Опоры делают из стального углового проката (в основном применяют равносторонний уголок); высокие переходные опоры могут быть изготовлены из стальных труб.

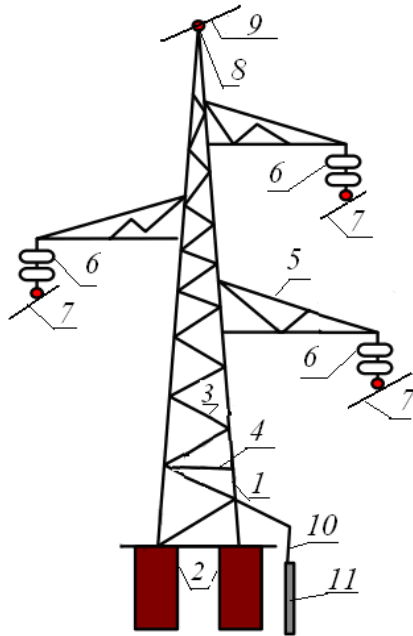


Рисунок 5.17 – Эскиз металлической опоры ВЛЭП 220-330 кВ
 1 – стойка (ствол) опоры;
 2 – фундамент сборный железобетонный или монолитный;
 3 – раскосы; 4 – пояс опоры;
 5 – траверса (тяга и пояс траверсы);
 6 – гирлянда изоляторов натяжная или подвесная в зависимости от назначения опоры; 7 – провод;
 8 – тросостойка; 9 – трос грозозащитный; 10 – заземлитель;
 11 – заземляющий стержень

По конструкции стальные опоры могут быть двух видов:

- 1) башенные или одностоечные, которые по способу закрепления разделяют на свободностоящие и с оттяжками;
- 2) порталные свободностоящие и с оттяжками.

Промежуточные стальные опоры башенного типа с односторонним расположением проводов используют для сокращения ширины просеки при прохождении лесных массивов.

К преимуществам стальных опор относятся:

- возможность создания конструкций, рассчитанных на большие механические нагрузки, и подвешивания большого числа проводов на значительной высоте;
- относительно малая масса и высокая механическая прочность;
- простота заводского изготовления и технологичность сборки на трассах.

К недостаткам стальных опор следует отнести их подверженность коррозии. Поэтому для защиты от коррозии сварные секции и детали опор на заводе окрашивают 1÷2 раза (согласно требованиям заказчика). Более надежную защиту опор от коррозии обеспечивает горячее оцинкование их элементов.

Современным вариантом стальных опор являются многогранные конические металлические опоры, изготовленные из стального листа. Высота таких опор достигает 40 м, толщина стенок – от 3 до 12 мм, диаметр площадки, занимаемой опорами, – до 2 м. Опоры устанавливают или непосредственно в пробуренную скважину, или крепят на фланцах к железобетонному фундаменту.

В аварийном режиме многогранная стальная опора выдерживает нагрузки в 2–3 раза больше, чем железобетонная опора.

Эти преимущества позволяют использовать их для ВЛЭП всех напряжений, в тяжелых климатических условиях, а также применять в качестве анкерных и угловых опор ВЛЭП от 110 до 500 кВ с железобетонными промежуточными опорами. Элементы стальных опор соединяют болтами или с помощью сварки.

Эскизы основных видов стальных опор приведены на рис. 5.18.

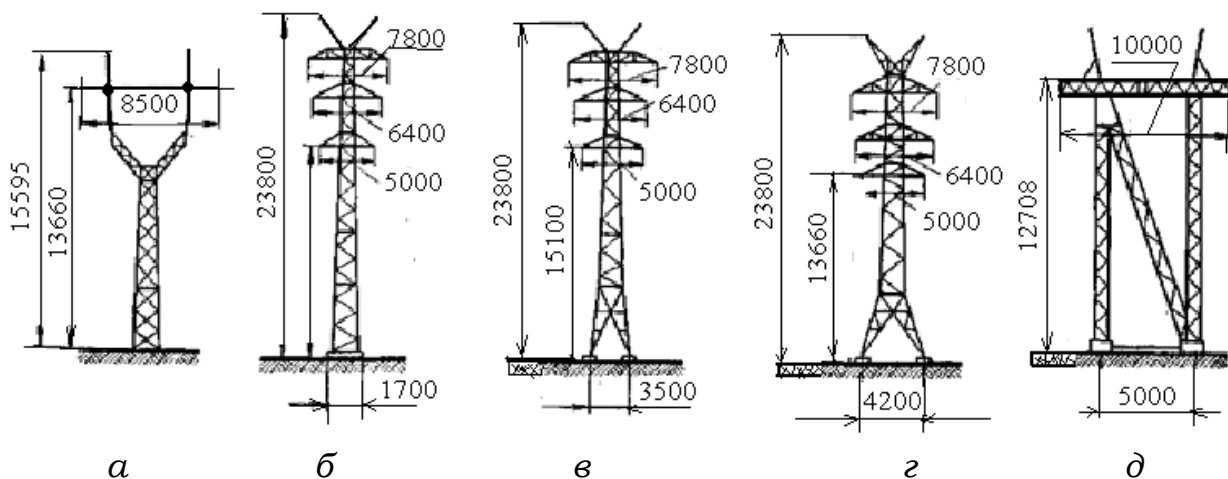


Рисунок 5.18 – Эскизы основных видов стальных опор ВЛЭП напряжением 220 кВ (размеры в мм):

- а, г – промежуточные узкобазовые опоры типа «рюмка»;
- б – промежуточная широкобазовая опора типа «рюмка»;
- в – промежуточная широкобазовая опора стержневого типа на тросовых растяжках; г – специальная промежуточная широкобазовая береговая опора стержневого типа

В болтовых конструкциях опор минимальное расстояние от центра болта до края элемента стойки должно быть не менее 1,25 диаметра отверстия для болта. Основным недостатком болтовых опор является увеличение (в 1,5 – 2 раза) трудозатрат на их сборку на трассе и увеличение в 2,5 – 3 раза расхода болтов.

При установке в фундаменты с целью плотной посадки пят опоры на фундаменты допускается установка между «пятой» опоры и верхней плоскостью фундамента до четырех прокладок общей толщиной 40 мм. На рис. 5.19 представлены некоторые варианты стальных опор высокого напряжения.

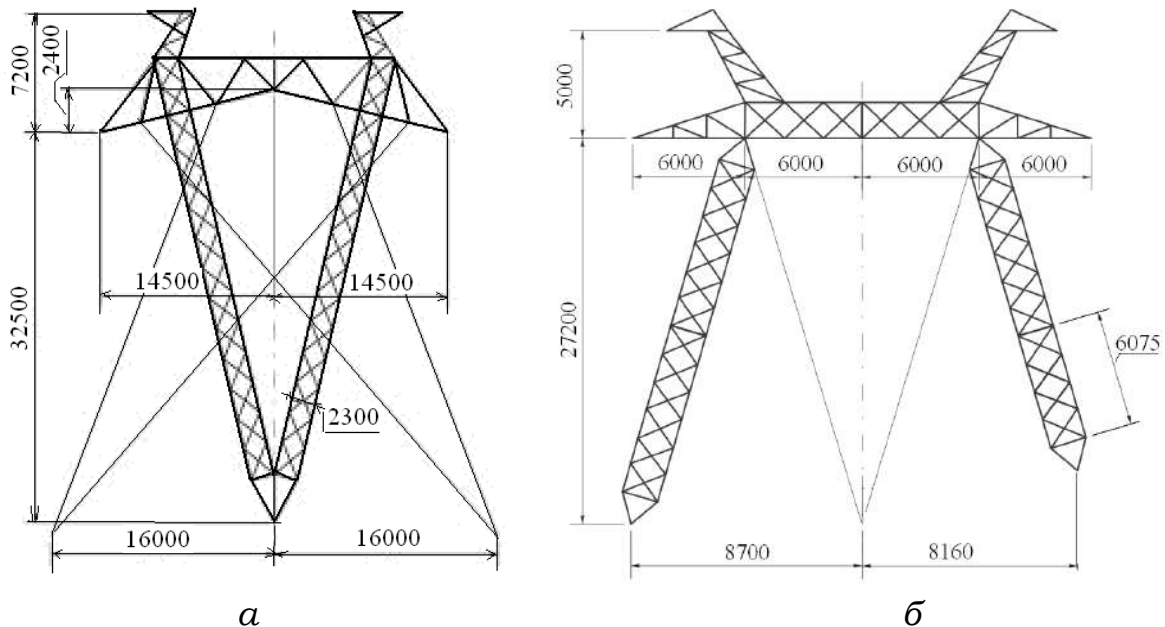


Рисунок 5.19 – Промежуточные металлические опоры ВЛЭП 750 кВ на оттяжках (а) и без них (б)

5.4. Правила формирования трассы установки опор ВЛЭП

5.4.1. Вырубка просек для ВЛЭП. Охранные зоны ВЛЭП

Для обеспечения нормальной работы ВЛЭП, проходящих по лесным массивам, для исключения повреждения и отключения ВЛЭП при падении деревьев на провода, вырубаются деревья на полосе определенной ширины, которая называется просекой. Рекомендованная ширина вырубки просек приведена в табл. 5.4. Выбирая конструкцию ВЛЭП, необходимо стремиться к максимально возможному сохранению лесных массивов и зеленых насаждений.

Для выполнения работ по рубке просеки необходимо получить разрешение об отводе лесной полосы под вырубку в соответствии с проектом и порубочные билеты от соответствующих лесничеств. Просека должна быть прорублена на всю проектную ширину. Поваленный лес должен быть очищен от сучьев, раскряжеван и уложен в штабеля с обеих сторон границ просеки, а трасса сооружаемой ВЛЭП должна быть очищена от порубочных остатков.

Таблица 5.4 – Ширина просек при прохождении ВЛЭП в лесных массивах

Прохождение ВЛЭП	Установленная ширина
В насаждениях высотой не более 4 м	
1) В зоне низкорослых насаждений высотой до 4 м	Не менее расстояния между крайними проводами ВЛЭП плюс 6 м (по 3 м в каждую сторону от крайних проводов). При этом расстояния крайних проводов при наибольшем их отклонении до кроны деревьев должны быть не меньше: 2 м для ВЛЭП до 20 кВ; 3 м для ВЛЭП 35-110 кВ; 4 м для ВЛЭП 150-220 кВ; 5 м для ВЛЭП 330-500 кВ
2) На территории фруктовых садов с насаждениями не более 4 м	Вырубка просеки необязательна. Расстояния от проводов при максимальном их отклонении до кроны деревьев должны быть такими же, что и для низкорослых насаждений высотой до 4 м
В насаждениях высотой более 4 м	
1) Для всех ВЛЭП 330–500 кВ, а также для радиальных, одноцепных и двухцепных ВЛЭП-220 кВ, служащих единственным источником питания	Не менее расстояния между крайними проводами ВЛЭП плюс расстояние, равное двум средним высотам деревьев (по одной высоте дерева в каждую сторону от крайних проводов). Отдельные высокие деревья на краю просеки ВЛЭП должны вырубаться
2) Для остальных ВЛЭП 220 кВ и ниже, отключение которых не вызывает прекращения питания потребителей	Ширина просеки равна расстоянию между крайними проводами плюс расстояние от крайних проводов при их максимальном отклонении: 2 м для ВЛЭП до 20 кВ; 3 м для ВЛЭП 35-110 кВ, 4 м для ВЛЭП 150-220 кВ, 5 м для ВЛЭП 330-500 кВ
3) На косогорах, в глубоких долинах и оврагах	Ширина просеки прорубается с учетом высоты деревьев. Если расстояние по вертикали от вершины дерева до проводов ВЛЭП более 8 м, то просека прорубается только под ВЛЭП шириной, равной расстоянию между крайними проводами плюс по 2 м в каждую сторону
4) В парках, заповедниках, в лесах, вокруг населенных пунктов, в ценных лесных массивах, в защитных полосах вдоль железных и шоссейных дорог, запретных полосах вдоль рек и озер	Ширина просеки устанавливается организацией, в ведении которой находятся насаждения. При этом расстояния от проводов при их наибольшем отклонении до кроны деревьев должны быть теми же, что и для низких насаждений высотой до 4 м

В местах сооружения фундаментов должны быть выкорчеваны пни. До начала работ по устройству просеки необходимо убрать сухостойные, зависшие и ветровальные деревья, рис. 5.20.



Рисунок 5.20 – Просеки для ВЛЭП

Для предупреждения несчастных случаев и охраны линий электропередачи (воздушных и кабельных) вдоль них устанавливают охранные зоны в соответствии с «Правилами установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».

Охранные зоны устанавливают вдоль ВЛЭП и вдоль их переходов через водоемы. Охранная зона ВЛЭП - земельный участок и воздушное пространство (на высоту опор), ограниченное условными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны от крайних проводов при их неотклоненном состоянии на расстоянии:

- для ВЛЭП напряжением до 1 кВ – 2 м (кроме линий с самонесущими проводами (СИП) или с изолированными проводами, проложенными по стенам зданий и по конструкциям);
- от 1 до 20 кВ – 10 м (5 м – для линий с СИП или с изолированными проводами при размещении в границах населенных пунктов);
- 35 кВ – 15 м; 110 кВ – 20 м; 150, 220 кВ – 25 м;
- 300, 500, 400 кВ – 30 м;
- 750 кВ – 40 м.

5.4.2. Пересечения и сближения ВЛЭП между собой.

Провесы проводов

Особое внимание при сооружении ВЛЭП должно уделяться соблюдению расстояний при пересечении и сближении линий между собой, с со-

оружиями, с линиями связи и сигнализации (ЛС), с линиями ретрансляционных сетей (РС), с дорогами, трубопроводами и т.д. ВЛЭП должны размещаться так, чтобы опоры не загораживали входы в здания и въезды во дворы, не затрудняли движение транспорта и пешеходов. В местах, где есть опасность наездов транспорта, опоры должны быть защищены, например, отбойными тумбами.

Для ВЛЭП напряжением до 1 кВ расстояние от нижней точки провеса до земли должно быть не менее 6 м. В труднодоступной местности это расстояние может быть уменьшено до 3,5 м, а в недоступной местности (склоны гор, скалы, утесы и т.п.) – до 1 м. При пересечении с непроезжей частью улицы расстояние от проводов до тротуаров и пешеходных дорожек можно уменьшить до 3,5 м. При любом напряжении при пересечении ВЛЭП судоходных водоемов расстояние до воды составляет 50 м. Расчет расстояния нижней точки провисания проводов ВЛЭП до воды несудоходных рек рассчитывается так же, как и для суши, [15, 24].

При любом напряжении сетей запрещается выполнять действия, которые могут нарушить безопасную работу объектов электросетевого хозяйства: нельзя набрасывать на провода и опоры ВЛЭП посторонние предметы, подниматься на опоры, разводить огонь, размещать под ними свалки, работать ударными механизмами, сбрасывать на землю грузы массой свыше 5 т, а в зоне подземных кабельных линий электропередач – еще и сливать едкие и коррозионные вещества, горюче-смазочные материалы. Если напряжение ВЛЭП превышает 1 кВ, в зоне их прохождения также запрещается:

- размещать любые хранилища, в первую очередь, горюче - смазочных материалов;
- размещать детские и спортивные площадки, стадионы, рынки, загоны для скота, гаражи и стоянки всех видов машин и механизмов (за исключением принадлежащих физическим лицам);
- запускать летательные аппараты, включая воздушных змеев;
- осуществлять проход судов с поднятыми стрелами кранов;
- запрещен проезд машин и механизмов, имеющих общую высоту (с грузом или без груза) более 4,5 м;
- выполнять сельскохозяйственные работы с применением сельскохозяйственных машин и оборудования высотой более 4 м;
- осуществлять полив сельскохозяйственных культур высотой струи воды свыше 3 м.

В местах пересечения ВЛЭП с автомобильными дорогами должны стоять дорожные знаки, запрещающие проезд транспорта высотой более

4,5 м (с грузом или без груза), а при напряжении ВЛЭП 330 кВ и выше, кроме того, запрещена остановка транспорта.

В охранных зонах вдоль ВЛЭП, а также по периметру подстанций и РУ, если они расположены в лесных массивах или зеленых насаждениях, для безопасной эксплуатации электросетевого хозяйства сетевые организации прокладывают просеки и содержат их в пожаробезопасном состоянии. Должны быть вырублены и опилены деревья и кустарники, высота которых превышает 4 м, а также должны быть вырублены деревья, угрожающие падением на провода. Ориентировочные данные о наименьших расстояниях проводов ВЛЭП до земли, до зданий и проезжающих автомобилей приведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5 - Наименьшие расстояния от проводов ВЛЭП до земли, зданий и сооружений, в метрах

Характеристика местности	При напряжении ВЛЭП, кВ					
	до 35	110	150	220	330	500
Ненаселенная местность	6,0	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0
Труднодоступная местность	5,0	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0
Населенная местность:						
до поверхности земли	7,0	7,0	7,5	8,0	8,0	8,0
до зданий или сооружений	3,0	4,0	4,0	5,0	6,0	–
Минимальное расстояние по горизонтали от проводов ВЛЭП до выступающих частей зданий и сооружений	2,0	4,0	5,0	6,0	20,0	30,0
Расстояние до токоведущих частей от наивысшей точки машины или груза при использовании высокогабаритной техники, не меньше	1,0	1,5	2,0	2,5	3,5	4,5

При сближении ВЛЭП 500 кВ (и более) между собой и с ВЛЭП более низких напряжений расстояние между ближайшими проводами должно быть не менее 50 м, (см. рис. 5.8).

В случае необходимости токонесущие провода ВЛЭП могут подвешиваться на общих опорах с изолированными проводами линий связи и сигнализации (ЛС) и линий ретрансляционных сетей (РС). Они должны располагаться над ними на расстоянии не менее 2 м. Иногда допускается

располагать провода ВЛЭП напряжением 380/220 В под проводами ЛС. Расстояние по горизонтали от проводов ВЛЭП напряжением до 1 кВ до зданий при наибольшем их отклонении должно быть не менее: 1,5 м (до балконов, террас и окон), 1 м – до глухих стен. Прохождение ВЛЭП над зданиями не допускается, за исключением вводов в здания.

При пересечении ВЛЭП 330÷500 кВ между собой опоры пересекающей линии должны быть анкерными нормальной конструкции. Допускается пересечение ВЛЭП 330÷500 кВ с ВЛЭП 220 кВ и ниже выполнять на промежуточных опорах. Как правило, провода ВЛЭП более высокого напряжения должны быть расположены над проводами ВЛЭП более низкого напряжения.

5.5. Сборка и установка опор ВЛЭП

5.5.1. Общие требования

Все работы по сборке и установке опор производятся по проектам, разрабатываемым в соответствии со СНиП 12-01-2004. До начала работ должна быть подготовлена площадка, на которой будут выполняться работы, и завезены элементы опоры. Все площадки должны иметь заранее подготовленные подъезды для автотранспорта и строительной техники.

В процесс сборки и монтажа опор входят: выкладка железобетонных стоек и отдельных элементов стальных опор, сборка и установка опоры в проектное положение, ее проверка и закрепление. Выкладка опор и их элементов производится вдоль оси ВЛЭП. В отдельных случаях, исходя из рельефа местности и из условий подъема опоры, выкладка и сборка опоры производится поперек оси трассы ВЛЭП.

На косогорах выкладку и сборку опор необходимо производить вдоль оси ВЛЭП, траверсами в сторону подъема косогора. На участках пересечения ВЛЭП с автомобильными и железными дорогами, реками и оврагами опоры выкладывают вдоль оси линии, траверсами и тросостойкой в сторону пересекаемых объектов на расстоянии от центра установки опоры до пересечения не меньше 1,5 высоты опоры.

Это расстояние отсчитывается:

- при пересечении с автодорогами – от центра опоры до бровки кювета;
- при пересечении с железными дорогами – до проекции линий связи и линий автоблокировки, а при их отсутствии – до края основного земляного полотна-насыпи;
- при пересечении с оврагами – до их бровки;
- при пересечении с реками – до края воды;

– при пересечении с ЛС и с линиями ВЛЭП другого или такого же напряжения – до проекции их крайнего провода.

Если перед сборкой во время осмотра опоры обнаружатся повреждения, то запрещается начинать сборку до устранения повреждения и/или замены поврежденных элементов.

5.5.2. Правила установки опор

Деревянные опоры, которые имеют сравнительно небольшую массу и размеры, устанавливают краном соответствующей грузоподъемности или краном и трактором с применением падающей стрелы. Выравнивание стоек опор производят углублением котлована или подсыпкой щебня, если котлован вырыт глубже, чем требуется. В откопанный котлован подбивать грунт запрещается, так как он может осесть, что приведет к перекосу опоры. Установка опор на косогорах отличается от приведенных выше методов и производится в соответствии с проектом производства работ, составляемым для каждого конкретного случая.

Установка железобетонных опор производится, как правило, стреловыми кранами и кранами-установщиками опор. При необходимости подтягивания стоек используется трактор. Диаметр цилиндрического пробуренного котлована не должен превышать диаметр стойки более чем на 25 %. При большей разнице устанавливается верхний ригель. Ригели на промежуточных опорах располагаются вдоль оси ВЛЭП. Время между бурением котлована и установкой в него опоры не должно превышать одних суток.

При установке двухстоечных и порталных железобетонных опор производится последовательная установка двух стоек, затем проводится монтаж траверс, верхних концов крестовых связей между стойками и закрепление нижних концов связей. После подъема и установки краном свободностоящих опор в выкопанные котлованы, их временно закрепляют оттяжками, затем устанавливаются нижние и верхние ригели. Окончательное закрепление опор осуществляется засыпкой грунтом «пазух» котлована с послойным тромбованием. В зимнее время смесь для засыпки пазух защищают от промерзания матами из шлаковаты или других утеплителей.

Монтаж стальных опор в зависимости от назначения, типа, высоты, условий монтажа и массы производится методом подъема стреловым краном, методом наращивания элементов или методом комбинированного монтажа. Стальные опоры должны снабжаться паспортом завода – изготовителя. Опоры, поступающие в разобранном виде, должны быть снабжены маркировкой, соответствующей заводской схеме сборки

опоры. Детали опоры должны иметь антикоррозионное покрытие и не иметь повреждений (погнутостей, скручивания и т.д.).

Опоры должны собираться около фундамента с одновременным креплением основания опоры к фундаменту шарнирами, с помощью которых производится подъем опоры. Выкладку опоры осуществляют на деревянные подкладки высотой не менее 30 см. Подкладки устанавливают под стыками опор. Сборку болтовых опор, если они поступили в разобранном виде, осуществляют двумя методами:

1) сначала собирают нижнюю плоскость стойки, начиная от фундамента, затем в обратном порядке (посекционно) собирают три остальные плоскости. После окончательной сборки стойки собирают траверсы и крепят их к опоре;

2) соединяют две боковые плоскости секций, затем их устанавливают «на ребро» и расчаливают, после этого между боковыми плоскостями устанавливают диафрагмы и собирают нижнюю и верхнюю обрешетки стойки. Затем на стойку крепят отдельно собранные траверсы и тросостойки.

Для ВЛЭП 500 кВ и выше при укрупненной сборке секций стальных промежуточных опор на оттяжках используют передвижное оборудование. В комплект входят грузоподъемное оборудование, кондукторы, кантователи, рольганги для подачи элементов секций на сборку и другое оборудование и инструменты.

5.5.3. Особенности монтажа ВЛЭП на тяжелых трассах и при переходах через реки

К тяжелым трассам относятся трассы, проходящие по местности со сложным рельефом, по косогорам; имеющие большие естественные препятствия и искусственные сооружения; в суровых климатических условиях; по населенной местности. Монтаж ВЛЭП на таких участках трассы производят по специальным проектам, в которых дополнительно с техническими задачами отражаются вопросы необходимого уровня квалификации рабочих, их доставки к месту работы, условия размещения и быта, правила завоза конструкций и материалов, оборудования, описывают применяемые средства механизации, условия, обеспечивающие техническое обслуживание и ремонты. Для выполнения каждого вида работ составляют технологические карты.

В водонасыщенных и слабых грунтах ВЛЭП устанавливают в сухое летнее время. Стены котлована делают с уклоном 1:1, фундаменты опор устанавливают в котлован сразу после его отрытия. В зимнее время кот-

лован в таких грунтах отрывают с применением послойного промораживания. Промороженный грунт рыхлят, и бурильными машинами в нем бурят котлован. В слабых грунтах и на болотах с подстилающими грунтами целесообразно устраивать свайные фундаменты.

В грунтах с вкраплениями гравия или валунов, которые трудно поддаются механизированной разработке, земляные работы ведут вручную. Для уменьшения объемов ручных работ котлованы отрывают на небольшую глубину с малыми углами уклона, но при этом для компенсации недозаглубления при засыпке фундамента насыпают сверху банкетку. Удаление из котлована больших валунов производят после их дробления на части трактором с помощью сетки, сплетенной из стального каната. Закрепление опор на твердых скалах осуществляется анкерными болтами, закрепленными в специально пробуриваемых шпурах в скале. Бурение шпуров в скалах производится с помощью пневмоперфораторов.

Фундаменты крепят при помощи фундаментных болтов специального типа (скальные болты). Выравнивание площадок под опорные плиты осуществляется жидким раствором из песка мелкой фракции и цемента. Шпур полностью заливают цементным раствором. Нагружать скальные болты можно через 25÷30 дней после бетонирования.

Фундаменты переходных опор более сложные и отличаются конструкцией, размерами и прочностью. Под каждую «ногу» переходных опор устанавливают одинаковые фундаменты.

Фундаменты бывают железобетонные сборные; свайные с железобетонным ростверком; железобетонные монолитные; бетонные монолитные. Сборные железобетонные фундаменты, состоящие из двух – восьми типовых железобетонных подножников, объединяют сварными металлическими балками, укладываемыми под каждую «ногу» опоры.

На сложных рельефах, когда работа грузоподъемных кранов ограничена, подъем опор осуществляют в основном способом «падающей» стрелы. В качестве тягового механизма при подъеме опоры применяют тракторы, оснащенные специальными лебедками с тяговыми усилиями 80÷130 кН. Для увеличения тягового усилия трактор с лебедкой помещают в приямок. При установке опор на пересеченной местности трактор с лебедкой устанавливается на более высокой отметке, чем та, на которой расположена опора.

При установке опор встречаются сложные ситуации. В 70-е годы прошлого века, на юге Запорожской области, на левом берегу Каховского водохранилища была сооружена Запорожская ТЭС мощностью 3600 МВт. Необходимо было протянуть две линии электропередачи

напряжением 330 кВ в Никопольский энергорайон, расположенный на другом берегу водохранилища. Переход линий через водные пространства такой протяженности ранее не осуществлялся. Для первого сооружаемого перехода (330 кВ) проектировщики выбрали воздушный вариант линии (кабельный подводный вариант был нерентабелен, дороже и сложнее в строительстве и эксплуатации). Длина между крайними переходными опорами составила 5,15 км, а непосредственно над водой – 4,6 км. Переход был выполнен двухцепными линиями, благодаря чему по одному переходу над водой проходит сразу две линии – Л243 и Л244.

На переходе установлены 7 переходных опор анкерного типа высотой 90 и 100 м, из которых пять установлены в акватории водохранилища. Переход принят по схеме К-7А-К (К – концевая опора, А – анкерная). Длины пролетов между опорами ВЛЭП 330 кВ равны 810÷920 м. Масса стометровой опоры равна 290 тонн, а девятистометровой – 260 тонн. Двухцепные опоры башенного типа были выполнены из оцинкованного углового проката. Опоры оборудованы лестницами, площадками и огражденными трапами на траверсах, причем на опору можно беспрепятственно подняться – лестницы спускаются прямо к земле, в отличие от большинства других переходов, где лесенки обычно не доходят до земли на 2 – 3 м, чтобы уменьшить соблазн «туристов» залезть на мачту.

Наибольшую сложность представляло сооружение фундаментов опор в воде. Монтаж переходных опор на акватории – сложная задача, требующая специального обустройства фундаментной площадки временными причалами, грузоподъемными механизмами. Поэтому впервые в практике строительства ВЛЭП (как в нашей стране, так и за рубежом) было принято решение о сооружении перехода наплавным методом: в особом котловане-доке были сооружены плавающие фундаменты и на них смонтированы переходные опоры. Наплавные фундаменты были выполнены пустотелыми, из тонкостенных железобетонных элементов и, по сути, представляли собой огромные поплавки. Для обеспечения их плавучести фундамент был собран из водонепроницаемого днища, наружного борта и внутренних переборок, разделяющих внутреннюю часть фундамента на 8 изолированных друг от друга балластных отсеков, а также отсека для размещения оборудования и центрального распределительного отсека. Такое исполнение обеспечило непотопляемость фундамента и точность его балластировки, а также достаточную устойчивость при буксировке суднами.

После окончания строительства фундаментов и монтажа на них переходных опор котлован заполнили водой до уровня Каховского водохра-

нилища. При открытых кингстонах одновременно происходило заполнение водой всех внутренних отсеков фундаментов. После этого была разобрана перемычка, разделяющая котлован-док и Каховское водохранилище. Затем поочередно, при закрытых кингстонах, из каждого отсека фундамента мощными насосами откачивали воду и после его всплытия буксировали к месту установки на трассе перехода. Буксировка опор по водохранилищу и работы по их установке производились с помощью 5 буксирных теплоходов – 2 головных (мощностью по 883 кВт); 2 боковых (мощностью по 220 кВт) и 1 заднего (тормозного, мощностью 442 кВт). Все 5 систем «фундамент + опора» были доставлены к месту назначения за 12 дней, затем отсеки фундаментов снова затапливали, в результате чего они «садились» на нужное место на дне водохранилища. Переход ВЛЭП 330 кВ (Л243/244) был введен в эксплуатацию в 1977 г. В 1984 г. аналогичным наплавным методом, тем же составом строительно-монтажных организаций был сооружен одноцепной переход линии 750 кВ «Запорожская АЭС – ПС-750 кВ Днепровская» по схеме К-2П-А-3П-К (П – переходная опора), что обеспечило передачу электроэнергии от ЗАЭС.

Створ перехода от ЗАЭС был выбран параллельно уже существующему переходу ВЛЭП-330 кВ от ЗаТЭС, на расстоянии 350 м. При строительстве перехода ВЛЭП-750 кВ через Каховское водохранилище использовали опыт проектирования и строительства перехода линии 330 кВ. Из пяти переходных опор три были установлены на акватории водохранилища. Опоры оцинкованные, переходные промежуточные опоры высотой 126 м весом 375 тонн каждая, анкерная опора высотой 100 м весила 350 т. Длины переходных пролетов составляют 1215÷1350 м. Монтаж проводов был выполнен при помощи раскаточных барж и буксиров без опускания на дно водохранилища во избежание повреждений. Состояние переходов всех линий постоянно контролируют, периодически изучают, отправляя на места специалистов, в том числе для изучения подводной части фундаментов.

Переходы ВЛЭП через Каховское «море», пожалуй, можно отнести к числу самых интересных конструкций, используемых для передачи электроэнергии в мировом масштабе, рис. 5.21.

5.5.4. Подготовка (раскатка) проводов ВЛЭП для крепления на опорах

Раскатку проводов проводят в направлении от более высокой отметки к низкой после подписания акта, подтверждающего окончание работ по установке и выверке опор, ликвидации недоделок на опорах и оттяжках. Главная задача при раскатке проводов – обеспечить сохранность проводов и оцинковки троса.



Концевые опоры 330 кВ



Верхушка переходной опоры 330кВ



Наплавные фундаменты опор 330 кВ



Общий вид переходов ВЛЭП



Береговая переходная
опора 330 кВ



Береговая переходная
опора 750 кВ



Концевые опоры 330 кВ



Переход 330 и 750 кВ

Рисунок 5.21 – Переход ВЛЭП через Каховское «море»

Вывозимые на трассу барабаны с проводом должны быть с одинаковыми или близкими строительными длинами. Развозку барабанов с проводом и грозозащитным тросом производят в соответствии с картой развозки, где указано место установки барабана и направление раскатки. Раскатку производят с транспортеров, раскаточных тележек, саней или с неподвижных устройств, на которые устанавливают барабаны.

Раскатку начинают от анкерной опоры на очень малой скорости, не допуская волочения проводов по земле. Оставшиеся на барабане 10–15 витков разматывают вручную, в обратную сторону. При этом с каждой стороны для сращивания с проводом следующего барабана оставляют концы длиной 2–3 м. При раскатке необходимо добиваться синхронности работы раскаточного устройства и скорости движения трактора. Раскатку проводов и канатов волочением можно применять только в тех случаях, когда исключается возможность их повреждения: по травяному покрову, по гладкому льду, по неглубокому снегу. Во время раскатки ведут наблюдение за правильностью сматывания провода с барабана и за появлением повреждений проводов и троса. Повреждения отмечают и устраняют до подъема на опоры.

Допускается одновременно раскатывать сразу несколько кабелей. Расщепленные провода в одной фазе раскатывают одновременно с раскаточных тележек, на которых устанавливают два или три барабана. Порядок производства работ при такой раскатке тот же, что и при раскатке одного провода. На отдельных участках, где трактор не может пройти, раскатку проводят с применением вспомогательного троса, которым протягивают провода и канаты вручную или трактором с лебедкой, установленным за пределами препятствия. Для этого конец провода, сходящий с барабана, прикрепляют к тяговому канату трактора и вытягивают. Барабаны с проводом (тросом) располагают у последней опоры, ограничивающей препятствие, и производят раскатку вручную по всей длине препятствия. Затем провод (трос) укладывают в монтажные ролики и поднимают на опоры. При переходе через автомобильные дороги с интенсивным движением раскатку проводов ВЛЭП проводят по слою защиты.

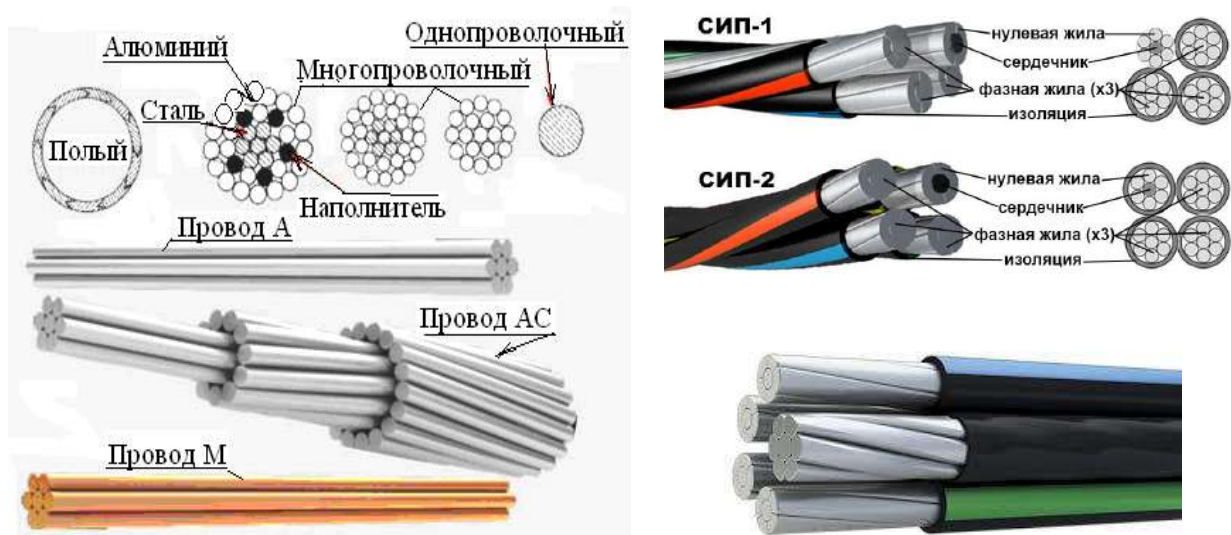
Переход через электрифицированную железную дорогу производится в период прекращения движения поездов и, как правило, при отключении проводов линий связи и автоблокировки. Напряжение с железнодорожных контактных проводов на время монтажа должно быть снято. Сращивание проводов ВЛЭП и грозозащитных тросов при переходе через железную дорогу не допускается.

5.6. Провода и изоляторы ВЛЭП

5.6.1. Марки, сечения, характеристики проводов для ВЛЭП

Материалы проводов и тросов должны иметь высокую электрическую проводимость, обладать достаточной механической прочностью, выдерживать атмосферные воздействия [5]. Диаметр и материал для провода ВЛЭП подбираются под проектную нагрузку каждой линии. Наиболее часто используют сталеалюминиевые провода (марка АС). Провода из одной проволоки, называемые однопроволочными (площадь сечения от 1 до 10 мм²), имеют небольшую прочность, их применяют только для ВЛЭП напряжением до 1 кВ. Многопроволочные провода, свитые из нескольких проволок, более гибкие и прочные, выпускают сечением до 500 мм², и применяют для ВЛЭП всех напряжений. К классу многопроволочных проводов относятся и самонесущие изолированные провода (СИП).

Обычно многопроволочные провода изготавливают из круглых проволок, причем в центре помещают несколько проволок одинакового диаметра, рис. 5.22. Длина скрученной проволоки больше длины, измеренной по его оси, что вызывает увеличение фактической массы провода на 1–2 % по сравнению с расчетной, получаемой умножением сечения провода на длину и плотность материала. Во всех расчетах принимается фактическая масса провода, указанная в соответствующих стандартах.



СИП - 3

Рисунок 5.22 – Виды проводов для ВЛЭП

Следует помнить, что провода из алюминия подвержены коррозии, особенно на морских побережьях, а стальные провода разрушаются

даже при нормальных атмосферных условиях. Внутреннее межпроводочное пространство может заполняться нейтральной смазкой, повышающей стойкость к нагреву, или быть без нее.

По условиям механической прочности для ВЛЭП напряжением до 1 кВ применяют однопроводочные и многопроводочные провода различных сечений: алюминиевые А – не менее 16 мм²; сталеалюминиевые АС и биметаллические ПСТ – не менее 10 мм²; стальные многопроводочные ПС – 25 мм². Сечение многопроводочных проводов для ВЛЭП напряжением до 35 кВ определяют по условиям механической прочности, а для ВЛЭП напряжением 110 кВ и выше – по величине потерь «на корону».

«Корона» возникает при атмосферном давлении из-за появления разрядного тока между проводами при ионизации воздуха. Ионизация возникает при предельном значении напряженности электрического поля (для воздуха около 30 кВ/см). Коронный разряд сопровождается характерным потрескиванием, образованием озона и окислов азота, фиолетовым свечением («короной») вблизи поверхности проводов. Электромагнитные излучения от «короны» ухудшают работу высокочастотных систем защиты и связи, создают помехи радиоприему, искажают синусоидальную форму напряжения в сети, вызывают коррозию проводов, приводят к ухудшению работы высокочастотных установок. С «короной» борются конструктивными методами: на ВЛЭП при напряжении 330 кВ и выше применяют расщепление проводов на дополнительные линии:

- при напряжении 330 кВ провод расщепляют на две линии и монтируют параллельно;
- при напряжении 500 кВ – на три и размещают по вершинам равностороннего треугольника;
- при напряжении 750 и 1150 кВ применяют расщепление на 4÷8 потоков и провода располагают по углам равносторонних многоугольников.

Марки неизолированных проводов, используемых для ВЛЭП, обозначают буквой и цифрой:

1) буква обозначает материал: М (медь); А (алюминий); АС (сталеалюминевый); ПС (стальной многопроводочный); АТ (алюминиевый, твердый, неотожженный); АМ (алюминиевый, мягкий, отожженный); ПСТ (стальной оцинкованный); сплавы АН, АЖ; АС, АСХС (стальной сердечник и алюминиевые проволоки);

2) цифра обозначает сечение в мм² (или диаметр в мм).

Например, А50 обозначает алюминиевый провод, сечение которого равно 50 мм², АС50/8 – сталеалюминевый провод сечением алюми-

вой части 50 мм² и стального сердечника 8 мм² (в электрических расчетах учитывается проводимость только алюминиевой части провода); ПСТЗ,5, ПСТ4, ПСТ5 – однопроволочные стальные провода, где цифры соответствуют диаметру провода в мм.

Стальные тросы, применяемые на ВЛЭП для грозозащиты, изготовляют из оцинкованной проволоки сечением не менее 25 мм². На ВЛЭП напряжением 35 кВ применяют тросы сечением 35 мм², для 110 кВ – 50 мм², для 220 кВ и выше – 70 мм². ВЛЭП с неизолированными проводами постепенно вытесняются линиями с СИП-ами. СИП изготавливают из медных или алюминиевых жил, покрытых резиной с защитным слоем из диэлектрических волокнистых материалов либо полихлорвиниловыми пластикатами без дополнительной внешней защиты.

5.6.2. Способы соединения проводов ВЛЭП

Выбор способа соединения проводов ВЛЭП определяется их материалом, конструкцией и сечением, районом гололедности, номинальным напряжением, механическими нагрузками. Провода ВЛЭП бывают много- и однопроволочные, монометаллические (алюминиевые, медные) и биметаллические (сталеалюминевые, сталебронзовые, сталемедные).

Многопроволочные алюминиевые, медные и сталеалюминевые провода состоят из нескольких повивов проволок одного диаметра: в центре сечения располагается одна проволока – первый повив, вокруг нее концентрически располагают шесть проволок второго повива, затем проволоки третьего повива и т. д. (см. рис.5.22) При этом число проволок в каждом повиве увеличивается на шесть по сравнению с предыдущим. У биметаллических проводов однопроволочный центральный стальной провод обеспечивает необходимую механическую прочность. На него сверху приваривают «рубашку» из цветного металла (меди, алюминия), по которой идет ток.

Биметаллическая сталемедная проволока в качестве проводов на ВЛЭП 0,4 кВ применяется в условиях загрязненной атмосферы. Согласно ПУЭ, на ВЛЭП до 1 кВ сечение биметаллических проводов по условиям механической прочности должно быть не менее 10 мм². Перед соединением («сращиванием») необходимо подготовить провода и арматуру: очистить их от грязи, удалить оксид алюминия, наложить смазку из технического вазелина на соединяемые концы. Подготовка должна производиться очень быстро, так как алюминий окисляется в течение 2 – 3 сек.

Провода ВЛЭП соединяют различными способами: скруткой; бандажированием; с помощью овального соединителя (гильзы) с опрессованием и сваркой концов проводов в петле; сваркой встык и последующим

прессованием проводов вместе с шунтом в двух соединительных гильзах; сваркой встык и прессованием проводов с шунтом в овальной соединительной гильзе; внахлест с прессованием в соединительной гильзе; болтовым сжимом (рис. 5.23).

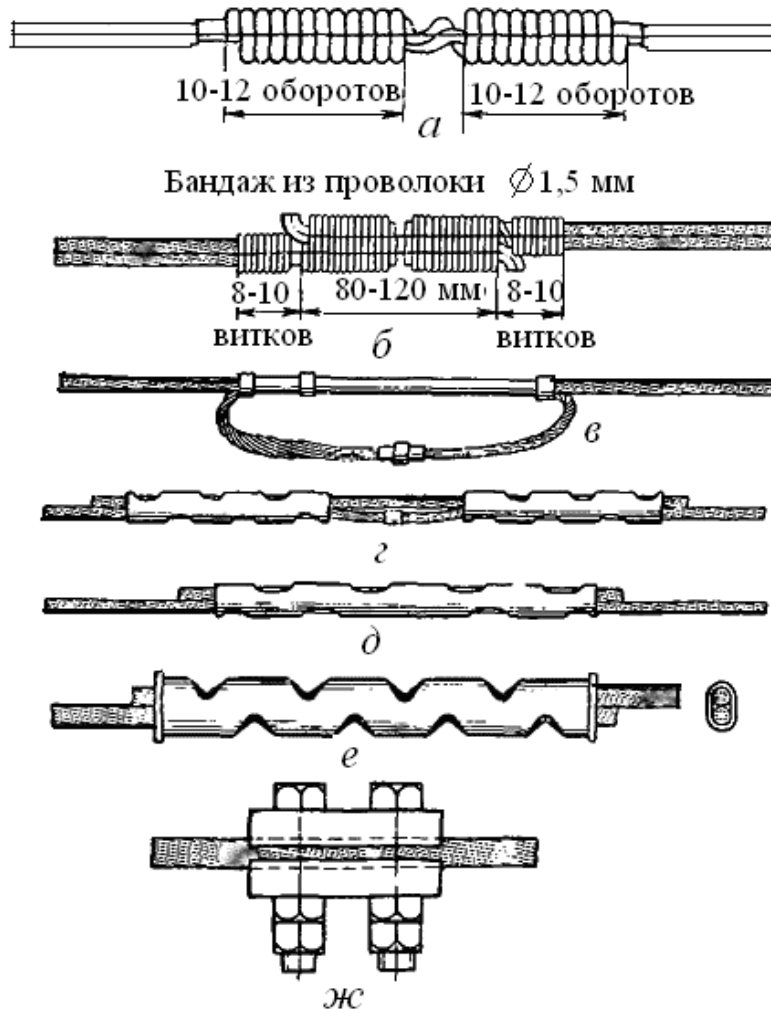


Рисунок 5.23 – Способы соединения проводов ВЛЭП:

- а* – скруткой; *б* – бандажированием;
- в* – прессованием в гильзе и сваркой в петле;
- г* – сваркой встык и прессованием провода в двух соединительных гильзах;
- д* – прессованием провода вместе с шунтом;
- е* – прессование внахлест в соединительной гильзе; *ж* – болтовым сжимом

Соединение проводов методом скручивания. Подготовленные концы проводов с двух сторон внахлест вводят в овальный соединительный зажим. На выступающие концы накладывают бандажи и устанавливают зажим, который проворачивают не менее четырех раз. Допускается соединение методом скручивания с последующей сваркой выпущенных

концов в пролетах сталеалюминевых проводов при сечении до 185 мм², а при сечении 240 мм² и выше – в шлейфах анкерных опор сваркой концов проводов с последующим прессованием алюминиевых корпусов зажимами при помощи гидравлических прессов.

Соединение проводов прессованием выполняют поэтапно. Перед прессованием выпрямляют концы проводов и накладывают первый бандаж из проволоки. Концы проводов обрезают. Затем накладывают второй бандаж на расстоянии 115 мм от концов для АС (185/24÷330/43) и на расстоянии 125 мм для АС 330/66; АС 400/18; АС 400/22. На расстоянии 5 мм от второго бандажа удаляют алюминиевые (медные) жилы, не допуская при этом повреждения стального сердечника. Освобожденный конец стального сердечника промывают бензином и на него надевают стальной зажим. Второй конец провода вводят в зажим с другой стороны так, чтобы проволока проходила внутри зажима и выходила с другой стороны на 10–15 мм. Соединенный участок опрессовывают от середины к концам, перекрывая предыдущий сжим не менее чем на 5 мм.

Соединения проводов в шлейфах выполняют петлевыми переходными зажимами или сваривают термитным патроном. При этом концы проводов прессуют зажимами, а зажимы соединяют болтами. При переходе от одной марки провода к другой в шлейфах анкерных опор устанавливают петлевые переходные прессующие зажимы. «Лапки» зажима прессуют специальным приспособлением. Соединение грозозащитных тросов осуществляют с помощью соединительных зажимов.

Соединение взрывом применяется для соединения сталеалюминевых проводов АС240–АС500, АС70/72, а также при соединении стальных канатов грозозащитных тросов С50 и С70 с использованием соединительных, шлейфовых, натяжных, ответвительных и ремонтных зажимов. Соединение и опрессование стального сердечника и алюминиевой оболочки провода осуществляют за один раз. Соединение взрывом может выполняться и на высоте, но только при наличии у рабочего разрешения на право производства взрывных работ.

Соединение проводов сваркой термитными патронами применяют при соединении в шлейфах анкерных опор. Термитные патроны выпускаются двух типов: ПАС и ПА. Патроны ПАС состоят из стальной трубки, в которой запрессована термитная шашка, и алюминиевого вкладыша. Сбоку на шашку наносят красную метку. Патроны ПА состоят из трубки с термитной шашкой и с вертикальным отверстием, трубка при помощи колпачков или втулок надевается на свариваемые провода. Соединение

сваркой производят в соответствии с «Типовой инструкцией по сварке неизолированных проводов с помощью термитных патронов».

Прессование натяжными зажимами типа НАС. Перед прессованием концы соединяемых проводов промывают бензином, протирают и наносят защитную смазку. Перед установкой зажима провод зачищают металлической щеткой до блеска. Места прессования перекрывают зажимом не менее чем на 5 мм.

В пролетах ВЛЭП, пересекающих инженерные сооружения, допускается одно соединение на пролет.

В соответствии с ГОСТ 839-80 срок службы проводов должен быть не менее:

- для проводов марок А, АС - 45 лет;
- для проводов марок АКП, АН, АНКП, АЖ, АЖКП, АСКП – 25 лет;
- для проводов марок АСКС, АСК - 10 лет.

В последние десятилетия все большее применение для ВЛЭП находят СИП-ы, [7, 20, 27, 38]. Они применяются при строительстве ВЛЭП до 1 кВ и 6÷110 кВ при температуре эксплуатации от -45 °С до +50 °С во всех климатических районах. Провод СИП состоит из трех алюминиевых изолированных фазных проводников, скрученных вокруг гибкого изолированного несущего нулевого троса. Нулевой стальной трос, как и все фазные проводники, изолирован полиэтиленом.

Первые СИП были разработаны в Скандинавии в начале 80-х годов 20-го века. В Норвегии и Швеции такой провод на напряжение 6–20 кВ известен под маркой *BLX*, в Финляндии – как *PAS* или как *Pirelli SAX* (ранее *Nokia*), а теперь *SAX-W*. В результате применения СИП-ов аварийность ВЛЭП была значительно снижена. Такие линии практически не требуют обслуживания и более безопасны. Так, например, в Финляндии среднее время отключения ВЛЭП с СИП-ами напряжением 6-35 кВ по всей территории, включая даже отдаленные северные районы, составляло всего 2 часа 15 мин за весь год.

В СССР СИПы начали выпускать с 1997 года. Они отличаются от скандинавских более широким диапазоном сечений, гидрофобным слоем между жилой и изоляцией. Жилы СИП выполняются из алюминиевого сплава высокой прочности или из сталеалюминия, изоляция – из силанольно-сшитого полиэтилена. Температурные характеристики такой изоляции: +90 °С в долговременном режиме, +130 °С в режиме длительной перегрузки (до 8 часов в сутки) и +250 °С в режиме короткого замыкания (КЗ). Изоляционный слой имеет толщину около 2,5 мм, и его можно считать только защитным. В изоляцию добавляют около 2 % сажи

для достижения стойкости полиэтилена к ультрафиолетовому излучению. Несмотря на то, что изоляция выдерживает на пробой 60 кВ, провод подвешивают по фазам на отдельные изоляторы. При схлестывании проводов или падении на линию дерева, изоляция выдерживает рабочее напряжение, и линия продолжает работать.

Преимущества СИП:

- возможно применение действующих опор, которые ранее использовались для проводов без изоляции, новые опоры выполняют меньшей высоты;

- высокая надежность и бесперебойность энергообеспечения потребителей, они пожаробезопасны, т.к. не боятся схлестывания; при случайных перекрытиях КЗ между проводами не возникнет; у них малая вероятность замыкания на землю, отсутствует гололедообразование. Сокращены эксплуатационные расходы за счет уменьшения объемов аварийно-восстановительных работ;

- высокая механическая прочность проводов и, соответственно, малая вероятность их обрыва;

- уменьшается расстояние между проводами на опорах и в пролете, необходима меньшая ширина просеки;

- упрощаются и уменьшаются сроки монтажных работ, сокращаются трудозатраты при строительстве линий;

- исключено воровство проводов, т.к. они не подлежат вторичной переработке;

- сравнительно небольшая стоимость линии – СИП-ы только на 35 % дороже «голых», но из-за значительного сокращения эксплуатационных расходов реальное сокращение доходит до 80 %, и СИП-ы быстро окупаются.

Недостатком СИП является необходимость их защиты от грозовых перенапряжений. При возникновении грозового перенапряжения пробивается воздушный промежуток, по поверхности линии формируется дуга, она подпитывается сетью и горит достаточно долго. Изоляция не дает дуге двигаться, и она горит на проводе в месте пробоя, провод пережигается и обрывается. В сетях среднего напряжения такой пробой не регистрируется релейной защитой, и линия не отключается. Для «голых» проводов грозовые перенапряжения не так страшны, т.к. основание дуги со стороны провода не «стоит» на месте, постоянно перемещается по нему. Необходимость защиты СИП от грозовых перенапряжений требует дополнительных затрат, но они быстро окупаются. Существуют различные способы защиты СИП от грозовых перенапряжений, например,

защита искровым промежутком или использование ограничителей перенапряжения.

В настоящее время для защиты ВЛЭП среднего напряжения (6-20 кВ) от грозовых перенапряжений применяют специальные устройства – длинно-искровые разрядники петлевого типа РДИП, которые должны устанавливаться на всем протяжении ВЛЭП, на подходах к подстанции и кабельным вставкам. Они позволяют исключить перекрытие изоляции на линии и убрать негативные последствия индуктированных грозовых перенапряжений, рис. 5.24. Длинно-искровые разрядники не подвержены разрушающему воздействию молний и возникающих токов от дуговых замыканий, как нелинейные ограничители перенапряжений или трубчатые и вентильные разрядники, поскольку эти токи протекают вне конструкции разрядника.

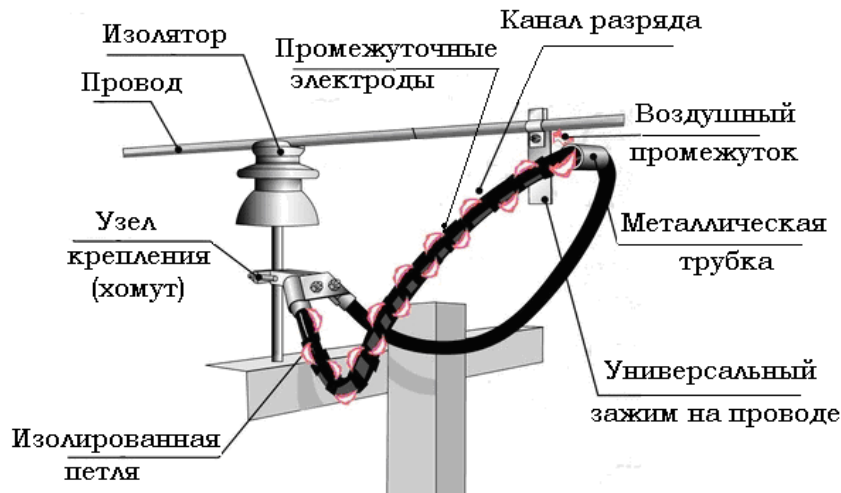


Рисунок 5.24 – Длинно-искровой петлевой разрядник

На проводе ВЛЭП, напротив металлической трубки разрядника, закрепляется универсальный зажим для создания необходимого искрового промежутка. Универсальный зажим крепит изолированную петлю разрядника к проводу. Зажим изготовлен из стали, покрыт защитным слоем цинка и имеет конструкцию, обеспечивающую надежное крепление к элементам арматуры ВЛЭП. Конструкция зажима позволяет устанавливать его как на неизолированные, так и на защищенные провода (СИП), зажим для которых имеет прокусывающие зубцы. Разрядники защищают провода от перегоревов, изоляцию ВЛЭП – от грозовых перенапряжений, ВЛЭП и установленное на них оборудование – от грозовых отключений и повреждений, электрические сети – от дуговых замыканий.

В Украине для реконструкции существующих и строительства новых

ВЛЭП на напряжение до 1 кВ используют СИП «Торсада» производства компании «Алкатель» (Франция) и СИП1÷СИП5 производства завода «Южкабель» (г. Харьков).

5.6.3. Виды и характеристики изоляторов ВЛЭП

Изоляторы предназначены для отделения (изоляции) токоведущих частей друг от друга и от элементов конструкции, для крепления проводов и грозозащитных тросов на ВЛЭП, на РУ электростанций и подстанций постоянного и переменного тока. Для изоляторов используют материалы, обладающие высокими диэлектрическими свойствами. Их изготавливают из фарфора (керамики), стекла и полимерных материалов, рис. 5.25.



Рисунок 5.25 – Изоляторы для крепления проводов ВЛЭП

Изоляторы для крепления проводов на ВЛЭП выбирают с учетом расчетных нагрузок от тяжения проводов, района гололедности, давления ветра на провода и т.д.

На линиях напряжением 0,4–10 кВ применяют штыревые и подвесные изоляторы, разработанные в 70–80-х годах 20-го века. Штыревые изоляторы применяются при напряжении 0,4–10 кВ, при напряжении 10–35 кВ применяются как штыревые, так и подвесные изоляторы. В современных подвесных и штыревых изоляторах используют новые полимерные материалы и новые способы монтажа ВЛЭП.

Для ВЛЭП напряжением до 1 кВ применяют изоляторы ТФ (телефонный фарфоровый), РФО (радиотрансляционный фарфоровый ответвительный) и ШФН (штыревой фарфоровый низковольтный); для ВЛЭП

напряжением 6 кВ – Ш-6 и Ш-10 (штыревые), а в местах анкерных креплений – П (подвесные). Способы крепления проводов на штыревых изоляторах показаны на рис. 5.26.

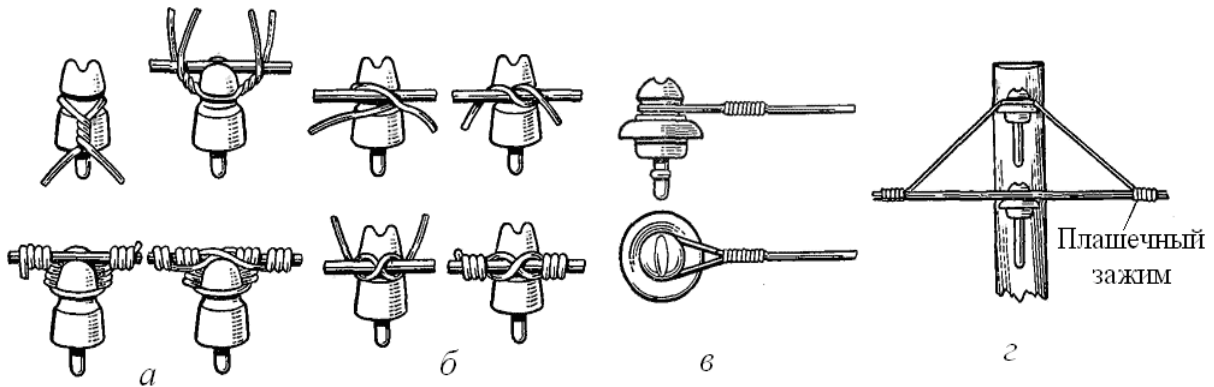


Рисунок 5.26 – Способы крепления проводов ВЛЭП напряжением до 1 кВ на изоляторах: а – вязкой на головке; б – вязкой «на шейке»; в – заглушкой; г – двойное крепление

В некоторых случаях необходимо к проводам ВЛЭП присоединять кабели. Чаще всего это бывает в населенной местности или при пересечении с различными сооружениями. Кабель при присоединении к ВЛЭП до высоты не менее 2 м от земли защищают от механических повреждений металлической трубой, которую после установки тщательно уплотняют во избежание попадания влаги (рис. 5.27).

Минимальное расстояние от земли до концевой муфты, в которой соединяют кабель и токонесущую жилу ВЛЭП, составляет 3 м при напряжении до 1 кВ, а при напряжении 6÷10 кВ – 4,5 м.

При длине кабельной вставки в линию ВЛЭП менее 1,5 км защиту от грозовых перенапряжений выполняют трубчатыми или вентильными разрядниками. Зажим разрядника, металлическую оболочку кабеля и корпус кабельной муфты соединяют между собой и заземляют.

Разрядник крепят хомутом на штыре изолятора, см. рис. 5.24. На ВЛЭП высокого напряжения используются гирлянды, состоящие из последовательно соединенных шарнирным способом (стержень в пазу «шапки» изоляторов). Они фиксируются в гирлянде специальным замком во избежание самопроизвольного расцепления гирлянды, рис. 5.28.

Изоляторы из закаленного стекла, в отличие от фарфоровых, не требуют проверки на электрическую прочность перед монтажом.

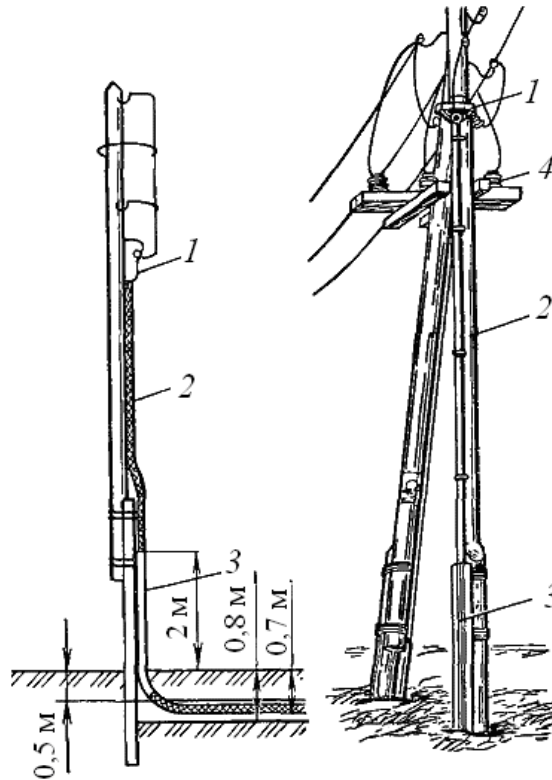


Рисунок 5.27 – Вывод кабеля на опору для присоединения к ВЛЭП напряжением 10 кВ:

1 – концевая муфта; 2 – силовой кабель;
3 – стальная труба; 4 – разрядник



a



б

Рисунок 5.28 – Гирлянды изоляторов ВЛЭП

a – многоцепная изолирующая подвеска-гирлянда стеклянных изоляторов 275 кВ и элемент опоры, (Ланкашир, Великобритания);
б – изоляторы стеклянные, 110/400 кВ, длина 1 м, (Львов, Украина)

При наличии дефекта стеклянный изолятор рассыпается на мелкие части, но его остаток сохраняет несущую способность, равную не менее 75 % номинальной электромеханической прочности изолятора.

Полимерные изоляторы – комбинированная конструкция, состоящая из высокопрочных стеклопластиковых стержней с полимерным защитным покрытием, «тарелок» и металлических наконечников. Стеклопластиковый стержень защищается от внешних воздействий защитной оболочкой, стойкой к ультрафиолетовому излучению и к химическим воздействиям. Полимерные изоляторы значительно легче, чем «гирлянды» изоляторов из стекла и фарфора.

Основные характеристики изоляторов:

- допустимые значения механических и электромеханических разрушающих сил;
- соотношение длины пути утечки изолятора (в мм) и строительной высоты изолятора (в мм).

Механическая разрушающая сила – наименьшее значение силы, приложенной к изолятору, при которой он разрушается. Электромеханическая разрушающая сила – наименьшее значение разрушающей силы, приложенной к изолятору, величина которой определяется разностью электрических потенциалов. Длина пути утечки изолятора – это кратчайшее расстояние или сумма кратчайших расстояний по контуру наружной изоляционной поверхности между частями, имеющими разные электрические потенциалы. От длины пути утечки зависит надежность работы изолятора при загрязнении и увлажнении. На рис. 5.29 показано, как по количеству изоляторов определить напряжение ВЛЭП.

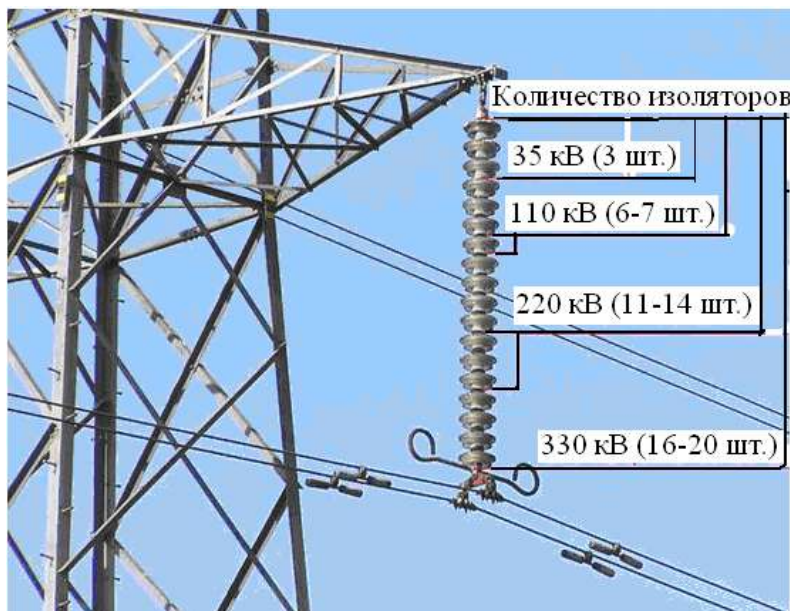


Рисунок 5.29 – Пример определения напряжения ВЛЭП по числу изоляторов в гирлянде

Эксплуатационные характеристики изоляторов зависят от аэродинамических характеристик изолирующих элементов («тарелок»). Так, хорошее обтекание изолятора способствует уменьшению их загрязнения, т.е. самоочистка гирлянды ветром и дождем осуществляется лучше и, как следствие, лучше сохраняются изоляционные качества.

5.6.4. Заземляющие устройства ВЛЭП

Заземляющие устройства обеспечивают электробезопасность линий. Они предназначены для отвода в землю импульсных токов, возникающих при прямом ударе молнии в опоры или в грозозащитные тросы, а также для снижения напряжения на проводах линии, которое может увеличиться из-за конденсаторного эффекта «земля-линия». При неполной загрузке линий электропередачи активным током из-за снижения энергопотребления этот эффект усиливается, в линиях наводятся значительные реактивные токи. Перегрузка ВЛЭП реактивной энергией является настолько значительной проблемой, что в некоторых энергетических кампаниях ставят вопрос о снижении напряжения высоковольтных ЛЭП, т.к. избыточная реактивная энергия пропорциональна $c \cdot U^2$, где c – емкость системы «земля-линия»; U – напряжение ВЛЭП.

К заземляющему устройству подключают трубчатые и вентильные разрядники, ограничители перенапряжений, длинно-искровые и мультикамерные разрядники и т.д. (см. рис. 5.24).

Заземлители могут быть искусственные и естественные: арматура, стойки опор, железобетонные фундаменты ВЛЭП. Если сопротивление фундаментов большое, то вместе с ними применяют искусственные заземлители, которые выполняют в виде горизонтальных «лучей» из круглой стали диаметром 10–16 мм или вертикально вбитых в землю стержней из труб или уголкового профиля.

Заземление опор выполняется при наличии на ВЛЭП средств молниезащиты. Главным средством молниезащиты ВЛЭП является грозозащитный трос. На стальных и железобетонных опорах соединение грозозащитных тросов с заземляющими устройствами всегда осуществляется с использованием металла опор. Заземленная опора служит для уменьшения вероятности обратных перекрытий от протекания тока по заземлителю из-за напряжения, возникающего от удара молнии в опору или трос. В итоге на ВЛЭП подлежат заземлению:

- опоры, имеющие грозозащитный трос или другие устройства грозозащиты;
- железобетонные и стальные опоры ВЛЭП напряжением 0,4÷35 кВ;

- опоры, на которых установлены силовые или измерительные трансформаторы, разъединители и другие аппараты;

- стальные и железобетонные опоры ВЛЭП 110 – 500 кВ без специальных систем молниезащиты, если это необходимо для обеспечения надежной работы систем релейной защиты и автоматики.

Для использования естественной электрической проводимости нижней части железобетонных опор и фундаментов засыпку котлованов желательно производить вынутым или очищенным грунтом. Углубленные заземлители в виде колец или прямоугольников укладываются на дно котлованов под фундаменты, лучше – один контур на весь котлован. Глубинные заземлители устанавливают на глубине, где они могут достичь хорошо проводящих слоев грунта.

Искусственные заземлители выполняют из стального прута диаметром $12 \div 16$ мм, а в агрессивных грунтах – диаметром $18 \div 20$ мм. В скальных грунтах допускается их прокладка в разработанном слое или по поверхности с бетонированием, а при прокладке в мерзлых грунтах – просто по поверхности.

Когда проводимость поверхностных слоев грунта достаточно высокая и когда в каменистых и скальных грунтах невозможно забить вертикальные заземлители, можно применять горизонтальные протяженные заземлители. Протяженные лучевые заземлители прокладываются параллельно поверхности земли на глубине от $0,5 \div 1$ м.

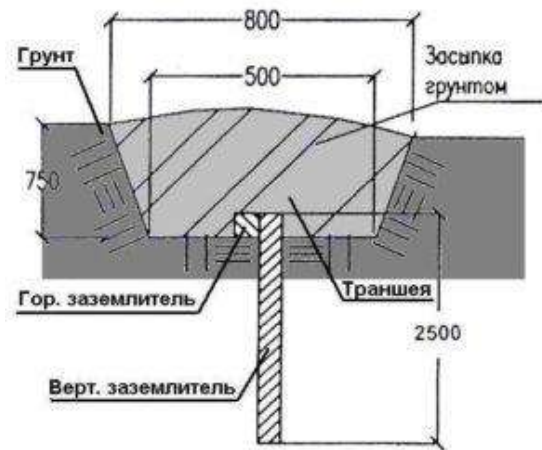
На участках с очень высоким удельным сопротивлением грунта эффективно применение непрерывных горизонтальных заземлителей, соединяющих несколько опор (так называемые противовесы).

Вертикальные заземлители, в зависимости от характеристик грунта, выполняются длиной от 2,5 до 20 м, их устанавливают методом вдавливания или ввинчивания, рис. 5.30. Прутки заземлителей соединяют сваркой внахлест по всему периметру, при этом длина нахлеста должна быть не менее шести диаметров прутка.

Наиболее экономичны вертикальные заземлители из круглой стали, имеющие хорошую проводимость и легко достигающие проводящие слои грунта. Это происходит из-за того, что при одинаковой глубине введения потери металла от коррозии у заземлителей круглого сечения меньше, чем у заземлителей другого сечения, поскольку при одинаковой длине площадь поверхности у круглых стержней меньше.



а



б

Рисунок 5.30 – Установка заземлителей

а – соединение круглого вертикального заземлителя с мощным ЭП;

б – план установки вертикального и горизонтального заземлителей

Вопросы для самопроверки

1. Какие по конструкции бывают опоры ВЛЭП?
2. Чем отличается анкерная опора от промежуточной?
3. Зачем нужны транспозиционные опоры?
4. Объясните особенности конструкции угловых и концевых опор.
5. Из какого материала выполняют опоры ВЛЭП? Назовите основные преимущества и недостатки каждого типа опор.
6. Из какой древесины делают деревянные опоры ВЛЭП? Назовите основные требования к выбору материала для этих опор. Как ведется подготовка к их установке?
7. Какие по конструкции бывают железобетонные опоры? Сравните их с деревянными и стальными опорами.
8. Опишите области применения и конструкции стальных опор. Какие проблемы возникают при их эксплуатации?
9. Назовите основные правила формирования трассы для установки опор ВЛЭП. Что такое «охранные зоны ВЛЭП»?
10. Перечислите особенности монтажа ВЛЭП на тяжелых трассах и при переходах через реки.
11. Назовите правила подготовки и подвеса проводов на опоры ВЛЭП.
12. Перечислите преимущества и недостатки СИП.
13. Назовите способы соединения проводов ВЛЭП. Дайте краткую характеристику каждого способа.

14. Объясните, как работают системы защиты ВЛЭП от аварийных режимов, как организована система грозозащиты.
15. Назовите назначение заземляющих устройства ВЛЭП. Какие бывают заземлители? Как их устанавливают?
16. Какие элементы ВЛЭП подлежат заземлению?
17. Почему изоляторы из закаленного стекла не требуют проверки на электрическую прочность перед монтажом?
18. Почему СИП необходимо защищать от грозовых перенапряжений?
19. Почему вертикальные заземлители обычно выполняют из круглой стали?

Литература: [3,5, 27, 32, 38, 53].

6. КЛАССИФИКАЦИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЕ И СПОСОБЫ ПРОКЛАДКИ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ

6.1. Основные термины и определения. Способы прокладки проводов и кабелей

6.1.1. Классификация и правила выбора силовых низко- и высоковольтных кабелей

Экономичность электроустановок в значительной мере определяются потерями электроэнергии: чем меньше сопротивление проводников, тем меньше потери. Для уменьшения электрических потерь необходимо увеличивать сечение токонесущей жилы, но чрезмерное увеличение сечений проводов и кабелей существенно удорожает линии.

В связи с этим в СН 423-71 и ПУЭ предусмотрены требования к выбору сечения токонесущих элементов – сечения проводов и кабелей выполняют по экономической плотности тока, по минимуму проведенных затрат на монтаж и эксплуатацию, а при их соизмеримости предпочтение следует отдавать варианту с лучшими показателями по величине электрических потерь. При выборе способа и места прокладки кабелей и проводов необходимо учитывать условия местности, стараться наносить минимальный ущерб зеленым насаждениям, [5, 18, 39, 45, 59].

Внешнее электроснабжение ПП и жилых массивов, питание удаленных внеплощадочных объектов осуществляют по ВЛЭП и кабелям. Кабельные линии используют, когда установке опор ВЛЭП препятствуют условия окружающей среды, плотность застройки, степень загруженности территории наземными и подземными коммуникациями, а также когда применение кабелей обеспечивает определенные технико-экономические преимущества.

Кабели бывают силовые и контрольные. Их также классифицируют по виду изоляции и конструктивным особенностям (например, с броней или без), по номинальному напряжению: кабели высокого и низкого напряжения и т.д. (см. рис. 2.4).

К группе низкого напряжения относятся кабели, предназначенные для работы в электрических сетях переменного напряжения 1÷35 кВ с частотой 50 Гц. Эти же кабели могут быть использованы и в сетях постоянного тока. Их выпускают с пропитанной бумажной, пластмассовой

(например, поливинилхлоридной) и резиновой изоляцией. Наиболее перспективной для кабелей является пластмассовая изоляция, которая проще в изготовлении, более удобна при монтаже и эксплуатации.

К группе кабелей высокого напряжения относятся кабели напряжением 110÷330 кВ (в Украине только до 110 кВ), а также кабели постоянного напряжения до 100 кВ.

Силовые электрические кабели низкого напряжения изготавливаются 2-х, 3-х, 4-х- и 5-жильными, а на напряжение 6–10 кВ – одножильными (кабели с полиэтиленовой изоляцией на напряжение 10 кВ) и трехжильными (кабели с бумажной изоляцией на напряжение 6–10 кВ и полиэтиленовой изоляцией на напряжение 6 кВ), кабели на напряжение 110 кВ и выше – только одножильными.

Применять прокладку высоковольтных кабелей в траншеях начали с 30-х годов 20 века. Это были маслonaполненные кабели (МНК) - кабели, у которых пропитанная бумажная изоляция работает под постоянным избыточным давлением изоляционного масла. Применение избыточного давления масла предотвращает возникновение пустот в структуре изоляции при изменениях температуры, повышает электрическую прочность и увеличивает технический ресурс изоляции за счет отсутствия разрушающих частичных разрядов при рабочих напряжениях электрического поля. Но согласно опыту многолетней эксплуатации, более высокие показатели надежности имеют МНК низкого давления.

В 1932–1937 гг. были сооружены и испытаны опытные маслonaполненные кабельные линии на напряжение 110 кВ. В 1937 г. такие линии были построены в Москве, и они успешно работают по настоящее время. Следующим шагом увеличения напряжения кабельных сетей было повышение давления в кабельных оболочках. Использование повышенного давления масла в МНК увеличило электрическую прочность изоляции и дало возможность разработать кабели переменного тока на напряжение 500 кВ. Увеличение давления потребовало повышения прочности защитных покровов, например, усиление свинцовых оболочек медными лентами. Была предложена новая конструкция МНК – в стальной трубе.

В СССР с 1963 г. начали изготавливать МНК напряжением 110 – 500 кВ различных типов и маркоразмеров, были разработаны конструкции и освоено производство кабелей на напряжение 110 кВ в алюминиевой гладкой или в гофрированной оболочке, на напряжение 150 кВ – в свинцовой или алюминиевой гофрированной оболочке, освоены серии маслonaполненных кабелей высокого давления на напряжение 220, 330 и 500 кВ. В настоящее время в нашей стране в эксплуатации находятся следующие типы кабелей:

1) кабели низкого давления в свинцовой оболочке, работающие при давлении до 0,098 МПа; в свинцовой оболочке с упрочняющим покрытием, работающие при давлении 0,0245÷0,294 МПа; в алюминиевой оболочке, работающие при давлении 0,0245÷0,49 МПа;

2) кабели высокого давления в стальной трубе с маслом, работающие при давлении 1,08÷1,57 МПа;

3) кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ. Для надежной работы при переходных тепловых процессах избыточное давление масла должно быть 0,015÷0,590 МПа для кабелей в свинцовой оболочке, 0,015 – 0,98 МПа для кабелей в алюминиевой оболочке, 0,98 – 1,76 МПа для кабелей в стальном трубопроводе.

Кабели низкого давления изготавливают на напряжение 110, 150 и 220 кВ, а кабели высокого давления — на 110, 220, 330, 380 и 500 кВ. МНК кабель может быть изготовлен без свинцовой оболочки; в этом случае он погружается в специальный транспортировочный контейнер, заполняемый маслом. К марке кабеля со свинцовой оболочкой добавляется буква «С – свинец» – МНСК.

На рис. 6.1 представлен кабель низкого давления марки МНСК.

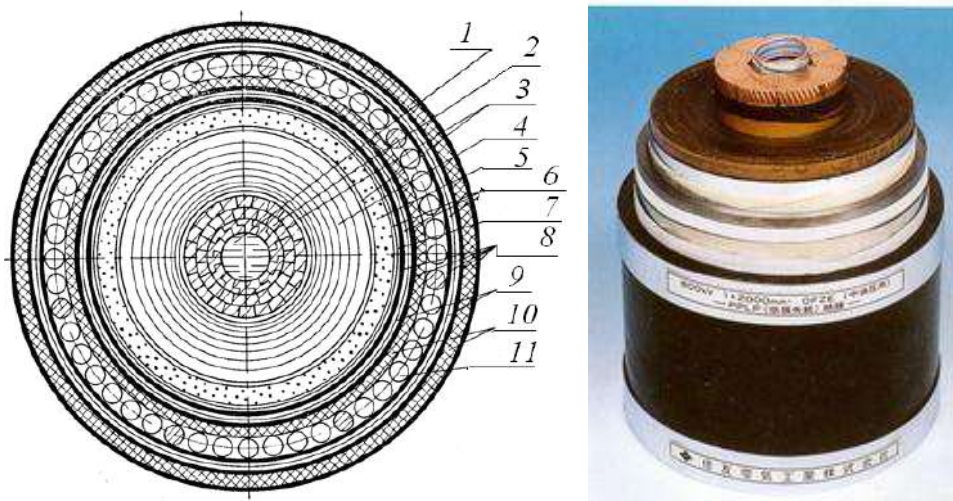


Рисунок 6.1 – Кабель низкого давления марки МНСК

- 1 – канал для циркуляции масла; 2 – токопроводящая жила;
 3 – экраны по жиле и изоляции; 4 – изоляция; 5 – свинцовая оболочка;
 6 – ленты поливинилхлорида или полиэтилентерефталата;
 7 – медные твердокатанные ленты; 8 – слои битумного компаунда;
 9 – лента битуминированной кабельной бумаги;
 10 – стеклопряжа или пропитанная кабельная пряжа;
 11 – броня из круглых стальных оцинкованных и медных проволок

Для сооружения кабельных линий на напряжение 110 кВ в Украине в основном применяются кабели низкого давления (около 95 % общего количества кабелей). Кабели на напряжение 110 кВ высокого давления применяются в отдельных случаях и в зависимости от конкретных условий (при прокладке через водоемы, при значительной разности уровней прокладки и пр.). Для кабельных линий 150 кВ до настоящего времени применялись только МНК низкого давления в свинцовой или алюминиевой гофрированной оболочке.

В городах в кабельных линиях напряжением 220 кВ применяются кабели низкого и высокого давления. Длина линий подвода электроэнергии в города от электростанций доходит до 15 км и осуществляется в основном кабелями высокого давления. Кабельные линии для электрообеспечения ПП преимущественно сооружаются с использованием кабеля низкого давления. При сооружении кабельных линий 220 кВ для отвода мощности от энергоблоков ГЭС(ГАЭС) к ОРУ, при передаваемой мощности 300÷400 МВ·А, а также при напряжении кабельных линий свыше 330 кВ применяют кабели высокого давления. Для вывода мощности от энергоблоков ГЭС (ГАЭС) напряжением 220 кВ используют МНК с центральным маслопроводящим каналом в свинцовой оболочке

Сначала используемая в кабелях жидкость представляла собой смесь минеральных масел, отсюда и пошло название «маслонаполненные». В настоящее время используются разные синтетические жидкости, поэтому кабели чаще называют «жидкостно-наполненные кабели высокого давления» (английское наименование *HPFF*).

Жидкость в МНК высокого давления является частью системы электрической изоляции кабеля. Чтобы масло равномерно пропитывало изоляцию, его давление должно быть не менее 0,250 МПа. Недостатком использования МНК высокого давления является возможность утечки значительного количества изолирующей жидкости в окружающую среду, т.к. кабель находится под давлением. Иногда нарушение оболочки МНК происходит по вине организаций, ведущих строительные работы в зоне прокладки кабеля.

Кабели напряжением 110÷220 кВ, прокладываемые в стальной трубе, используются примерно с конца 1950-х годов. В них все три фазы, изолированные бумажной лентой, пропитанной полимерной изоляционной жидкостью и усиленной оплеткой, обмотанной по спирали, в форме трилистника укладывают в стальную трубу с покрытием. Затем выполняют проверку трубы на герметичность. Трубу защищают от коррозии

методом катодной защиты. Для обеспечения возможности работы в экстремальных условиях (высокая температура жилы) в трубе применяют рециркуляцию или принудительное охлаждение жидкости. Для этого параллельно трубе с системой рециркуляции и охлаждения прокладывают дополнительную трубу для отбора охлаждающей жидкости. Общий вид кабеля высокого давления в стальном трубопроводе представлен на рис. 6.2.

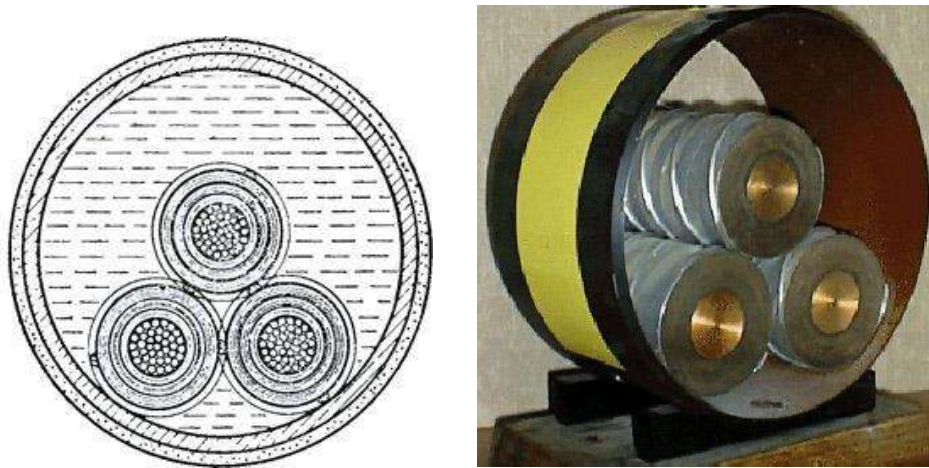


Рисунок 6.2 – МНК высокого давления в стальной трубе, напряжение 110 кВ марки МВДТ 3Х400 мм²

С начала 70-х г.г. 20-го века кабели с бумажной изоляцией при среднем и высоком напряжениях стали заменять кабелями с пластмассовой изоляцией. Среди пластмассовых изолирующих материалов наиболее предпочтительным является сшитый полиэтилен (СПЭ), имеющий большой запас термической стойкости и хорошие диэлектрические свойства: низкую величину относительной диэлектрической проницаемости и низкий фактор потерь. Практика применения СПЭ кабелей в Западной Европе и США показывает, что повреждаемость кабеля с СПЭ-изоляцией в 3÷50 раз ниже, чем у кабелей с бумажной пропитанной изоляцией, и они имеют преимущества:

- при прокладке по местности с большой разницей уровней, при прокладке по пересеченной местности, в вертикальных и наклонных коллекторах;

- для усиления диэлектрических свойств изоляции не используют жидкие компоненты (масло), что упрощает монтажное оборудование, время и стоимость прокладки, повышает надежность и безопасность для окружающей среды;

- в кабелях с СПЭ большая пропускная способность за счет увеличения допустимой температуры токоведущей жилы: токи нагрузки примерно на 20÷30% могут быть больше, чем для кабелей с бумажной маслонаполненной изоляцией;

- СПЭ имеют меньшие вес и диаметры, допускают меньшие радиусы изгиба, что упрощает их прокладку на сложных трассах как по кабельным сооружениям, так и в траншеях. Более подробная информация о СПЭ-изоляции приведена в п. 6.1.5;

- для однофазных кабелей возможны большие строительные длины (до 2000÷4000 м) без промежуточных муфт.

При выборе типа силового кабеля напряжением 330 кВ для прокладки в траншее обычно проводят сравнение маслонаполненных и СПЭ-кабелей. Опыт прокладки кабелей напряжением 330 кВ различных компаний и анализ технической документации позволил сделать вывод, что эти кабели могут быть равноценными по экономическим затратам и имеют одинаковую надежность. Следует помнить, что в каждом случае выбор следует вести индивидуально, с учетом технологических возможностей и номенклатуры наиболее вероятных заводов - поставщиков. Напряжение, при котором возможна прокладка кабелей в траншеях, непрерывно растет.

6.1.2. Маркировка и конструкции силовых и контрольных кабелей

6.1.2.1. Маркировка силовых кабелей

Вся кабельно-проводниковая продукция имеет свою маркировку, которая показывает их характеристики и конструктивные особенности. Для того чтобы правильно выбрать необходимый кабель или провод из достаточно широкого ассортимента, необходимо знать, что означает та или иная маркировка.

Маркировка кабеля – это нанесение разметки, условных знаков, этикеток, бирок и/или электронных маркеров на кабель. Маркировка силовых кабелей содержит данные о материале жилы, виде изоляции и оболочки, типе защитного покрова и особенностях конструкции. Маркировка бывает цветовая, буквенная и цифровая.

Дополнительную маркировку имеет изоляция жил многопроволочных кабелей. Это делается для того, чтобы понять, какой провод соответствует какому в начале и в конце кабельной линии. Возможна цветовая маркировка, при которой фазная изоляция проводов различается по

цвету. При цифровой маркировке жилы нумеруются. Некоторые проводники (кабели) внешне похожи. Чтобы их идентифицировать, на внешнее покрытие провода (кабеля) через равные промежутки наносят дополнительную информацию: аббревиатура и/или название завода-изготовителя, год выпуска.

Изготовители сами определяют полноту нанесения данных, что определяется их технической возможностью и утверждается в ТУ.

Любой кабель имеет три основные составляющие: токопроводящая жила, фазная изоляция и защитная оболочка. Помимо этого, возможно наличие поясной изоляции, экрана, брони и других элементов, рис. 6.3.

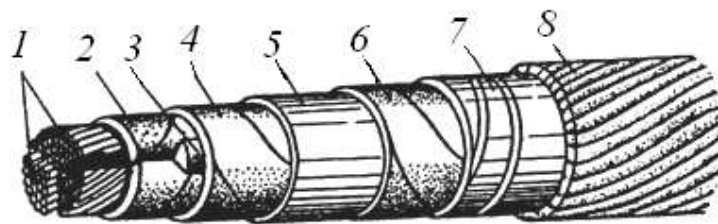


Рисунок 6.3 – Схема силового кабеля:

- 1 – токопроводящие жилы; 2 – собственная изоляция жилы;
- 3 – бумажный наполнитель; 4 – изоляция жил относительно оболочки;
- 5 – защитная оболочка; 6 – защитный покров оболочки;
- 7 – стальная броня; 8 – наружный защитный покров

1) *Токопроводящая жила* изготавливается из медных или алюминиевых проволок. Алюминий дешевле и легче, но обладает меньшей, чем медь, проводимостью и гибкостью, быстро окисляется на воздухе. При маркировке кабеля с алюминиевым электропроводящим материалом название проводника начинают с буквы «А». Медные провода не имеют отдельного буквенного показателя.

Если жила состоит из одной проволоки, то она называется монолитной или однопроволочной, если из многих – многопроволочной и выглядит, как скрученный пучок проволок. Чем тоньше эти проволоки, тем более гибким будет провод или кабель. Медные гибкие проводники всегда многопроволочные. Для подключения перемещаемого ЭО применяют только многопроволочные кабели.

Сечение проводящей жилы выбирают в зависимости от силы тока, т.е. от мощности нагрузки. Так как удельная проводимость алюминия меньше, чем проводимость меди, он выдерживает меньшие нагрузки.

Следовательно, при равной нагрузке сечение алюминиевой жилы должно быть больше, чем медной, но медные силовые кабели дороже.

Многожильный силовой кабель имеет обозначение: «мк» (многопроволочная круглая жила) или «мс» (многопроволочная секторная жила). Одножильный силовой кабель имеет обозначение «ок» (однопроволочная круглая жила). При использовании монолитных жил к маркировке кабеля в конец аббревиатуры в скобках добавляют «ож» (одножильный). Дополнительной маркировки силовых кабелей для неподвижного подключения нет, они понимаются «по умолчанию».

Четырехжильный кабель предназначен для четырехпроводных сетей переменного тока. Четвертая жила является заземляющей или зануляющей, поэтому ее сечение, как правило, меньше сечения основных жил. Однако в некоторых случаях, при прокладке кабелей, например, во взрывоопасных помещениях, сечение четвертой жилы выбирается равной сечению основных жил. На рис. 6.4 приведена общая структура обозначения кабелей, а на рис. 6.5 – некоторые варианты сечений силовых кабелей.

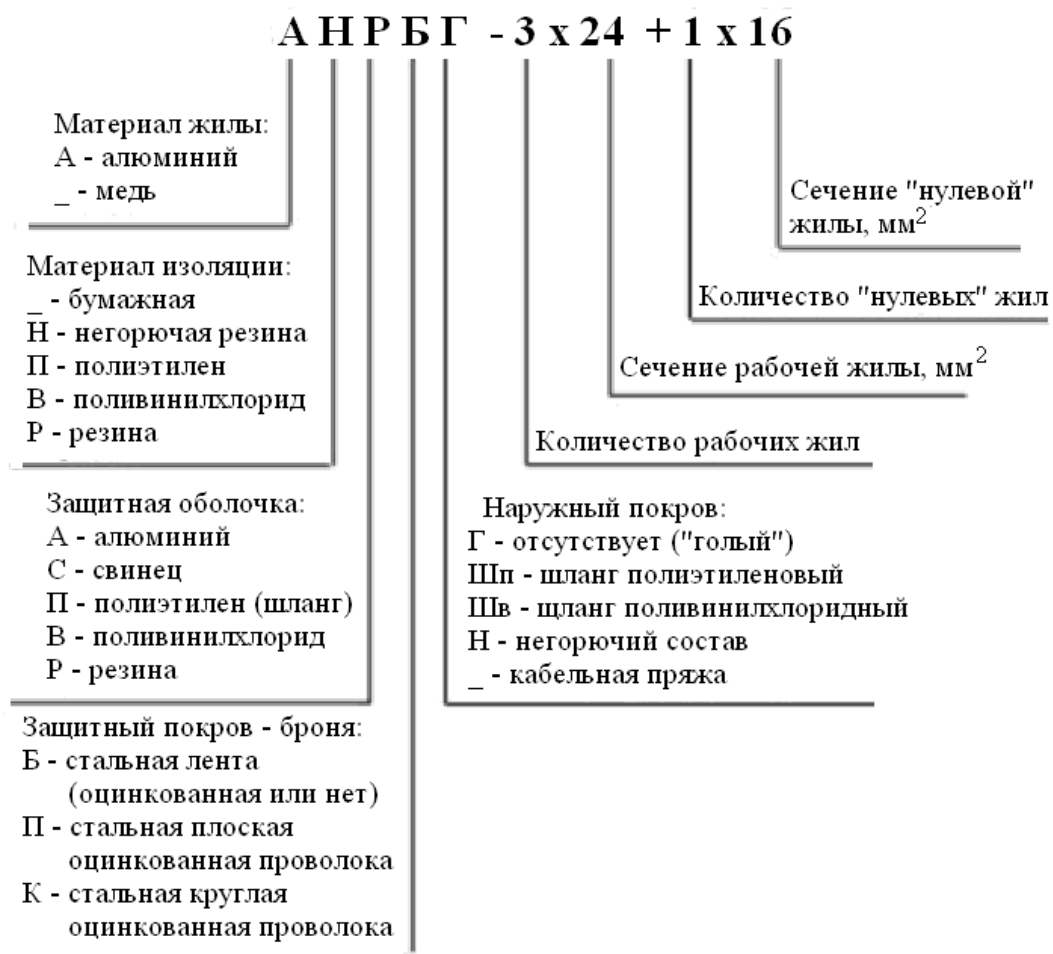


Рисунок 6.4 – Общая структура обозначения кабелей

Сечения проводника проставляются рядом с буквенной аббревиатурой. Обычно это произведение двух чисел, в котором первое показывает количество жил, а второе – их сечение.

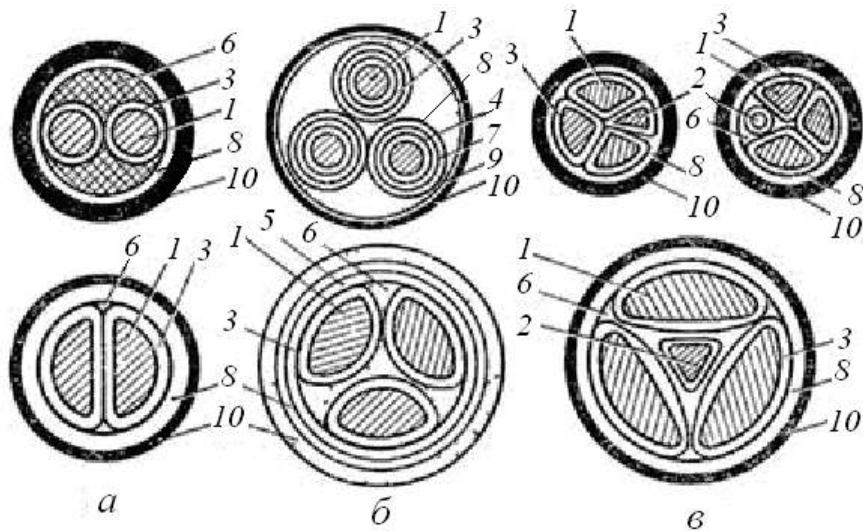


Рисунок 6.5 – Варианты сечений силовых кабелей:

- а – двухжильные кабели с круглыми и сегментными жилами;
 б – трехжильные кабели с поясной изоляцией и отдельными оболочками; в – четырехжильные кабели с нулевой жилой круглой, секторной и треугольной формы
 1 – токопроводящая жила, 2 – нулевая жила, 3 – изоляция жилы,
 4 – экран на токопроводящей жиле, 5 – поясная изоляция,
 6 – заполнитель, 7 – экран на изоляции жилы,
 8 – защитная оболочка, 9 – броня, 10 – покров брони

Например, 3х1,5 – трехжильный провод, с сечением жил 1,5 мм² каждая. Если приведена сумма двух или более произведений – это показатель того, что у кабеля есть группы жил разного сечения: (3х50 + 1х16) – три жилы сечением 50 мм² и одна – 16 мм². Если стоит одно число – это (по умолчанию) проводник с одной жилой указанного сечения: ПВЗ 2,5 то же, что и ПВЗ 1х2,5.

2) *Фазная изоляция* – диэлектрик, который покрывает каждую жилу. Изоляция обеспечивает необходимую электрическую прочность токопроводящих жил по отношению друг к другу и к заземленной оболочке (к «земле»). Для фазной изоляции может применяться пропитанная специальным раствором бумага, резина, поливинилхлоридный пластикат (ПВХ-пластикат) и многое другое. Сведения о фазной изоляции включают в названия.

Есть некоторые различия в обозначении изоляции для контрольных,

силовых и нестационарных кабелей [10, 42]. При маркировке силовых кабелей негибкого подключения буква, обозначающая фазную изоляцию, помещается сразу после идентификатора токопроводящего металла: на втором месте – для *Al*, на первом – для *Cu*. Изоляция, наложенная на жилу кабеля, называется изоляцией жилы, а наложенная поверх изолированных скрученных или параллельно уложенных жил многожильного кабеля – поясной изоляцией. Поясная изоляция покрывает общую скрутку жил.

3) *Защитная оболочка* (рис. 6.3, (8)) защищает изоляцию жил кабеля от влаги и воздуха, выполняется из свинца, алюминия, поливинилхлорида или негорючей резины. Для предохранения защитной оболочки от повреждений при наложении брони и изгибах кабеля на нее накладывают защитный покров (8), пропитанный антикоррозийным битумным составом. Броня (9) выполняется из ленточной стали или оцинкованной проволоки и защищает оболочку от внешних механических воздействий. Снаружи кабель защищен синтетическим или битумным покровом (10).

Бумажная изоляция кабелей пропитывается вязкими пропиточными составами (маслоканифольными или электроизоляционными синтетическими). Недостатком кабелей с бумажной пропитанной изоляцией являются ограничения их прокладки по наклонным трассам. Разность высот между их концевыми заделками не должна превышать:

- для кабелей напряжением до 3 кВ: в алюминиевой оболочке – 25 м, в свинцовой оболочке небронированных – 20 м, бронированных – 25 м;
- для кабелей напряжением до 6 кВ: в свинцовой оболочке – 15 м, в алюминиевой – 20 м;
- для кабелей напряжением 10 кВ в свинцовой и алюминиевой оболочке – 15 м.

Кабели любого напряжения с обедненно-пропитанной изоляцией (ГОСТ 18410-73) и с нестекающим пропитывающим составом (ГОСТ 18409-73) применяют при прокладке на вертикальных и наклонных трассах без ограничения разности уровней. Без ограничения разности уровней, как кабели с пластмассовой и резиновой изоляцией, можно прокладывать кабели с бумажной изоляцией, пропитанные составом на основе церезина или полиизобутилена. Эти составы имеют повышенную вязкость, поэтому при нагреве не стекают вниз.

Силовые кабели с резиновой изоляцией применяют в сетях переменного тока до 1 кВ и постоянного тока до 10 кВ. Резиновая изоляция выполняется из сплошного слоя резины или из резиновых лент с последующей вулканизацией.

ПВХ-изоляция может быть наложена сплошным слоем или выполнена композиционным способом, она может быть выполнена с использованием самозатухающего (не поддерживающего горение) и вулканизированного полиэтилена. Кабели высокого напряжения с ПВХ-изоляцией наиболее перспективны.

Маслонаполненные кабели низкого и высокого давления в маркировке содержат букву М (в отличие от газонаполненных, в которых газ используется для изоляции и для создания избыточного давления и которые обозначаются буквой Г), а также букву, обозначающую давление масла в кабеле и связанные с этим особенности конструкции, например:

- кабель марки МНС – маслонаполненный кабель низкого давления, в свинцовой оболочке, с упрочняющим и защитным покровом;
- кабель марки МВДТ – маслонаполненный кабель высокого давления в стальном трубопроводе.

4) *Оболочка кабеля* сверху покрывает защитную оболочку и предохраняет внутренние элементы кабеля от влаги, кислот и газов. Оболочки бывают алюминиевые, свинцовые, стальные гофрированные, пластмассовые и резиновые негорючие (найритовые).

В четырехпроводных сетях переменного тока с глухозаземленной нейтралью напряжением до 1 кВ допускается использовать в качестве четвертой (нулевой) жилы собственную алюминиевую оболочку, за исключением установок, работающих во взрывоопасных средах, и установок, в которых ток в нулевом проводе при нормальных условиях составляет более 75 % тока в фазной жиле.

Обозначение защитной оболочки в маркировке кабелей идет после обозначения типа изоляции: А – алюминий; С – свинец; В – поливинилхлоридная изоляция; резина не имеет отдельной маркировки.

5) *Экраны* применяют для защиты расположенных рядом линий от влияния электромагнитных полей токов, проходящих по кабелю, и для обеспечения симметрии электрического поля вокруг жил кабеля. Их выполняют из полупроводящей бумаги, из алюминиевой или медной фольги. Некоторые проводники дополнительно могут экранироваться полупроводящими материалами: резиной, пластикатами, бумагой или металлическими лентами. Иногда в маркировке кабеля наличие экрана не указано, иногда оно может обозначаться буквой «Э» после изоляции.

6) *Заполнители* необходимы для герметизации и заполнения свободных промежутков между конструктивными элементами кабеля, для придания необходимой формы и обеспечения механической устойчивости.

В качестве заполнителей используют жгуты из бумажных лент или кабельной пряжи, нити из пластмассы или резины.

7) *Бронирование и дополнительная защитная оболочка.* Защитные оболочки защищают внутренние оболочки кабелей от действия химических и механических факторов, от коррозии. К защитным оболочкам относятся «подушка» (подкладка), броня и наружный покров. В зависимости от конструкции кабеля применяют от 1 до 3 защитных оболочек.

Подушка выполняется из пропитанной кабельной пряжи, ПВХ и полиамидных лент, крепированной бумаги или битума. Для предохранения брони от коррозии ее покрывают наружным покровом из слоя кабельной или стеклянной пряжи, пропитанной битумным составом, а в некоторых конструкциях поверх слоев пряжи и битума еще накладывают выпрессованный ПВХ или полиэтиленовый шланг. Для защиты от механических повреждений оболочки кабелей покрывают стальной ленточной или проволочной броней из круглых или плоских проволок. Броня воспринимает растягивающие усилия, возникающие при вертикальной прокладке кабелей или по наклонным трассам.

У гибких кабелей брони нет, т.к. она уменьшает гибкость. Название гибких кабелей начинается с КГ, дополнительного обозначения отсутствия брони у гибких кабелей нет. Отсутствие защитного покрова брони кабелей обозначается буквой Г («голый»).

Некоторые примеры обозначения брони:

- Б – две стальные ленты, наложенные без зазоров, с защитной подушкой;
- Бб – ленточное бронирование, без подушки;
- Бл – бронирование стальными лентами с подушкой, содержащей лавсан;
- Шв – шланг из ПВХ-пластиката; Шп – шланговый полиэтилен;
- Шпс – самозатухающий полиэтилен;
- БбШв – ленточная броня, покрытая виниловым шлангом.

В некоторых случаях в маркировке кабеля применяются обозначения дополнительных защитных элементов, которые располагают в конце основной аббревиатуры. Например:

- АСБл(ож) – алюминиевый силовой, в бумажной изоляции и в свинцовой оболочке, бронированный лентами, содержит лавсан, одножильный;
- КГВВ – гибкий, в ПВХ-оболочке, изолирован ПВХ - пластикатом;
- КВВГ – медный (обозначения нет), контрольный, в оболочке, с ПВХ-изоляцией, голый;

- КГЭ – медный (обозначения нет), гибкий, экранированный, в резиновой оболочке и с резиновой изоляцией;
- ПвБбШв – медный, силовой, изолированный вулканизированным полиэтиленом, бронированный стальными лентами, в ПВХ-шланге;
- АВЭВБбШв – алюминиевый силовой, экранированный, с фазной и поясной изоляциями из ПВХ, с бронированием типа БбШв;
- АВБбШв (с особой аббревиатурой) – А – токопроводящая алюминиевая жила; В – ПВХ изоляция жил; Б – броня из двух стальных лент; б – без подушки; Шв – защитный покров из выпрессованного шланга из ПВХ-пластиката.

Если изоляция кабеля имеет способность не поддерживать горение, рядом с его аббревиатурой ставят «нг». Если он также обладает свойством низкого газо-дымо-выделения, рядом с аббревиатурой проставляется нг-нд, нг, нгд. Кабели, у которых жилы не скручены между собой, имеют в названии букву «П» – параллельные. В маркировке проводников с использованием заполнителя для фиксации токопроводящих жил используется буква «з». Изоляция из пропитанной кабельной бумаги отдельно не маркируется.

Указанная буквенная маркировка кабелей не ограничивается описанными правилами. Согласно ПУЭ в трехфазных сетях фазные жилы (токопроводы, шины) маркируются цветом: желтым, зеленым и красным, – соответственно фазы «А», «В» и «С». Нулевая жила, как правило, имеет голубой цвет. Заземляющую жилу обозначают зелено-желтым цветом, иногда (по старым нормам) – черным.

В табл. 6.1 приведена расшифровка букв, используемых в маркировке кабельно-проводниковой продукции. Наиболее часто встречающиеся в электрических сетях Украины кабели представлены в табл. 6.2.

6.1.2.2. Маркировка проводов, контрольных кабелей и шнуров

Проводники бывают силовые, контрольные, телефонные, передающие цифровые, аналоговые и интернет - сигналы.

1) *Контрольные провода* всегда многожильные (не путать с многопроволочными), используются для передачи электроэнергии к аппаратуре и для контроля за ее работой. Маркировка контрольных кабелей стационарного подключения содержит в себе букву К: у медных кабелей она стоит в начале аббревиатуры, у алюминиевых – она вторая, сразу после буквы А. Затем, сразу после буквы К, пишут обозначение изоляции.

2) *Телефонные провода (кабели)* обозначаются буквой Т, а в остальном их маркировка похожа на маркировку силовых проводников.

Таблица 6.1 – Расшифровка букв, используемых в маркировке кабелей и проводников

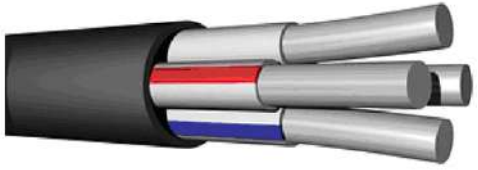
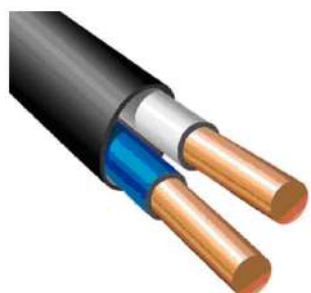
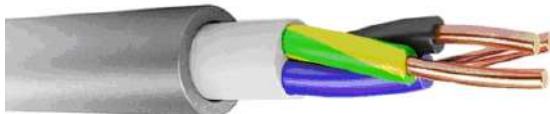
Марки- ровка	Расшифровка	Марки- ровка	Расшифровка
–	медная жила	2г	двойная алюмополимер- ная лента
А	алюминиевая жила	Шп	шланг из полиэтилена
АС	алюминиевая жила + свинцовая оболочка	Шв	защита из ПВХ шланга
АА	алюминиевая жила + алюминиевая оболочка	Пс	самозатухающий поли- этилен
Б	кабель с броней, есть ан- тикоррозийное покрытие	О	оболочка поверх всех фаз кабеля
Бн	с защитой, не горит	КГ	гибкий кабель
П	полиэтилен	С	свинцовая оболочка
В	ПВХ пластикат (изоляция)	Пв	полиэтилен вулканизиро- ванный
Г	голый кабель без защиты (если в конце), кабель для горной промышленности (если в начале)	К	контрольный кабель (если в начале), броня из сталь- ных проволок (если в конце)
Р	резина	Н	маслостойкая резина, не поддерживает горение
НР	изоляция не горит	нг	кабель не горит (в конце)
Маркировка латинскими буквами			
<i>HF</i>	изоляция кабеля не содер- жит галогенов	<i>Тх</i>	низкий уровень токсич- ности выделяющихся при горении газов
<i>LS</i>	низкий уровень выделения дыма при горении	<i>FR</i>	огнестойкая оболочка

Например, ТППэп – телефонный, экранированный, с двойным изо-
лированием (фазным и поясным) и оболочкой из полиэтилена; ТППэпЗ –
то же, но с заполнителем; ТППэпБбШп – бронированный вариант ТППэп.

3) Маркировка *проводов для воздушной прокладки* строится по тому
же принципу, что и у кабелей. Но есть отличия. Так, АС – не алюми-
ниевый с покрытием из свинца (не в свинцовой оболочке), а алюминиевый
со стальным сердечником (С).

4) *Самонесущий изолированный провод (СИП)* – алюминиевый про-
вод в изоляции из полиэтилена (Более подробно см. 6.1.5).

Таблица 6.2 – Примеры часто используемых кабелей

Вид и буквенное обозначение	Описание
 АВВГ	Круглый/плоский небронированный кабель или провод с алюминиевым одножильным проводниками, содержит от 1 до 4 жил, негорючий, используется в сухих помещениях или офисах для скрытой проводки.
 ВВГ	Небронированный кабель с одножильным медным проводником, в кабеле – от 1 до 4 жил. Есть негорючая модификация (ВВГнг) и модификация с пониженным дымовыделением (ВВГнг-LS)
 ПВС	Круглый кабель с медными многожильными проводниками
 ШВВП	Плоский с медными многожильными проводниками, малого сечения, максимально 0,75 мм². Применяется для подключения бытовых электроприборов
 NYM	Аналог ВВГнг, выпускаются только круглыми
 АСБ	Кабель с токопроводящими алюминиевыми жилами, имеет свинцовую оболочку и дополнительную стальную защиту
 FUJIKURA	Оптический кабель связи, используется для передачи оптических сигналов в линиях связи

Окончание табл. 6.2

Вид и буквенное обозначение	Описание
 нг-FRLS	Кабель для одиночной или групповой прокладки, огнестойкий, не способствует горению при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газо-выделением
 КВВГ	Кабель контрольный с ПВХ - изоляцией и оболочкой без защитного покрова. Используется для неподвижного присоединения к электроприборам, в кабельных коробах, в помещениях, на открытом воздухе, в условиях агрессивной среды
 ВВГнг-FRLS	Кабель с изоляцией жил и оболочкой из ПВХ-пластика, без защитных покровов, с пониженной горючестью и газо-выделением, с термическим барьером в виде обмотки проводника двумя слюдосодержащими лентами
 FUJIKURA	Оптический кабель связи, используется для передачи оптических сигналов в линиях связи
 СИП	Скрученный изолированный провод из алюминиевых жил, покрытых светостабилизированным полиэтиленом повышенной прочности, стойкий к действию ультрафиолета. Применяется в сетях 0,4 – 35 кВ при строительстве магистралей, линейных ответвлений, при сооружении вводов в жилые и административные здания

В названии проводов СИП цифра обозначает тип полиэтилена:

- «4» – термопластичный светостабилизированный (СИП-4);
- «5» – светостабилизированный сшитый (СИП-5);

- «5нг» – светостабилизированный сшитый, не поддерживающий горение (СИП-5нг).

5) *Монтажные, установочные, соединительные провода и шнуры.* Маркировка названий проводников и шнуров данных типов близки к принципам маркировки кабелей. Здесь используют букву П, означающую «провод», или Ш – «шнур». Например:

- АПВ – одножильный алюминиевый провод с ПВХ-изоляцией;
- ШВВП – шнур с медной жилой, с виниловой изоляцией и оболочкой, плоский.
- ППВ – медный провод, плоский, с ПВХ-изоляцией;
- АППВ – то же, только алюминиевый.

В маркировке медных проводов могут быть цифры 1-4 (ПВ1 – ПВ4), которые обозначают класс гибкости:

- провод ПВ-1 имеет однопроволочную жилу большого сечения (до 16 мм²), т.е. он жесткий;
- провода ПВ-2, ПВ-3, ПВ-4 – гибкие провода, в которых числа 2, 3 и 4 показывают степень гибкости провода: чем выше значение, тем провод более гибкий.

Монтажный провод содержит в названии букву М. Например, провод МГ – медный (медь не обозначена), монтажный, гибкий, неизолированный. Такой провод в Украине наиболее распространен.

При маркировке шнуров первая буква «А», как и при маркировке кабелей, показывает, что жилы шнура алюминиевые, при ее отсутствии – медные. Следующая буква в маркировке (для меди – первая) указывает, что это шнур – маркировка «Ш». Третья буква (для медного провода вторая) показывает материал, из которого собственно изготовлен шнур: «В» – поливинилхлоридный; «Р» – резиновый; «Н» – из неритовой резины; «П» – полиэтиленовый.

6.1.3. Способы прокладки кабелей

6.1.3.1. Выбор способа прокладки кабелей

Кабели прокладывают в траншеях, каналах, туннелях, блоках, на эстакадах. Внутри помещений кабели прокладывают на специальных стальных конструкциях, в лотках и коробах, на кабельных этажах и полуэтажах. Выбор типа прокладки определяется местом ее размещения:

- на территориях ПП кабельные линии могут прокладываться в земле (в траншеях), в туннелях, блоках и каналах, по эстакадам, в галереях и по стенам зданий;

- на территориях электростанций кабельные линии должны прокладываться в туннелях, коробах, каналах, блоках, по эстакадам и в галереях. К удаленным вспомогательным объектам (склады топлива, мастерские) возможна прокладка кабелей в траншеях, но не более шести в одной траншее. Это самый простой и экономичный способ по расходу цветного металла, так как допустимые токи в кабелях примерно в 1,3 раза больше, чем в воздушных линиях;

- на территориях подстанций и РУ кабели могут прокладываться в туннелях, коробах, каналах, трубах, в земле (в траншеях), в надземных железобетонных лотках, по эстакадам и в галереях;

- при прокладке кабелей по территориям городов, кроме начальных капитальных затрат, должны учитываться затраты, связанные с проведением эксплуатационно-ремонтных работ, с удобством и экономичностью обслуживания.

При выборе способов прокладки силовых кабельных линий напряжением до 35 кВ необходимо руководствоваться следующим:

- при прокладке в земле можно в одной траншее прокладывать не более шести кабелей на расстоянии не менее 0,5 м. При большем количестве кабелей их рекомендуется прокладывать в разных траншеях, каналах и туннелях, по эстакадам и в галереях;

- прокладка кабелей в туннелях, по эстакадам и в галереях рекомендуется при прокладке более 20 силовых кабелей, идущих в одном направлении;

- прокладка кабелей в блоках применяется при большой стесненности в трассах прокладки, при пересечении с железнодорожными путями и переездами, при вероятности разлива расплавленного металла и т. п.

6.1.3.2. Правила прокладки кабелей в траншеях

Прокладка кабелей в траншеях не требует больших затрат на строительные работы, кабели имеют хорошие условия охлаждения. Кабельную линию прокладывают с учетом наименьшего расхода кабеля и обеспечения его защиты от механических повреждений, коррозии, вибрации, перегрева и поджога электрической дугой от рядом проложенных кабелей.

Для прокладки силовых кабелей в траншеях применяют кабели, бронированные стальными лентами с наружным покровом из кабельной пряжи. Траншею для кабеля копают на глубину 0,8 м, на дне создают мягкую «подушку» толщиной 0,10 м из просеянной земли или песка. На подушку в один ряд кладут кабели, сверху их засыпают слоем мягкого грунта или песка толщиной не менее 0,10 м (рис. 6.6).

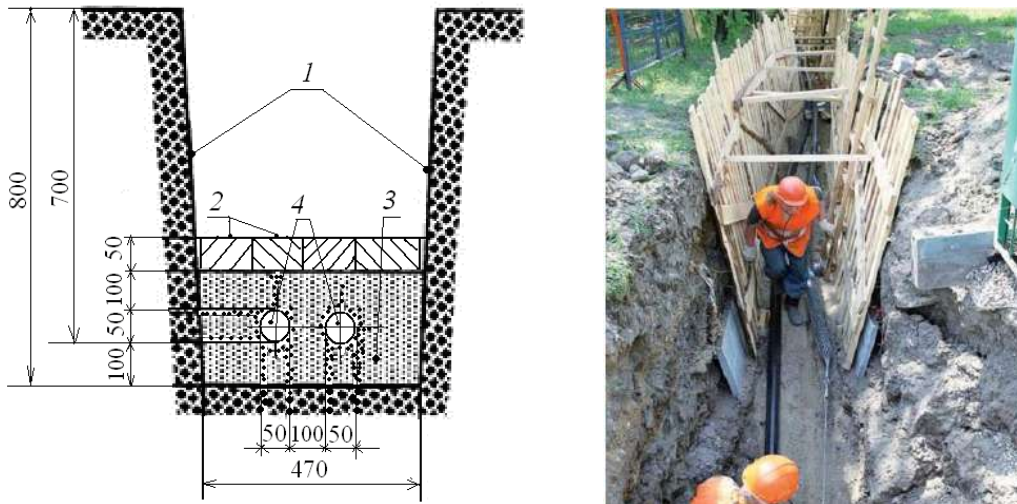


Рисунок 6.6 – Прокладка силовых кабелей в траншее
(размеры в мм)

- 1 – стена траншеи;
2 – кирпич для защиты от механических повреждений;
3 – мягкий грунт для подсыпки (песок); 4 – силовые кабели

Расстояние «в свету» между кабелями должно быть не менее $0,10 \div 0,25$ м. Если кабели принадлежат разным организациям, то расстояние увеличивают до 0,5 м. Рядом с силовыми кабелями допускается прокладка не более одного пучка контрольных кабелей. Расстояние между контрольными кабелями не нормируется. Ширина траншеи зависит от числа прокладываемых кабелей. В одной траншее размещают не более 6-ти кабелей на напряжение 6–10 кВ или двух кабелей на 35 кВ.

Нормируемые расстояния между кабелями в траншее приведены на рис. 6.7.

Расстояние 0,5 м можно уменьшить до 0,25 м при разделении кабелей вертикальной перегородкой. Для устранения возникновения опасных механических напряжений, для компенсации возможных смещений почвы и температурных деформаций кабели укладывают с запасом по длине около 2 % («змейкой»). Делать запас кабеля в виде колец (витков) запрещается.

Прокладку кабелей до 10 кВ в траншеях целесообразно применять на неасфальтированных территориях, в местах с малой вероятностью повреждения. Глубина заложения кабеля от планировочной отметки должно быть не менее 0,7 м, а при пересечении с дорогами – не менее 1 м. Если эти расстояния выдержать невозможно, то кабели укладывают в трубы или отделяют друг от друга негорючими перегородками.

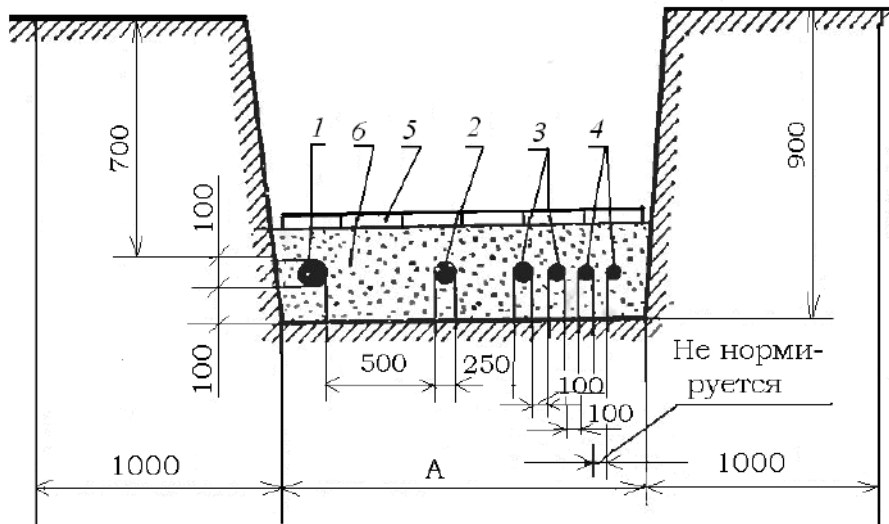


Рисунок 6.7 – Расстояния между кабелями, прокладываемых в траншеях:

- 1 – кабель связи или кабель другой организации; 2 – кабель 20–35 кВ;
3 – кабель 10 кВ; 4 – контрольный кабель;
5 – железобетонные плиты или кирпичи; 6 – песок

Для защиты кабельной линии напряжением выше 1 кВ от механических повреждений ее по всей длине поверх верхней подсыпки покрывают бетонными плитами толщиной не менее 50 мм или красным кирпичом в один слой поперек трассы. Линии напряжением до 1 кВ покрывают только на участках вероятного разрытия, где возможны механические повреждения. Если кабели напряжением 20 кВ и ниже прокладывают на глубине 1 – 1,2 м, то их можно не защищать от механических повреждений. Необходимое количество кирпича для защиты кабелей в траншее от механических повреждений приведено в табл. 6.3.

Таблица 6.3 – Ориентировочная потребность в кирпиче на 100 м траншеи

Ширина траншеи, мм	Количество кабелей в траншее		Количество кирпича, шт.
	силовых	контрольных	
150	1	1 – 5	420
300	1 – 2	6 – 10	830
400	2 – 3	8 – 12	1200
500	3 – 4	10 – 16	1600
630	4 – 5	12 – 20	2000
800	5 – 6	16 – 20	2400

На рис. 6.8 показаны расстояния между несколькими проложенными параллельно кабелями напряжением до 10 кВ, а также между

ними и инженерными коммуникациями. К недостаткам способа прокладки кабелей в траншеях можно отнести возможность механических повреждений при земляных работах, затруднение осмотра, выполнение значительного объема работ при выполнении ремонта или замены кабеля.

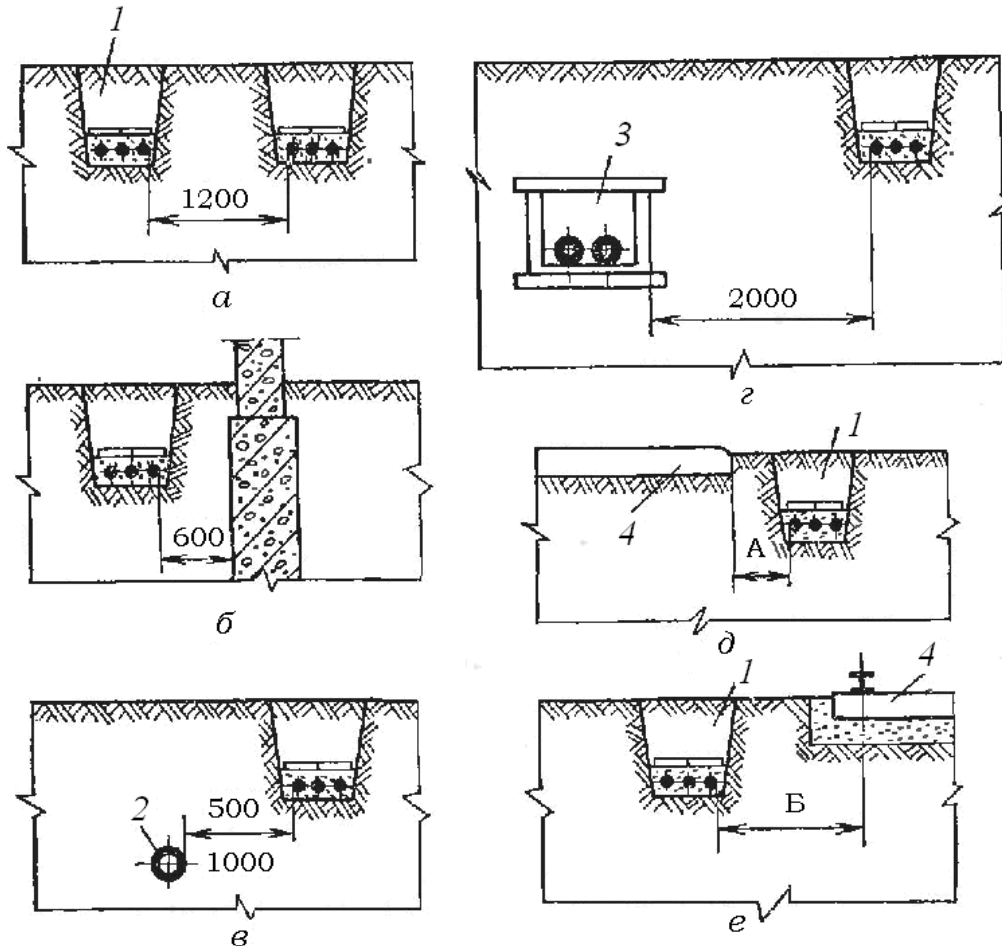


Рисунок 6.8 – Прокладка кабелей в траншеях параллельно другим кабелям и инженерным коммуникациям

Расстояние от кабеля: а – до кабеля в соседней траншее; б – до фундамента здания; в – до трубопровода; г – до теплопровода; д – до автомобильной дороги; е – до железной дороги
1 – кабельная траншея; 2 – трубопровод; 3 – теплопровод; 4 – дорога

Расстояния от кабельных линий до инженерных сооружений нормированы:

- 0,60 м – до фундаментов зданий;
- 0,50 м – до трубопроводов (но не менее 2,0 м до теплотрасс);
- 3÷10 м – от железных дорог;
- 1 м – от кюветов автомобильных дорог;

- 10 м – от оси крайнего провода и от опоры ВЛЭП напряжением выше 1 кВ, 1 м – от опоры ВЛЭП напряжением до 1 кВ.

При вводе линии в здания на участках длиной не более 5 м допускается уменьшение глубины заложения до 0,5 м. На закрытых территориях глубина заложения кабелей не нормируется.

Не применяется прокладка кабелей в траншеях:

- при большом числе кабелей;
- при большой насыщенности территории подземными и наземными технологическими, транспортными коммуникациями и другими сооружениями;
- на участках, где возможно разлитие горячего металла или ядовитых жидкостей, разрушающих оболочку кабелей;
- в местах, где возможны значительные блуждающие токи, большие механические нагрузки, размывание почвы и т. п.

После прокладки отдельные участки кабелей в траншее соединяют, выполняют их концевую заделку и защиту от механических повреждений, проводят внутритраншейные испытания и засыпают траншею.

6.1.3.3. Правила прокладки кабелей в трубах, в блоках и в туннелях

В случаях, когда требования для прокладки кабелей в траншеях выдержать невозможно и когда кабели пересекаются с инженерными сооружениями, их прокладывают в трубах и блоках. Это наиболее дорогой способ прокладки.

Блоки собирают из асбестоцементных бетонных и керамических труб или из сборных железобетонных конструкций. Прокладка в трубах позволяет заменять кабели без нарушения нормальной работы предприятия. Если кабели проложены раньше, чем возводится сооружение, то рядом с ним прокладывают не менее одной запасной трубы или блока для новых кабелей и для переноса существующих.

На поворотах траншеи и в местах прокладки более 10 кабелей в земле устраивают специальные колодцы. Такие же колодцы устраивают и на прямых участках при прокладке в трубах или в блоках. Расстояние между ними зависит от допустимого механического усилия при протяжке кабеля. В блоки длиной более 50 м укладывают небронированные кабели с утолщенной свинцовой герметической оболочкой (например, СГТ). На участках длиной до 50 м можно применять бронированные кабели без наружных покровов. Линию, состоящую из 6 и более кабелей, следует прокладывать в каналах; а более 20 – в туннелях.

Поверх каналов укладывают съемные плиты. В каналах глубиной до 0,9 м кабели можно располагать на дне; в более глубоких каналах и туннелях – на кабельных конструкциях, рис. 6.9. Высота туннеля должна быть не менее 1,0÷1,5 м, а проход между конструкциями – не менее 1,0 м. Допускается местное сужение проходов до 0,8 м на участке до 0,5 м. В туннелях устанавливают устройства автоматического пожаротушения и системы извещения о появлении дыма. Для защиты от попадания в туннель воды используют автоматические дренажные системы.

Туннели, где кроме кабелей имеются другие коммуникации (водопровод, теплосеть), называют коллекторами. Во всех кабельных сооружениях (туннелях, каналах, коллекторах) допускается применение небронированных кабелей. Для предотвращения коррозии и лучшей теплоотдачи броню окрашивают в черный цвет.

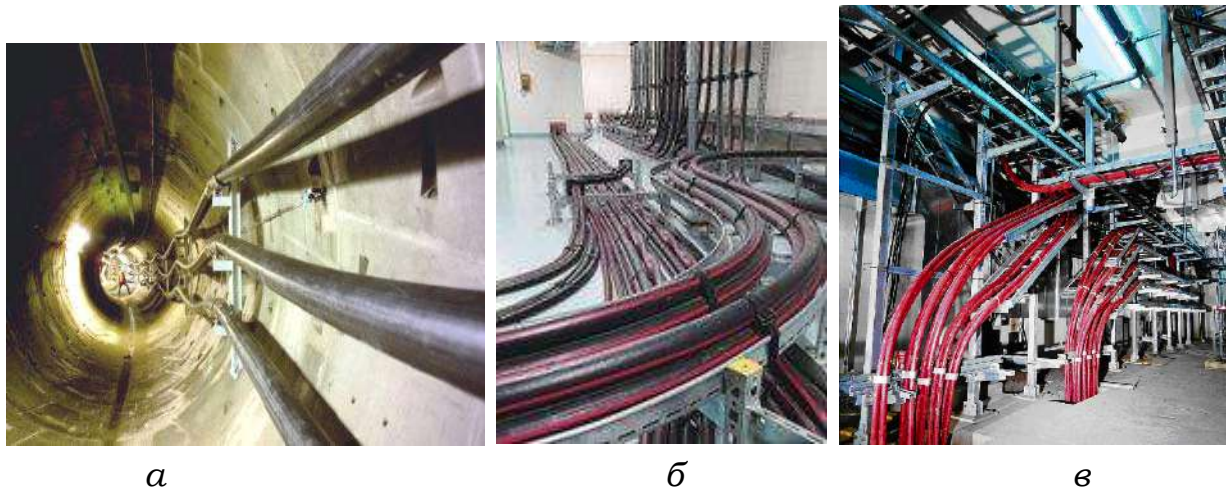


Рисунок 6.9 – Прокладка кабелей:
 а – в кабельном туннеле; б – на эстакадах в лотках;
 в – переход на кабельный полуэтаж

6.1.3.4. Правила прокладки кабелей в производственных помещениях

В производственных помещениях кабели прокладывают в специальных кабельных сооружениях: в кабельных туннелях, в коробах, в блоках, в кабельных шахтах (проходных и непроходных, рис. 6.10), по кабельным этажам (рис. 6.11) и полуэтажам (рис. 6.13), в двойных полах (рис. 6.12), по кабельным эстакадам и т.д. В них размещают кабельные муфты, маслоподпитывающие аппараты и другое оборудование. В полу и в междуэтажных перекрытиях кабели прокладывают в трубах или в коробах. Заделка кабелей в строительные конструкции («замоноличивание») не допускается.

При прокладке в производственных помещениях применяют небронированные кабели или с броней, но без защитных покровов из горючих волокнистых материалов. Сечения кабелей не ограничивается. Кабели прокладывают так, чтобы они были доступны для ремонта, а открыто проложенные, например, на лотках, – и для осмотра, рис. 6.14.

В местах, где возможны механические повреждения, кабели защищают до высоты 2 м.

Кабельные этажи, полуэтажи, туннели и шахты обеспечиваются естественной или искусственной вентиляцией.



Рисунок 6.10 – Кабель в непроходной кабельной шахте



Рисунок 6.12 – Прокладка кабелей в двойном полу

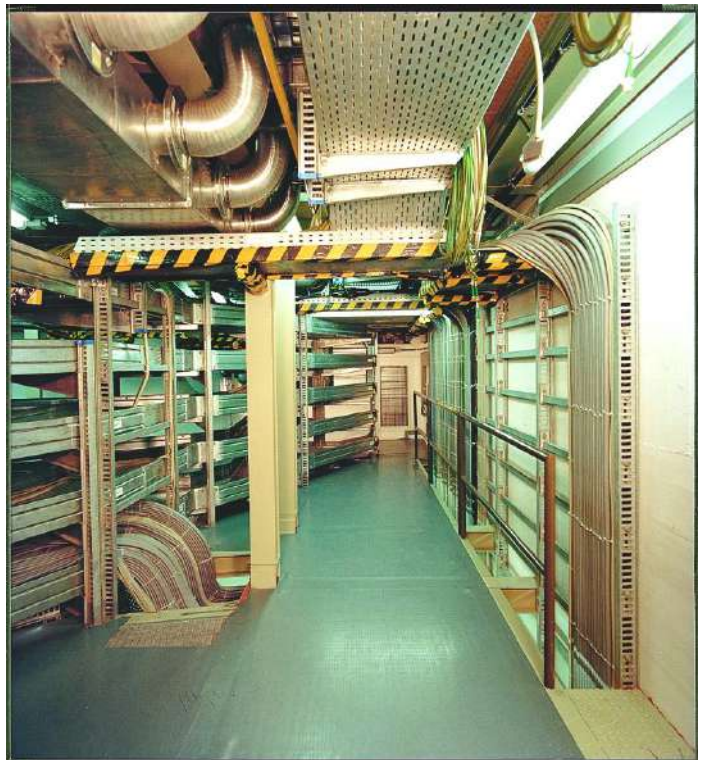


Рисунок 6.11 – Прокладка кабеля по кабельному этажу



Рисунок 6.13 – Прокладка кабеля по кабельному полуэтажу

Вентиляционные устройства имеют заслонки для прекращения доступа воздуха в случае возгорания, поэтому доступ в таких системах к поврежденному кабелю затруднен.

При применении газа в автоматических системах пожаротушения необходима система оповещения об эвакуации обслуживающего персонала.

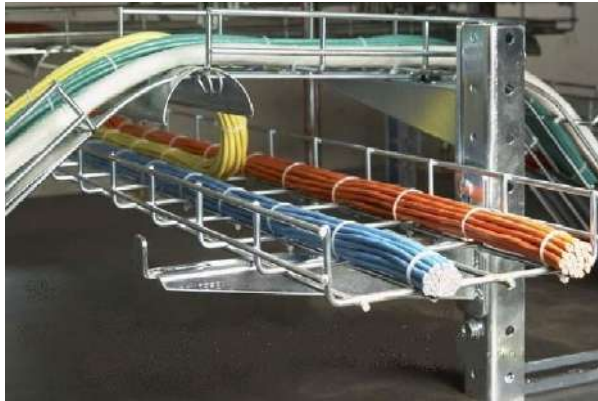


Рисунок 6.14 – Открыто проложенные кабели на лотках

6.1.3.5. Правила прокладки кабелей в экстремальных условиях

Кабели, пересекающие ручьи, поймы рек и водоотводные каналы, помещают в трубы. В этом случае применяют такие же кабели, как и при прокладке в земле. В зоне выхода из воды труба должна быть продолжена на 10÷30 м. Под водой без труб прокладывают кабели в свинцовой оболочке с броней из плоских или круглых проволок и с внешним защитным покрытием. Под водой возможна прокладка кабелей с резиновой изоляцией и с герметичной оболочкой из винилита. При пересечении рек

с быстрым течением необходимо применять кабели с двойной броней из круглых проволок, хорошо воспринимающей растягивающие нагрузки. При пересечении несудоходных и несплавных рек с медленным течением допускается прокладывать кабели с ленточной броней.

В пересыхающих торфяных болотах для прокладки кабеля насыпают трассу из нейтральных грунтов на 1,5 м в обе стороны от линии прокладки кабелей. Под кабелем и над ним должен быть защитный слой грунта не менее 0,3 м. Небольшие водные впадины можно засыпать грунтом или пересекать их по сваям. Над болотом можно прокладывать кабель в трубах, блоках или в закрытых лотках на высоте 0,3 м выше уровня воды. Все эти конструкции крепят к сваям.

В районах вечной мерзлоты и глубокого сезонного промерзания грунта присутствуют неблагоприятные факторы: трещины, «пучения» почвы, просадки, оползни. В этих районах в одной траншее прокладывают не более 4 кабелей, или их прокладывают в кабельных лотках, каналах и коллекторах. Возможна открытая прокладка над землей (воздушная подвеска) в защитных коробах, по эстакадам, в галереях, по стенам и конструкциям инженерных сооружений, под постоянными пешеходными мостиками. При прокладке до 20 кабелей используют деревянные эстакады, более 20 – железобетонные. В особо тяжелых условиях (вечная мерзлота, низкая температура) кабели можно прокладывать по боковым поверхностям коробов теплосетей, водопровода и других сооружений.

В скальных породах, в сухих песках, в мало промораживаемых грунтах и в грунтах с малым пучением траншеи копают до глубины около 0,4 м. В этом случае надо применять кабели с алюминиевой герметической оболочкой и наиболее прочной броней из плоских проволок (АП, ААП). Каналы и подземные лотки для кабелей делают водонепроницаемыми. Для прокладки в «агрессивных» почвах, содержащих вещества, разрушающие оболочки кабелей (солончаки, болота, насыпной грунт со шлаком и строительным мусором), а также в зонах, где возможна электрокоррозия, применяют кабели со свинцовыми оболочками и усиленными защитными покровами типов Б_Л, Б_{2Л}, или кабели с алюминиевыми оболочками, усиленные защитными покровами.

При смешанной прокладке («земля–кабельное сооружение» или «земля – производственное помещение») рекомендуется применение тех же марок кабелей, что и для прокладки в земле, но без горючих наружных защитных покровов. Для кабельных линий, прокладываемых по железнодорожным мостам, а также по мостам с интенсивным движением

транспорта, рекомендуется применять бронированные кабели в алюминиевой оболочке. Особые требования предъявляют к кабелям, обеспечивающих подвод электроэнергии к электротранспорту. Кабели крепят на специальных лотках, которые подвешивают на специальных конструкциях или по стенкам транспортных туннелей, рис. 6.15. В местах перехода кабельных линий с берега в море, при наличии сильного морского прибоя, при прокладке кабеля на участках рек с сильным течением и размываемыми берегами, а также на больших глубинах (до 40 – 60 м) следует применять кабель с двойной металлической броней.



Рисунок 6.15 – Установка кабельных линий на лотках для электрифицированных железных дорог и метрополитена

6.1.4. Механизмы для прокладки кабелей

Правильно организованная транспортировка кабелей гарантирует их сохранность и, следовательно, долговечность эксплуатации кабельных линий. Условия транспортировки кабелей должны соответствовать требованиям нормативных документов (ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д.) [17, 23–25, 29, 42]. Перемещение барабанов от складских площадок к месту прокладки выполняют с помощью мостовых кранов, кран-балок, тельферов, автопогрузчиков, специальных грузозахватных приспособлений и т.д. Для от-

мотки кабеля барабан устанавливают на домкраты, на барабаноподъемники и на другие приспособления. Кабельный барабан перемещают при помощи лебедки, трактора или автомобиля. При размотке кабеля барабан вращают против направления стрелки, нанесенной краской. При транспортировке к месту прокладки барабана с кабелем машиной возможна раскатка кабеля непосредственно с автомобиля, рис. 6.16. На такой машине устанавливают: генератор для подогрева кабеля на барабане в зимнее время; насос для откачки воды из траншей; вентилятор для проветривания колодцев; лебедка протяжки кабеля в трубах и блоках. При массе барабана до 3 тонн раскатка кабеля может производиться также с помощью барабаноподъемника (рис. 6.17, а), движущегося кабельного транспортера или трубоукладчика.



а



б



в

Рисунок 6.16 – Прокладка кабелей в траншеях с кабельных барабанов, установленных на автомобилях

Не допускается размотка кабеля с барабана без тормозного приспособления. При вращении барабана необходимо следить, чтобы при размотке и прокладке кабеля на нем не образовывались «барашки» (перекручивание кабеля). Короткие отрезки кабелей прокладывают вручную.

6.1.5. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена

В настоящее время прокладка кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) наиболее перспективна.

Полиэтилен для изоляции используют достаточно давно. Но у обычного термопластичного полиэтилена есть серьезные недостатки, главным из которых является ухудшение характеристик при высоких температурах: изоляция из термопластичного полиэтилена начинает терять форму, электрические и механические свойства уже при температуре $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$. СПЭ-изоляция сохраняет форму, электрические и механические характеристики при температуре до $+130\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В мировой кабельной промышленности при производстве силовых кабелей используются две технологии «сшивки», принципиальное различие которых заключается в использовании реагента, с помощью которого она происходит. Термин «сшивка» (или вулканизация) подразумевает обработку полиэтилена на молекулярном уровне. Поперечные связи, образующиеся в процессе сшивки между макромолекулами полиэтилена, создают трехмерную структуру, которая определяет высокие электрические и механические характеристики материала, меньшую гигроскопичность, большой диапазон рабочих температур. Она обеспечивает невозможность взаимного движения разных слоев изоляции друг относительно друга, что приводило бы к их взаимной поляризации.

Наибольшее распространение получила технология пероксидной сшивки в среде нейтрального газа, которая при определенных температуре и давлении позволяет получить достаточную прочность по всей толщине изоляции, исключает воздушные включения, обеспечивает хорошие диэлектрические свойства, более широкий диапазон рабочих температур, отличные механические характеристики. Для сшивки используют специальные вещества – «пероксиды».

Менее распространенной является силанольная сшивка, при которой в полиэтилен добавляются специальные смеси (силаны) для сшивки при более низкой температуре. Эту, к тому же более дешевую технологию, используют для кабелей низкого и среднего напряжений.

Буквенно-цифровые обозначения (маркировка) СПЭ-кабелей аналогичны другим типам кабелей. Существуют два варианта конструктивного исполнения СПЭ-кабелей – трехжильный и одножильный. В основном СПЭ-кабели выпускаются в одножильном исполнении (рис. 6.17).

Одножильные СПЭ-кабели имеют преимущества:

- 1) повышенная надежность за счет снижения возможности межфазных КЗ и вероятности однофазных замыканий на землю;
- 2) возможно выполнение сечения токоведущих жил до 800 мм². Кабели с таким сечением способны успешно конкурировать с шинопроводами, применяемыми в СЭС энергоемких предприятий.

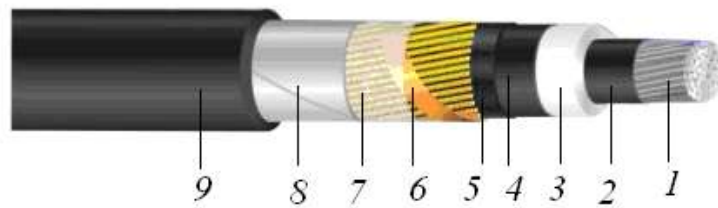


Рисунок 6.17 – Одножильный СПЭ-кабель с СПЭ – изоляцией марки АПвПг:

- 1 – круглая многопроволочная уплотненная токопроводящая жила;
- 2 – экран на жиле из полупроводящего СПЭ; 3 – изоляция из СПЭ;
- 4 – экран по изоляции из полупроводящего сшитого полиэтилена;
- 5 – разделительный слой из полупроводящей или водоблокирующей ленты; 6 – экран из медных проволок, скрепленных медной лентой;
- 7 – разделительный слой из двух лент крепированной бумаги, прорезиненной ткани, полимерной или водоблокирующей ленты;
- 8 – разделительный слой или слюдосодержащая лента;
- 9 – оболочка из полиэтилена или ПВХ изоляции

Отличительной особенностью трехжильного СПЭ-кабеля является наличие экструдированного межфазного наполнителя из полиэтилена или поливинилхлоридного (ПВХ) пластиката. Металлический экран кабеля состоит из медных проволок и спирально наложенной медной ленты. Сечение экрана выбирается по условию протекания токов короткого замыкания. Наружная защитная оболочка СПЭ-кабелей предохраняет внутренние элементы кабеля от попадания влаги и механических повреждений при монтаже и эксплуатации, изготавливается из полиэтилена или ПВХ-пластиката повышенной прочности.

Для надежной защиты изоляции кабелей от влаги используется оболочка из алюмополимерной ленты, сваренной с полиэтиленовой или ПВХ

оболочкой для радиальной герметизации (рис. 6.18, рис. 6.19). Для обеспечения продольной герметизации используется слой водонабухающего материала.

Помимо оболочки из полиэтилена или ПВХ-пластиката (стандартный вариант для кабелей, проложенных в земле), для сложных трасс может использоваться усиленная полиэтиленовая оболочка с продольными ребрами жесткости, а также свинцовая или гофрированная алюминиевая оболочка. Поверх внешней оболочки может быть наложен слой, защищающий кабель от возгорания. Для измерения температуры кабеля вдоль всей трассы и для передачи данных оператору между проволоками экрана или под свинцовой оболочкой кабеля могут быть интегрированы оптоволоконные нити.



Рисунок 6.18 – Элементы конструкции кабелей с СПЭ изоляцией с алюминиевой A2XS(FL)2Y или с медной жилой 2XS(FL)2Y в пластмассовой оболочке



Рисунок 6.19 – Элементы конструкции трехжильных кабелей с СПЭ изоляцией марки 2X(FL)2YVFST2Y на напряжение 132 кВ в стальной трубе

Основные преимущества СПЭ-кабелей перед кабелями с бумажной маслонаполненной изоляцией:

- пропускная способность СПЭ-кабелей в 1,2 – 1,3 раза больше, благодаря более высокой длительно допустимой температуре;
- термическая стойкость СПЭ-кабелей при токах КЗ выше благодаря большей допустимой предельной температуре;
- в 10–15 раз ниже удельная повреждаемость;
- из-за меньшей гигроскопичности конструктивных элементов и более высоких диэлектрических свойств у СПЭ-кабеля больший срок службы (по данным заводов-изготовителей – более 50 лет);
- легче условия монтажа. СПЭ-кабели можно прокладывать при отрицательных температурах (до $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$) без предварительного подогрева;

- отсутствие в СПЭ-кабелях масла уменьшает время и стоимость монтажа, повышает их технологичность и экологичность;
- СПЭ-кабели не ограничены по разности уровней кабельной трассы.

В табл. 6.4 представлены некоторые сравнительные данные СПЭ-кабелей и МНК. Токопроводящие медные или алюминиевые жилы СПЭ-кабелей изготавливаются уплотненными и герметизированными, а при сечении жилы более 1000–1200 мм² – сегментированными для уменьшения поверхностного эффекта. Внутренний полупроводящий слой, изоляция и внешний полупроводящий слой выпрессовываются одновременно из композиций СПЭ высокой чистоты. При этом толщина и эксцентриситет слоев непрерывно контролируются приборами лазерного контроля.

Таблица 6.4 – Сравнительные характеристики кабелей с изоляцией из СПЭ и маслонаполненных кабелей (МНК)

Характеристики кабелей	СПЭ-кабель	МНК
Длительно допустимая температура жилы, °С	90	85
Допустимая температура в аварийном режиме, °С	130	90
Максимально допустимая температура жилы при протекании тока короткого замыкания, °С	250	200
Допустимая плотность 1-секундного тока короткого замыкания, А/мм²:		
для медной жилы	144	101
для алюминиевой жилы	93	67
Относительная диэлектрическая проницаемость ϵ при температуре +20 °С	2,4	3,3
Тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg}\delta$ при температуре +20 °С	0,001	0,004

Ведущими зарубежными производителями высоковольтных СПЭ-кабелей являются компании *ABB*, *NEXANS*, *Pirelli*, *NKT Cable*, корпорация *Sumitomo Electric*. Ими разработаны и выпускаются одножильные СПЭ-кабели на напряжение до 420–550 кВ, с сечением токопроводящей жилы до 2500 – 3000 мм² и с пропускной способностью мощности до 1000 МВ·А, а также трехжильные кабели с СПЭ-изоляцией в стальной трубе (см. рис. 6.19). Кабели прокладывали так, чтобы при реконструкции старых линий можно было использовать уже существующие трубы.

Мировые тенденции развития кабельных сетей среднего напряжения в течение последних десятилетий направлены на внедрение кабелей с теплостойкой экструдированной изоляцией *XLPE* (сшитый полиэтилен

и этиленпропиленовая резина) с целью замены ими силовых кабелей с МНК. В настоящее время в промышленно развитых странах Европы и Америки практически весь рынок силовых кабелей занимает высоковольтный кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена *XLPE*.

В Украине высоковольтные кабели с изоляцией из СПЭ (марки *XLPE*) напряжением от 6 до 330 кВ включительно выпускает завод «Южкабель» (г. Харьков). Кабели выпускают в одно- и трехжильном исполнении; с наружными оболочками из полиэтилена, с изоляцией из ПВХ-пластика; со стальной ленточной и круглопроволочной броней; с герметизацией от проникновения влаги; с изоляцией, не распространяющий горение и с низким дымо- и газовыделением.

Для повышения надежности прокладки СПЭ-кабеля можно рекомендовать:

- 1) на каждую фазу прокладывать два кабеля;
- 2) использовать кабели и соединительные муфты производства одного завода (фирмы);
- 3) в черте города использовать блоки кабельной канализации, а не прокладывать кабель в земле. Необходимо закладывать запасные блоки кабельной канализации для проведения будущих ремонтов или для замены поврежденного кабеля;
- 4) в параллельно проложенных кабелях для уменьшения взаимного влияния (появления индуцированной ЭДС) необходимо использовать метод «поперечных связей» – методами силановой и пероксидной технологии сшивки создавать поперечные связи между макромолекулами материала. Это улучшает свойства полиэтилена за счет создания трехмерной молекулярной структуры;
- 5) приемные испытания должны включать тест на совместимость кабеля и соединительной муфты.

6.2. Охранные зоны кабельных трасс

Для предупреждения несчастных случаев и охраны кабельных линий (КЛ) вдоль них устанавливают охранные зоны в соответствии с «Правилами установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».

Охранный участок КЛ, проложенных в земле, – это участок вдоль КЛ, ограниченный вертикальными плоскостями в обе стороны, отстоящих от крайних кабелей на расстоянии 1 м. Для КЛ напряжением до 1000 В,

проходящих в городах под тротуарами, это расстояние равно 1,0 м в сторону проезжей части улицы и 0,6 м – в противоположную сторону.

Охранные зоны устанавливаются:

1) вдоль подземных КЛ электропередачи. В зоне прокладки КЛ запрещены земляные работы в зоне (в обе стороны) не менее по 0,3 м, при проведении полевых сельскохозяйственных работ, связанных со вспашкой земли, - не менее по 0,45 м (в обе стороны);

2) вдоль подводных кабельных линий. Охранная зона КЛ, проходящих через судоходные и не судоходные водоемы, – это участок водного пространства от крайних кабелей по 100 м в обе стороны. В охранной зоне запрещено бросать якоря с судов и осуществлять их проход с отданными якорями, цепями, лотами, волокушами и тралами. Дополнительно в зоне подводных КЛ запрещены дноуглубительные и землечерпальные работы, добыча рыбы, животных и растений, устройство водопоев, колка и заготовка льда;

3) вокруг подстанций.

Лица, производящие земляные работы, при обнаружении кабеля, не указанного в технической документации, обязаны немедленно прекратить работы, принять меры к обеспечению сохранности кабеля, и в течение суток сообщить об этом сетевой организации или в энергонадзор.

6.3. Этапы монтажа кабельных линий

Монтаж кабельных линий ведут в два этапа. На первом этапе готовят траншеи и другие инженерные конструкции для прокладки кабелей, а внутри зданий и сооружений устанавливают опорные конструкции. На втором этапе прокладывают кабели и подключают их к энергосистеме или к выводам электрооборудования.

На место монтажа кабель доставляется в заводской упаковке (на барабанах), рис. 6.20, на транспортерах ТКБ-6, ТКБ-10 грузоподъемностью 6 и 10 т. Транспортер ТКБ-6 перемещают автомобилем, а ТКБ-10 – трактором. Удалив внешнюю обшивку барабана, оценивают состояние наружных витков кабеля, обращая внимание на оболочку и защитный покров, на наличие подтеков пропитывающего состава, на образовавшиеся проколы, раковины, обрывы, смещения и зазоры между витками бронелент. Наружные витки кабеля с повреждениями удаляют, а его изоляцию испытывают повышенным напряжением.

Бумажную изоляцию перед испытанием проверяют на отсутствие влаги. Для этого бумажные ленты, прилегающие к оболочке и жилам, погружают в нагретый до $+150\text{ }^{\circ}\text{C}$ парафин. Легкое потрескивание и выделение пены говорит об увлажнении. В этом случае от конца кабеля отрезают участок 250 – 300 мм и проводят повторную проверку. Чтобы избежать ошибок при проверке кабеля на увлажнение, к лентам нельзя прикасаться руками. После испытания кабеля повышенным напряжением восстанавливают герметизирующие колпачки на концах кабеля.

Прокладка кабеля включает следующие операции:

- 1) установка и подъем домкратами барабана с кабелем;
- 2) снятие обшивки с барабана и оценка технического состояния;



a



б

Рисунок 6.20 – Кабельные барабаны:

a – кабельный барабан с изолированным кабелем;

б – моторный кабельный барабан, тяжелая серия

3) раскатка кабеля равномерным вращением барабана и его протяжка вдоль трассы. При ручной раскатке кабель протягивают электро-монтажники, которых расставляют так, чтобы на каждого приходилась нагрузка не более 35 кг. В холодное время года кабели прокладывают без предварительного подогрева, если температура воздуха в течение 24 часов до начала работ не была ниже:

1) 0 °С – для силовых бронированных и небронированных кабелей с бумажной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке;

2) (–7 °С) – для контрольных и силовых кабелей напряжением до 35 кВ с пластмассовой или резиновой изоляцией, с оболочкой с волокнистыми материалами в защитном покрове;

3) (–15 °С) для бронированных и (–20 °С) для небронированных силовых кабелей напряжением до 10 кВ с ПВХ-изоляцией, в защитном покрове с оболочкой без волокнистых материалов, и для контрольных кабелей.

При температуре окружающего воздуха ниже –40 °С прокладка кабелей любых марок не допускается.

Подогрев кабелей перед прокладкой производят в помещениях, в специальных палатках или в автомобилях.

Разделку концов кабеля производят до начала монтажа в муфтах и заделках. Она заключается в последовательном ступенчатом удалении на определенной длине защитных покровов, брони, оболочки, экрана и изоляции. Размеры разделок определяют по технической документации. Приступая к разделке кабеля в бумажной изоляции, ее проверяют на отсутствие влаги. При необходимости секторными ножницами обрезают влажную изоляцию, лишнюю длину концов кабеля и другие дефектные места. На конце кабеля отмеряют расстояние А (рис. 6.21) и распрямляют этот участок.

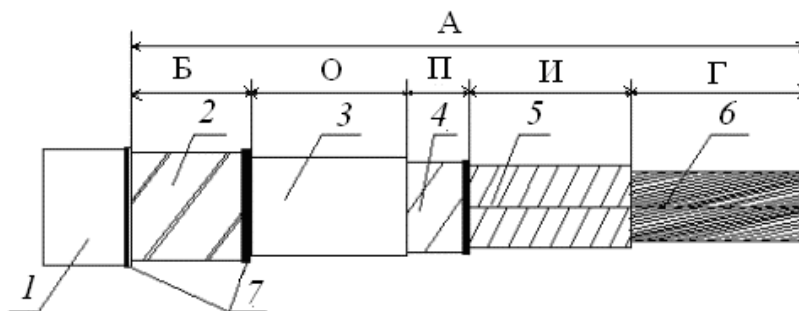


Рисунок 6.21 – Зоны разделки концов силового кабеля:

1 – наружный покров; 2 – броня; 3 – оболочка; 4 – поясная изоляция;

5 – изоляция жилы; 6 – жила кабеля; 7 – бандаж;

А, Б, И, О, П, Г – зоны разделки

Далее подматывают смоляную ленту и накладывают бандаж (например, из стальной оцинкованной проволоки). Концы проволоки захватывают плоскогубцами, скручивают и пригибают вдоль кабеля. Наружный кабельный покров разматывают до установленного бандаж, но не срезают, а оставляют для защиты брони от коррозии после монтажа муфты.

На броню кабеля на расстоянии Б (50 – 70 мм) от первого проволочного банджа накладывают второй бандаж. По внешней кромке банджа ножовкой надрезают ленты брони, затем эту броню разматывают, обламывают и снимают. Для удаления оболочки (О) на расстоянии 50 – 70 мм от среза брони делают кольцевые надрезы на половину глубины оболочки. Надрез выполняют специальным ножом с ограничителем глубины резания и снимают оболочку. Далее жилы кабеля освобождают от поясной изоляции, выгибают по шаблону и готовят место для присоединения заземления.

Разделку кабеля начинают с определения мест установки бандажей, которые считают по формуле: $A = Б + О + П + И + Г$, (см. рис. 6.21).

Для присоединения жил кабеля к контактными выводам электротехнических устройств их оконцовывают наконечниками, закрепляемых на жилах опрессовыванием, сваркой или пайкой. Оконцевание однопроволочных жил может быть выполнено формированием наконечника из конца жилы.

Число соединительных муфт на 1 км проектируемых кабельных линий не должно быть более:

- для трехжильных кабелей напряжением 1 – 10 кВ и сечением до $3 \times 95 \text{ мм}^2$ – 4 шт., сечением от 3×120 до 3×240 – 5 шт.; напряжением 20 – 35 кВ – 6 шт.;
- для одножильных кабелей – 2 шт.

Вопросы для самопроверки

1. Укажите, как проводится классификация электрических сетей по конструктивным признакам.
2. Какие бывают маслonaполненные кабели? Назовите основные типы маслonaполненных кабелей.
3. Объясните название «маслonaполненные кабели». Перечислите преимущества и недостатки маслonaполненных кабелей.
4. Выполните сравнение маслonaполненных кабелей и кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-кабелей).
5. Какой бывает маркировка кабелей? От чего она зависит?
6. Назовите основные составляющие кабеля. Дайте краткую характеристику каждой составляющей.
7. Назовите способы прокладки кабелей. Какие факторы определяют тип прокладки кабеля?
8. Объясните способ прокладки кабелей в траншее.

9. Объясните способ прокладки кабелей в трубах, в блоках и в туннелях.
10. Какие особенности прокладки кабелей в производственных помещениях?
11. Какие механизмы используют для прокладки кабелей? Чем должен быть оснащен автомобиль для прокладки кабелей?
12. Перечислите способы обеспечения высокой надежности СПЭ-кабеля.
13. Назовите основные этапы монтажа кабельных линий.
14. Объясните назначение соединительных муфт. Какие они бывают по конструкции?
15. Расскажите технологию разделки концов силового кабеля перед началом монтажа.
16. Объясните правила прокладки кабелей в холодное время года.
17. При какой температуре окружающего воздуха не допускается прокладка кабелей любых марок?
18. Как осуществляется подогрев кабелей в холодное время года?

Литература: [3, 11, 16, 38, 40, 43, 59].

7. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЦЕХОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

7.1. Основные требования к цеховым системам электроснабжения (СЭС)

При создании новых и реконструкции действующих СЭС промышленных предприятий (ПП) должны внедряться современные прогрессивные технические и технологические решения, подтвержденные экономическими расчетами [20, 29, 39, 42]:

- следует выполнять замену морально и физически устаревшего оборудования;
- совершенствовать схемы питающих и распределительных сетей, внедрять системы комплексной автоматизации сложных технологических процессов [30];
- обеспечивать достаточную степень компенсации реактивной мощности на всех ступенях СЭС, поддерживать расчетный баланс активной и реактивной энергии в энергосистеме;
- внедрять при проектировании СЭС современные пускорегулирующие устройства плавного и глубокого регулирования приводами;
- устанавливать системы повышения качества и контроля потребления электроэнергии в характерных узлах нагрузки.

Для достаточного обеспечения надежности СЭС и уровня резервирования ЭП в соответствии с категорией надежности электроснабжения необходимо знать их параметры не только в номинальных, но и в аварийных режимах, а также в послеаварийные периоды.

Аварийный режим – кратковременный переходный режим, вызванный нарушениями нормального (номинального) режима работы СЭС или ее отдельных звеньев и продолжающийся до отключения поврежденного звена или элемента. Продолжительность аварийного режима определяется в основном скоростью действия релейной защиты, автоматики и телеуправления.

Под послеаварийными режимами понимают режимы, возникающие после отключения поврежденных элементов СЭС, т.е. после ликвидации аварийного режима. Он длительнее аварийного режима и продолжается до восстановления нормального режима. Поэтому СЭС нужно строить так, чтобы она в послеаварийном режиме обеспечивала функционирование основных производств ПП, обеспечивала возможность необходимых переключений и пересоединений.

В послеаварийном режиме допустимо частичное ограничение подаваемой мощности и кратковременные перерывы питания ЭП 3-й категории, а перерывы для ЭП 2-й категории допускаются на время переключений и пересоединений. При этом разрешено отступление от нормальных уровней отклонений и колебаний напряжения и частоты в пределах установленных допусков. Допускается перегруженность некоторых элементов сети, но в нормативных пределах. Если в послеаварийном периоде особенности технологических процессов не позволяют полностью сохранить работоспособность основных производств, то нужно обеспечить сокращенную работу предприятия с ограничением мощности или поддержание производства в состоянии горячего резерва с тем, чтобы после восстановления нормального электроснабжения предприятие могло быстро возобновить свою работу по заданной производственной программе. Требования, предъявляемые к электроснабжению предприятий, зависят также от потребляемой ими мощности. С этой точки зрения предприятия условно подразделены на крупные, средние и малые.

7.2. Характеристики цеховых трансформаторных подстанций промышленных предприятий

7.2.1. Основные характеристики цеховых трансформаторных подстанций

Трансформаторные подстанции (ТП) бывают разных типов и предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии в сетях трехфазного тока промышленной частоты. Мощность и уровень напряжения такого устройства определяется схемой и конфигурацией электрической сети, а также характером и нагрузками существующих потребителей электроэнергии [18, 36].

Основными элементами любой подстанции являются трансформаторы. В зависимости от системы охлаждения различают:

- сухие трансформаторы (ТСЗ) с естественным воздушным охлаждением; защищенные (защита масла выполняется с помощью азотной «подушки», возможно исполнение без расширительного бачка);
- масляные трансформаторы - ТМ (масляное охлаждение); масляные защищенные (ТМЗ - масляное охлаждение, защита масла выполняется с помощью азотной подушки). Для трансформаторов небольшой мощности (до 160 кВ·А) возможно исполнение без расширительного бачка;

– трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком – ТНЗ (естественное охлаждение диэлектриком, защищенные, защита диэлектрика с помощью азотной подушки, возможно исполнение без расширительного бачка).

В настоящее время на ПП устанавливают не отдельные трансформаторы, а комплектные трансформаторные подстанции (КТП). По количеству трансформаторов КТП подразделяют на одно-трансформаторные и двухтрансформаторные.

Одно-трансформаторные подстанции применяют для питания потребителей 3-й категории, а также части приемников 2-й категории, у которых возможен перерыв питания на время замены трансформатора. Для ЭП 1-й и 2-й категорий надежности электроснабжения, как правило, устанавливают двух-трансформаторные подстанции. Для ЭП 1-й категории на стороне низкого напряжения предусматривают устройство автоматического включения резерва (АВР), автоматически срабатывающее при аварийном отключении одного из трансформаторов. При питании потребителей 2-й категории в аварийном режиме допускается ручное подключение резерва в течение 1 часа, хотя чаще в настоящее время и для них устанавливают АВР.

Двух-трансформаторные подстанции применяют также для питания отдельно стоящих объектов общезаводского назначения – компрессорных и насосных станций. Принципиальная схема двух-трансформаторной подстанции приведена на рис. 7.1.

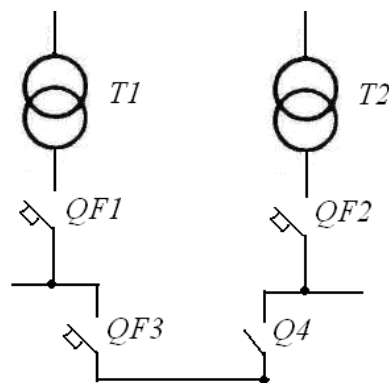


Рисунок 7.1 – Принципиальная схема двух-трансформаторной подстанции:

$QF1$, $QF2$ – автоматические выключатели ввода низшего напряжения трансформаторов $T1$ и $T2$;

$QF3$ – секционный автоматический выключатель;

$Q4$ – разъединитель для визуального контроля разрыва цепи

ТП классифицируются по типу преобразования электроэнергии силовыми трансформаторами:

- понижающие подстанции служат для понижения высокого первичного напряжения сети до вторичного низкого для подключения ЭП;
- повышающие подстанции служат для повышения напряжения, вырабатываемого генераторами, и передачи его в электрическую сеть.

В последние годы разработана серия трех-трансформаторных подстанций.

Их применение с симметричным распределением нагрузки в послеаварийном режиме на оставшиеся в работе два трансформатора позволяет увеличить загрузку каждого из трех трансформаторов в нормальном режиме выше значений, определяемых коэффициентом загрузки трансформатора в зависимости от категории надежности электроснабжения. Применение трех-трансформаторных подстанций при условии полного резервирования нагрузки обеспечивает 25%-ную экономию мощности по сравнению с двух-трансформаторными подстанциями. Схема трех-трансформаторной подстанции приведена на рис. 7.2.

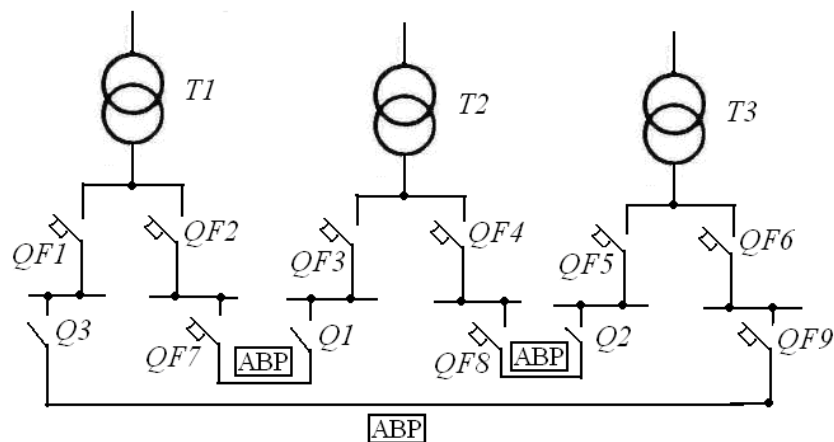


Рисунок 7.2 – Принципиальная схема трех-трансформаторной подстанции:

$QF1, QF2, QF3, QF4, QF5, QF6$ – автоматические выключатели ввода низкого напряжения трансформаторов $T1, T2$ и $T3$ соответственно;

$QF7, QF8, QF9$ – секционные автоматические выключатели;

$Q1, Q2, Q3$ – разъединители для визуального контроля разрыва цепи;

ABP – система автоматического включения резерва

К преимуществам трех-трансформаторных подстанций относится значительное снижение токов на вводных и секционных выключателях в послеаварийных режимах. В то же время у трех-трансформаторных

подстанций сборные шины РУ до 1 кВ трудно выполнить из-за необходимости соединений секций между собой, а схема АВР более сложная по сравнению с двух-трансформаторной подстанцией. Трех-трансформаторные подстанции целесообразно применять для питания потребителей 1-й и 2-й категорий, как при сосредоточенной, так и при распределенной нагрузке, питаемой по магистральным сетям.

Соотношения значений коэффициентов загрузки трансформаторов в номинальном (k_z) и в послеаварийных (k_{zav}) режимах следующие:

- для двух-трансформаторных подстанций $k_z = 0,5 k_{zav}$;
- для трех-трансформаторных подстанций $k_z = 0,666 k_{zav}$.

Коммутационные аппараты (разъединитель и выключатель нагрузки) перед цеховым трансформатором устанавливают в следующих случаях:

- подстанция питается от ВЛЭП;
- источник питания находится на территории другой эксплуатирующей организации;
- подстанция более чем на 3 км удалена от источника питания;
- на стороне низкого напряжения не установлен отключающий аппарат.

При магистральной схеме питания на вводе к цеховому трансформатору в большинстве случаев последовательно устанавливают выключатель нагрузки и предохранитель или разъединитель в комплекте с предохранителем, позволяющие осуществить селективное отключение цеховой ТП при повреждении или ненормальном режиме работы трансформатора. Включать предохранители рекомендуется перед выключателем нагрузки.

Цеховые ТП напряжением 6(10)/0,4(0,69) кВ выполняют без сборных шин первичного напряжения при всех видах СЭС. При радиальной схеме питания цеховой трансформатор обычно имеет глухое присоединение к линии 6–10 кВ, идущей от распределительной подстанции (РП).

Выбор типа трансформаторов для ТП осуществляется в зависимости от окружающей среды и места установки.

Для внутренней установки не рекомендуется применение масляных трансформаторов типа ТМ, а рекомендуется использовать сухие трансформаторы, трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком или защищенные масляные трансформаторы ТМЗ. Их применение не ограничивается числом, расстояниями, этажностью.

Сухие трансформаторы мощностью 100÷630 кВ·А применяют главным образом на испытательных станциях, в лабораториях и других установках с ограничениями по условиям пожарной безопасности.

7.2.2. Выбор схем распределения и питания силовых потребителей в цехах промышленных предприятий

На выбор схемы распределения электроэнергии в цехах промышленных предприятий и ее конструктивное исполнение оказывают влияние следующие факторы:

- требования к бесперебойности питания (учет категории надежности электроснабжения ЭП);
- условия рабочей среды в цехе;
- размещение технологического оборудования по площади цеха;
- возможное место размещения трансформаторных подстанций.

СЭС должна быть надежна и безопасна, удобна в эксплуатации и экономична, т.е. иметь минимум расчетных затрат на ее сооружение; она не должна быть многоступенчатой и содержать недогруженное оборудование. Должен быть использован наиболее простой способ прокладки электрической сети. В СЭС применяют ЭО со степенью защиты, соответствующей характеру среды в цеху, соответствие которой определено ПУЭ.

Для питания цеховых ЭП в основном применяют систему трехфазного переменного тока напряжением 380 В с глухозаземленной нейтралью цехового трансформатора. Различают питающую и распределительную сети. Линии цеховой сети, отходящие от цеховой ТП или вводного устройства, образуют питающую сеть, а линии, подводящие энергию от шинопроводов или РП непосредственно к ЭП, – распределительную сеть. Схемы бывают радиальные, магистральные и смешанные, с односторонним и двусторонним питанием.

1) *Магистральные силовые сети.* При магистральной схеме цеховой сети питание от комплектной трансформаторной подстанции (КТП) к отдельным узлам нагрузки и ЭП осуществляется по общей линии. Чаще всего такие схемы применяют в цехах машиностроительных заводов, в цехах цветной металлургии, на предприятиях приборостроения, в цехах экспериментальных производств и др. Магистральные силовые питающие сети рекомендуется применять:

- в энергоемких производствах при распределении электроэнергии от КТП мощностью 1600 и 2500 кВ·А;
- при последовательно распределенной нагрузке по площади цеха;

– при частых заменах технологического оборудования.

Магистральные сети выполняют неизолрованными шинами, комплектными шинопроводами типа ШМА или кабелями. Подключение магистрали к сборным шинам распределительного устройства КТП осуществляют через линейные автоматические выключатели (АВ) или наглухо, без коммутационного аппарата (рис. 7.3 и рис. 7.4).

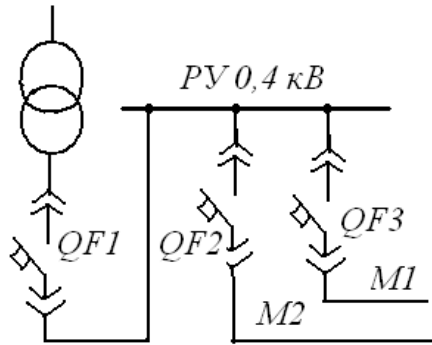


Рисунок 7.3 – Принципиальная схема подключения магистралей к ТП через автоматические выключатели отходящих линий

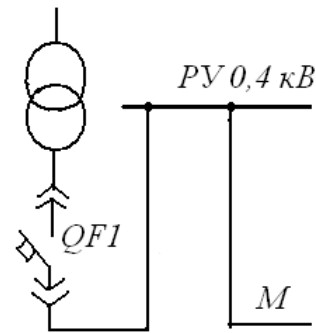


Рисунок 7.4 – Принципиальная схема «блок трансформатор – магистраль»

Магистральные схемы, выполненные шинопроводами, надежны и применяются для питания потребителей любой категории надежности. Если требуется резервирование питания, то применяют двух-трансформаторные подстанции с установкой АВР на секционном выключателе (рис. 7.5). При использовании одно-трансформаторных подстанций, секционный выключатель устанавливают в цеху, и он должен быть заблокирован с выключателем подстанции.

Для энергоемких ЭП 1-й категории надежности применяют магистральную схему, представленную на рис. 7.6. Ответственные потребители получают питание от двух магистралей; менее ответственные потребители питаются от одной магистрали (распределительные подстанции РП1 и РП2). Магистральные сети, выполненные комплектными шинопроводами, дорогие, поэтому их применяют при трех и более ответвлениях и при токах не менее 250 А.

При сложных трассах (с большим числом поворотов, при разных высотных отметках и др.) целесообразно отдельные участки шинопровода заменять многоамперным кабелем. Его следует прокладывать на минимально допустимой высоте (не менее 2,5 м) от уровня пола или площадки обслуживания (согласно требованиям ПУЭ).

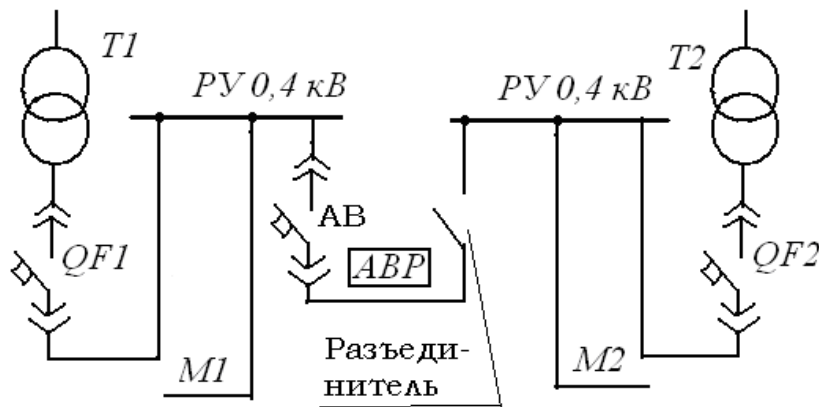


Рисунок 7.5 – Принципиальная схема подключения магистралей к двух-трансформаторной подстанции: $M1$ и $M2$ - магистрали

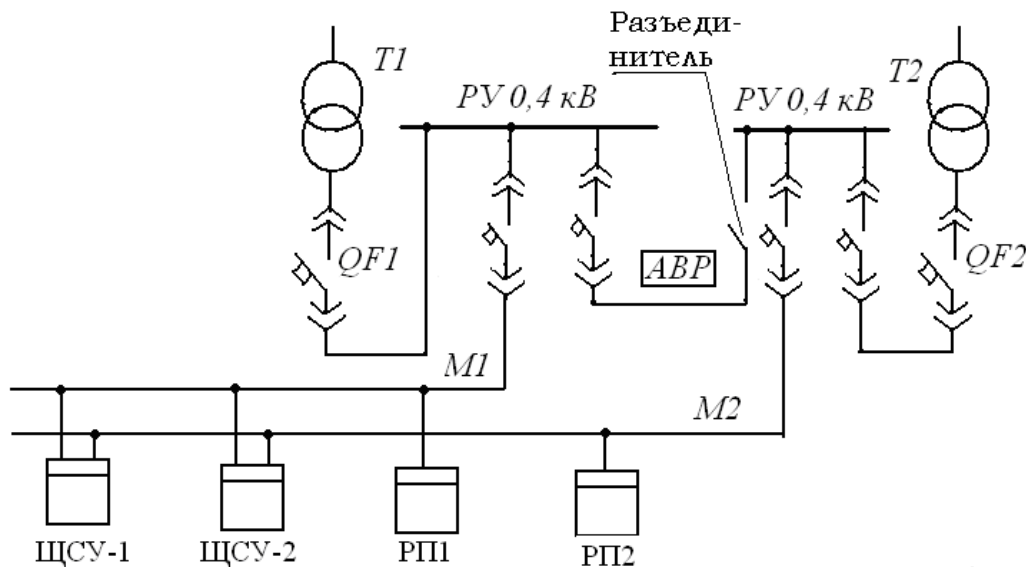


Рисунок 7.6 – Принципиальная схема питания потребителей 1-й категории от двух магистралей

При глухом присоединении магистрали к трансформатору используют схему «блок трансформатор – магистраль». Эта схема отличается простотой, надежностью и экономичностью, и может быть реализована на ТП любых типов, используется, как правило, с числом отходящих магистралей, не превышающих числа установленных трансформаторов. К трансформаторам мощностью 1000 и 2500 кВ·А допускается подключать по две магистрали. При выборе сечения магистрального шинпровода следует помнить, что его пропускная способность не должна превышать

пропускную способность питающего трансформатора с учетом перегрузок в послеаварийном режиме. Рекомендуемое количество комплектных шинопроводов, подключаемых к ТП, приведено в табл. 7.1.

Таблица 7.1 – Данные о количестве комплектных шинопроводов, подключаемых к ТП

Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	Предельное число магистралей	Число и номинальный ток магистралей (штук х А)
1000	1	1 х 1250
		1 х 1600
1600	2	1 х 1250+ 1 х 1600
	1	1 х 2500
2500	2	2 х 1600
	2	1 х 1600 + 1 х 2500
	1	1 х 2500
	1	1 х 3200

На вторичной стороне трансформаторов напряжением 0,4÷0,69 кВ применяют схемы с одной системой шин или схемы «блок трансформатор – магистраль», устанавливаются АВ или рубильники и разъединители. АВ рекомендуется применять в тех случаях, когда их параметры достаточны при нормальном режиме и при режиме КЗ.

Для трансформаторов мощностью 1600 и 2500 кВА (при больших токах КЗ) применяются специальные АВ. Также АВ устанавливаются в цепях вторичного напряжения трансформаторов между секциями шин и устройством АВР, рис. 7.7.

Для визуального контроля обесточивания части цепи устанавливают разъединители. Рубильники устанавливают на вводах от небольших трансформаторов к распределительному щиту низкого напряжения или при секционировании магистралей. Последовательно с ними устанавливают предохранители с плавкими вставками. Для отходящих линий от трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А и при токах менее 600 А, как правило, применяют АВ или блоки «рубильник – предохранитель». При расположении ТП и щита в одном или в соседних помещениях не требуется установка коммутационных аппаратов на магистралях, и шины щита рассматривают как продолжение сборных шин ТП.

Такие схемы рациональны при питании группы электродвигателей (ЭД) – насосов, компрессоров, вентиляторов.

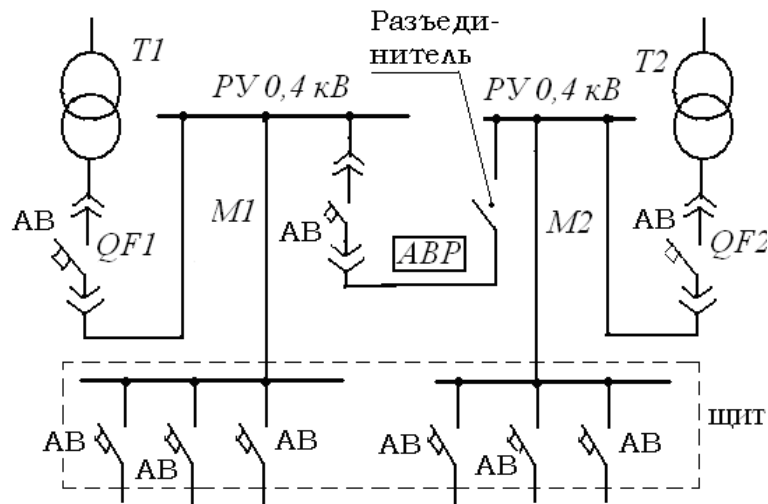


Рисунок 7.7 – Схема «блок ТП — щит»

Ответвления от магистральных шинопроводов длиной до 6 м к вводным устройствам технологического оборудования, к щитам, к распределительным пунктам (РП) и к другим электроустройствам, имеющим на вводе аппараты защиты, как правило, выполняют без АВ на шинопроводах. Магистральные схемы, выполненные комплектными шинопроводами, например, типа ШМА-68Н-1600, допускающими кратковременные перегрузки, используют для питания машин контактной сварки и прокладывают в зонах, где их повреждение транспортом или перемещаемыми грузами маловероятно. В тех случаях, когда характер среды в цехе или размещение технологического оборудования по площади цеха, делают невозможным применение магистральных шинопроводов, используют кабельные магистрали (рис. 7.8).

Магистральные схемы обладают меньшей надежностью электропитания, при аварии отключают большее число потребителей.

2) При радиальной схеме электроснабжения питание каждого мощного потребителя или группы потребителей осуществляют от ТП или вводного устройства по отдельной питающей линии.

Радиальные схемы применяют для питания сосредоточенных нагрузок большой мощности, при неравномерном размещении ЭП в цехе или на его отдельных участках, а также во взрывоопасных, пожароопасных и пыльных помещениях, где невозможно применение магистральных схем. Их выполняют кабелями или проводами открыто, в трубах или в специальных каналах.

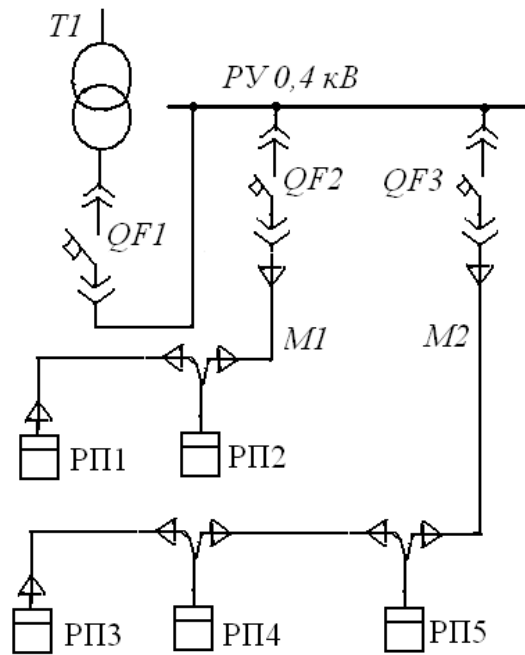


Рисунок 7.8 – Принципиальная схема расположения кабельных магистралей в цеху

Радиальные схемы распределительных сетей с силовыми пунктами, на которых установлены аппараты защиты ответвлений, применяют в местах, где использованию ШРА препятствуют наличие кранов, условия среды или территориальное распределение ЭП. При этом РП располагают, как можно ближе к ЭП. Радиальные схемы выполняют одноступенчатыми, когда питание осуществляется непосредственно от ТП (РП1 на рис. 7.9), и двухступенчатыми, когда питание осуществляется от промежуточной РП (РП2 на рис. 7.9).

К достоинствам радиальных схем относятся высокая надежность и удобство автоматизации, поэтому они рекомендуются для питания потребителей 1-й категории.

К недостаткам этих схем относятся значительный расход проводникового материала, ограниченная гибкость сети при перемещениях технологического оборудования, необходимость в дополнительных площадях для размещения силовых РП. Следует избегать питания малоамперных (до 20 А) ЭП отдельными линиями от силовых пунктов, в особенности от пунктов с АВ. В этом случае подключение приемников возможно по схеме "шлейфа" (к М4, М5, М6 на рис. 7.9) или под один защитный аппарат (М1, М2).

3) *Смешанные схемы* сочетают элементы магистральных и радиальных схем (рис. 7.10). В смешанных схемах электроснабжение осуществ-

- большая надежность питания ЭП, которые всегда подключены к двум источникам питания;
- меньшие потери энергии благодаря более равномерной загрузке сети;
- меньшее падение напряжения.

Эти достоинства особенно существенны при электроснабжении крупных установок. Например, при разомкнутой схеме пуск мощного ЭД может вызвать падение напряжения, делающее невозможным пуск и самозапуск рядом работающих ЭД (асинхронных двигателей) под нагрузкой, поскольку пусковой момент становится ниже момента сопротивления на валу двигателя.

Выбор схемы распределения электроэнергии зависит от климатических условий в цехе, от размещения и габаритов технологического оборудования, от особенностей подъемно-транспортных работ. При нормальном характере среды в цехе и расположении оборудования рядами для подачи электроэнергии используют комплектные шинопроводы типа ШРА, выпускаемые на токи 250, 400 и 630 А. Отдельные ЭП подключают к ШРА через ответвительные коробки кабелем или проводом, проложенным в трубах или металлорукавах. Ответвления от ШРА длиной до 6 м к вводным устройствам технологического оборудования, имеющим собственные защитные аппараты, выполняют без установки аппаратов защиты. При длине, большей 6 м, в ответвительных коробках ШРА устанавливают АВ или рубильник с предохранителем с плавкой вставкой.

На каждые 3 м секции ШРА предусматривают восемь ответвительных коробок (по четыре с каждой стороны). С целью рационального использования шинопроводов на каждые 6 м ШРА должно быть включено не менее двух потребителей.

Для штепсельного присоединения ответвительных коробок к секциям шинопроводов предусмотрены окна с автоматическими закрывающимися шторками, что обеспечивает безопасное присоединение коробок. При открывании шторок питание ЭП прекращается.

При наличии в цехе подвижного оборудования (например, сборочного конвейера) питание осуществляют от комплектных троллейных шинопроводов с медными шинами. Для троллеев мостовых кранов и другого подъемно-транспортного оборудования такие шинопроводы применяют в тех случаях, когда использование открытых троллеев недопустимо по условиям стесненности помещения или повышенной опасности поражения электрическим током. Цеховые ТП могут присоединяться к распределительным подстанциям по радиальной, магистральной или

смешанной схеме, как и ЭП. Но любой вид присоединения экономичнее, чем для ЭП, за счет меньшего количества используемых ячеек и меньшей длины линий.

7.2.3. Назначение и виды трансформаторных подстанций

Цеховые ТП напряжением $6\div 10/(0,4\div 0,69)$ кВ выполняются, как правило, без сборных шин первичного напряжения, как при радиальном, так и при магистральном питании. При радиальной схеме питания цеховой трансформатор обычно имеет глухое присоединение к линии 6 – 10 кВ, идущей от распределительной подстанции (рис. 7.11, а). При магистральной схеме на вводе к цеховому трансформатору в большинстве случаев устанавливают выключатель нагрузки последовательно с предохранителем или разъединитель в комплекте с предохранителем, что позволяет осуществить селективное отключение цеховой ТП при повреждениях или при ненормальном режиме работы трансформатора (рис. 7.11, б). Это более дешевый вариант подключения трансформатора (по сравнению с отдельным выключателем на подстанции). Для трансформаторов 25÷100 кВ·А достаточно устанавливать только разъединитель (рис. 7.11, в).

По требованию заказчика или по условиям эксплуатации возможна отдельная установка трансформатора в цехе для непосредственного питания конкретного технологического агрегата:

- в отдельной камере (со щитом НН или без него);
- открыто, у стены цеха.

Широкая номенклатура предохранителей позволяет выбирать их в соответствии с номинальным током трансформатора и с требуемой отключающей способностью по токам КЗ.

При магистральном питании трансформаторов, используемых для вспомогательных или относительно удаленных производств, на вводе трансформатора с номинальной мощностью S_N устанавливаются: – при $S_N > 630$ кВ·А — предохранитель и выключатель нагрузки (рис. 7.11, б);

- при $S_N < 400$ кВ·А — предохранитель и разъединитель (рис. 7.11, в).

При магистральной схеме с напряжением 6 – 10 кВ установка отключающего АВ не обязательна, если:

- магистраль выполнена воздушной линией и обеспечена достаточная чувствительность защиты к повреждениям в трансформаторе;
- обеспечена необходимая степень резервирования электроснабжения ЭП (применение схемы двойной магистрали и резервирования на стороне низкого напряжения ТП);

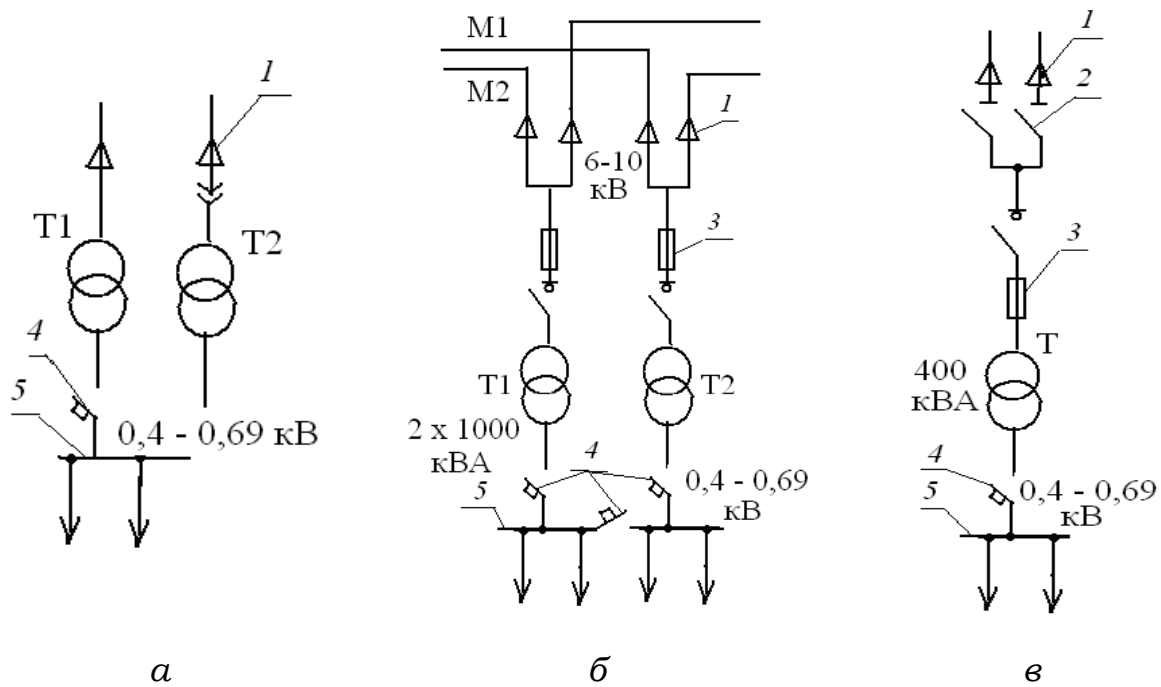


Рисунок 7.11 – Схемы включения трансформаторов КТП в электрическую сеть:

- а* – радиальная схема питания; *б* – магистральная схема с предохранителем и выключателем нагрузки;
в – магистральная схема с разъединителем и предохранителем
 1 – кабельная воронка; 2 – рубильник (разъединитель);
 3 – плавкий предохранитель; 4 – автоматический выключатель;
 5 – распределительный шинопровод

– на двух-трансформаторной подстанции мощность одного трансформатора достаточна для питания ЭП 1-й и 2-й категории, установлена отключающая аппаратура со стороны НН трансформатора, а секции шин ТП оборудованы системой АВР.

Не рекомендуется подключение к одной магистрали более трех трансформаторов 1000 кВ·А (за исключением специальных схем, ставящих, например, целью повысить токи КЗ на стороне 0,4 кВ). Это правило не работает при использовании магистральных кольцевых схем и силовых трансформаторов небольшой мощности (до 400 кВ·А).

7.2.4. Комплектные трансформаторные подстанции

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) состоят из силовых трансформаторов (рис. 7.12, *а*), шкафов ввода высокого (ВН) и низкого (НН) напряжений, отходящих линий и, в случае двух- или трех-трансформаторных подстанций – секционных шкафов. КТП надежнее

отдельно стоящих трансформаторов, так как у них предусмотрена защита от нештатных ситуаций.



Рисунок 7.12 – Комплектные трансформаторные подстанции:
 а – трансформаторная подстанция КТП-2-250 кВ·А проходная;
 б – трансформаторная подстанция КТПГС-630 тупиковая;
 в – шкаф КТП (открытый); г – отдельно стоящая тупиковая КТП

Ввод ВН на подстанцию выполняют через шкаф ввода ВН, содержащий АВ или через выключатель нагрузки с плавким предохранителем. Возможен «глухой ввод» через металлический короб, который крепят к трансформатору со стороны вводов ВН. Шкаф ввода ВН рассчитан на подключение 1 – 3 питающих кабелей, «глухой ввод» используют для подключения одного кабеля.

В состав распределительного устройства (РУ) НН одно-трансформаторной подстанции входит шкаф ввода НН и шкафы отходящих линий. РУ НН двух-трансформаторной подстанции состоит из двух шкафов НН, секционного шкафа и шкафов отходящих линий, которые разделены на

отсеки выключателей, шинных и кабельных отсеков и соединены болтами. В отсеках выключателей устанавливают выкатные АВ, которые закрываются дверцами с замками, ручные приводы для включения, сигнальные лампы, приборы, кнопки и ключи управления. В верхней части, со стороны фасада, в шкафах НН и в секционных шкафах имеется ячейка, в которой установлена аппаратура автоматики, релейной защиты и сигнализации, трехфазный счетчик активной энергии. В шинном отсеке шкафов располагают сборные шины и выключатели.

В КТП с заземленной нейтралью измерение нагрузки ввода в каждой фазе РУ НН осуществляется амперметром с переключателями. На отходящих линиях измерение нагрузки осуществляется в одной фазе, в фазе А. По требованию заказчика на каждую отходящую линию может быть установлен отдельный однофазный счетчик любой модификации (счетчик реактивной энергии, совмещенный, электронный и т.д.), приборы контроля тока и напряжения.

Силовые трансформаторы КТП имеют следующие номинальные мощности: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600 и 2500 кВ·А и номинальные напряжения 6(10) кВ/0,4(0,69) кВ. Такие КТП в Украине выпускают на заводе «Укрэлектроаппарат» (г. Переяслав-Хмельницкий).

По способу компоновки выпускают однорядные (одно-трансформаторные и двух-трансформаторные) и двухрядные (двух-трансформаторные) КТП.

По схеме подключения КТП подразделяют (см. рис. 7.12):

1) на тупиковые, которые подключаются только к одной высоковольтной линии;

2) проходные станции, которые подключаются к двум линиям;

3) киосковые станции – самый распространенный вид подстанций, имеющие высокий показатель безопасности. Они могут изготавливаться с кабельными, воздушными или воздушно - кабельными высоковольтными вводами и выводами отходящих линий 0,4 кВ. На отходящих линиях 0,4 кВ КТП устанавливаются АВ стационарного или выкатного исполнения, или рубильники с предохранителями;

4) утепленные подстанции (КТПНУ) используются в сложных климатических условиях. Их корпус обшит специальными панелями, («сэндвичами»), в них предусмотрена система электрообогрева, управление которой может осуществляться вручную или в автоматическом режиме.

Для удобства эксплуатации КТП, по требованию заказчика, возможна установка системы внутреннего освещения отсеков подстанции

и системы наружного освещения для обеспечения возможности проведения работ в ночное время.

Технические условия для КТП:

- высота над уровнем моря – не более 1000 м;
- температура окружающего воздуха для масляных трансформаторов изменяется от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$; для сухих – от -1°C до $+40^{\circ}\text{C}$;
- окружающая среда - невзрывоопасная, пожаробезопасная, не содержащая токопроводящей пыли и химически активного газа;
- при наружной установке – скорость ветра не более 36 м/с;
- срок службы – не более 25 лет;
- недопустима работа при резких толчках, ударах, при сильной тряске, а также на подвижных установках и в шахтах;
- КТП мощностью 630 и 1000 кВ·А, предназначенные для наружной установки, имеют пыле-брызго-защищенное исполнение с необходимыми уплотнениями;
- для передвижных СЭС выпускают перевозимые комплектные трансформаторные подстанции (ПКТП) мощностью 630 и 1000 кВ·А.

КТП устанавливают на фундаменте, утрамбованной площадке или на бетонных блоках высотой 0,6 м (не входят в комплект поставки подстанции).

КТП с воздушным высоковольтным вводом подключается к ВЛЭП через разъединитель (входит в комплект поставки подстанции), устанавливаемый на ближайшей к подстанции опоре ВЛЭП. Степень защиты КТП обеспечивается оболочкой со степенью защиты *IP34* (*IP23* – для шкафа трансформатора).

Обязательным элементом КТП являются устройства для защиты подстанции от перегрузок в сети и от КЗ. Для того чтобы перепад напряжения не вывел КТП из строя, ее комплектуют разрядниками или ограничителями перенапряжений.

Внутренняя система вентиляции шкафов КТП – естественная.

По способу подключения к СЭС различают мачтовое (или столбовое) исполнение КТП и исполнение для внутренней установки:

1) одно-трансформаторные мачтовые подстанции (КТПМ) или одно-трансформаторные подстанции столбового типа (КТПС) мощностью 25 – 250 кВ·А устанавливают на улице. Их используют для обслуживания небольших ПП или частных объектов и присоединяют к ВЛЭП при помощи разъединителей, разрядников и предохранителей, рис. 7.13;

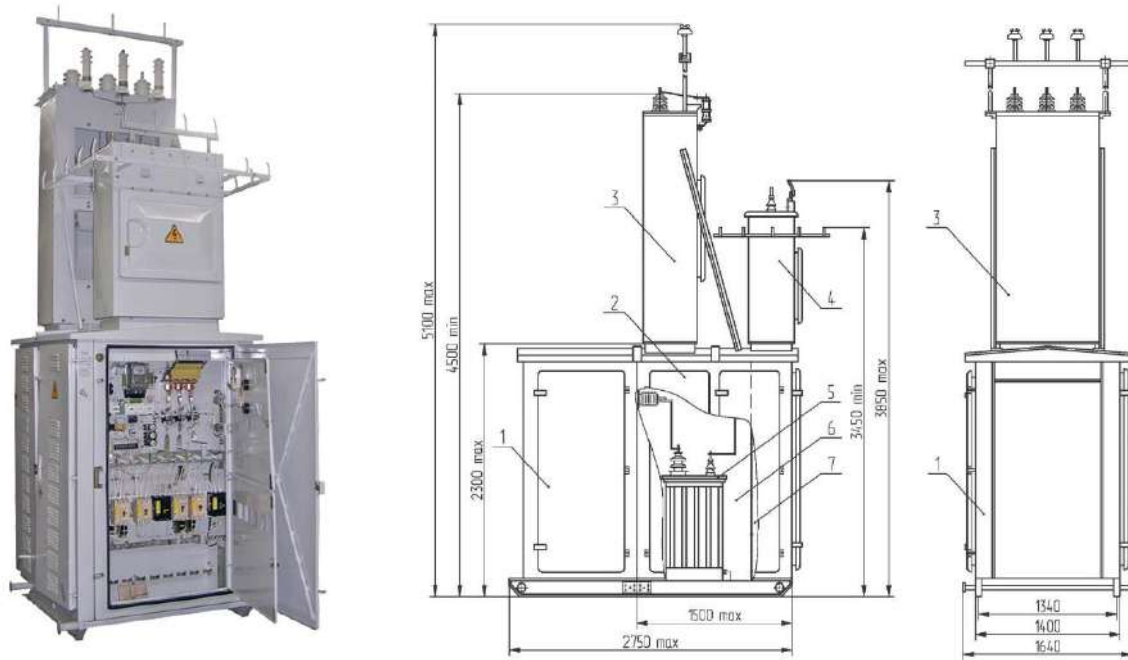


Рисунок 7.13 – Мачтовая КТП мощностью 400 кВ·А

2) тупиковые и проходные («киосковые») КТП мощностью 25 ÷ 1000 кВ·А предназначены для электроснабжения отдельных населенных пунктов и небольших промышленных объектов в районах с умеренным климатом ($\pm 40^\circ\text{C}$);

3) КТП для термообработки грунта или бетона (КТПТО или КТПОБ) используют для подачи напряжения в оборудование, которое используют для ускорения процесса отверждения. Они имеют систему автоматического регулирования температуры, что сокращает расход электроэнергии в рабочих режимах;

4) внутрицеховые КТП мощностью 630 – 2500 кВ·А комплектуются масляными (ТМЗ) или сухими трансформаторами.

Структура условного обозначения КТП представлена на рис. 7.14.

Например, КТП(2ТМЗ-1000-10/0,4-УЗ): КТП двух-трансформаторная с трансформаторами типа ТМЗ; 1000 – номинальная мощность трансформатора, кВ·А; Т – трехфазный, М – масляный (или С – сухой); 10 – напряжение на стороне высокого напряжения (10 кВ); 0,4 – напряжение на стороне низкого напряжения, (0,4 кВ); У – климатическое исполнение (У – умеренный климат); З – категория размещения (в закрытом помещении без специальных условий). КТП не имеют сборных шин первичного напряжения и отличаются только вариантами компоновки оборудования, расположением трансформаторов и РУ НН, рис. 7.15.

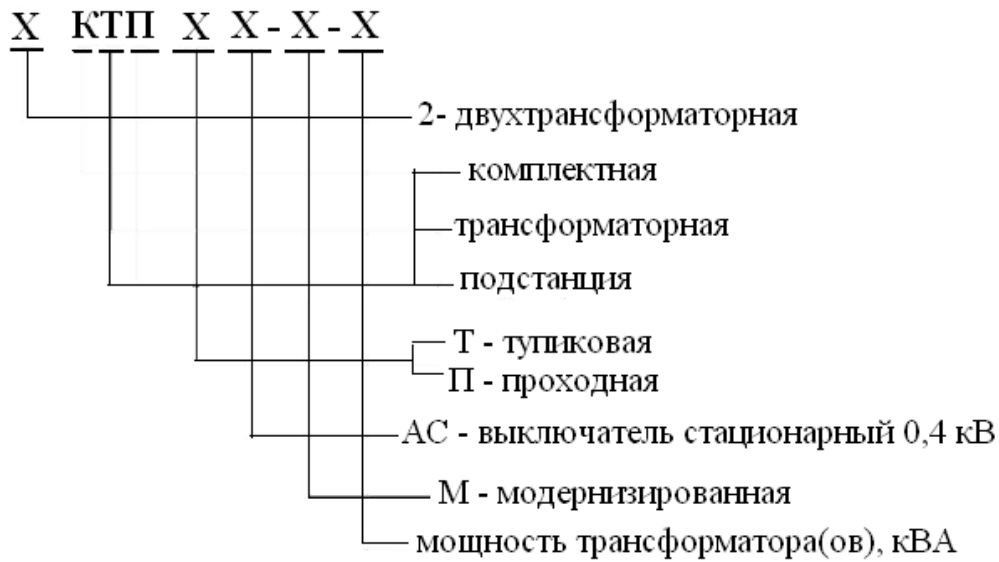


Рисунок 7.14 – Структура условного обозначения КТП

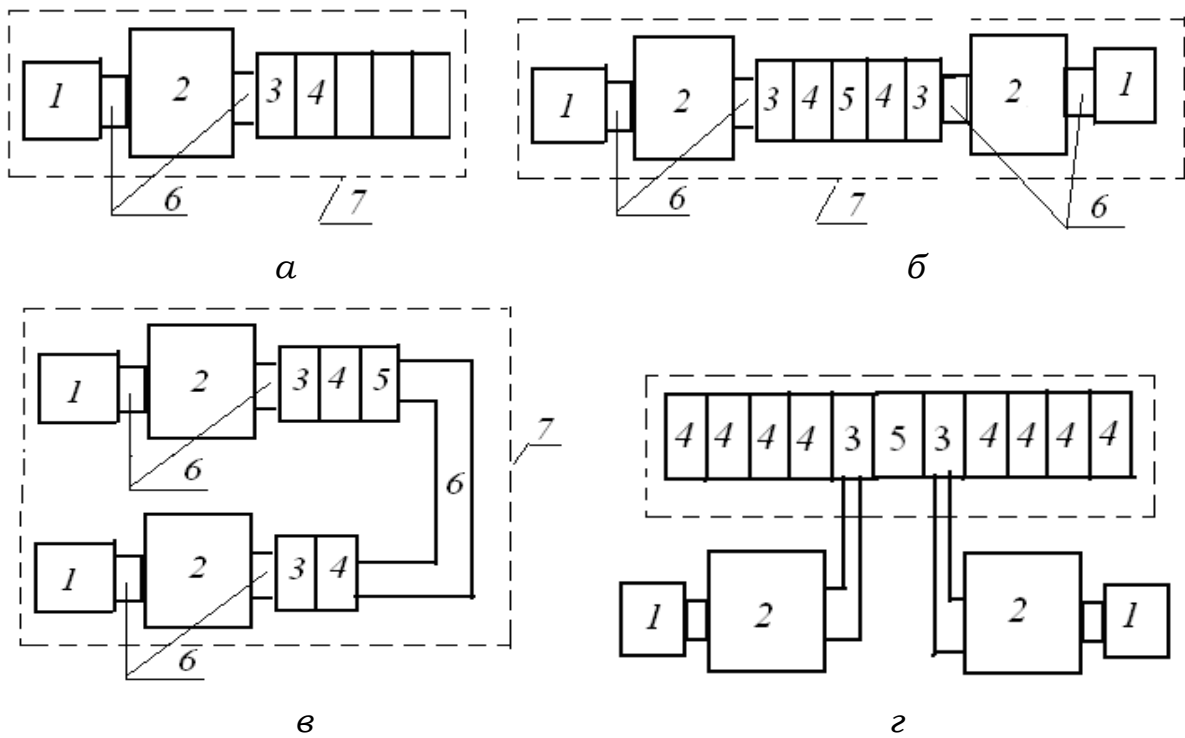


Рисунок 7.15 – Компоновка КТП по расположению трансформаторов и распределительных устройств НН:

а – одно-трансформаторная КТП; б – двух-трансформаторная однорядная;

в – двух-трансформаторная двухрядная;

г – КТП с наружной установкой трансформаторов:

1 – шкаф высоковольтного ввода (ВН); 2 – силовой трансформатор;

3 – шкаф низковольтного ввода (НН); 4 – шкаф линейных выключателей;

5 – секционный шкаф; 6 – шинные коробки; 7 – ограждение подстанции

Шкафы ВН имеют высоковольтные вводы трех типов:

ВВ1 – с глухим присоединением кабеля;

ВВ2 – с присоединением кабеля через разъединитель;

ВВ3 – с присоединением кабеля через разъединитель и предохранитель.

7.2.5. Выбор типа, числа, места размещения и мощности цеховых трансформаторов

7.2.5.1. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Определение числа и мощности цеховых трансформаторов выполняется одновременно с выбором компенсирующих устройств (КУ) по данным технико-экономических расчетов с учетом:

- категории надежности электроснабжения потребителей;
- способа компенсации реактивных нагрузок на напряжение до 1 кВ;
- перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режимах и графиков нагрузки;
- шага стандартных мощностей трансформаторов.

Нецелесообразно устанавливать большое число трансформаторов на каждой ТП без учета того, является ли она цеховой или главной подстанцией завода. Это приведет к дополнительным капиталовложениям, повысит годовые расходы, увеличит потери энергии, т.к. КПД маленьких трансформаторов ниже, чем крупных. Также в трансформаторах увеличивается расход материалов и число аппаратов, усложняется схема коммутации и, следовательно, усложняется эксплуатация таких подстанций.

При выборе числа и мощности трансформаторов рекомендуется пользоваться следующими правилами:

1) трансформаторы мощностью более 1000 кВ·А следует применять для ЭП большой мощности (электропечей, металлургического оборудования), для однофазных ЭП, при наличии ЭП с частыми пиками нагрузки (например, электросварочные установки) и в цехах с высокой удельной плотностью нагрузки;

2) для цеховых подстанций следует выбирать однотипные трансформаторы одинаковой мощности;

3) для двух-трансформаторных подстанций, а также для одно-трансформаторных подстанций с магистральной схемой подключения мощность каждого трансформатора следует выбирать так, чтобы при выходе из строя одного трансформатора оставшийся в работе трансформатор мог обеспечить всю нагрузку потребителей 1-й и 2-й категорий (с учетом

допустимых нормальных и аварийных нагрузок). Для ЭП 2-й категории надежности номинальная мощность трансформаторов двух-трансформаторной подстанции выбирается равной 70 % от общей расчетной нагрузки цеха: при выходе из строя одного из трансформаторов второй на время ликвидации аварии оказывается загруженным не более чем на 140 %, что допустимо. Потребители 3-й категории могут временно отключаться.

Перегрузочная способность трансформаторов определяется выбором единичной мощности трансформатора из условия, кВ·А:

$$S_{N\text{тр}} = \frac{S_{\Sigma}}{1,4},$$

где S_{Σ} – суммарная расчетная мощность силовых и осветительных ЭП с учетом возможной выдачи реактивной мощности синхронными двигателями (СД) и возможного подключения КУ к шинам РП, питающим двигатели, кВ·А;

1,4 – усредненная перегрузочная способность силовых трансформаторов для регионов, расположенных в средних широтах. В некоторых регионах значение этого коэффициента может меняться от 1,6 до 1,8.

По результатам расчетов принимают ближайшую стандартную мощность силовых трансформаторов (ГОСТ 14209-85). Минимальное число цеховых трансформаторов $N_{\min}$ одинаковой мощности $S_{N\text{тр}}$, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяется по формуле

$$N_{\min} = \frac{P_p + P_{p.\text{осв}}}{\beta \cdot S_{N\text{тр}}} + \Delta N \quad (7.1)$$

где P_p – суммарное значение мощности силовой нагрузки в цехе предприятия, кВт;

$P_{p.\text{осв}}$ – суммарное значение мощности осветительной нагрузки в цеху предприятия, кВт;

β – коэффициент загрузки трансформаторов в зависимости от категории надежности электроснабжения ЭП, питаемых от этого трансформатора(ов), и от числа трансформаторов в КТП. Коэффициент изменяется в пределах $\beta = 0,5 \div 0,9$;

$S_{N\text{тр}}$ – предварительно принятое значение мощности силовых трансформаторов, которые планируют к установке в цехе, кВ·А;

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов $N_{\text{опт}}$ определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и отличается от N_{min} на величину m :

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{min}} + m, \quad (7.2)$$

где m – количество дополнительно установленных трансформаторов.

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ. Суммарную расчетную мощность цеховых конденсаторных батарей низкого напряжения (НБК) рассчитывают по минимуму приведенных затрат в два этапа:

- 1) выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов ($N_{\text{опт}}$);
- 2) определяют дополнительную мощность НБК для оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети предприятия напряжением 6–10 кВ.

Суммарная расчетная реактивная мощность ($Q_{\text{нк}}$) НБК может быть рассчитана, квар:

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}}, \quad (7.3)$$

где $Q_{\text{нк1}}$ и $Q_{\text{нк2}}$ – суммарные реактивные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

По выбранному числу трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, квар:

$$Q_T = \sqrt{(\beta \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{N_{\text{тр}}})^2 - (P_p + P_{p.\text{осв}})^2}. \quad (7.4)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей напряжением до 1 кВ для данной группы трансформаторов, квар:

$$Q_{\text{нк1}} = Q_{p\Sigma} - Q_T. \quad (7.5)$$

где $Q_{\text{нк1}}$ – суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, которая обеспечивает оптимальное число трансформаторов.

Мощность НБК, приходящаяся на один трансформатор:

$$Q'_{\text{нк1}} = \frac{Q_{\text{нк1}}}{N_{\text{опт}}}, \text{ квар} \quad (7.6)$$

Пропускная способность при стандартной мощности НБК, квар:

$$Q_{\text{проп}} = (Q_p + Q_{p.o}) - N_{\text{опт}} \cdot Q'_{\text{нк1спр}}, \quad (7.7)$$

где $Q'_{\text{нк1спр}}$ – стандартное (справочное) значение емкости конденсаторной установки, квар;

Q_p – суммарное значение реактивной мощности силовых ЭП, установленных в цехе, квар;

$Q_{p.o}$ – суммарное значение реактивной мощности осветительных ЭП, установленных в цехе, квар.

Определяем мощность НБК для снижения потерь мощности в трансформаторах. Дополнительная мощность НБК ($Q_{нк2}$) для данной группы трансформаторов определяется, квар:

$$Q_{нк2} = Q_{проп} - \gamma \cdot N_{опт} \cdot S_{Nтр}, \quad (7.8)$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров k_{p1} и k_{p2} и схемы питания цеховой ТП.

k_{p1} зависит от удельных приведенных затрат на НБК, на высоковольтную батарею конденсаторов и от потерь активной мощности. Для общепромышленных ЭП можно принять $k_{p1} = 12$ [17].

Значение k_{p2} определяют по формуле

$$k_{p2} = \frac{l \cdot S_{Nтр}}{S_l}, \quad (7.9)$$

где S_l – сечение питающей линии, м²;

l – длина линии, питающей цеховые трансформаторы, м.

$S_{Nтр}$ – номинальная мощность выбранных цеховых трансформаторов, кВ·А.

По графикам на рис. 4.9, б [10, с. 107] определяем значение γ .

На практике допустимый коэффициент загрузки цеховых трансформаторов для двух-трансформаторных цеховых ТП принимается:

- для потребителей 1-й категории $k_z = 0,5 \div 0,7$;
- для потребителей 2-й категории $k_z = 0,7 \div 0,8$;
- для потребителей 3-й категории $k_z = 0,9$.

Значение $S_{Nтр}$ в выражениях (7.8) и (7.9) принимают в зависимости от удельной плотности расчетной нагрузки. Рекомендуемая максимальная мощность трансформаторов при плотностях нагрузки:

- до 0,2 кВ·А/м² – до 1000 кВ·А;
- от 0,2 до 0,5 кВ·А/м² – от 1000 до 1600 кВ·А;
- свыше 0,5 кВ·А/м² – 1600 и 2500 кВ·А.

Если плотность нагрузки более 0,4 кВ·А/м², то независимо от категории надежности электроснабжения целесообразно применять двух-трансформаторные подстанции. Для питания вспомогательных цехов и участков предприятий следует применять трансформаторы мощностью не более 630 кВ·А.

Применение одно-трансформаторных подстанций в цехах является наиболее простым и дешевым решением. На крупных предприятиях,

имеющих складской резерв трансформаторов, их можно применять для питания ЭП 2-й и даже 1-й категорий, если мощность последних не превышает 15÷20 % от мощности установленного трансформатора и если возможно резервирование подстанций по вторичному напряжению перемычками с АВР.

Одно-трансформаторные подстанции целесообразно закольцовывать магистралями или кабельными перемычками на стороне НН (0,4 кВ). Это сохраняет электроснабжение при отключении любого трансформатора и возможность загрузки каждого трансформатора до расчетного значения. Для повышения надежности электроснабжения рекомендуют устанавливать двух-трансформаторные подстанции для обеспечения всех потребителей.

Для установки в промышленных цехах преимущественно рекомендуется применение масляных трансформаторов, с ограничениями по числу и мощности. Для установки внутри зданий применяются трансформаторы закрытого типа (ТМЗ, ТНЗ), у которых изоляторы закрыты кожухом, с азотной подушкой над маслом в расширительном бачке под небольшим избыточным давлением. Запрещено при проведении модернизации, ремонтов с заменой трансформаторов или при монтаже новых трансформаторов устанавливать в цеху (в закрытом помещении) трансформаторы типа ТМ (трехфазные масляные) без защиты.

Число и мощность трансформаторов цеховых подстанций являются взаимосвязанными величинами, поскольку при заданной расчетной нагрузке цеха число трансформаторов будет меняться в зависимости от выбранной единичной мощности трансформаторов. Увеличение единичной мощности снижает общее количество устанавливаемых трансформаторов, но увеличивает протяженность сетей, а также затраты на коммутационную аппаратуру и обслуживание.

Раньше широко использовалась схема $Y/Y-0$, в настоящее время рекомендуется и чаще используется схема соединений обмоток трансформатора $\Delta/Y-11$, у которой меньше сопротивление нулевой последовательности и лучше защита от однофазных КЗ.

7.2.5.2. Выбор трансформаторов для питания сварочного оборудования

Особенностью работы сварочного оборудования является то, что нагрузки имеют резко переменный характер, что приводит к возникновению колебаний напряжения в сети. Поэтому электроснабжение других

ЭП следует организовывать отдельно от сварочных установок. Если мощность сварочных установок не более 15 % номинальной мощности цехового трансформатора, то возможно подключать их к тому же трансформатору (непосредственно к шинам КТП) вместе с другими ЭП, но по отдельным линиям. Если суммарная нагрузка сварочных установок более 15 % номинальной мощности цехового трансформатора, то их следует подключать к отдельным трансформаторам.

Выбор мощности трансформаторов, питающих различные типы сварочного оборудования, осуществляют по условию, кВ·А:

$$S_{N\text{ тр}} \geq \frac{S_{ef}}{0,2 \div 0,6}, \quad (7.10)$$

где S_{ef} – полная эффективная мощность сварочных установок, кВ·А:

$$S_{ef} = P / \cos \varphi;$$

P – суммарная активная мощность нагрузки, кВт.

При питании многоточечных сварочных машин и автоматических сварочных линий, в которых нет схемы «ожидания», мощность трансформатора должна быть, кВ·А:

$$S_{N\text{ тр}} \geq \frac{S_{ef}}{0,2 \div 0,3}. \quad (7.11)$$

При питании одноточечных машин, а также многоточечных сварочных машин и автоматических сварочных линий, имеющих схему «ожидания», а также при питании стыковых и шовных сварочных машин, мощность трансформатора, кВ·А:

$$S_{N\text{ тр}} \geq \frac{S_{ef}}{0,5 \div 0,6}. \quad (7.12)$$

Если при питании сварочных установок применяют трансформаторы с усиленным креплением обмоток ($S_{трN} = 2500$ кВ·А, $u_k = 5,5$ %), которые допускают кратности ударных нагрузок $1,55 \cdot P_N$ при количестве 300 ударных пиков в сутки, мощность трансформатора выбирают по условию, кВ·А:

$$S_{N\text{ тр}} \geq \frac{S_{ef}}{0,7 \div 0,8}. \quad (7.13)$$

7.2.5.3. Определение рациональных мест размещения цеховых трансформаторов

При выборе места размещения цеховых трансформаторов необходимо:

– максимально приближать цеховые трансформаторы к центрам электрических нагрузок (ЦЭН), что позволит приблизить высокое напряжение к центрам потребления и снизить протяженность сетей низкого напряжения, т.е. потери.

ЦЭН – условная точка на территории ПП, в которой показатели разброса потребления электроэнергии в отдельных цехах предприятия имеют наименьшее значение;

– увеличивать число цеховых трансформаторов, но обязательно учитывать при этом данные технико-экономических расчетов (ТЭР);

– размещать цеховые трансформаторы так, чтобы они не мешали прокладке линий электроснабжения НН по кратчайшему пути для обеспечения экономии материалов и снижения потерь;

– при выборе места расположения цеховых ТП необходимо обеспечивать возможность проведения их монтажа, обслуживания и ремонтов.

Расположение цеховых ТП влияет на построение рациональной и экономичной схемы распределительной сети цеха или блока станции. По расположению различают внутрицеховые, встроенные, пристроенные и отдельно стоящие цеховые подстанции, рис. 7.17.

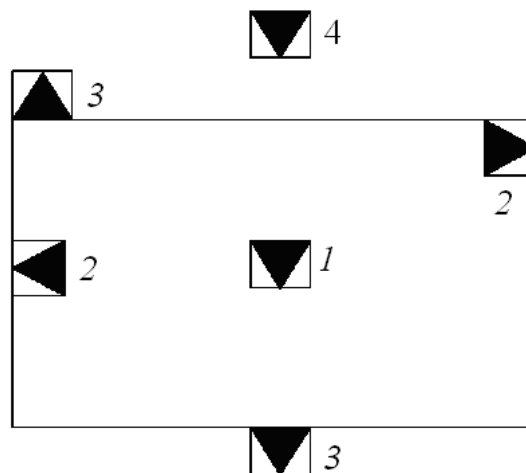


Рисунок 7.17 – Расположение цеховых подстанций:

1 – внутрицеховая; 2 – встроенная; 3 – пристроенная;
4 – отдельно стоящая

Внутрицеховые ТП применяют в многопролетных цехах с большими площадями, со значительной плотностью нагрузки и в цехах с небольшими площадями, когда трудно выбрать место для сооружения ТП. Их располагают у колонн цеха, в «мертвой зоне» работы мостовых кранов, так, чтобы они занимали минимальные производственные площади.

Пристроенные ТП рекомендуется применять при неблагоприятном внутрицеховом климате, в цехах со сложными технологическими процессами, например, при возможности разлива жидкого металла по территории цеха. В этом случае применяют КТП наружной установки (КТПН). Эта установка предпочтительнее пристроенных и встроенных ТП, т.к. при этом снижается ее стоимость, улучшаются условия охлаждения трансформаторов.

Отдельно стоящие ТП применяются как вынужденное решение для электроснабжения ЭП пожаро- и взрывоопасных цехов, а также для мелких предприятий с разбросанными по территории цехами.

7.3. Методы расчета электрических нагрузок внутрицеховой СЭС

На практике применяют разные методы определения электрических нагрузок в цехах ПП. При выборе метода необходимо знать:

- тип, количество, режимы работы ЭП и осветительных сетей всех типов (рабочее, индивидуальное, аварийное);
- план размещения оборудования (ЭП) и осветительных сетей в цеху;
- особенности цеховых технологических процессов.

Для определения величины электрических нагрузок, выбора количества и мощности цеховых трансформаторов используются следующие методы:

- метод коэффициента спроса;
- метод упорядоченных диаграмм (метод графиков нагрузок);
- метод удельного расхода электроэнергии на единицу продукции;
- метод удельной плотности нагрузки (на единицу площади).

Для расчетов по представленным методам используют коэффициенты:

- коэффициенты использования активной мощности определяют, как отношение средней (номинальной) мощности к установленной (используемой), о.е.:

$$k_{us} = P_N / P_{us} \quad (0,6 \leq k_{us} \leq 0,95);$$

- коэффициент максимума – отношение максимальной суммарной активной нагрузки в цеху к средней нагрузке в наиболее загруженную смену, о.е.:

$$k_{\max} = P_{\max} / P_{\text{aver}};$$

– коэффициент спроса (по активной мощности) – отношение максимальной активной нагрузки к установленной мощности ЭП согласно паспортным данным, о.е.:

$$k_c = P_{\max} / P_{us};$$

или

$$k_c = k_{us} \cdot k_{\max}.$$

1) *Метод коэффициента спроса* наиболее простой, широко распространен, с него обычно начинают расчет. Его применяют для расчета нагрузок отдельных групп ЭП, для которых есть данные о величине коэффициента спроса, и для ЭП, которые работают с постоянной нагрузкой и с коэффициентом включения, равным (или близким) единице, как, например, ЭД насосов, вентиляторов и т. п.

Расчетная активная мощность P_p однородных по режиму работы ЭП определяется, кВт:

$$P_p = k_c \cdot P_{\Sigma},$$

где P_{Σ} – суммарная установленная мощность группы ЭП, кВт.

Установленная мощность складывается из номинальных мощностей ЭП, приведенных в случае повторно-кратковременных режимов работы (ПВ = 25 %; 40 %; 60 % или ПВ = 0,25; 0,4; 0,6 о.е.) к длительному режиму ПВ=100 %, (ПВ=1).

Для электродвигателей, кВт:

$$P_N = P_{расп} \cdot \sqrt{ПВ},$$

где значение ПВ подставляют в о.е.;

$P_{расп}$ – номинальная мощность ЭД, кВт.

Для трансформаторов рассчитывают значение полной мощности, кВ·А:

$$S_N = S_{расп} \cdot \sqrt{ПВ}.$$

Если ПВ не задано, то его рассчитывают на один цикл, о.е.:

$$ПВ = \frac{t_{вкл}}{t_{вкл} + t_{откл}},$$

где $t_{вкл}$ – время включения (работы) оборудования, час;

$t_{откл}$ – время отключения оборудования, час.

Если необходимо рассчитать реактивную мощность, то поступают аналогично, квар:

$$Q_N = Q_{расп} \cdot \sqrt{ПВ}.$$

Коэффициент спроса определяется по справочным таблицам (для примера в табл. 7.3 приведены значения k_c для насосов котельного оборудования). Для отдельных ЭП большой мощности, а также для ЭП, редко или впервые встречающихся в проектной практике, k_c определяют по

фактическим коэффициентам загрузки совместно с технологами. Если имеется несколько (n) различных групп ЭП, то полная мощность определяется по выражению, кВт·А:

$$S_{\Sigma} = k_{c.\max} \cdot \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{Ni}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{Ni}\right)^2}, \quad (7.14)$$

где $k_{c.\max}$ – коэффициент максимума нагрузки различных групп ЭП.

По представленному алгоритму рассчитывают среднюю полную мощность.

При работе ЭП с пиковой мощностью (максимальной кратковременной нагрузкой, длительность которой составляет 1 – 2 с), мощность определяют по данным самозапуска ЭД. Полученное значение используют для выбора плавких вставок предохранителей, для расчета тока максимальной токовой защиты, для оценки потерь напряжения в контактных сетях и проверки колебаний напряжения.

Таблица 7.3 – Значения коэффициент спроса K_c для насосов котельного оборудования

Группы насосов	Установленная мощность ЭП, P_N , кВт	Коэффициент спроса K_c , о.е.	Расчетное число часов работы за год, час
Питательные	55,0	0,85	4300
Циркуляционные для мазута	26,4	0,93	8760
Подпиточные	4,5	0,38	8760
Насосы перекачки конденсата	16,5	0,81	8760
Насосы перекачки сырой воды	7,2	0,85	8760
Насосы перекачки зимней сетевой воды	55,0	0,80	5090
Насосы перекачки летней сетевой воды	14,6	0,80	3680
Насос-дозатор нитратов	0,6	0,17	8760
Насосы промывки	2,8	0,46	345
Насосы насыщенного раствора соли	2,2	0,55	365

Мощность осветительной нагрузки определяется, кВт:

$$P_{N\text{э.о}} = k_{c.o} \cdot P_{No},$$

где $k_{c.o}$ – коэффициент спроса для осветительных установок. Он принимается равным:

- для производственных зданий, состоящих из одного или нескольких помещений, $k_{c.o} = 0,95$;
- то же, но при большом числе помещений, для офисных, лабораторных и аналогичных помещений $k_{c.o} = 0,9$;
- для жилых помещений $k_{c.o} = 0,7 \div 0,8$;
- для складов и подстанций $k_{c.o} = 0,6$.

Для окончательного расчета в выражение (7.14) к суммарной расчетной мощности силовых ЭП добавляют суммарную расчетную мощность освещения, кВт·А:

$$S_{\Sigma} = k_{c.max} \cdot \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{Ni} + \sum_{i=1}^n P_{Ni.o} \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{Ni} \right)^2}.$$

Приведенное значение общего $k_{c.o}$ для всего промышленного объекта (цеха) используют в тех случаях, когда определение расчетной мощности ведется по укрупненным показателям. На практике данные расчета силовых и осветительных нагрузок сводят в таблицы.

2) *Метод упорядоченных диаграмм* является в настоящее время основным при разработке технических и рабочих проектов СЭС. По этому методу активную нагрузку силовых ЭП на всех ступенях питающих и распределительных сетей (включая трансформаторы и преобразователи) определяют по суммарной средней мощности всех ЭП (P_{cmi}) и по коэффициенту максимальной расчетной нагрузки k_{max} из выражения, кВт:

$$P_{\Sigma} = k_{max} \cdot \Sigma P_{cm}.$$

Для этого для каждой группы ЭП определяют суммарную номинальную мощность, которая равна сумме их паспортных мощностей. Дальнейший расчет выполняется по следующему алгоритму:

а) определяют суммарную номинальную мощность отдельной группы ЭП (ΣP_{Ni}), кВт;

б) рассчитывают электрические нагрузки в цеху за наиболее загруженную смену для каждой группы ЭП с использованием группового коэффициента использования $k_{us.rpi}$:

$$\begin{aligned} P_{cmi} &= P_{Ni} \cdot k_{us.rpi}; \\ Q_{cmi} &= P_{Ni} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \end{aligned}$$

где P_{Ni} – номинальная активная мощность i -той группы ЭП, кВт;

Q_{cmi} – номинальная реактивная мощность i -той группы ЭП, квар;

$k_{us.rpi}$ – коэффициент использования для i -той группы ЭП, о.е.;

в) определяют групповое значение коэффициента использования $k_{us.гр}$ для каждой группы ЭП с достаточным для практических расчетов приближением:

$$k_{us.гр} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{cmi}}{\sum_{i=1}^n P_{Ni}},$$

где n - число подгрупп ЭП (или отдельные крупные ЭП) с различными режимами работы, входящих в данную группу;

P_{cmi} - средняя активная мощность i -той подгруппы за наиболее загруженную смену;

P_{Ni} - суммарная номинальная активная мощность i -й подгруппы ЭП;

г) определяют эффективное число ЭП n_{ef} - такое число одинаковых по мощности и режиму работы ЭП, который формирует тот же расчетный максимум нагрузки P_{max} , что и действительное число ЭП, работающих в различных режимах и имеющих различную установленную (номинальную) мощность, о.е.:

$$n_{ef} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{Ni})^2}{\sum_{i=1}^n P_{Ni}^2}.$$

Если выполняется условие

$$m = \frac{P_{Nmax}}{P_{Nmin}} \geq 3 \text{ и } k_{us.гр} \geq 0,2,$$

то для расчета n_{ef} можно использовать упрощенную формулу:

$$n_{ef} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{Ni}}{P_{Nmax}},$$

где P_{Nmax} - мощность наибольшего ЭП группы, кВт;

P_{Nmin} - мощность наименьшего ЭП группы, кВт;

д) по известным значениям n_{ef} и $k_{us.гр}$ находим коэффициент расчетной нагрузки k_p из справочной литературы:

$$k_p = f(n_{ef}, k_{us.гр});$$

е) после определения k_p определяют расчетные значения активной нагрузки и реактивной мощности, кВт:

$$P_p = k_p \cdot \sum_{i=1}^n P_{cmi};$$

при $n_{ef} \geq 10$ реактивная мощность может быть рассчитана, квар:

$$Q_p = \sum_{i=1}^n Q_{cmi},$$

при $n_{ef} \leq 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{cmi}.$$

Полная нагрузка от силовых ЭП цеха $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ кВ·А;

ж) на ПП около 10 – 20 % потребляемой электроэнергии затрачивается на электрическое освещение. Расчет нагрузки от осветительных ЭП ведется с учетом норм промышленного освещения по классификатору работ (ДБН В.2.5-28-2006). Выбор правильного освещения способствует рациональному использованию электроэнергии, повышению производительности труда, улучшению качества и увеличению количества выпускаемой продукции, уменьшению количества аварий и случаев травматизма, снижению утомляемости рабочих. Осветительная нагрузка с учетом коэффициента спроса, кВт:

$$P_{N.o} = S \cdot \rho_o \cdot 10^{-3},$$

$$P_{p.o} = P_{N.o} \cdot k_{c.o},$$

где $P_{N.o}$ – полная установленная мощность осветительных установок, кВт, на территории цеха площадью S , м²;

ρ_o – удельная плотность осветительной нагрузки, которая выбирается с учетом разряда зрительных работ, Вт/м²;

$P_{p.o}$ – нагрузка от осветительных установок, кВт.

Для цехов машиностроительных предприятий в среднем можно принять $\rho_o = 14,3$ Вт/м², коэффициент спроса по осветительной нагрузке $k_{c.o} = 0,9 \div 0,95$.

Если для освещения приняты только лампы накаливания, то $Q_{N.o} = 0$. Если в системе освещения используют ртутные или газообразные лампы, то можно принять $\cos\varphi = 0,6$ и $\operatorname{tg}\varphi = 1,39$. Тогда, квар:

$$Q_{N.o} = P_{N.o} \cdot \operatorname{tg}\varphi;$$

з) максимальная активная расчетная нагрузка, кВт:

$$P_{\max\Sigma} = P_{p.\max} + P_{p.o}.$$

Полная максимальная расчетная нагрузка с учетом реактивной мощности осветительной нагрузки, кВ·А:

$$S_{\max\Sigma} = \sqrt{P_{\max\Sigma}^2 + (Q_{\max\Sigma} + Q_{N.o})^2};$$

и) по удельной плотности нагрузки выбирают число и мощность цеховых трансформаторов. Одновременно проводится выбор КУ, для чего необходимо выбрать степень компенсации, например, $\beta = 0,7$.

Удельная плотность нагрузки, кВА/м²:

$$\gamma_{\text{нагр}} = \frac{S_{\text{max}\Sigma}}{S}.$$

Для цехов машиностроительной и металлургической промышленности при значении удельной плотности нагрузки $\gamma_{\text{нагр}} < 0,2 \div 0,3$ кВ·А/м² следует применять трансформаторы мощностью 400; 630; 1000; 1250, 1600 кВ·А.

Для выбора мощности устройств компенсации рассматривают 3 варианта: рассчитанное по (7.1) число трансформаторов N ; $(N + 1)$; $(N + 2)$. Для всех трех вариантов рассчитывают затраты на установку и принимают вариант с наименьшими затратами;

к) стоимость потерь активной мощности, грн/кВт:

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{t_{\text{max}}} + \beta \right) \cdot t_{\text{year}}.$$

где α – основная годовая ставка (грн) за 1 кВт заявленного максимума нагрузки (грн/кВт);

β – дополнительная ставка, которая предусматривает дополнительную оплату за 1 кВт·час активной электроэнергии по счетчику, грн/(кВт·час). Например, при $\alpha = 1,2$ грн/(кВт·час) значение $\beta = 0,01$ грн/(кВт·час);

$t_{\text{max}} = 4345$ час – число часов использования максимума нагрузки на ПП в год; $t_{\text{year}} = 4500$ час – годовой фонд рабочего времени.

Выбирают минимально необходимое количество трансформаторов для установленного в цеху оборудования с учетом технологических процессов производства и категории надежности электроснабжения, штук:

$$N = \frac{P_{\text{max}} + P_{\text{max.o}}}{\beta \cdot S_{\text{Nmp}}}.$$

Округляют N до большего целого числа. Расчеты сводят в таблицу и сравнивают варианты. Выбирают самый дешевый вариант. После этого составляют однолинейную СЭС цеха (корпуса, здания).

7.4. Принципы построения цеховых сетей

В зависимости от принятой СЭС и климатических условий в цеху, электрические сети выполняют шинопроводами, кабельными линиями и/или проводами.

1) *Шинопровод* – комплектное устройство, состоящее из системы проводящих элементов (жестких медных или алюминиевых шин), которые

предназначены для передачи и распределения электрической энергии. Их размещают внутри лотка, трубы или внутри другой оболочки, они опираются на изолированные опоры (МЭК 439-2-87).

Шинопровод состоит из следующих частей:

- секции с местами для присоединения ответвительных устройств или без них;
- гибкие, компенсационные, переходные или присоединительные секции, секции транспозиции фаз;
- ответвительные устройства.

Цеховые электрические сети выполняют с открытыми, защищенными или с закрытыми шинопроводами.

Открытые шинопроводы, рис. 7.18, применяют, как правило, для магистралей, к которым ЭП непосредственно не подключаются. Они выполняются медными или алюминиевыми шинами, закрепленными на изоляторах, и прокладываются по фермам и колоннам цехов с неагрессивной средой на недоступной высоте. Питание электрических распределительных пунктов (РП) от открытых шинопроводов выполняют кабелями или проводами, проложенными в трубах. Такое исполнение сети характерно для литейных и прокатных цехов металлургических заводов, сварочных и кузнечно-прессовых участков механосборочных заводов.



Рисунок 7.18 – Открытый шинопровод

К открытым шинопроводам относятся открытые троллеи кранов и шинные магистрали, рис. 7.19. Они выполняются в виде шин, прокладываемых на изоляторах, прикрепленных к колоннам или фермам. При этом обязательно соблюдаются нормы минимальных расстояний до оборудования и трубопроводов, а также нормы минимальных высот.

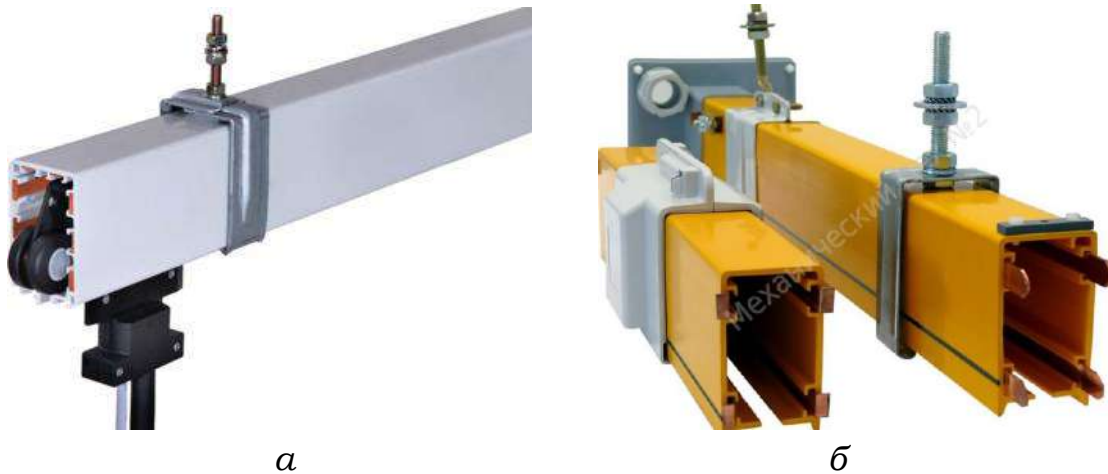


Рисунок 7.19 – Открытые шинопроводы с защитными металлическими коробами:

а - троллейный шинопровод; *б* - шинопровод для мостового крана

В местах, где возможно случайное прикосновение к шинам, открытые шинопроводы закрывают защитными металлическими коробами или сетками. В цехах ПП преимущественно используют закрытые и защищенные шинопроводы. Защищенный шинопровод выполняется, как и открытый шинопровод, но он огражден сеткой или коробом из перфорированных листов для защиты от случайного прикосновения и попадания на шины посторонних предметов.

В закрытых шинопроводах шины полностью закрыты сплошным коробом. Такие шинопроводы называют комплектными, так как они поставляется в виде отдельных секций, включающих три - четыре шины, заключенные в оболочку и скрепленные самой оболочкой или изоляторами-клеммами.

Для выполнения прямых участков шинопроводов используют прямые секции, для поворотов – угловые, для разветвлений – тройниковые и крестовые, для ответвлений – ответвительные, для присоединений – присоединительные, для компенсации изменения длины при температурных удлинениях – компенсационные и для подгонки длины – подгоночные. Секции соединяют сваркой, болтовыми или штепсельными креплениями. Магистральные шинопроводы выдерживают значительные токи, они рассчитаны на токи от 1600 до 4000 А и на большое количество присоединительных ответвлений для подключения потребителей: по 2 на каждые 6 м, рис. 7.20.

Магистральные шинопроводы марки ШМА (рис. 7.20, *а*) собирают из прямоугольных алюминиевых шин (рис. 7.20, *б*), изолированных друг от

друга, расположенных вертикально и зажатых между специальными изоляторами внутри перфорированного корпуса.

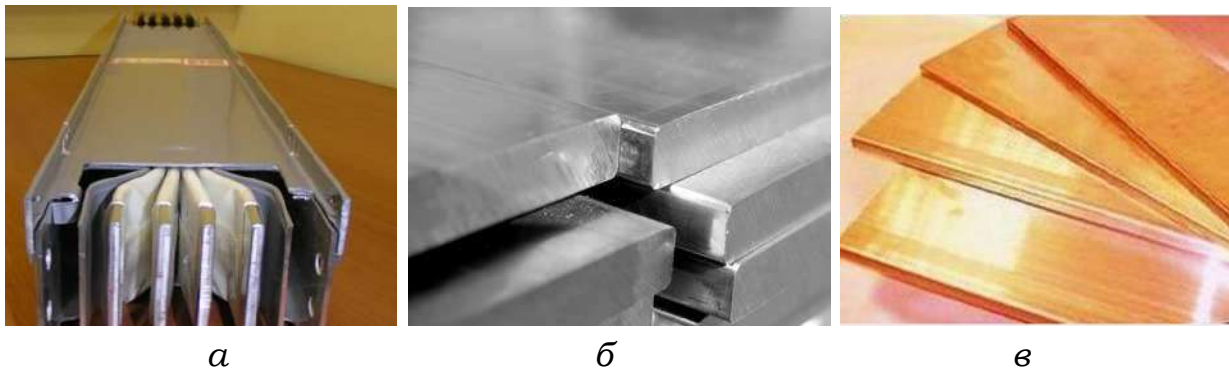


Рисунок 7.20 – Магистральный шинопровод и шины
 а – магистральный шинопровод марки ШМА;
 б – алюминиевая шина; в – медная шина

Шинопроводы марки ШМА предназначены для цеховых четырехпроводных сетей с глухозаземленной нейтралью. Номинальный ток – 250÷4000 А. На каждой секции длиной 3 м устанавливают восемь ответвительных коробок (по четыре с каждой стороны), в них установлены АВ или предохранители с рубильниками. Для главных магистралей выпускают комплектные алюминиевые шинопроводы типов ШМА73УЗ, ШМА73ПУЗ и ШМА68-НУЗ. Когда этому не препятствуют местные условия, магистральные шинопроводы крепят на кронштейнах или специальных стойках на высоте 3÷4 м над полом помещения. Это обеспечивает небольшую длину спусков к распределительным магистралям, силовым распределительным пунктам или мощным ЭП. Распределительные шинопроводы марок ШРА (алюминиевые) и ШРМ (медные, рис. 7.20, в) используются для передачи и распределения электроэнергии с возможностью непосредственного присоединения к ним ЭП в системах с глухозаземленной нейтралью при напряжении 380/220 В.

Вводная коробка ШРА может быть установлена на конце секции или в месте стыка двух секций. Отдельные ЭП подключают к ШРА через ответвительные коробки кабелем или проводом, проложенным в трубах, коробах или металлорукавах. Участок цеховой сети, выполненный комплектными шинопроводами, представлен на рис. 7.21. В соответствии с ГОСТ 15176-89, выпускаются алюминиевые шины прямоугольного сечения марок А6, А5, АД0, АД31, АД31Т, которые предназначены для изготовления токопроводов, шинных сборок, РУ и т.п. (см. рис. 7.20, б).

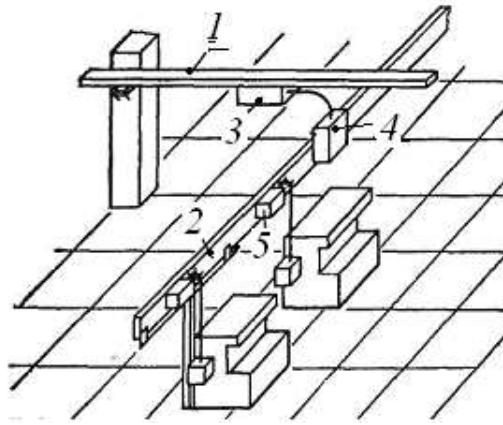


Рисунок 7.21 – Участок сети, выполненной комплектными шинопроводами:

- 1 – магистральный шинопровод, 2 – распределительный шинопровод,
3 – ответвительная секция магистрального шинопровода,
4 – вводная коробка, 5 – ответвительная коробка

Минимальная ширина шин 10 мм, максимальная – 430 мм, и они изготавливаются в полосах длиной от 3 до 9 м. Срок службы алюминиевых шин 25 лет. Распределительные шинопроводы ШРМ с медными шинами имеют хорошую электро- и теплопроводность, пластичность, обладают стойкостью к коррозии и к изменениям температуры, номинальные токи 100÷250 А. Медные шины (см. рис. 7.20, в) имеют ширину от 16 до 120 мм, толщину – от 4,0 до 30,0 мм.

2) *Кабели в цеховых электрических сетях* применяют для питания мощных сосредоточенных нагрузок. Внутри зданий кабели располагают открыто по стенам, колоннам, фермам и перекрытиям или в трубах, проложенных в полу и в перекрытиях, в каналах и в блоках. Если в производственных помещениях в одном направлении прокладывают большое число кабелей, то используют прокладку в полу, в специальных каналах из железобетона или кирпича, рис. 7.22, а.

Возможно создание каналов на боковых стенах или у потолка. В них кабели укладывают на типовые сборные конструкции, рис. 7.22, б. Преимущества такой прокладки заключаются в защите кабелей от механических повреждений, удобстве осмотра и ревизии в процессе эксплуатации, а недостатки – в значительных капитальных затратах. Блоки и туннели применяют для прокладки особо ответственных кабельных линий при большом числе кабелей, идущих в одном направлении, в помещениях с агрессивной средой и в зонах возможного разлива металла или горючих жидкостей. Кабельные туннели хорошо защищают от механических повреждений, их удобно осматривать и ремонтировать.



а



б

Рисунок 7.22 – Прокладка кабелей в производственных помещениях:

а – прокладка кабелей в специальных каналах;

б – укладка кабеля внутри канала на типовых сборных конструкциях

Недостаток прокладки в туннеле – значительные капитальные затраты и ухудшение условий охлаждения.

3) *Цеховые сети, выполненные проводами*, прокладывают открыто на опорах или в стальных и пластмассовых трубах. Открытая прокладка изолированных проводов допускается во всех помещениях, за исключением помещений с взрывоопасной средой. Электропроводки в трубах надежные, но трудоемкие и дорогие.

Поэтому рекомендуется применять комбинированную прокладку: в трубах – на одних участках трассы и открыто – на остальных.

Прокладку сетей изолированными проводами в стальных трубах применяют во взрывоопасных зонах. Стальные трубы допускается применять в цехах с любыми средами, в сырых помещениях, в помещениях с химически активной средой, при наружной установке. Вместо стальных для электропроводок можно использовать пластмассовые трубы из винипласта, полиэтилена и полипропилена.

Винипластовые трубы применяют для скрытых и открытых прокладок во всех средах, кроме взрывоопасных и пожароопасных, а также для прокладок в горячих цехах. Не допускается применять винипластовые трубы при открытой прокладке в больницах, в детских учреждениях, на чердаках, в жилых, общественно - административных и животноводческих помещениях, во взрыво- и пожароопасных помещениях, в зданиях

ниже второй степени огнестойкости и повышенной этажности. Полиэтиленовые и полипропиленовые трубы рекомендуют для скрытой прокладки, в сухих, сырых, пыльных помещениях и в помещениях с химически агрессивной средой.

Все пластмассовые трубы при скрытой проводке в негорючих стенах и перекрытиях прокладывают в бороздах, закрепляя их через 0,5 – 0,8 м алебастровым раствором («примораживают»). В стенах и перекрытиях из горючих материалов под трубы подкладывают полосы из листового асбеста толщиной не менее 3 мм.

7.5. Системы электроснабжения осветительных сетей

Электрическое освещение, как правило, производится самостоятельными линиями напряжением 380/220 В. Если в цехе имеются ЭП, работа которых ухудшает качество электроэнергии, то питание такой нагрузки и осветительных систем желательно осуществлять от разных трансформаторов.

Сети внутреннего освещения подразделяют на питающие и групповые. К питающим относят линии, прокладываемые от ТП или вводно-распределительного устройства до групповых щитков, и групповые линии – линии от групповых щитков до светильников (рис. 7.23). С целью рационального использования АВ трансформаторной подстанции групповые щитки питают от магистральных щитков (пунктов) (рис. 7.23, б; 7.24, а). Если в цехе используется схема «блок трансформатор – магистраль», то магистральные пункты питают от головных участков магистрали (рис. 7.24, б).

В схеме электрического освещения предусматривают отдельное питание рабочего и аварийного освещения. В цехах, где установлено несколько трансформаторов, эти виды освещения питают от разных трансформаторов, присоединенных к независимым источникам. Если установлен один трансформатор, то питание рабочего и аварийного освещения осуществляют отдельными линиями, начиная от магистрального щитка (рис. 7.24, а). В зависимости от мощности осветительной нагрузки, размеров и конфигурации осветительной сети, питающую линию подводят непосредственно к групповому щитку или к магистральному пункту.

Возможен также вариант, когда от магистрального пункта отходят как групповые линии к светильникам, так и линии к групповым щиткам или осветительным шинопроводам (рис. 7.24, б).

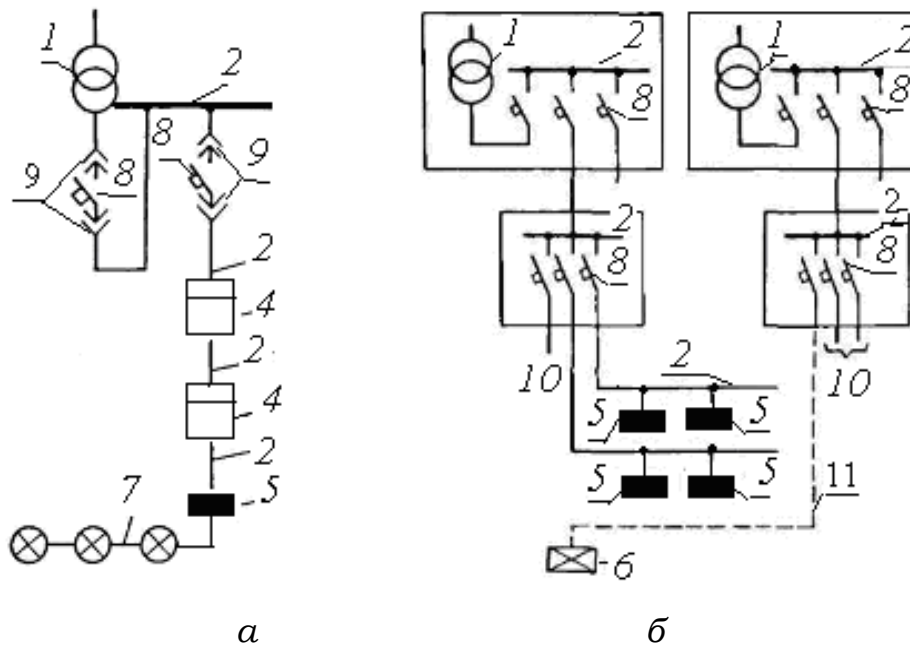


Рисунок 7.23 – Принципиальная схема питания рабочего и аварийного (эвакуационного) освещения от однотрансформаторных КТП

- 1 – КТП; 2 – питающая сеть; 3 – вводно-распределительное устройство;
 4 – магистральный пункт (щиток); 5 – групповой щиток освещения;
 6 – групповой щиток аварийного освещения; 7 – групповая сеть;
 8 – автоматический выключатель; 9 – кабельная воронка;
 10 – питание рабочего освещения других участков здания или силовых потребителей;
 11 – линия питающей сети аварийного (эвакуационного) освещения

В больших производственных зданиях осветительную питающую сеть выполняют с использованием распределительных шинопроводов типа ШРА. В этом случае вместо групповых щитков к шинопроводу подключают группы светильников через отдельные аппараты защиты и управления. Групповая сеть предназначена для непосредственного подключения светильников внутреннего освещения и штепсельных розеток.

На рис. 7.25 представлены схемы групповых линий (варианты подключения ламп) при трехфазной системе с нулевым проводом.

Верхний вариант (рис. 7.25, 1) оптимален с точки зрения потерь напряжения в линии, так как «центры тяжести» нагрузок всех фаз в этом случае совпадают, но этот вариант не является лучшим в отношении ослабления пульсаций освещенности и, кроме того, в случае отключения одной-двух фаз создается случайное распределение освещенности вдоль линий.

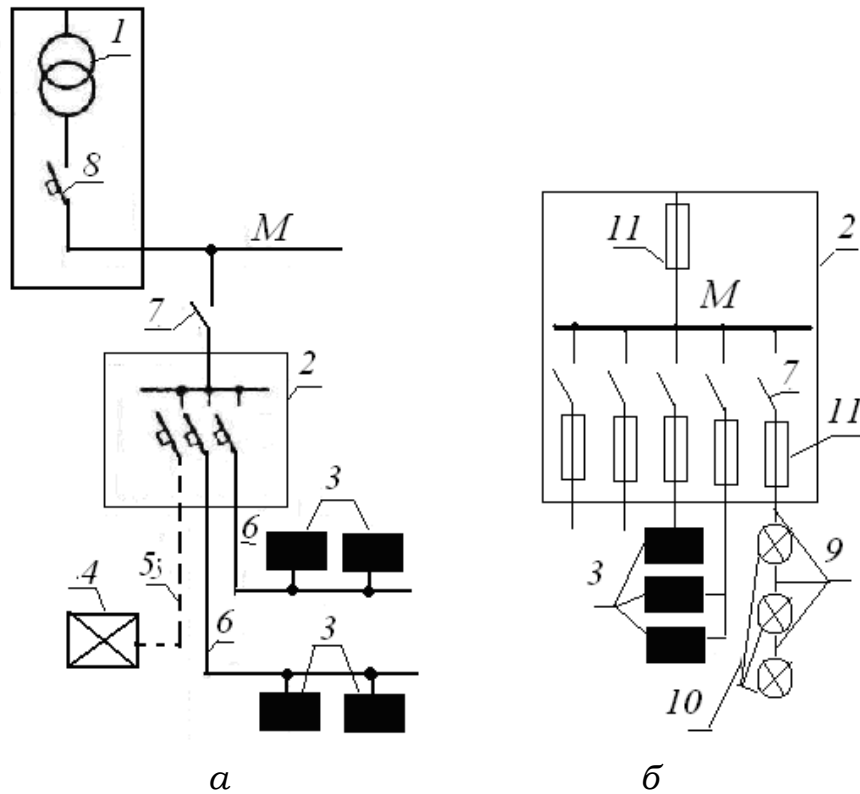


Рисунок 7.24 – Схема питания освещения от одно-трансформаторной подстанции (а), групповых щитков и групповых линий

от магистрального щитка (б): М – магистраль;

1 – КТП; 2 – магистральный щиток; 3 – групповой щиток рабочего освещения; 4 – групповой щиток аварийного освещения;

5 – питающие линии аварийного освещения;

6 – питающие линии рабочего освещения; 7 – рубильник;

8 – автоматический выключатель; 9 – групповая линия;

10 – осветительная нагрузка; 11 – плавкий предохранитель

Нижний вариант (рис. 7.25, 5) распределения ламп между фазами применяют наиболее часто, т.к. он лишен недостатков верхнего варианта.

Групповые сети выполняют осветительными шинопроводами:

– двухпроводными (фаза – нуль) ШОС2-25, ШОС80;

– четырехпроводными (три фазы – нуль) ШОС4-25, если нагрузка их не менее 50 % от номинального тока шинопровода.

Для групповых осветительных сетей производственных помещений используют разрядные лампы высокого давления (ДРЛ, ДРИ, ДРИЗ, ДНаТ).

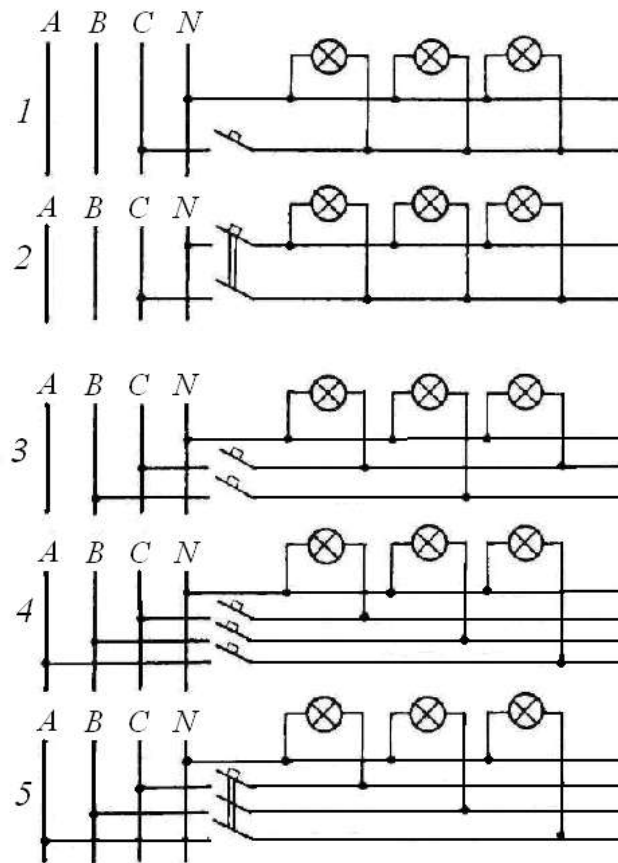


Рисунок 7.25 – Схемы групповых линии при трехфазной системе с нулевым проводом:

- 1 – двухпроводная; 2 – двухпроводная для взрывоопасных помещений класса В-1; 3 – трехпроводная; 4 – четырехпроводная, защищаемая однополюсными автоматическими выключателями; 5 – четырехпроводная, защищаемая трехполюсным АВ

При групповой компенсации реактивной мощности трехфазными конденсаторами, присоединенными к групповым линиям, применяют распределительные пункты серии ПР41, рассчитанные на напряжение 380/220 В. К пунктам ПР41 допускается присоединять провода осветительных сетей сечением от $(2 \div 10) \times 120 \text{ мм}^2$, допускающим включать осветительные приборы на расстоянии от 1,5 м до 25 м.

7.6. Внутрицеховая канализация электроэнергии

Особенности проектирования внутрицеховых сетей заключаются в том, что в условиях ограниченного цехового пространства при возрастающей энергоемкости технологического и транспортного оборудования, а

также при расширении уровня автоматизации производства невозможно ограничиться каким-либо одним видом кабельной канализации.

Во всех случаях для окончательного выбора того или иного вида канализации кабелей определяющими факторами являются условия среды, требования к безопасности эксплуатации сетей и технико-экономические показатели. Значительную роль при выборе канализации кабелей играет возможность внедрения типовых конструкций и готовность к проведению монтажных работ строительной части задания. По этим соображениям следует отдавать предпочтение открытым прокладкам, учитывая возможность выполнения их монтажа без совмещения с периодом строительных работ, доступность осмотра и ремонта, а также замены при реконструкции цеха.

Экономичность кабельной внутрицеховой канализации во многом зависит от распределения кабелей; от организации кабельных этажей и полуэтажей, подвалов и технических этажей под производственными пролетами цехов; от выбранной конфигурации прокладки кабелей по строительным конструкциям и стенам; от использования лотков и коробов. При выборе необходимо обеспечивать эффективное использование кабельных сооружений, снижать расход металла и труб, внедрять неметаллические трубные и блочные элементы, учитывать размещение технологического оборудования, сантехнических и других коммуникаций.

Также для согласования электрической части с другими частями проекта цеха проектировщику передаются задания на открытые прокладки электрических сетей и на сооружения, располагаемые ниже нулевых отметок (туннели, каналы, блоки). На рис. 7.26 показано возможное размещение открытых прокладок в пролете цеха.

Пространство цеха условно разделено на пять зон: *А* – межферменное пространство; *Б* – подкрановые балки; *В* – стены, колонны, специальные вспомогательные стойки; *Г* – пол цеха и основания колонн и стен; *Д* – подвальные помещения, кабельные этажи, туннели и каналы ниже нулевой отметки цеха.

В каждой зоне размещаются определенные виды электрических сетей и ЭО. Например, в крайних звеньях зоны *А* размещают открытые силовые магистрали, в средних – осветительные магистрали или осветительные шинопроводы с комплектами светильников, а также специальные мостики обслуживания, на которых может быть проложено ограниченное число кабелей, не относящихся к осветительным проводкам.

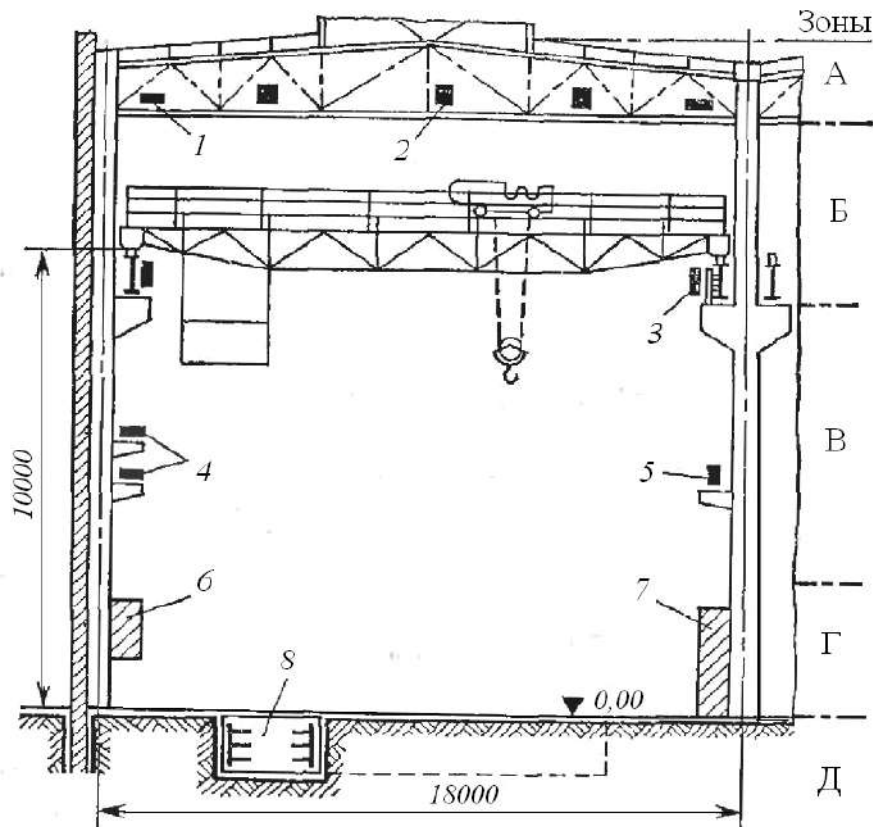


Рисунок 7.26 – Зоны размещения внутрицеховых сетей:

- 1 – открытые магистрали; 2 – осветительный шинопровод;
 3 – крановые троллеи; 4 – магистральный шинопровод;
 5 – распределительный шинопровод; 6 – навесной шкаф;
 7 – напольный шкаф; 8 – кабельный канал

В зоне Б размещаются крановые троллеи, свободные зоны подкрановых балок могут использоваться для размещения токопроводов, для крепления труб электропроводок или для прокладки кабелей в лотках. Зона Б может быть использована для магистральных и распределительных шинопроводов, а также для размещения труб электропроводок.

При большом количестве кабелей надземных зон оказывается недостаточно. В этом случае используется подливка пола, фундаменты технологического оборудования или специальные электротехнические сооружения: каналы, туннели и подвалы.

В некоторых случаях выполняется совместная прокладка электрических сетей и технологических, сантехнических и других коммуникаций в специальных сооружениях (рис. 7.26). Если в электротехнических сооружениях используется открытая прокладка кабелей и проводов по конструкциям и лоткам, то в производственных цехах возможна прокладка в трубах.

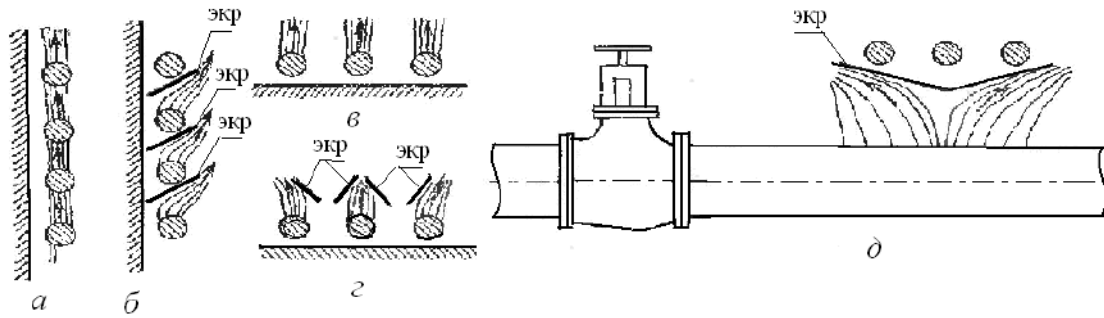


Рисунок 7.26 – Варианты расположения кабелей:

а – вертикальное без экрана; *б* – то же с экраном (экр);

в – горизонтальное без экрана; *г* – то же с экраном;

д – экранированные кабели над теплопроводом

Это позволяет осуществлять прокладку по кратчайшему расстоянию, не огибая массивные фундаменты оборудования, а закладывая в них трубы при выполнении строительных работ.

Прокладка в трубах повышает надежность эксплуатации, защищает кабели от внешних механических и тепловых воздействий, облегчает их замену. Одним из способов экономии является прокладка в одной трубе токопроводов различного назначения напряжением до 1000 В, относящихся к одному или нескольким взаимно связанным приводам одного агрегата. Допускается совместная прокладка силовых проводов до 1000 В с проводами цепей управления и сигнализации.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите основные требования к цеховым системам электропитания.

2. Дайте определение аварийному и послеаварийному режимам. Какие ЭП можно отключить при аварийном режиме? Сравните длительность аварийного и послеаварийного режимов.

3. Перечислите основные характеристики цеховых трансформаторных подстанций промышленных предприятий.

4. Перечислите типы КТП. Когда применяют двухтрансформаторные КТП? Что такое однорядные и двухрядные КТП? Как при этом размещают трансформаторы?

5. Какие бывают схемы распределения и питания силовых потребителей в цехах промышленных предприятий?

6. Что такое распределительная схема питания силовых потребителей в цехах промышленных предприятий?

7. Что такое «комплектная трансформаторная подстанция» (КТП)? Назовите основные элементы и сборочные единицы КТП.
8. Какие типы трансформаторов используют в КТП?
9. Как производят выбор типа трансформатора для цеха промышленного предприятия?
10. Как производят выбор числа силовых трансформаторов для цехов промышленных предприятий?
11. Назовите соотношения значений коэффициентов загрузки трансформаторов в номинальном и в послеаварийных режимах.
12. Как производят выбор места размещения силовых цеховых трансформаторов промышленных предприятий? Сравните разные способы установки цеховых трансформаторов.
13. Как производят выбор мощности цеховых трансформаторов?
14. Назовите методы расчета электрических нагрузок внутрицеховой СЭС. Перечислите основные этапы расчета силовых нагрузок по методу удельной плотности.
15. Перечислите основные этапы расчета силовых нагрузок по методу упорядоченных диаграмм.
16. Назовите основные принципы построения цеховых сетей.
17. Как выполняется расчет осветительной нагрузки в промышленных цехах?
18. Из каких материалов выполняют шинопроводы?
19. Как и зачем выполняют внутрицеховую канализацию электроэнергии?
20. В каких случаях допускается открытая прокладка проводников в цехах промышленных предприятий?
21. От чего зависит экономичность кабельной внутрицеховой канализации?
22. В каких случаях и какие токопроводы допускается прокладывать в одной трубе?
23. Назовите зоны размещения внутрицеховых сетей.
24. Как прокладывают скрытую проводку в пластмассовых трубах в цехах промышленных предприятий?
25. Назовите особенности прокладки скрытой проводки в пластмассовых трубах в стенах и перекрытиях из сгораемых материалов?

Литература: [1, 2, 10, 16, 38, 39, 50, 57].

8. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

8.1. Выбор сечений проводов, кабелей и шинопроводов

Во внутрицеховых сетях невзрывоопасных помещений при напряжении до 1 кВ сечения проводов и кабелей выбирают по условию нагрева длительно допустимым током:

$$I_{p.\max} \leq I_{lon.al},$$

где $I_{p.\max}$ – расчетный максимальный ток линии, А;

$I_{lon.al}$ – длительно допустимый ток для стандартных сечений, А.

Марку проводника выбирают в зависимости от характеристик среды в цеху и способов прокладки. Окончательно к выбору сечений проводов и кабелей напряжением до 1 кВ приступают только после выбора защитных аппаратов, т.к. выбранное по условию нагрева сечение токоведущих частей необходимо проверить на соответствие защитами по условию:

$$I_{lon.al} \geq k_{pr} \cdot I_{Np},$$

где I_{Np} – номинальный ток расцепителя аппарата, А;

k_{pr} – коэффициент защиты, определяемый по справочным таблицам, [12, табл. 10-8].

Для расчета кабелей цехов машиностроительных, металлургических производств и машинных залов электростанций коэффициент защиты k_{pr} может быть принят равным единице.

Сечение кабеля выбирают аналогично, по условию нагрева:

$$I_{p.\max} \leq I_{lon.al}.$$

Потери энергии в кабелях определяют по закону Джоуля–Ленца, Дж:

$$\Delta Q = I^2 \cdot R \cdot t,$$

где I – сила тока в проводнике, А;

R – активное сопротивление проводника, Ом;

t – время прохождения тока, с.

Часть выделяемого тепла идет на повышение температуры проводника, а часть отдается в окружающую среду. Отвод тепла в окружающую среду за счет излучения ничтожен из-за сравнительно малых перепадов температур в зоне нагрева. Главным образом отвод тепла идет за счет конвекции. Расчет нагрева по потерям энергии (мощности) в проводниках (кабелях) обычно сводится к определению тока, который, в свою очередь, ограничивается допустимым значением температуры шин и проводников. Кроме того, должны быть известны условия охлаждения

и температура окружающей среды. Температура токопровода при прохождении тока повышается до наступления теплового равновесия, когда тепло, выделяемое в проводнике, оказывается равным теплу, отводимому с его поверхности в окружающую среду (режим S1).

Обычно предельно допустимая температура нагрева шин при продолжительной работе равна $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$, что определяется требованием обеспечения надежной работы болтовых контактов ошиновок.

При длительной работе шин с температурой, превышающей $+110\text{ }^{\circ}\text{C}$, происходит естественный отжиг материала, что приводит к значительному снижению его механической прочности.

При кратковременном нагреве, например, токами КЗ, допустимы значительно большие температуры:

- для медных шин ($t_{\text{лон.сu}}$) – до $+300\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- для алюминиевых ($t_{\text{лон.al}}$) – до $+200\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Нагрузочная способность проводника характеризуется длительно допустимым током нагрузки, определенным из условий его нагрева при заданном значении разности температуры проводника (θ) и температуры окружающей среды ($\theta_{\text{о.с.}}$). Температура окружающей среды для голых проводников, по действующим ПУЭ, принята $+25^{\circ}\text{C}$.

Рассмотрим определение нагрузочной способности однородных неизолированных проводников. При тепловом равновесии количество тепла ($\Delta\mathcal{E}$), выделяемое за единицу времени током I в проводе с сопротивлением R , равно количеству тепла, отводимому в окружающую среду за то же время, Дж:

$$\Delta\mathcal{E} = I^2 \cdot R = k_{\theta} \cdot F \cdot (\theta - \theta_{\text{о.с.}}), \quad (8.1)$$

где k_{θ} – коэффициент теплоотдачи при конвективно-лучистом переносе тепла, который характеризует количество тепла, отводимого в окружающую среду с 1 см^2 поверхности при разности температур

$$(\theta - \theta_{\text{о.с.}}) \text{ в } 1\text{ }^{\circ}\text{C, Вт}/(\text{см}^2 \cdot ^{\circ}\text{C});$$

F – поверхность охлаждения проводника, см^2 .

Длительно допустимый для конкретного проводника ток можно определить из условия теплового равновесия (8.1), А:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{k_{\theta} \cdot F \cdot (\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{о.с.}})}{R}}, \quad (8.2)$$

где $\theta_{\text{доп}}$ – длительно допустимая температура нагрева проводника, $^{\circ}\text{C}$.

Таким образом, при заданных температурных условиях нагрузочная способность проводника возрастает с увеличением поверхности охлаждения F , коэффициента теплоотдачи k_{θ} и при уменьшении его активного сопротивления R .

В практических расчетах используют готовые таблицы длительно допустимых токов нагрузки для шин из разных материалов, при разных условиях прокладки и при установившейся допустимой температуре окружающей среды. В этом случае проверка шинопроводов на нагревание сводится к проверке выполнения условия:

$$I_{p.\max} \leq I_{lon.al}$$

где $I_{p.\max}$ – максимальный рабочий ток шины (проводника), А;

$I_{lon.al}$ – длительно допустимый по условию нагрева ток нагрузки алюминиевого шинопровода по справочным данным, А. Для примера, алюминиевая шина прямоугольного сечения размером 120x10 мм² имеет длительно допустимый переменный ток, равный 2070 А.

Для окончательного выбора недостаточно сравнить конструкции шинопроводов по расходу материалов, расчетному активному сопротивлению и технологии изготовления. Электрические потери необходимо определять с учетом явления поверхностного эффекта. Явление поверхностного эффекта приводит к тому, что активное сопротивление шинопровода при переменном токе всегда несколько больше, чем при постоянном. Поэтому, согласно (8.2), при прочих равных условиях допустимый переменный ток выбирают несколько меньшим, чем постоянный.

Явление поверхностного эффекта максимально проявляется при сплошном сечении шинопровода, поэтому более экономичны шинопроводы трубчатого сечения. В этом случае влияние поверхностного эффекта на сопротивление шины будет небольшим, и допустимые нагрузки при постоянном и переменном токах можно считать одинаковыми.

В электроустановках для всех значений напряжений жесткие шины окрашивают цветными эмалевыми красками, что облегчает работу обслуживающего персонала, предотвращает коррозию. Окраска также влияет на нагрузочную способность шин. Лучеиспускание с окрашенных шин больше, чем с неокрашенных, поэтому охлаждение окрашенных шин улучшается, что, в свою очередь, приводит к увеличению их нагрузочной способности: при постоянной температуре допустимый ток нагрузки окрашенных шин на 12÷15% больше, чем неокрашенных.

При большом токе нагрузки для каждой фазы используют несколько полос, собранных в общий пакет и укрепленных совместно на опорных изоляторах. Расстояние между полосами в пакете обычно принимают равным толщине полосы, что достаточно для их охлаждения. С увеличением числа полос допустимая нагрузка на фазу возрастает непропорционально числу полос в пакете, т.к. при переменном токе, кроме того, сказывается эффект близости. Поэтому суммарная нагрузочная способность

пакета из нескольких шин меньше, чем нагрузочная способность сплошной шины таких же размеров.

Для того чтобы в условиях эксплуатации ЭП были обеспечены нормированным напряжением, шинопроводы рассчитывают на падение напряжения, В:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_N \cdot l \cdot (R_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi),$$

где I_N – номинальный ток проводника (шины), А;

l – длина проводника (шины), м;

R_0, x_0 – активное и индуктивное сопротивление проводника (шины) соответственно, Ом.

Для оптимизации выбираемых решений при проектировании и эксплуатации шинопроводов возможно использовать некоторые дополнительные приемы:

1) при температуре окружающей среды меньшей установленного значения ГОСТ-ом 28236-89 (+40 °С), возможно повышение нагрузки шинопровода, а при больших температурах окружающей среды номинальный ток шинопровода нужно снижать, рис. 8.1. Обычно меньшие температуры окружающей среды наблюдаются в вентилируемых помещениях, а более высокие температуры (более +40 °С) – в верхних зонах производственных предприятий, например, в цехах горячей прокатки металлургических заводов.

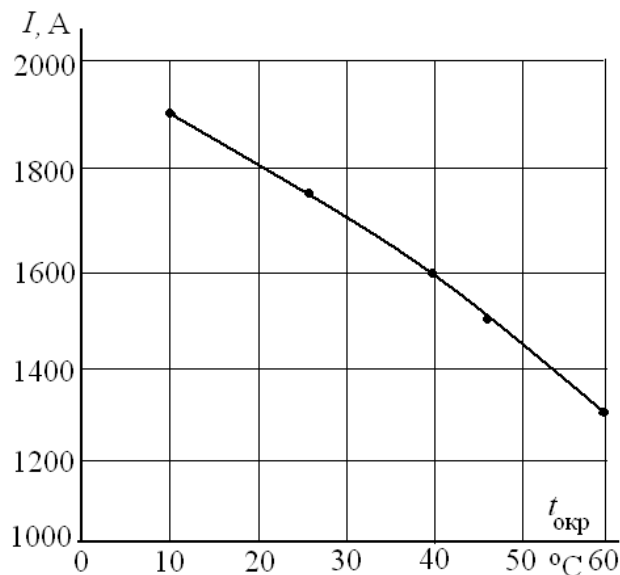


Рисунок 8.1 – Зависимость допустимой нагрузки на шинопровод ШМА-73 с номинальным током 1600 А от температуры окружающей среды

В механических и машиностроительных цехах температура окружающей среды обычно меньше $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$, и это следует использовать при выборе сечений шинопроводов;

2) для оптимизации расхода материала можно использовать ступенчатые шинопроводы, т.е. шинопроводы с разными сечениями по длине. Однако следует помнить, что при дальнейшей эксплуатации не исключена вероятность увеличения нагрузок, и пропускную способность шинопровода следует рассчитывать на перспективу;

3) в связи с ростом мощностей отдельных ЭП на отдельные распределительные щиты от трансформаторов иногда отводится практически вся мощность. При таком распределении электроэнергии появляется возможность полностью отказаться от использования магистральных шинопроводов и выполнить непосредственное соединение трансформатора со щитом;

4) не рекомендуется применять схему распределения, при которой от одного трансформатора отходит несколько магистральных шинопроводов с суммарной пропускной способностью, превышающей расчетную нагрузку трансформатора. Такую схему «трансформатор – магистральные шинопроводы» можно рекомендовать при питании от одного трансформатора разных производственных участков или цехов;

5) использование в шинопроводах шестифазных изолированных шин, расположенных по схеме спаренных фаз, обеспечит снижение индуктивного сопротивления шинопровода. При такой системе потери меньше, чем в открытых магистральных шинопроводах, а более высокая стоимость, вызванная сложностью изготовления и необходимостью обеспечения более надежной изоляции шин, компенсируется общей экономичностью такого шинопровода.

Магистральные шинопроводы переменного тока типа ШМА73 изготавливают на 1600 А, типа ШМА68-Н – на 2500 и 4000 А, типа ШМА59-Н – на 4000 А, табл. 8.1.

Также при выборе места расположения шин следует учитывать, что при прохождении тока вокруг шин образуется внешнее магнитное поле. С увеличением тока поле возрастает, и увеличиваются связанные с ним магнитные потери. Поэтому в шинопроводах с токами 1000 А и более, т.е. с токами, при которых потери становятся значительными, приходится принимать меры для уменьшения магнитного поля (экранировать). При токах 1600 А и более фазы выполняют в виде пакетов из нескольких изолированных шин. Также для уменьшения потока используется сближение шин на расстояние, меньше указанного в табл. 8.1.

Таблица 8.1 – Технические данные магистральных шинопроводов переменного тока

Данные	Тип шинопровода			
	ШМА73	ШМА68-Н	ШМА59-Н	ШЗМ16
Номинальный ток, А	1600	2500	4000	1600
Номинальное напряжение, В	660	660	660	660
Электродинамическая стойкость к ударному току КЗ, кА	70	70	100	70
Соппротивление на фазу, Ом/км: активное	0,031	0,027	0,013	0,017
индуктивное	0,017	0,023	0,020	0,020
полное	0,036	0,035	0,024	0,028
Соппротивление петли фаза – нуль, Ом/км: активное	0,072	-	-	-
индуктивное	0,098	-	-	-
полное	0,123	-	-	0,07
Потери напряжения на длину 100 м при $\cos\varphi=0,8$, В	9,7	15,4	16,4	-
Количество и размеры шин (на одну фазу), мм	2(90x8)	2(120x10)	1(160x12)	2(100x10)
Количество и площадь сечения нулевых проводов, мм ²	2x710	2x640	2x640	-
Максимальное расстояние между креплениями шин, м	6,0	3,0	3,0	6,0
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89)	IP20	IP20	IP20	IP31

При трех шинах шинопровода ток в крайних шинах должен составлять 40 % от общего тока фазы, а в средней - 20 %, т.е. ток должен распределяться несимметрично. Для исключения образования замкнутых контуров в оболочках из магнитных материалов применяют сварку, шихтовку, переплетение фазных шин. В магистральных шинопроводах переменного тока напряжением до 1000 В расположение шин может быть осуществлено с различными схемами чередования фаз (рис. 8.2).

Схема с расщеплением неизолированных шин (рис. 8.2, а) позволяет эффективнее использовать сечение шин – повышать плотность тока. Это стало возможным благодаря улучшению охлаждения за счет увеличения поверхности охлаждения. Такая схема расположения шин допустима только при двух-трех шинах в пакете и применяется в установках напряжением выше 1000 В, когда сближение шин разных фаз затруднено из-

за необходимости их изоляции. При большем числе шин на фазу номинальный ток шинопровода увеличивается незначительно и схема расположения фаз с расщеплением неизолированных шин нерациональна.

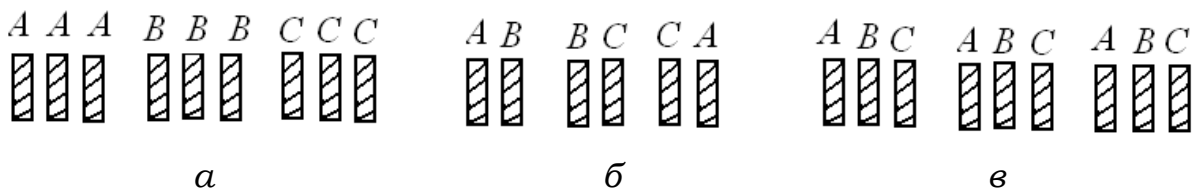


Рисунок 8.2 – Схемы расположения фаз в шинопроводах:

а – расщепленные фазы; б – спаренные фазы;
в – шихтованные (переплетенные) фазы

Схема со спаренными фазами (рис. 8.2, б) позволяет создать относительно скомпенсированный шинопровод при несимметричном положении шин в пространстве. В этой схеме, при двух шинах на фазу, каждая половина фазы индуктивно связана с половинами всех остальных фаз, а суммарное магнитное поле заключено в пространстве между этими шинами. Взаимное положение каждой пары шин не имеет значения.

В настоящее время магистральные шинопроводы ШМА73 и ШМА68-Н изготавливаются только по такой шестиполосной схеме с чередованием полуфаз $BA - AC - CB$ (при этом средняя фаза разнесена на края, см. рис. 8.2, б), что дает ряд преимуществ: уменьшенное индуктивное сопротивление (0,017 – 0,023 Ом/км) и меньшие габариты шинопровода.

В этих шинопроводах все шины изолированы, что обеспечивает возможность уменьшить расстояние между ними в каждом пакете, определяемое только толщиной изоляции. Пропускная способность шинопровода со спаренными фазами больше чем у шинопровода, где каждая фаза состоит из двух расщепленных шин одинакового сечения, рис. 8.3.

В шинопроводах, построенных по схеме со спаренными фазами, для возможности их соединения с помощью одноболтового сжима или сварки фазы спаривают не по всей длине. При этом в зависимости от средней длины секций доля участков с неспаренными фазами составляет 9–15 %. В местах стыка расщепленных секций фазы располагают по схеме $A-B-C$.

Исследования показали, что даже при равномерной фазной нагрузке токи в полуфазах разные. Это объясняется несимметричностью их положения в пакете шинопровода относительно других полуфаз шин, что приводит к различию индуктивных сопротивлений. В наибольшей степени это явление сказывается при неравномерных нагрузках.

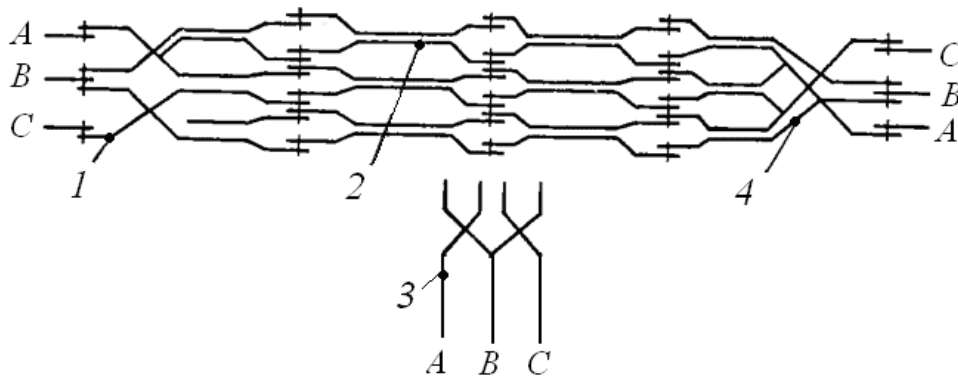


Рисунок 8.3 – Схема расположения фаз в шинопроводе со спаренными фазами

1 – присоединительная секция; 2 – прямая (или угловая) секция;
3 – ответвительная секция; 4 – присоединительная фазировочная секция с обратным чередованием фаз

Поэтому от спаренного расположения фаз стремятся отказаться, и ведутся поиски новых конструктивных решений шинопроводов для снижения потерь. Как вариант, предполагается использовать шихтованные (переплетенные) шины с минимальными расстояниями между разноименными фазными шинами (см. рис. 8.2, в).

В переплетенном шинопроводе шины разных фаз группируют в отдельные, плотные пакеты, что повышает электродинамическую стойкость шинопровода к токам КЗ. При этом отдельные трехфазные пакеты шин могут быть параллельно расположены в общей оболочке или в отдельных оболочках с образованием в этом случае самостоятельных модулей, из которых можно набрать шинопровод на требуемый ток. Можно считать, что в дальнейшем предпочтение будет отдано именно стандартным модульным шинопроводам на ограниченные значения токов, например, до 1600 А. При этом, благодаря возможности выполнения ступенчатого сечения без переходных секций, обеспечивается более экономный расход материалов и сокращается количества моделей модулей.

Для защиты от возможных прикосновений к токоведущим частям и механических повреждений неизолированных (или не полностью изолированных) шин используют перфорированные или сплошные оболочки. Эти оболочки, благодаря наличию отверстий и развитой поверхности, улучшают охлаждение шинопровода. Отверстия в оболочке также препятствуют значительному скоплению пыли внутри шинопровода, что благоприятно сказывается на его эксплуатации (например, уменьшаются периоды между чистками).

Степень защиты оболочки, в соответствии с ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89), зависит от возможности проникновения внутрь оболочки твердых частиц и воды, а также от возможности прикосновения к токоведущим частям, что определяется размерами отверстий и степенью уплотнения. Шины, изолированные лаками или другими изоляционными материалами, считаются недостаточно изолированными от прикосновения и возможности механических повреждений. Следует иметь в виду, что наличие изоляции на шинах не влияет на определение степени защиты оболочки шинопровода. В шинопроводах, имеющих оболочки с перфорацией, изоляция служит дополнительным фактором при определении области применения. Такой шинопровод лучше противостоит запыленной среде, чем шинопровод в такой же оболочке, но с неизолированными шинами.

8.2. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1 кВ

Целью расчета токов КЗ в сетях до 1 кВ является проверка шинопроводов на стойкость к действию токов КЗ, а автоматов – на стойкость к действию токов КЗ, на предельный ток отключения и на чувствительность защит. Методика расчетов максимальных и минимальных значений тока при симметричных и несимметричных КЗ определена в ГОСТ 28249-93. Допускаются упрощенные методы расчетов токов КЗ, если погрешность расчета не превышает 10 % [23].

Для выбора и проверки ЭО по условиям КЗ рассчитывают:

- 1) ударный ток КЗ, значение его периодической и апериодической составляющих;
- 2) действующее, максимальное и минимальное значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи.

При выборе заземляющих устройств рассчитывают значения токов однофазных КЗ. При этом в электроустановках до 1 кВ необходимо учитывать:

- 1) активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи, контактов и контактных соединений, а также изменение этих сопротивлений вследствие нагрева при КЗ;
- 2) индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки АВ;

- 3) значения параметров синхронных и асинхронных ЭД;
- 4) сопротивление электрической дуги в месте КЗ;
- 5) влияние комплексной нагрузки (ЭД, преобразователи, термические установки, лампы накаливания) на ток КЗ, если номинальный ток ЭД нагрузки превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока КЗ, рассчитанного без учета нагрузки.

При расчетах токов КЗ допускается:

- 1) максимально упрощать внешнюю сеть в месте КЗ, индивидуально учитывать мощность только автономных источников электроэнергии и ЭД, включенных в непосредственной близости к месту КЗ;
- 2) не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
- 3) не учитывать насыщение магнитных систем ЭО;
- 4) принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы. При этом следует использовать следующую шкалу средних номинальных напряжений: 35; 24; 20; 15,75; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23 кВ;
- 5) не учитывать влияние работы асинхронных двигателей (АД), если их суммарный номинальный ток не превышает 1,0 % от начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета этих двигателей.

Для проверки защитных аппаратов по предельному току КЗ определяют максимальное значение тока трехфазного КЗ, а для проверки чувствительности защит – минимальное значение тока однофазного КЗ в электрически удаленной от источника питания точке сети.

Особенностью расчетов токов КЗ в сетях до 1 кВ является то, что:

- расчет проводится в именованных единицах;
- при расчете токов КЗ необходимо учитывать активные и индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, включая проводники, трансформаторы тока, токовые катушки автоматов, контакты и контактные соединения;
- при составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к напряжению сети, в которой находится точка КЗ, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения выражать в мОм. При расчете токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от энергосистемы, допускается считать, что понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление системы.

Значение этого сопротивления (x_c , в мОм), приведенное к ступени НН сети, рассчитывают, Ом:

$$x_c = \frac{U_{\text{срНН}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кВН}} \cdot U_{\text{срВН}}} = \frac{U_{\text{срНН}}^2}{S_k} \cdot 10^{-3}, \quad (8.3)$$

где $U_{\text{срНН}}$ – среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка низкого напряжения трансформатора, В;

$U_{\text{срВН}}$ – среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высокого напряжения трансформатора, В;

$I_{\text{кВН}} = I_{\text{поВН}}$ – действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки высокого напряжения трансформатора, кА;

S_k – условная мощность КЗ у выводов обмотки высокого напряжения трансформатора, МВ·А.

При отсутствии указанных данных эквивалентное индуктивное сопротивление системы (в мОм) можно рассчитывать по формуле:

$$x_c = \frac{U_{\text{срНН}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Ноткл}} \cdot U_{\text{срВН}}} \quad (8.4)$$

где $I_{\text{Ноткл}}$ – номинальный ток отключения выключателя, установленного на стороне высокого напряжения понижающего трансформатора, А.

При расчете токов КЗ в электроустановках с автономными источниками электроэнергии необходимо учитывать значения параметров всех элементов электрической системы, включая автономные источники (например, СГ), распределительную сеть и потребители.

Для установок до 1 кВ при расчетах КЗ считают, что мощность питающей системы бесконечна, и напряжение на стороне высокого напряжения цехового трансформатора является неизменным.

8.3. Типы, выбор и проверка защитной и коммутационной аппаратуры в сетях до 1 кВ

8.3.1. Выбор и проверка защитной аппаратуры до 1 кВ

Аппаратом защиты называют аппарат, автоматически отключающий защищаемую электрическую цепь при КЗ или перегрузках. Электроприемником может быть один или группа синхронных или асинхронных ЭД, трансформаторы, электрические печи, преобразователи, электрическое освещение и т.д. [6, 39, 42].

Все существующие или вновь сооружаемые электрические сети должны быть обеспечены необходимыми и достаточными средствами защиты участков цепей и ЭО от токов перегрузки, токов КЗ и от пиковых токов. При этом также необходима защита людей, работающих с этими сетями, от поражения электрическим током.

На рис. 8.4 представлены возможные схемы защит АД.

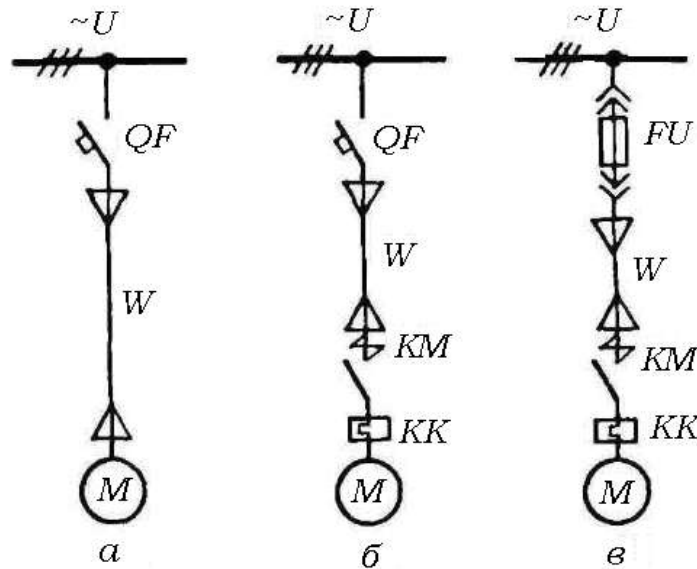


Рисунок 8.4 – Схемы защит асинхронного двигателя:

- а* – с автоматическим выключателем QF и с комбинированным расцепителем; *б* – с автоматическим выключателем QF и с комбинированным расцепителем и тепловой защитой (KK);
в – с плавким предохранителем FU и тепловой защитой (KK)

Каждая ТП, каждая воздушная линия, каждая кабельная линия и распределительные внутридомовые сети, каждый ЭП имеют собственные аппараты защиты, обеспечивающие их бесперебойную и надежную работу. Такие аппараты подбирают по типу, по способу подключения и по параметрам защиты. Они бывают разных видов:

- предохранители с плавкими вставками;
- автоматические выключатели (АВ);
- реле (токовые, тепловые, напряжения и т. п.).

8.3.2 Защита предохранителями с плавкими вставками

8.3.2.1. Конструкция предохранителей с плавкими вставками

Предохранители с плавкими вставками («плавкие предохранители») защищают участок цепи от токовых перегрузок и токов КЗ. Они бывают

одноразовые и со сменными вставками, используются в промышленности и в быту. Существуют предохранители, работающие на напряжении до 1 кВ, и высоковольтные предохранители, работающие на напряжении выше 1 кВ (например, плавкие предохранители на трансформаторах собственных нужд подстанций со стороны 6 кВ). Удобство в эксплуатации, простота конструкции и легкость при замене обеспечили предохранителям очень большую распространенность, рис. 8.5.

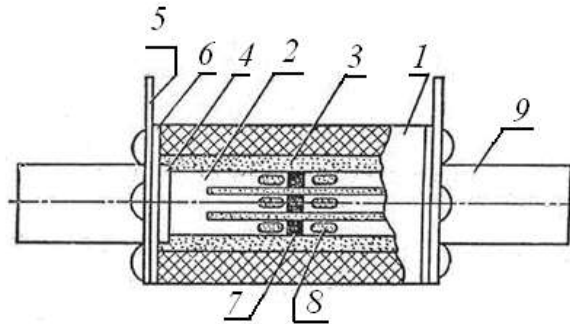


Рисунок 8.5 – Плавкий предохранитель типа ПН-2:

- 1 – корпус квадратного сечения (из фарфора или стеатита);
- 2 – ленточные плавкие вставки; 3 – наполнитель – кварцевый песок;
- 4 – диск; 5 – пластины; 6 – асбестовая прокладка; 7 – оловянные шарики, которые наносятся на вставки для снижения температуры плавления;
- 8 – зона сужения плавкой вставки; 9 – ножевые контакты

Плавкие вставки приваривают к диску, который крепится к пластинам, связанным с ножевыми контактами. Пластины крепятся к корпусу винтами. Плавкие предохранители считаются наиболее простыми, дешевыми и надежными аппаратами защиты в сетях НН и ВН (до 110 кВ). В то же время плавкий предохранитель является самым слабым звеном электрической цепи. Защитные свойства плавких предохранителей не регулируются и определяются габаритом патрона, номинальным током плавкой вставки, а также дополнительными факторами: температурой эксплуатации, способом монтажа, степенью старения плавкого элемента и т.п. На рис. 8.6 приведена классификация предохранителей по принципу действия, материалу плавкой вставки и конструкции.

Основными элементами предохранителей являются плавкая вставка, включаемая в рассечку защищаемой цепи, и дутогасительное устройство, гасящее дугу, возникающую после плавления вставки.

На рис. 8.7. представлен способ включения плавкого предохранителя в электрическую сеть и вид плавкой вставки.

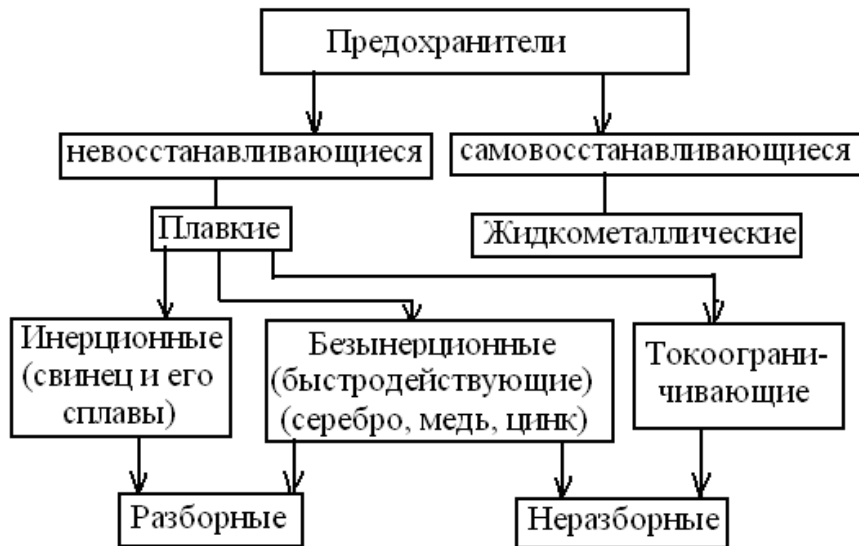


Рисунок 8.6 – Классификация предохранителей

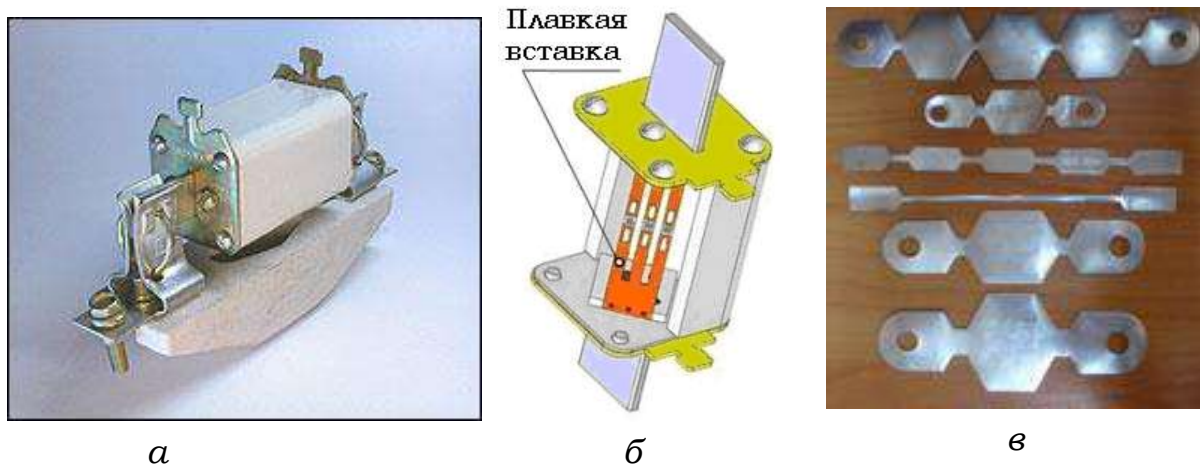


Рисунок 8.7 – Устройство предохранителей ПР-2:

а – способ установки предохранителя; *б* – схема установки плавкой вставки в корпусе; *в* – вид плавких вставок

В промышленности наибольшее распространение получили предохранители типов ПР-2 (плавкие предохранители с гашением дуги в закрытом объеме) и ПН-2 (плавкие предохранители с мелкозернистым наполнителем).

Плавкие предохранители ПР-2 на токи от 15 до 60 А имеют упрощенную конструкцию, (см. рис. 8.7). Вставка предохранителя ПР-2 штампуется из легкоплавкого и стойкого к коррозии цинка и располагается в герметичном трубчатом патроне, который состоит из фибрового цилиндра, латунной обоймы и латунного колпачка. Плавкая вставка

прижимается к латунной обойме колпачком, который является выходным контактом. Форма вставки позволяет получить благоприятную время-токовую (защитную) характеристику. В предохранителях на токи более 60 А плавкая вставка присоединяется к контактным ножам с помощью болтов. Существует модификация предохранителей с плавкой вставкой, снабженная индикатором срабатывания. Это удобно при большом количестве предохранителей, так как облегчается процесс поиска сработавшего защитного элемента.

Основные требования к плавким предохранителям:

- 1) время-токовая (защитная) характеристика предохранителя должна проходить ниже, но возможно ближе к время-токовой характеристике защищаемого объекта;
- 2) время срабатывания предохранителя при КЗ должно быть минимально возможным, особенно при защите полупроводниковых приборов. Предохранители должны ограничивать токи, иметь высокую отключающую способность;
- 3) замена сгоревшего предохранителя целиком или только плавкой вставки не должна требовать много времени;
- 4) предохранители должны работать селективно (избирательно);
- 5) характеристики предохранителя должны быть стабильными. Разброс параметров из-за технологических отклонений изготовления не должен ухудшать защитные свойства предохранителя.

Гашение дуги в плавком предохранителе ПР-2 происходит очень быстро (около 2 мс), поэтому можно считать, что уширенные части вставки в процессе гашения остаются неподвижными. Давление внутри патрона плавкого предохранителя пропорционально квадрату тока в момент плавления вставки и может достигать больших значений. Поэтому фибровый цилиндр должен обладать высокой механической прочностью, для этого на его концах установлены латунные обоймы. Диски, жестко связанные с контактными ножами, крепятся к обойме патрона с помощью колпачков.

Временем срабатывания плавкого предохранителя считают время плавления плавкого элемента до момента появления электрической дуги. Полное время отключения цепи составляет, мс:

$$t_{\text{откл}} = t_c + t_d,$$

где t_c – время срабатывания предохранителя, мс;

t_d – время гашения дуги, находится в пределах от 1 до 10 мс.

Пропускаемый предохранителем ударный ток КЗ определяется временем срабатывания предохранителя (временем сгорания вставки). Ток

срабатывания – ток, приводящий к срабатыванию предохранителя за время, достаточное для достижения установившегося теплового состояния (за время 1÷4 часа в зависимости от номинального тока срабатывания плавкого элемента). Ток, который при тех же условиях не приводит к срабатыванию предохранителя, называют током несрабатывания. Среднее геометрическое этих двух токов называют пограничным током предохранителя ($I_{\text{погр}}$), и он должен соответствовать условию:

$$1,1 \cdot I_N \leq I_{\text{погр}} \leq 2,0 \cdot I_N.$$

Условия выбора и проверка плавкого предохранителя:

1) номинальное напряжение предохранителя должно быть равно или больше номинального напряжения подключаемой сети:

$$U_{\text{МП}} \geq U_{\text{НС}};$$

2) номинальный ток плавкой вставки выбирают по расчетному току защищаемой цепи и отстраивают от токов кратковременной допустимой перегрузки, от пусковых и пиковых токов ЭП:

$$I_{\text{п.в}} \geq I_p; \quad I_{\text{п.в}} \geq I_{\text{п}} / k_{\text{д.п}},$$

где I_p – расчетный ток защищаемой цепи, А;

$I_{\text{п}}$ – расчетный ток перегрузки, (пиковый ток), А;

$k_{\text{д.п.}}$ – коэффициент, учитывающий длительность перегрузки. Фактически это длительность переходного процесса и его значение принимают равным:

– $k_{\text{д.п}} = 2,5$, если время разгона двигателя меньше 10 с;

– $k_{\text{д.п}} = 1,6 \div 2$, если время разгона больше 10 с или при частых пусках;

3) при выборе защиты трансформатора необходимо учитывать бросок тока при его включении, который выбирают больше двойного номинального тока трансформатора. Должно выполняться условие $I_{\text{startT}} \geq 2I_N$. Номинальный ток патрона предохранителя должен соответствовать выбранной плавкой вставке;

4) выбранные плавкие предохранители проверяют на требуемую чувствительность защиты (k_{sen}):

– в электрических сетях общего назначения $k_{\text{sen}} = \frac{I_{k\text{min}}}{I_{\text{п.в}}} \geq 3$;

– для взрывоопасных помещений $k_{\text{sen}} = \frac{I_{k\text{min}}}{I_{\text{п.в}}} \geq 4$;

где $I_{k\text{min}}$ – минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны;

5) также проводят проверку на отключающую способность:

$$I_k^{(3)} \leq I_{\text{н.откл.}}$$

Предохранители ПР-2 выпускаются двух размеров (короткие и длинные); они работают бесшумно, практически без выброса пламени и газов, что позволяет устанавливать их на близком расстоянии друг от друга. Короткие предохранители ПР-2 предназначены для работы в сетях переменного напряжения не выше 380 В. Они имеют меньшую отключающую способность, чем длинные, рассчитанные на работу в сети с напряжением до 500 В.

Недостатками плавких предохранителей является то, что они не обеспечивают защиту от перегрузок, а также то, что перегорание предохранителя в одной фазе приводит к ненормальному режиму работы ЭД, пуск и работа которых в двухфазном режиме может привести к аварии. Поэтому обязательно с предохранителем требуется установка в качестве дополнительного аппарата защиты магнитного пускателя или контактора (на большие токи) со встроенными электротермическими расцепителями, включенными в цепь управления катушки пускателя. Магнитный пускатель является одновременно аппаратом защиты и от минимального напряжения: при напряжении, меньше некоторого критического значения (обычно $0,6 \div 0,7 U_N$), он отключается и, в случае использования обычного кнопочного управления, при восстановлении напряжения самостоятельно не включается. Это защищает оборудование от самозапуска. Если требуется самозапуск ЭД, то пусковую кнопку пускателя шунтируют контактами реле времени, выдержка по времени которого перекрывает кратковременный перерыв в электропитании или значительное снижение напряжения.

Номинальный ток теплового реле магнитного пускателя, который защищает от перегрузки, выбирают только по расчетному току линии:

$$I_{\text{тр}N} \geq I_{\text{дл}}.$$

К недостаткам плавких предохранителей также можно отнести:

- одноразовость срабатывания и невозможность проверки защитных свойств без разрушения вставки;
- независимая работа каждой фазы, т.к. они включаются в каждую фазу отдельно;
- возможность ошибочных срабатываний;
- сложность обеспечения защиты электрической цепи во всем диапазоне возможных сверхтоков;
- «старение» плавкой вставки и др.

Плавкие предохранители с мелкозернистым наполнителем ПН-2 более совершенны, чем предохранители ПР-2, (см. рис. 8.5 и рис. 8.7).

В качестве наполнителя в предохранителях ПН-2 используется кварцевый песок с содержанием SiO_2 не менее 98 %, с зернами размером $(0,2 \div 0,4) \cdot 10^{-3}$ м и влажностью не выше 3 %. Зерна песка имеют высокую теплопроводность и хорошо развитую охлаждающую поверхность. Перед засыпкой песок тщательно просушивается при температуре $+120 \div 180$ °С. Плавкая вставка выполняется из медной ленты толщиной $0,1 \div 0,2$ мм. Для обеспечения ограничения тока плавкую вставку делают с сужением сечения, (см. рис. 8.7, в), и разделяют на три параллельные ветви для более полного использования наполнителя. Применение тонкой ленты и эффективный теплоотвод от суженных участков позволяет выбрать минимальное сечение вставки для номинального тока и обеспечивает высокую токоограничивающую способность. Последовательное соединение нескольких суженных участков способствует замедлению роста тока после плавления вставки, т. к. возрастает напряжение на дуге предохранителя. Для снижения температуры плавления на вставки наносятся оловянные полоски или кладут оловянные зерна (металлургический эффект). При КЗ плавкая вставка предохранителя ПН-2 сгорает, и дуга горит в канале, образованном зернами наполнителя. Из-за горения в узкой щели, при токах выше 100 А дуга имеет возрастающую вольтамперную характеристику. Градиент напряжения на дуге очень высок, достигает $(2 \div 6) \cdot 10^4$ В/м, что обеспечивает гашение дуги за несколько миллисекунд.

После срабатывания предохранителя плавкие вставки вместе с диском заменяют, а патрон вновь засыпают песком. Для герметизации патрона под пластины кладут асбестовую прокладку, что предохраняет песок от увлажнения.

Предохранители ПН-2 выполняют на токи до 630 А. Предельный отключаемый предохранителем ток КЗ в сети достигает 50 кА (действующее значение тока). Малые габариты, незначительные затраты дефицитных материалов (меди), высокая токоограничивающая способность - достоинство плавкого предохранителя ПН-2. При номинальном токе $I_N \leq 40$ А предохранитель имеет еще более простую конструкцию.

8.3.3. Защита автоматическими выключателями

8.3.3.1. Конструкция и принцип действия АВ

Современный автоматический выключатель (АВ) – сложное многофункциональное электротехническое устройство многократного действия, что позволяет его использовать при выполнении схем сетевой автоматизации (АВР, АПВ). АВ устанавливают в сетях постоянного и перемен-

ного тока, используют для включений и отключений электрических цепей ЭП, для защиты электроустановок от перегрузок, от КЗ и недопустимого снижения напряжения. Поэтому они находят широкое применение в установках переменного тока напряжением до 660 В.

АВ играют ту же роль, что и предохранители, но имеют более сложную конструкцию, а пользоваться АВ гораздо удобнее, рис. 8.8. АВ легко восстанавливаются (включаются), не требуют замены, одновременно отключают питание во всех трех фазах, а не в одной поврежденной жиле, что обеспечивает более эффективную защиту ЭО по сравнению с защитой плавкими предохранителями, что исключает работу ЭО в неполнофазном режиме.



Рисунок 8.8 – Различные виды автоматических выключателей

Это важно, так как после исчезновения одной фазы ЭД продолжил бы работу на двух, что является аварийным режимом работы и может привести к его повреждению, рис. 8.9. Пользоваться выключателями удобно и при проведении регламентных ремонтных работ.

АВ состоит из корпуса, дугогасительных камер, механизмов управления и коммутации, расцепителей (рис. 8.10). Для включения АВ, находящегося в расцепленном положении (положение «Отключено автоматически»), механизм должен быть взведен перемещением рукоятки (9) выключателя в направлении знака «О» до упора.

При этом происходит зацепление рычага (10) с защелкой (11), а защелки – с отключающей рейкой (12). Включение осуществляется перемещением рукоятки (9) в направлении знака «1» до упора. Провал контактов и контактное сжатие при включении обеспечивается за счет смещения подвижных контактов (18) относительно контактодержателя (17).

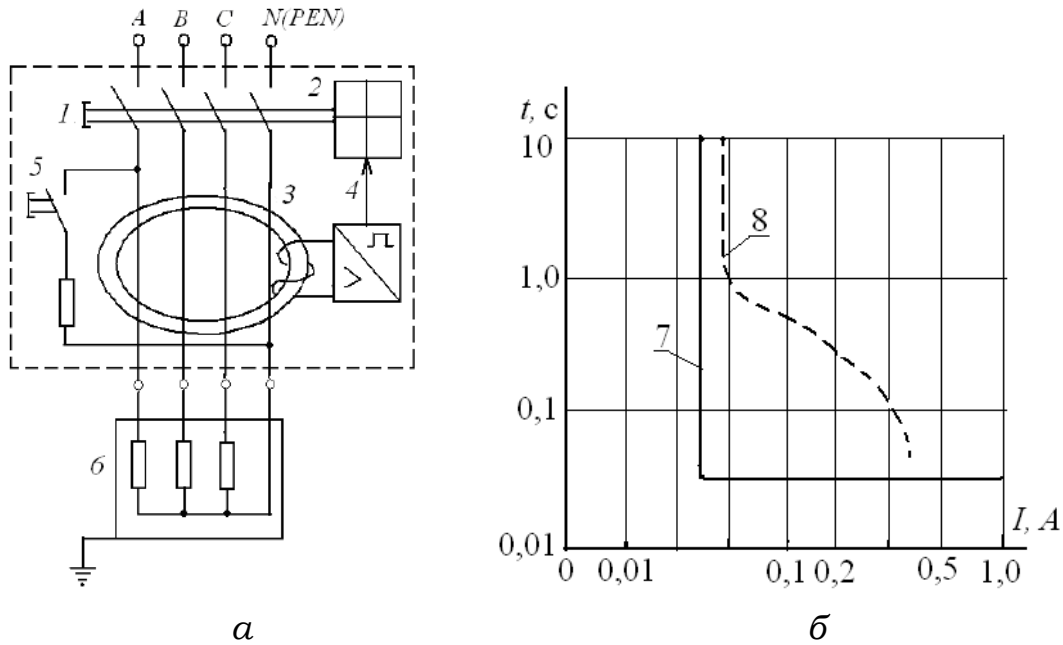


Рисунок 8.9 – Схема (а) и характеристика срабатывания (б) автоматического выключателя:

- 1 – контакты; 2 – механизмы свободного расцепления;
- 3 – трансформатор тока утечки; 4 – усилитель-преобразователь;
- 5 – кнопка проверки исправности выключателя; 6 – ЭП;
- 7 – характеристика срабатывания выключателя;
- 8 – граница опасности возникновения фибрилляции сердца

Отключение АВ происходит при повороте расцепителем отключающей рейки (12) независимо от положения рукоятки АВ (9). При этом рукоятка занимает промежуточное положение между знаками «О» и «1», указывая, что выключатель отключен автоматически. Дугогасительные камеры (2) установлены в каждом полюсе выключателя и представляют собой деионные решетки, состоящие из ряда стальных пластин (6).

Искрогасители, содержащие искрогасительные пластины (3) и (4), закрепляют в крышке (5) выключателя перед отверстиями для выхода газов в каждом полюсе АВ. Если в защищаемой цепи хотя бы на одном полюсе ток достигает величины, равной или превышающей значение уставки по току, срабатывает соответствующий расцепитель, и выключатель отключает защищаемую цепь.

Электромагнитный максимальный расцепитель тока (14) устанавливается в каждом полюсе выключателя. Расцепитель выполняет функцию мгновенной защиты от КЗ. АВ низкого напряжения снабжаются встроенными расцепителями разного типа:

– электромагнитным или электронным расцепителем максимального тока, мгновенного или замедленного действия. Скорость срабатывания практически не зависит от величины тока;

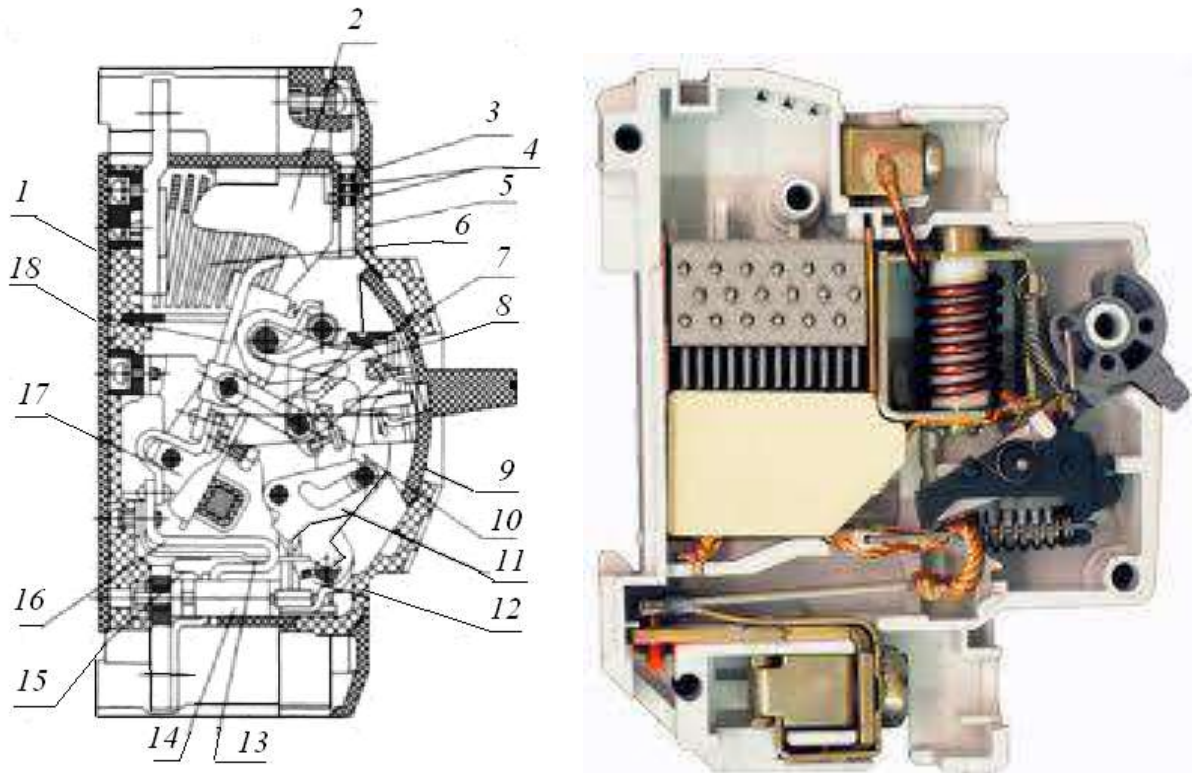


Рисунок 8.10 – Устройство автоматического выключателя ВА 04-36:

1 – основание, 2 – камера дугогасительная, 3 и 4 – искрогасительные пластины, 5 – крышка, 6 – стальные пластины. 7 и 8 – звено, 9 – рукоятка, 10 – рычаг опорный, 11 – защелка, 12 – рейка отключающая, 13 – пластина термобиметаллическая, 14 – расцепитель электромагнитный, 15 – проводник гибкий, 16 – токопровод, 17 – контактодержатель, 18 – контакты подвижные

- электротермическим или электронным инерционным расцепителем максимального тока с зависимой от тока выдержкой времени;
- расцепителем от тока утечки;
- расцепителем минимального напряжения;
- расцепителем обратного тока или обратной мощности;
- независимым расцепителем (для дистанционного отключения выключателя).

Первые два типа расцепителей устанавливают на всех полюсах, остальные расцепители — по одному на выключатель. Токи уставки срабатывания АВ, а также токовые расцепители выдержки времени могут быть регулируемы. В одном выключателе можно применять один или несколько типов токовых расцепителей и дополнительно к ним устанавливать расцепитель минимального напряжения, независимый расцепитель и электромагнит включения.

По времени срабатывания электромагнитные и электронные расцепители имеют четыре разновидности:

- 1) расцепители, обеспечивающие срабатывание АВ за время, намного меньшее 0,01 с, и выполняющие отключение тока КЗ раньше, чем он достигнет своего ударного значения. Такие АВ называют токоограничивающими;
- 2) расцепители, обеспечивающие отключение тока КЗ при первом прохождении тока через нулевое значение ($t = 0,01$ с);
- 3) нерегулируемые расцепители, время срабатывания которых превышает 0,01 с;
- 4) расцепители с регулируемой выдержкой времени ($0,1 \div 0,7$ с), позволяющие добиться их замедленной работы относительно других АВ той же сети. Их называют селективными.

Независимые расцепители применяют для местного дистанционного и автоматического отключения АВ при срабатывании внешних защитных устройств. Расцепители обратного тока или обратной мощности применяют для защиты от выпадения из синхронизма СГ, работающих на электрическую сеть.

8.3.3.2. Расчет и выбор автоматического выключателя

АВ выбирают с соблюдением следующих требований:

- 1) $U_{\text{Навт}} > U_{\text{Нсети}}$, где $U_{\text{Навт}}$ – номинальное напряжение автомата, В;
 $U_{\text{Нсети}}$ – номинальное напряжение защищаемого участка сети, В;

- 2) $I_{\text{Нрасц}} \geq I_{\text{расч}}$, А, где $I_{\text{Нрасц}}$ – номинальный ток расцепителя, А;

$I_{\text{расч}}$ – расчетный ток защищаемого участка сети, А.

Для одиночных электродвигателей, защищаемых АВ, считаем, что $I_{\text{расч}} = I_N$, где I_N – номинальный ток двигателя, А.

Если защищаемый элемент сети работает в режиме технологических перегрузок, то необходимо выбирать автоматы с регулируемым расцепителем замедленного срабатывания, которые не отключает ЭП при плановых перегрузках, но осуществляющим защиту в аварийных режимах. Уставка замедленного срабатывания регулируемых расцепителей, осуществляющих защиту от перегрузки $I_{\text{уст.п}}$, выбирается по выражению, А:

$$I_{\text{уст.п}} \geq (1,3 \div 1,5) \cdot I_{\text{расч.}}$$

При выборе тока уставки мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя, осуществляющего защиту от КЗ, необходимо отстроиться от кратковременных перегрузок (принять большим ток отключения), вызываемых пуском (самозапуском) двигателей, А:

$$I_{\text{уст.КЗ}} \geq (1,5 \div 1,8) \cdot I_{\text{пер}},$$

где $I_{\text{пер}}$ (или $I_{\text{пик}}$) – ток кратковременной перегрузки (или пиковый ток), определяемый в зависимости от характера нагрузки защищаемого участка сети:

1) для одиночных двигателей, А:

$$I_{\text{пер}} = I_{\text{пуск}} = k_{\text{пуск}} \cdot I_{N\text{дв}},$$

где $k_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока двигателя;

2) для самозапускающихся ЭД, А:

$$I_{\text{перегр}} = \sum_{i=1}^n I_{\text{пуск}i},$$

где $\sum_{i=1}^n I_{\text{пуск}i}$ – сумма токов, возникающих при самозапуске ЭД, А;

3) для пуска мощного двигателя и обеспечения режима нормальной работы всех остальных ЭП, подключенных к защищаемой линии, должно выполняться условие, А:

$$I_{\text{перегр}} \geq (k_c \cdot \sum_1^{n-1} I_{N\text{дв}} + I_{\text{пуск.мах}})$$

где $\sum_1^{n-1} I_{N\text{дв}}$ – сумма номинальных токов двигателей, присоединенных к защищаемой линии, без учета наиболее мощного ЭД, А;

$I_{\text{пуск.мах}}$ – пусковой ток наиболее мощного ЭД на защищаемом участке сети, А; k_c – коэффициент спроса, $k_c < 1$.

АВ выбирают по номинальному току выключателя ($I_{N\text{вык}}$) и номинальному току расцепителя ($I_{N\text{расц}}$), А:

$$I_{N\text{расц}} = I_{N\text{дл.лин}} / k_t,$$

где $I_{N\text{дл.лин}} = I_N$ – длительный ток в линии, равный номинальному току двигателя, А:

$$I_{N\text{дл.лин}} = I_N = \frac{P_N}{\sqrt{3} \cdot U_N \cdot \eta_N \cdot \cos \varphi}, \text{ А;}$$

где P_N – номинальная мощность двигателя, кВт;

U_N – номинальное напряжение электродвигателя, кВ;

η_N – КПД двигателя, о.е.;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности двигателя, о.е.;

k_t – коэффициент, учитывающий условия установки АВ: при открытой установке $k_t = 1$; при установке в закрытых шкафах $k_t = 0,85$.

После определения номинальных токов двигателей, защищаемых АВ, определяют пусковой ток двигателей с учетом его кратности, А:

$$I_{\text{пуск}} = k_{\text{пуск}} \cdot I_{N\text{дв}}.$$

Для АД кратность пускового тока $k_{\text{пуск}} = 5 \div 8$.

Пиковый ток при расчетах принимается:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах.дв}} + \Sigma I_{\text{раб}},$$

где $I_{\text{пуск.мах.дв}}$ – пусковой ток самого большого двигателя, А.

Рассчитаем номинальный ток расцепителя с учетом поправочного коэффициента $k_t = 0,85$ и того, что автоматы монтируются в шкафах, что ухудшает теплоотдачу:

$$\frac{I_{N_{\text{ав}}}}{0,85} \leq I_{N_{\text{расц}}}; \quad I_c = (0,6 \div 0,7) \cdot I_N, \text{ А}; \quad I_{N_{\text{расц}}} = \frac{I_{N_{\text{дв}}}}{0,85}.$$

Для отстраивания от пусковых токов (обеспечение невозможности срабатывания расцепителя) следует установить ток срабатывания расцепителя ($I_{\text{сраб.рас}}$), который на 25 % превысит максимальный пусковой ток двигателя (I_{start}), А:

$$I_{\text{сраб.рас}} = 1,25 \cdot I_{\text{start}},$$

Это значит, что АВ не должен срабатывать пока пусковой ток не превысит номинальный на 25 %. Этот разрешенный диапазон. По полученным данным выбирают АВ из таблиц каталогов, где указана номенклатура завода - изготовителя. По току послеаварийного режима, с учетом поправочного теплового коэффициента, выбирают номинальный ток селективного автомата.

Вводные автоматы в цеховую СЭС выбирают по установленной мощности цеховых трансформаторов с учетом их возможной перегрузки в послеаварийном режиме (согласно ГОСТ 14209-97), А:

$$I_N = \frac{1,4 \cdot S_{N.\text{ШМА}}}{\sqrt{3} \cdot U_N}.$$

Все выбранные АВ проверяют:

1) на отключающую способность: $I_{\text{пред.откл}} \geq I_{\text{КЗмах}}^{(3)}$, где $I_{\text{КЗмах}}^{(3)}$ – максимальный ток трехфазного КЗ;

2) на чувствительность защит:

– при защите АВ с расцепителями замедленного действия, А:

$$I_{\text{КЗmin}}^{(3)} \geq 3 \cdot I_{N_{\text{расц}}},$$

где $I_{\text{КЗmin}}^{(3)}$ – минимальный ток однофазного КЗ в электрически удаленной точке защищаемого участка сети, А; $I_{N_{\text{расц}}}$ – номинальный ток расцепителя замедленного срабатывания, А;

– при защите автоматами с расцепителями мгновенного срабатывания, А:

$$I_{\text{КЗmin}}^{(1)} \geq (1,25 \div 1,4) \cdot I_{\text{устКЗ}},$$

где $I_{\text{уст.КЗ}}$ – ток уставки мгновенного срабатывания, А;

- «1,4» – коэффициент для автоматов с $I_{\text{Нав}} < 100 \text{ А}$;
 «1,25» – коэффициент для автоматов с $I_{\text{Нав}} \geq 100 \text{ А}$.

8.3.4. Системы дугогашения в автоматических выключателях

8.3.4.1. Виды систем дугогашения в АВ

Системы дугогашения являются основными элементами конструкции АВ, т.к. в результате размыкания цепи может возникнуть электрическая дуга, которую системы дугогашения должны «погасить». Система дугогашения состоит из закрепленных параллельно друг другу металлических пластин, которые дробят, нейтрализуют или разрывают электрическую дугу в зависимости от конструкции.

Системы газового дугогашения применяют в выключателях ЭП переменного тока. При газовом дугогашении электрическая дуга горит в потоках газов, где она охлаждается, искривляется, удлиняется и разрывается.

Виды систем газового дугогашения:

1) *газовое дугогашение* – при появлении дуги зона разрыва разогревается, разогревает специальные газогенерирующие вещества (оргстекло, фибра) и происходит расширение потоков газов. Образовавшийся газ содержит большое количество водорода, который обладает высокой теплоемкостью и обеспечивает интенсивный отвод тепла от дуги. Газовое дугогашение применяют в аппаратах разового использования (предохранители с плавкими вставками), в разрядниках и в масляных выключателях;

2) *при воздушном дугогашении* на дугу действует поток сжатого воздуха. Воздушное дугогашение бывает:

- поперечное – применяется в АВ напряжением не более 15 кВ;
- продольное – используется в АВ сетей постоянного тока электропроводов.

3) *Системы магнитного дугогашения*

Действие системы магнитного дугогашения основано на взаимодействии электрической дуги с магнитным полем: под действием поля электрическая дуга перемещается в пространстве, удлиняется и разрывается. Системы магнитного дугогашения классифицируют:

1) *системы дугогашения с постоянными магнитами*. К недостаткам таких систем следует отнести малые допустимые токовые нагрузки, высокую цену и хрупкость материалов магнитов;

2) *системы дугогашения с электромагнитным дутьем* (электродинамическое магнитное дугогашение). В этих системах гашение дуги основано на взаимодействии электрической дуги с собственным магнитным полем и магнитным полем токоведущих частей АВ. Электрическая дуга, возникающая между контактами, перемещается перпендикулярно силовым линиям магнитного поля, перебрасывается на дугогасительные «рога», удлиняется и рвется. К преимуществам таких систем можно отнести простоту, отсутствие дополнительных устройств, поддержание постоянства направления электромагнитной силы при изменении направления тока. Недостатком является то, что иногда удлинения магнитной дуги недостаточно для разрыва (дугогашения);

3) *электромагнитное дугогашение*, основанное на взаимодействии электрической дуги с внешним магнитным полем, создаваемым специальными устройствами, состоящими из катушки возбуждения (дугогасительная катушка) и магнитопровода. Дугогасительные катушки возбуждения бывают с последовательным и независимым включением обмотки.

Каждая из этих систем имеет преимущества и недостатки:

- в системах с последовательным возбуждением к преимуществам можно отнести то, что возникающая сила пропорциональна току и при изменении направления тока не меняет своего направления. Недостатком является то, что при малых токах возникают трудности с гашением дуги из-за малой величины возникающей силы;

- в системах с независимым возбуждением преимуществом является то, что катушка питается от отдельного источника и величина возникающей силы не зависит от величины тока в цепи. К недостатку следует отнести необходимость изменения направления тока в дугогасительной катушке при изменении направления тока нагрузки.

8.3.4.2. Особенности процесса горения и гашения дуги в вакуумных дугогасительных камерах

Гашение дуги в вакуумной дугогасительной камере происходит в глубоком вакууме (при остаточном давлении $6 \div 10$ мм рт. ст.). При разведении контактов загорается дуга и в вакуумных дугогасительных камерах появляются пары металла, которые «срываются» с поверхности контактов электродов при горении. После погасания дуги плотность паров металла между электродами и вокруг них снова уменьшается почти до нуля, и они оседают на поверхность холодных контактов. Поэтому в дугогасительной камере поддерживается достаточно высокий вакуум.

Дуга бывает двух разновидностей:

1) рассеянная («диффузная») дуга, возникающая в случае протекания небольшого тока (менее нескольких кА);

2) концентрированная дуга («сжатая») возникает при протекании тока, превышающего несколько кА, при определенных формах, размерах и материалах электродов, а также при определенных скоростях изменения отключаемого тока.

Диффузная дуга в вакууме гасится достаточно хорошо. Однако если под действием внешнего, направленного магнитного поля произойдет ее сжатие в одноствольный канал разряда, то на поверхности электродов могут образоваться обширные, сильно нагретые зоны, продолжающие эмитировать материал и после ее гашения. Интенсивность этого процесса зависит от материала контактов. Кроме того, в момент перехода тока через нуль, и даже некоторое время спустя погасить дугу в вакууме практически не удастся. Поэтому простые торцевые контакты могут быть использованы в выключателях для коммутации токов нагрузки, не превышающих 4÷8 кА токов.

На рис. 8.11 показано уменьшение способности вакуумной дугогасительной камеры гасить дугу при увеличении тока отключения I_q из-за сжатия дуги, которая сформировалась магнитным полем в промежутке между простыми торцевыми контактами. При увеличении тока отключения I_q быстро уменьшается переходное восстанавливающееся напряжение U_B , при котором происходит успешное гашение дуги. Зона 1 является зоной успешного гашения дуги, а зона 2 – зоной отказов в гашении.

Чтобы преодолеть ограничение, накладываемое на коммутационную способность выключателя с простыми торцевыми контактами, используют различные модификации этих контактов, чтобы «заставить» образовавшуюся дугу перемещаться по поверхности контактов с большой скоростью. К числу таких модификаций также относятся контакты, «заставляющие» дугу непрерывно вращаться от взаимодействия тока дуги с внешним магнитным полем постоянных магнитов или катушек, расположенных снаружи камеры. Наибольшее распространение получили два вида торцевых контактов:

1) в контактной системе типа «спиральный лепесток» сжатая дуга постоянно вращается по поверхности электродов (рис. 8.12);

2) контактная система чашеобразного типа (рис. 8.13), полностью препятствует образованию сжатой локализованной дуги, и поэтому остается в диффузном состоянии в течение всего процесса дугогашения.

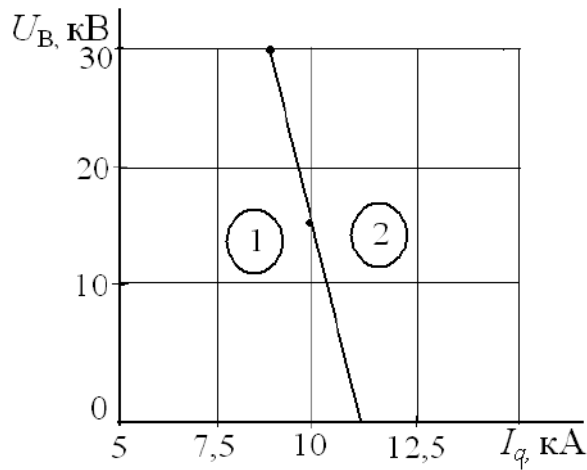


Рисунок 8.11 – График уменьшения отключающей способности вакуумной дугогасительной камеры при увеличении тока отключения

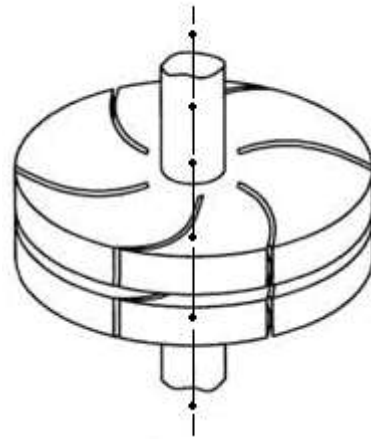


Рисунок 8.12 – Эскиз контактной системы вакуумного выключателя типа «спиральный лепесток»

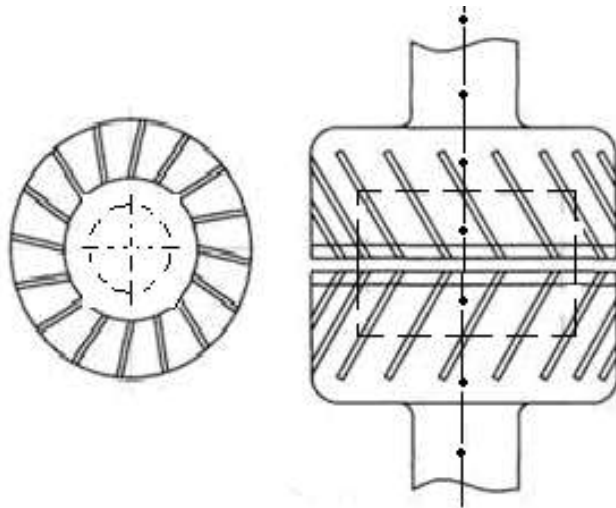


Рисунок 8.13 – Эскиз контактной системы вакуумного выключателя чашеобразного типа

На рис. 8.14 показаны осциллограммы отключения переменного тока в вакуумной камере выключателей серии ВВ/TEL, серийно выпускаемых фирмой «Таврида Электрик», где обозначено:

I – ток разрываемых контактов, А; x – ход контактов, мм; n – концентрация ионизированных паров металла в межконтактном промежутке, $1/\text{м}^3$; U , U_d , U_B – напряжения на промежутке, на дуге и восстанавливающееся напряжение соответственно, В; t_0 , t_1 и t_2 – моменты времени подачи команды на отключение, начала расхождения контактов и время перехода тока через нуль соответственно, с.

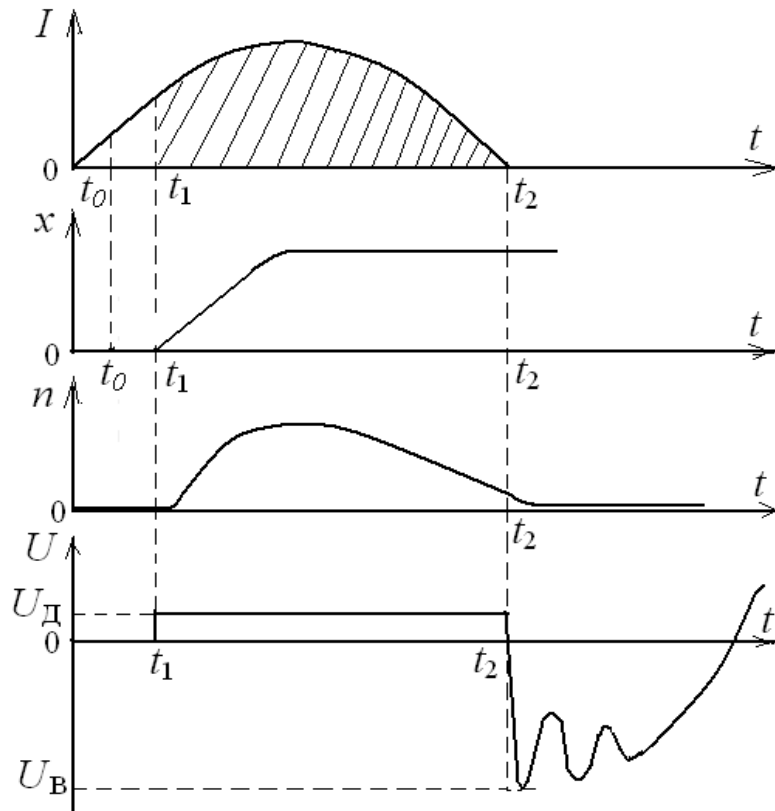


Рисунок 8.14 – Осциллограммы отключения переменного тока в вакуумной камере выключателей серии ВВ/TEL

После подачи команды на отключение (момент времени t_0), через небольшой промежуток времени, начинается расхождение контактов (t_1). При этом в межконтактном промежутке зажигается электрическая дуга, падение напряжения U_d на которой очень небольшое (меньше 30 В). В момент перехода тока через нуль (t_2) межконтактный промежуток заполняется ионизированными парами металла, образовавшимися за время горения дуги. Но из-за отсутствия среды, препятствующей распространению этих паров, их уход из межконтактного промежутка происходит очень быстро (в течение 5÷10 с).

После этого в вакуумном АВ напряжение восстанавливается. Электрическая прочность вакуумного промежутка высокая, и отключение тока гарантированно происходит даже при зазорах более 1 мм.

8.4. Методы определения места повреждения кабеля

8.4.1. Виды повреждений кабельных линий

Повреждения в трехфазных кабельных линиях (КЛ) могут быть следующих видов:

- 1) замыкание одной жилы на землю;
- 2) замыкание двух или трех жил на землю либо двух или трех жил между собой;
- 3) обрыв одной, двух или трех жил без заземления или с заземлением как оборванных, так и необорванных жил;
- 4) заплывающий пробой, проявляющийся в виде КЗ (пробоя) при высоком напряжении и исчезающий («заплывающий») при номинальном напряжении.

Характер повреждения определяют с помощью мегомметра. Для этого с обоих концов линии проверяют:

- сопротивление изоляции каждой жилы кабеля по отношению к земле (фазная изоляция), сопротивление изоляции жил относительно друг друга (линейная изоляция);
- целостность токоведущих жил.

8.4.2. Методы определения зон повреждения кабельных линий

Выбор метода определения места повреждения кабеля зависит от характера повреждения, места прокладки и переходного сопротивления в месте повреждения. При повреждении КЛ ориентировочно определяют зону (место локализации) повреждения, и после этого различными методами уточняют место повреждения на трассе. Для более точного определения зоны повреждения поиск желательно выполнять с одного конца КЛ несколькими методами. Если такая возможность отсутствует, более точный результат дает поиск одним методом с обоих концов кабеля.

Для поиска зоны повреждения используют метод прожигания изоляции (разрушающий метод), импульсный метод; метод колебательного разряда; метод петли; емкостный метод.

Метод прожигания изоляции. В этом случае устанавливают место, где сопротивление между жилами или между жилой и оболочкой будет минимальным. Для уточнения места повреждения необходимо снизить переходное сопротивление до минимального предела. Для этого при помощи генератора высокой частоты или трансформатора выполняют прожигание изоляции. Процесс прожигания протекает по-разному, в зависимости от характера повреждения и состояния кабеля. Обычно через 15 – 20 с сопротивление уменьшается до нескольких десятков Ом. При увлажненной изоляции процесс проходит более длительно, и сопротивление удается уменьшить только до 2000 – 3000 Ом. В муфтах процесс прожигания кабеля проходит более длительно, иногда несколько часов,

причем сопротивление резко меняется: то снижается, то снова возрастает, – пока не установится процесс, и сопротивление не начнет снижаться устойчиво. Это разрушающий метод определения места повреждения кабеля.

Импульсный метод применяется для определения зоны повреждения кабеля при переходном сопротивлении до 150 Ом в любых случаях, кроме заплывающего пробоя. Метод основан на измерении интервала времени между моментами подачи зондирующего импульса переменного тока и приема отраженного импульса от места повреждения. Скорость распространения импульсов в КЛ высокого и низкого напряжения – величина постоянная и равна $V=160$ м/мкс.

Поэтому по времени пробега импульса до места повреждения и обратно (T_x) определяют расстояние до точки повреждения кабеля (L_x , м):

$$L_x = T_x V/2 = 80 \cdot T_x.$$

Измерения производятся рефлектометрами (например, РЕЙС-105Р). На экране прибора имеется линия масштабных отметок и линия импульсов. По форме отраженного импульса можно судить о характере повреждения. Отрицательное значение отраженный импульс имеет при КЗ, положительное – при обрыве жил.

Метод колебательного разряда применяется при заплывающих пробоях кабелей. Для измерения на поврежденную жилу от испытательной установки подается напряжение, которое плавно поднимается до напряжения пробоя. В момент пробоя в кабеле возникает разряд колебательного характера. Период колебаний определяет расстояние до точки повреждения, так как электромагнитная волна распространяется в кабеле с постоянной скоростью. Измерения выполняются рефлектометрами.

Метод петли основан на измерении сопротивлений при помощи моста постоянного тока. Применение метода возможно при повреждении одной или двух жил кабеля и при наличии одной неповрежденной жилы. При повреждении трех жил можно использовать жилу рядом проложенного кабеля. Для этого поврежденную жилу накоротко присоединяют к целой жиле кабеля, образуя петлю. К противоположным концам жил присоединяют регулируемые сопротивления моста.

Равновесие моста будет при условии, о.е.:

$$R_1/R_2 = L_x/L + (L - L_x).$$

Сопротивление жилы кабеля прямо пропорционально его длине, поэтому расстояние до точки повреждения, м:

$$L_x = 2L \cdot R_1/(R_1 + R_2),$$

где R_1 и R_2 – регулируемые сопротивления моста, Ом;

L – полная длина линии, м.

К недостаткам этого метода следует отнести большие затраты времени, меньшую точность, необходимость устанавливать «закоротки». Поэтому метод «петли» сейчас вытесняется другими методами: емкостным, импульсным методами, методом колебательного разряда и другими.

Методы непрерывно совершенствуются.

Емкостный метод применяется для определения расстояния от конца линии до места обрыва одной или нескольких жил КЛ путем измерения емкости кабеля. Метод основан на измерении емкости оборванной жилы с помощью моста переменного или постоянного тока, так как емкость кабеля зависит от его длины. При обрыве жилы кабеля без заземления измеряется емкость оборванной жилы с обоих концов. Считаем, что длина кабеля делится пропорционально измеренным емкостям C_1 и C_2 , тогда:

$$C_1/L_x = C_2/(L - L_x),$$

После определения зоны повреждения в этот район для определения места повреждения направляется оператор, который использует акустический, индукционный метод или метод накладной рамки.

Акустический метод. Сущность акустического метода состоит в создании в месте повреждения искрового разряда и прослушивании на трассе звуковых колебаний, вызванных этим разрядом над местом повреждения. Этот метод применяют для обнаружения на трассе всех видов повреждения с условием, что в месте повреждения может быть создан электрический разряд и это место ориентировочно известно. Для возникновения устойчивого разряда необходимо, чтобы величина переходного сопротивления в месте повреждения превышала 40 Ом.

Слышимость звука на поверхности земли зависит от глубины залегания кабеля, плотности грунта, вида повреждения и мощности разрядного импульса. Возможная глубина прослушивания колеблется от 1 до 5 м. Применять этот метод для открыто проложенных кабелей, кабелей, проложенных в каналах и в туннелях, не рекомендуется, так как из-за хорошего распространения звука по металлической оболочке кабеля можно допустить большую ошибку в определении места повреждения.

В качестве генератора импульсов применяется кенотрон с дополнительным включением в схему высоковольтных конденсаторов и шарового разрядника. Вместо конденсаторов можно использовать емкость неповрежденных жил кабеля. В качестве акустического датчика используют датчики пьезомагнитной или электромагнитной системы, преобра-

зующие механические колебания грунта в электрические сигналы, поступающие на вход усилителя звуковой частоты. Над местом повреждения сигнал наибольший.

Индукционный метод применяют для непосредственного отыскания мест повреждения кабеля на трассе: при замыкании изоляции жил между собой или на землю; при обрыве с одновременным пробоем изоляции между жилами или на земле; для определения трассы и глубины залегания кабеля; для определения местоположения соединительных муфт. По этому методу на поверхности земли с помощью приемной рамки фиксируют изменения электромагнитного поля над кабелем при пропускании по нему тока от долей ампера до 20 А (звуковой частоты $800 \div 1200$ Гц). Диапазон определяется в зависимости от наличия помех и глубины залегания кабеля. ЭДС, наводимая в рамке, зависит от распределения тока в кабеле и взаимного пространственного расположения рамки и кабеля. Зная характер изменения поля, можно по ориентации рамки определить трассу прохождения и место повреждения кабеля. Более точные результаты получают при прохождении тока по цепи «жила – жила», для этого выжиганием однофазные замыкания переводят в двух- и трехфазные или создают искусственную цепь «жила – оболочка кабеля», снимая заземление с цепи с двух сторон и подключая генератор к жиле и оболочке кабеля. Силовые линии поля от тока цепи «жила – земля» представляют собой концентрические окружности, центром которых является ось кабеля. Ток, идущий по прямому и обратному проводам, создает два концентрических магнитных поля, действующих в противоположных направлениях (поле от пары токов). При расположении жил в горизонтальной плоскости результирующее поле на поверхности земли наибольшее, а при расположении жил в вертикальной плоскости – наименьшее. Поскольку кабели имеют скрутку жил, то в рамке, расположенной вертикально и перемещаемой вдоль трассы кабеля, будут индуцироваться ЭДС, изменяющиеся от минимума при вертикальном расположении жил до максимума при горизонтальном расположении жил. При отыскании повреждения следует помнить, что сигнал за местом повреждения затухает на расстоянии не более половины шага.

Этим методом определяют трассу кабеля, глубину его прокладки, место расположения соединительных муфт (по усилению звучания в телефоне из-за увеличенного расстояния между жилами). Для определения глубины прокладки кабеля сначала находят линию его трассы и проводят черту. Затем, располагая ось рамки под углом 45° к вертикальной плоскости, проходящей через ось кабеля, устанавливают место исчезновения

в рамке индуцированной ЭДС. Расстояние от этого места до трассы, отмеченной чертой, равно глубине залегания кабеля. При наличии защитной металлической трубы уровень звука резко уменьшается, так как труба является экраном.

Метод накладной рамки применяют для непосредственного обнаружения места повреждения кабеля. Метод основан на том же принципе, что и индукционный, удобен при открытой прокладке кабеля. При прокладке кабеля в земле необходимо открыть несколько шурфов в зоне повреждения, после этого к жиле и оболочке или между двумя жилами подключают генератор. На кабель накладывают рамку и поворачивают ее вокруг оси. До места повреждения будут прослушиваться два максимума и два минимума сигнала от поля пары токов. За местом повреждения при вращении рамки будет прослушиваться монотонный сигнал, вызванный магнитным полем одиночного тока.

За последние 15 – 20 лет обслуживания подземных телекоммуникационных трассы усложнилось, т.к. эксплуатируемых трасс стало больше, а средний «возраст» их увеличился, активизировались строительные работы. В городских условиях существуют проблемы вскрытия асфальтового покрытия и высокий уровень электромагнитных помех широкого спектра.

8.4.3. Современные способы поиска трасс прохождения кабельных линий и их повреждений

В настоящее время появились новые способы поиска трасс. Раньше поисковые приборы были простыми, дешевыми и состояли из поисковой антенны с датчиком и миниатюрного встроенного приемника со звуковой индикацией. Степень фильтрации была невысока, часто приемник представлял собой усилитель низкой частоты, выдающий звук в "чистом виде", без обработки.

Новое поколение приборов для поиска трасс более эффективно, они точнее, но и значительно дороже. Для уменьшения электромагнитных помех усложнили фильтрующий блок, а городские акустические шумы потребовали акустической отстройки. Все это привело к увеличению габаритов и веса прибора, и для обеспечения комфортной работы персонала в современных приборах приемник и поисковую антенну разделили.

Дальнейшее развитие шло по пути расширения сервисных возможностей приборов, например, цифровая индикация глубины закладки кабеля и величины тока. Для этого ввели второй горизонтальный датчик и

предусмотрели возможность строго-вертикального направления антенны. Для поиска трассы по минимуму сигнала был встроен еще и вертикальный датчик. Совместная работа вертикального и горизонтального датчиков позволяет искать трассу не только по максимуму или минимуму, как это было в традиционных методах, но и по инвертируемому сигналу. Такой способ называют по-разному: "супермаксимум", "максимум+" и т.д. Его достоинство заключается в том, что он объединяет точность поиска "по минимуму" с удобством поиска по максимуму (рис. 8.15).

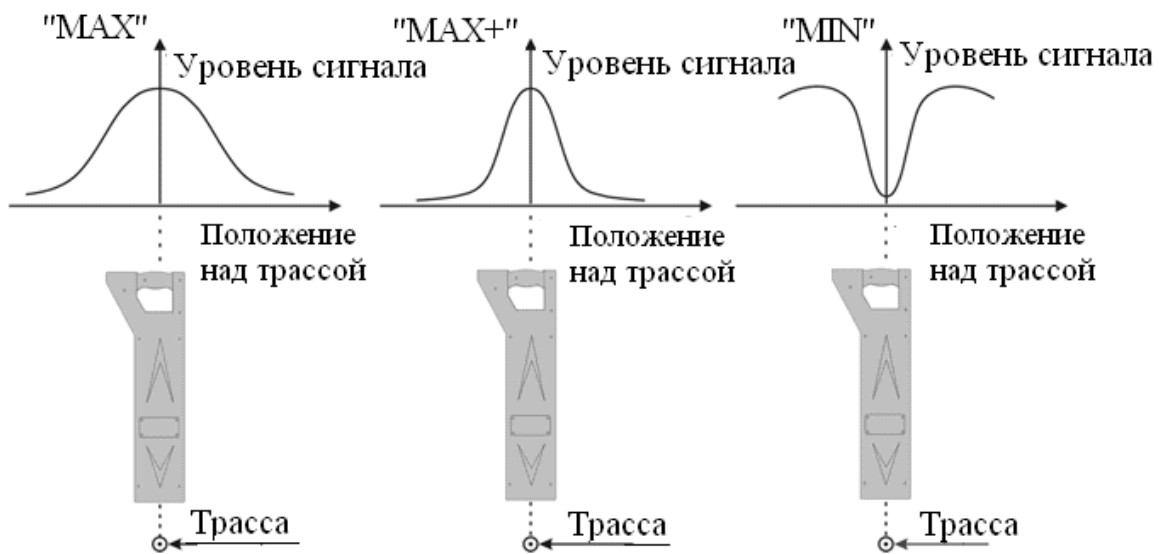


Рисунок 8.15 – Режим "супермаксимум" (в центре) объединяет удобство определения трассы по максимальному сигналу (слева) с точностью поиска по минимуму сигнала (справа)

Появление датчиков с различной ориентацией приема сигнала позволило включить в комплекс измерений фазовый анализ, который дает дополнительные данные:

- за счет использования вертикального датчика стало возможно определять место измерения: справа или слева от кабеля;
- нахождение "своего" кабеля в местах схождения коммуникаций. Эта проблема по мере уплотнения коммуникаций приобрела особую актуальность. Было замечено, что направление тока в соседних трассах противоположно в каждый момент времени, что означает сдвиг фаз на 180° . Это используют как признак, разделяющий кабели;
- определение топологии поля для определения места прокладки кабеля при помощи устройства, которое с помощью датчиков с различной

ориентацией оценивает расстояние до кабеля, глубину залегания и показывает их на плане, сопровождая цифровыми показаниями уровня сигнала (рис. 8.16).

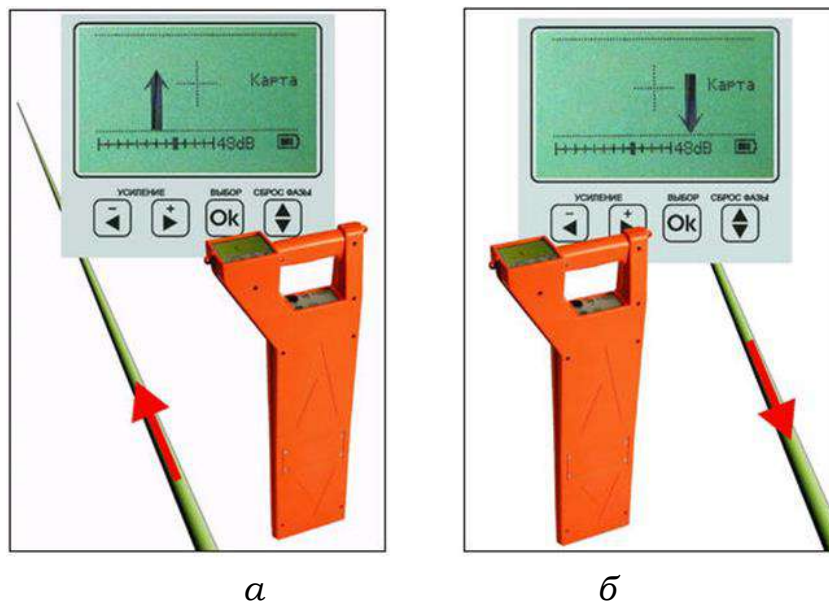


Рисунок 8.16 – Устройство для изучения топологии магнитного поля
 а – слева от измерителя показан "свой" кабель, сигнал от генератора направлен вперед по кабелю; б – справа от измерителя "чужой" кабель – сигнал возвращается к генератору

Этот метод (контактный метод) основан на том, что при протекании тока через поврежденную оболочку на земле возникает разность потенциалов. Эту разность потенциалов снимают штырями, которые подключают к приемнику вместо антенны. Контактный метод на несколько порядков чувствительнее методов, основанных на определении амплитуды. Возможен пассивный поиск подземных коммуникаций, без подключения генератора.

Вместе с тем контактный метод имеет два недостатка:

- трудоемкость. Метод достаточно точный, если место дефекта известно хотя бы приблизительно. В противном случае требуется обследовать весь кабель. Для высокоомных дефектов зона чувствительности резко снижается: уже для повреждений с сопротивлением около 100 кОм зона обнаружения находится в радиусе более 1 м от повреждения. Найти такое повреждение сложно;

- для городов с развитым асфальтным покрытием применение контактного метода невозможно. В сельской местности трудности связаны с особенностями ландшафта, почвы и погодных условий.

Для городских условий был разработан двухчастотный амплитудный метод, который может полностью заменить традиционный амплитудный метод, при котором повреждение ищут по резкому спаду сигнала. Недостатком традиционного поиска является то, что он должен быть непрерывным, а изменение сигнала может происходить по разным причинам.

Двухчастотный амплитудный метод работает сразу на двух частотах: 273 Гц и 2 кГц. Низкочастотный сигнал 273 Гц чувствителен к повреждению изоляции, а сигнал с частотой 2 кГц является опорным и изменяется с глубиной залегания кабеля или положением относительно него измерителя точно так же, как и низкочастотный сигнал.

При отсутствии повреждения соотношение сигналов вдоль кабеля практически не изменяется. Если кабель поврежден, то изменение сигнала частотой 273 Гц значительно, а изменение сигнала 2 кГц практически не наблюдается.

Прибор анализирует соотношение уровня сигналов на двух частотах и определяет поврежденный участок, сравнивая соотношения сигналов на концах исследуемого участка. В городских условиях он работает на расстоянии до 100 м, что позволяет найти поврежденный участок кабеля на интервале 1 км за 10 измерений. Затем на поврежденном участке можно провести следующие измерения, разбив его на более короткие отрезки. Это существенно облегчает работу специалистам-кабельщикам. Следует отметить, что чувствительность двухчастотного амплитудного метода на порядок выше традиционных способов поиска повреждений, а также позволяет проводить поиск на недоступных для измерения участках.

Облегчение и ускорение работы специалистов во все более усложняющихся условиях поиска трасс прокладки кабеля и поврежденных мест – общий итог применения всех перечисленных инновационных методов, разработанных в последние годы.

К сожалению, применение этих методов все еще сдерживается высокими ценами производителей на трассо-поисковые приборы.

Вопросы для самопроверки 1. Какие по конструкции бывают шиннопроводы, в каких случаях их устанавливают?

2. Какие и зачем используют схемы чередования фаз?

3. Назовите цель и особенности расчета токов КЗ в сетях до 1 кВ.

4. Какие аппараты защиты Вы знаете?

5. Опишите конструкции предохранителей с плавкими вставками.

Назовите их преимущества и недостатки.

6. Что такое «ток срабатывания» и «ток несрабатывания» предохранителя?

7. Какие бывают наполнители предохранителей с плавкими вставками? Дайте краткую характеристику этих наполнителей.

8. Опишите конструкцию и принцип действия автоматического выключателя. Какие функции он выполняет?

9. Перечислите способы гашения дуги в автоматических выключателях.

10. Как проверяют автоматические выключатели, на какие характеристики?

11. Что такое система газового дугогашения?

12. Какие бывают системы магнитного дугогашения?

13. Объясните особенности процесса гашения дуги в вакуумных дугогасительных камерах.

14. Назовите виды повреждений трехфазных кабельных линий.

15. Что такое «разрушающий способ» поиска дефекта кабельной линии? В каких случаях его используют?

16. Перечислите неразрушающие методы контроля и поиска дефектов кабельных линий.

17. Назовите недостатки контактного метода поиска кабельных трасс.

18. Опишите двухчастотный амплитудный метод, который был разработан для городских условий.

19. Назовите преимущества и недостатки применения в комплексе приема сигнала измерений фазового сигнала.

20. Какие современные способы поиска трасс прохождения кабельных линий и их повреждений Вы знаете?

Литература: [1, 5, 15, 23, 24, 37, 42, 46].

9. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

9.1. Понятие «компенсация реактивной мощности».

Назначение компенсации реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности – целенаправленное воздействие на баланс активной и реактивной мощности в электрической системе с целью регулирования напряжения, а в распределительных сетях – и с целью снижения потерь электроэнергии. Компенсация (поддержание баланса активной и реактивной мощности) осуществляется при помощи компенсирующих устройств (КУ).

В настоящее время основной нагрузкой электрических сетей являются АД, распределительные и преобразовательные трансформаторы, полупроводниковые преобразовательные аппараты. Для таких ЭП требуется большой реактивный ток, который необходим для создания электромагнитных полей. Реактивный ток, совершая колебания между источником и ЭП, приводит к дополнительной загрузке оборудования и линий электропередачи на всех этапах производства, передачи и распределения электроэнергии [4, 12, 15, 20, 29, 36].

Нарушение баланса активной и реактивной мощности приводит к колебаниям напряжения и частоты в узлах нагрузки.

Активная электрическая энергия идет на работу, превращаясь в механическую, световую и другие виды энергии, а также идет на покрытие потерь. Активная мощность вырабатывается только генераторами электрических станций.

Реактивная составляющая энергии не выполняет полезной работы, она служит для создания магнитных полей, необходимых для работы ЭП. При этом электроэнергия, запасаемая в каждом индуктивном элементе, распространяется по сети, не рассеиваясь в активных элементах, а совершая колебательные движения (от нагрузки к генератору и обратно). Передача реактивной мощности от генераторов по электрической сети к потребителям (индуктивным ЭП) уменьшает активную мощность сети ($\cos\varphi$ сети) и дополнительно загружает электросеть, снижает ее общую пропускную способность. Так, например, ТГ с номинальной мощностью 1250 кВА при номинальном коэффициенте мощности $\cos\varphi_N = 0,8$ может отдать потребителю активную мощность, равную $1250 \times 0,8 = 1000$ кВт. Если генератор будет работать с $\cos\varphi = 0,6$, то в сеть отдается активная мощность равная $1250 \times 0,6 = 750$ кВт, т.е. вырабатываемая активная

мощность ТГ будет снижена на 25 %. Поэтому увеличение реактивной мощности, вырабатываемой генераторами станций в режиме перевозбуждения, нецелесообразно. Показателем выработки реактивной мощности (Q) является $\sin\varphi$, который равен отношению реактивной мощности Q к полной мощности S ($\sin\varphi=Q/S$).

Суммарная реактивная мощность складывается из реактивной мощности, вырабатываемой генераторами электростанций, реактивной мощности ВЛЭП (конденсаторный эффект, мощность пропорциональна длине линий электропередачи и квадрату напряжения) и реактивной мощности КУ, подключенных к электрической сети. Реактивная мощность также может регулироваться синхронными двигателями (СД) станций и ПП в режиме пере- или недовозбуждения, а также батареями конденсаторов (БК). Наиболее целесообразно использование реактивной мощности от заводских источников: КБ, КУ и СД, – т.к. они расположены в непосредственной близости к потребителям (АД и т.д.). Это позволит сократить число и сечение передающих линий, число устанавливаемых трансформаторов и другие сетевые затраты, связанные с передачей реактивной мощности.

Суммарная мощность компенсирующих устройств Q_{Σ} , которые устанавливаются на предприятиях, зависит от реактивных нагрузок (Q_M) и от той наибольшей реактивной мощности Q_C , которая может быть передана из энергосистемы в сеть предприятия в период наибольших активных нагрузок СЭС с приближенным учетом потерь электроэнергии в сети предприятия, квар:

$$Q_{\Sigma} = Q_M + Q_C,$$

где Q_M – реактивная нагрузка предприятия в период наибольших активных нагрузок СЭС;

Q_C – наибольшая реактивная мощность, которая передается из энергосистемы в сеть предприятия в период наибольших активных нагрузок.

Для обеспечения энергосбережения используют различные средства компенсации реактивной мощности, устанавливаемые непосредственно возле ЭП, потому что реактивная мощность, как и активная, учитывается в тарифе за электроэнергию: за ее потребление платит предприятие, а в случае превышения потребления активной мощности Облэнерго налагает штрафы. Следует, однако, отметить, что из-за избытка реактивной мощности в электрических сетях за ее недоиспользование налагают большие штрафы, в то время как за превышение ее потребления возможно даже премирование. Для стимулирования мероприятий по

компенсации реактивной мощности на предприятиях установлены скидки и надбавки к тарифу на электроэнергию.

Баланс реактивной мощности должен обеспечиваться при всех режимах работы СЭС: номинальном, послеаварийном и послеремонтном. Обеспечивать баланс реактивной мощности настолько важно, что в послеаварийных и послеремонтных режимах используют все существующие на предприятии средства генерации или потребления реактивной мощности, независимо от их экономичности.

В распределительных сетях коммунально-бытовых потребителей, содержащих преимущественно однофазную нагрузку, устройства компенсации реактивной мощности применяются редко. Но в настоящее время расход электроэнергии в жилом секторе непрерывно увеличивается. Так, в 70-тые годы XX-го века бытовое потребление (практически только активной энергии) составляло 4–5 % от общей выработки электроэнергии; в настоящее время этот показатель оценивается в 35–40 %. Поэтому рассмотрение устройств компенсации у бытовых абонентов становится актуальной темой.

Отсутствие компенсации реактивной мощности приводит к следующим отрицательным результатам:

- уменьшается $\cos\varphi$ всех элементов, входящих в энергосистему;
- при уменьшении $\cos\varphi$ трансформаторов уменьшается пропускная способность активной мощности из-за увеличения реактивной загрузки;
- увеличение потребления мощности в сетях с низким $\cos\varphi$ приводит к возрастанию тока и, следовательно, к возрастанию потерь мощности пропорционально току в квадрате, к увеличению падения напряжения во всех звеньях энергосистемы, к снижению напряжения у потребителей;
- на ПП снижение напряжения нарушает нормальную работу ЭП. Снижается частота вращения ЭД, что приводит к снижению производительности оборудования; ухудшается качество сварки; снижается световой поток ламп; ухудшается качество продукции;
- при росте тока требуется увеличение сечений проводов и кабелей, возрастают капитальные затраты.

Компенсация реактивной мощности особенно актуальна для ПП, основными ЭП которых являются АД, у которых $\cos\varphi$, без принятия мер по компенсации, будет не более $0,6 \div 0,65$.

В результате можно сказать, что выполнение на предприятии мероприятий по компенсации реактивной мощности позволит:

- уменьшить нагрузку на трансформаторы или выбирать трансформаторы меньшей мощности, увеличить срок их службы;
- использовать провода и кабели меньшего сечения;
- улучшить качество электроэнергии и уменьшить ее потребление;
- уменьшить нагрузку на коммутационную и защитную аппаратуру за счет уменьшения рабочих токов.

На баланс активной и реактивной мощности существенное влияние оказывают нагрузки с нелинейными вольтамперными характеристиками. Их использование сопровождается искажениями напряжения питающей сети, что негативно влияет на ЭО и вызывает:

- повышенный нагрев аппаратуры и токопроводящих линий, увеличение потерь мощности;
- избыточную вибрацию и нестабильность работы двигателей;
- ложные срабатывания устройств релейной защиты и автоматики, несанкционированное срабатывание коммутационной аппаратуры, возникновение резонансных явлений;
- электромагнитные помехи в измерительной аппаратуре и в устройствах управления.

9.2. Оборудование и средства для решения проблем компенсации реактивной мощности

Компенсировать реактивную мощность можно КУ высокого, среднего и низкого напряжений на основе контакторов и тиристорных устройств. Они выполняются в различном климатическом исполнении и комплектуются фильтрокомпенсирующими установками (ФКУ); батареями статических конденсаторов (БСК); низковольтными и высоковольтными одно- и трехфазными конденсаторами, СД и синхронными компенсаторами (СК), косинусными компенсаторами (конденсаторными установками), шунтирующими реакторами, статическими тиристорными компенсаторами [36, 41, 43, 45].

Различают поперечную и продольную компенсацию реактивной мощности.

При поперечной компенсации индуктивные и емкостные цепи КУ соединяются параллельно. При этом ток в неразветвленной части цепи равен геометрической сумме индуктивных и емкостных токов: индуктивный ток отстает от напряжения, а емкостный опережает его. При соответствующем значении емкости суммарный ток оказывается больше индуктивного тока нагрузки, что приводит к увеличению коэффициента

мощности ($\cos\varphi$) системы. Повышение $\cos\varphi$ системы с помощью источников реактивной мощности позволяет увеличить пропускную способность линий, повысить активную загрузку трансформаторов без увеличения их мощности.

При поперечной компенсации реактивной мощности при снижении тока нагрузки снижаются потери активной мощности, повышается напряжение в сети, снижаются потери в отдельных элементах СЭС. Для уменьшения потерь в питающей сети конденсаторы следует подключать как можно ближе к потребителям. К преимуществам поперечной компенсации относятся: простота и невысокая стоимость, доступность используемых материалов, малые собственные потери активной мощности, а к недостаткам – отсутствие плавного регулирования отдаваемой в сеть реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда.

При продольной компенсации конденсаторы включают последовательно с нагрузкой через разделительный или вольто-добавочный трансформатор, через которые проходит полный ток линии, в том числе и ток КЗ. Продольная компенсация обеспечивает автоматическое регулирование напряжения в зависимости от тока нагрузки.

Однако при продольной компенсации возможны аварийные режимы: феррорезонансные колебания, перенапряжения при расшунтировании конденсаторов и их повреждения. Если в схеме питания возникает резкое повышение напряжения, то конденсаторы должны быть немедленно разряжены через искровой промежуток и зашунтированы высоковольтным выключателем. Продольная компенсация используется для линий высокого напряжения для повышения устойчивости энергосистемы и для увеличения пропускной способности линий.

Выбор оборудования для компенсации реактивной мощности полностью зависит от места и цели его установки.

Конденсаторные батареи (КБ) являются основным средством компенсации (выдача реактивной энергии) на ПП. Снижение перетоков реактивной мощности от генераторов через электросеть к ЭП уменьшает потери активной энергии и нормализует напряжение в энергосистеме. КБ устанавливаются вблизи от места потребления реактивной мощности, и при необходимости устанавливаются системы автоматического регулирования для изменения выдаваемой мощности в разных режимах.

В качестве примера можно указать применение КБ на заводах электролиза алюминия, в схемах крупных ртутно - выпрямительных агрегатов, в цехах с большим количеством АД. При периодическом заряде и разряде конденсаторы создают избыточное напряжение, что заставляет

ток переходить в следующую фазу раньше, чем это было бы при отсутствии в схеме конденсаторов, в результате чего КБ генерируют реактивную мощность. Поэтому выдаваемая в систему мощность при наличии в системе КБ ($Q_{\text{п}}$) оказывается больше, чем паспортное значение установленной мощности батарей ($Q_{\text{конд}}$). Компенсирующий эффект в системе ($K_{\text{э}}$) при наличии КБ может быть представлен:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{п}}}{Q_{\text{конд}}} \approx 2,5 \div 3,1,$$

где $Q_{\text{п}}$ – реактивная мощность, отдаваемая в систему, квар.

Шунтирующие реакторы используются для компенсации (снижения) емкостной мощности, генерируемой протяженными слабонагруженными высоковольтными ВЛЭП.

Фильтрокомпенсирующие устройства предназначены для снижения гармонических искажений напряжения и компенсации реактивной мощности в СЭС промышленных предприятий и в электрических сетях.

Синхронный компенсатор (СК) – явнополюсный синхронный двигатель, который работает только в режиме холостого хода и генерирует в сеть (или забирает из сети) реактивную мощность в зависимости от величины тока ротора (возбуждения). Промышленность выпускает СК на напряжение 6(10) кВ. Их устанавливают в цехах крупных ПП, на ОРУ станций и на подстанциях, возле крупных ЭП (например, дуговых и рудотермических печей), рис. 9.1. СК на напряжение 0,4 кВ не выпускают, т.к. они дорогие, и поэтому экономически рентабельнее в низковольтных сетях устанавливать БК.



Рисунок 9.1 – Синхронные компенсаторы, установленные на ОРУ подстанции

Для компенсации реактивной мощности в цехах ПП несколько последних десятилетий стали использовать СД, которые, кроме выполнения функции движения, могут потреблять (режим недовозбуждения) или вырабатывать (режим перевозбуждения) реактивный ток, необходимый для работающих рядом АД. СД допускают форсировку возбуждения, имеют широкие пределы регулирования реактивной мощности, меньше зависят от колебаний напряжения, чем БК, поэтому эффективнее влияют на устойчивость энергосистемы. Значение реактивной мощности, генерируемой СД в сеть, зависит от его механической нагрузки – загрузки активной мощностью [45, 53, 54].

На ПП при необходимости регулирования баланса активной и реактивной мощности, а также при недостаточном обеспечении предприятия системами компенсации реактивной мощности возможен полный перевод СД в режим СК, [39]. На рис. 9.2 представлен общий вид явнополюсного СД, который может быть использован, как регулятор реактивной мощности.

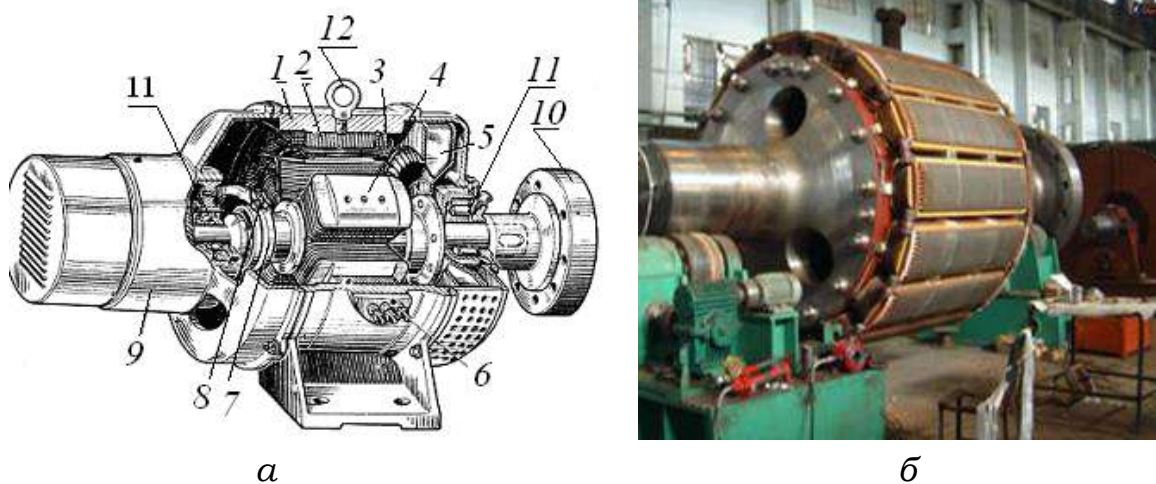


Рисунок 9.2 – Общий вид СД (а) и фото явнополюсного ротора (4) СД (б):

- 1 – корпус; 2 – сердечник статора; 3 – обмотка статора; 4 – ротор;
 5 – вентилятор; 6 – выводы обмотки статора; 7 – контактные кольца;
 8 – щетки; 9 – возбудитель; 10 – полумуфта; 11 – подшипник;
 12 – рым-болт

В цехах ПП технически и экономически целесообразно параллельно с КБ использовать СД. КБ будут осуществлять компенсацию базисной части суточного графика реактивной нагрузки, а СД будет работать в режиме СК в периоды пиков и провалов энергопотребления. То есть в

сетях 380÷660 В для компенсации реактивной мощности можно использовать свободную реактивную мощность СД, оставшуюся после компенсации реактивных нагрузок в сети 6(10) кВ.

Статические тиристорные компенсаторы (СТК) (косинусные конденсаторы) часто используют в СЭС промышленных предприятий. СТК, как СД и СК, могут выдавать и потреблять реактивную мощность. В электрических сетях они используются для оптимизации режимов работы с целью повышения пропускной способности и устойчивости линий электропередачи, стабилизации напряжения в узлах нагрузки, уменьшения потерь электроэнергии и повышения ее качества. Номинальная мощность и схема включения СТК выбирается для конкретного объекта в зависимости от параметров СЭС, вида и величины компенсируемой нагрузки и требований к качеству электроэнергии.

СТК выпускают в двух основных модификациях: для промышленных установок, например, для тиристорных приводов прокатных станов и для дуговых сталеплавильных печей (ДСП) (рис. 9.3) и для высоковольтных ВЛЭП.

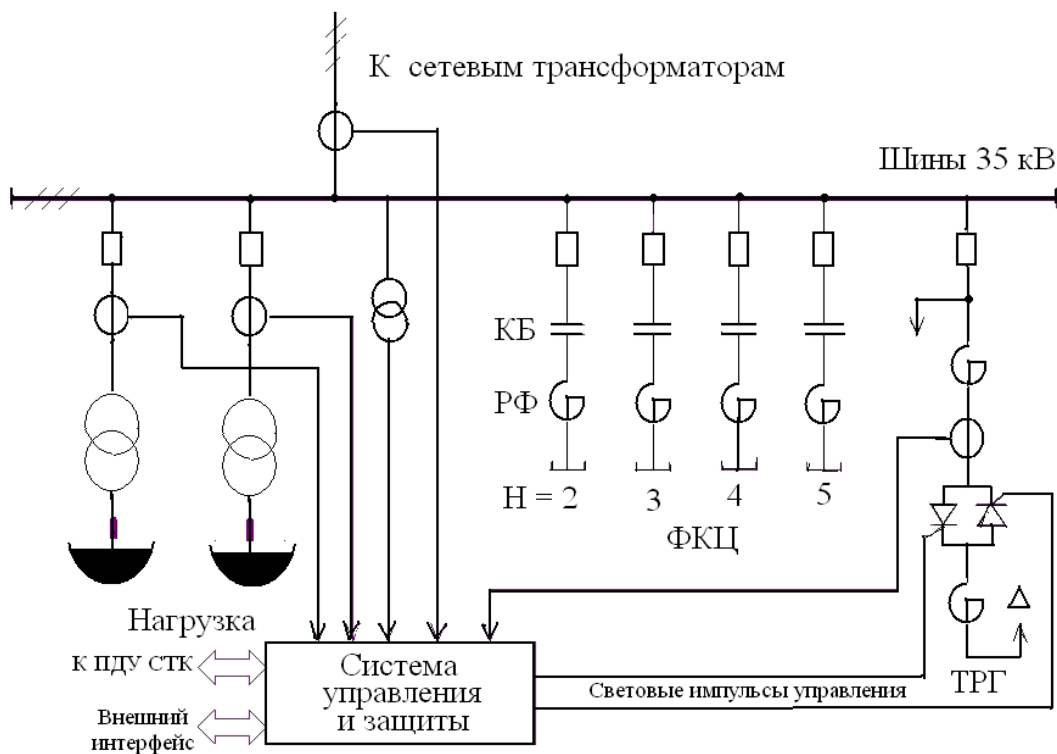


Рисунок 9.3 – Схема включения СТК для питания ДСП
 ФКЦ – фильтрокомпенсирующая цепь; РФ – фильтровые реакторы;
 КБ – батарея конденсаторов; ТРГ – тиристорнореакторная группа;
 ПДУ СТК – пульт дистанционного управления СТК

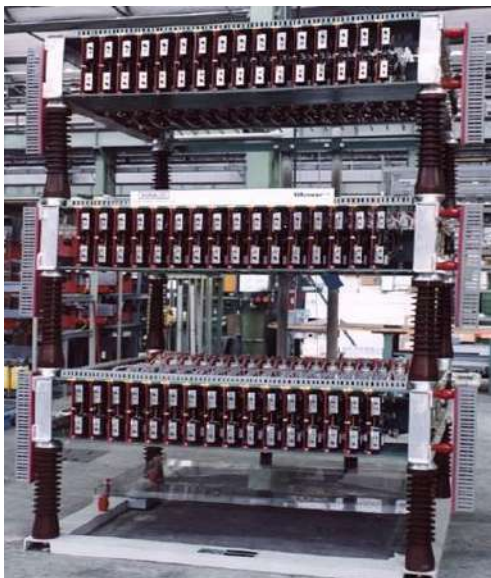
Есть СТК специального исполнения для тяговых подстанций электрифицированных железных дорог. На промышленных предприятиях и на тяговых подстанциях железных дорог СТК поддерживают баланс активной и реактивной мощности; снижают колебания напряжения и повышают коэффициент мощности ЭП; снижают величину (обеспечивают фильтрацию) высоких гармоник токов.

В комплект СТК входит:

- набор фильтров высших гармоник (фильтрокомпенсирующая цепь), которые постоянно подключены к сети или коммутируются выключателями;
- реакторы, управляемые тиристорами (тиристорнореакторная группа), которые включаются параллельно во все три фазы. Угол «зажигания» тириستоров может быстро изменяться так, чтобы ток, уходящий в реактор, изменялся в соответствии с током нагрузки или величиной реактивной мощности в энергосистеме.

В комплект поставки СТК потребителям входят:

- высоковольтный встречно-параллельный тиристорный вентиль, рис. 9.4, а;



а



б

Рисунок 9.4 – Комплектующие элементы СТК

а – высоковольтный тиристорный вентиль;

б – конденсаторные батареи внешней установки

- блок системы охлаждения;
- компенсирующие реакторы;
- конденсаторные батареи и фильтровые реакторы, рис. 9.4, б;

– система автоматического управления и защиты СТК.

Помимо обеспечения требований действующих стандартов по основным показателям качества электроэнергии, СТК осуществляют разгрузку сетевых трансформаторов и питающих линий электропередачи от реактивного тока, снижают величину действующего тока и величину активных потерь, что позволяет увеличить пропускную способность линий без увеличения их числа или сечения проводов.

СТК выполняется на напряжение от 10 до 35 кВ и подключается к шинам подстанции через специальные понижающие трансформаторы или прямо к обмотке автотрансформатора подстанции.

В зависимости от мощности, места установки, уровня технологий завода - изготовителя, срок окупаемости СТК составляет 1÷3 года. Система управления СТК обеспечивает его быстрое реагирование на изменение баланса активной и реактивной мощностей, поддерживает их баланс в электроустановках, выполняет контроль и защиту оборудования, сигнализирует об отказах.

Время реагирования системы управления СТК на изменение нагрузки составляет 5 мс для нагрузок типа ДСП и 25-100 мс для общепромышленных нагрузок и подстанций, см. рис. 9.3. СТК может быть модифицирована под конкретные требования заказчика. Так, например, возможна автоматизация СТК, что обеспечит его работу без постоянного присутствия персонала.

Для уменьшения затрат при установке компенсирующих устройств при реконструкции СЭС необходимо:

- упорядочить существующие на предприятии технологические процессы с целью улучшения использования оборудования;
- выбирать мощность ЭД и трансформаторов с учетом оптимальности их загрузки;
- применять СД вместо АД в приводах с продолжительным режимом работы (S1), что позволит частично или полностью отказаться от установленных в цеху КБ;
- применять устройства, ограничивающие время работы ЭП (АД, трансформаторов) в режиме холостого хода, например, устанавливать ограничители холостого хода для ЭД;
- переключать обмотки статора со «звезды» на «треугольник» у АД, которые загружаются в процессе работы не более чем на 40 %.

9.3. Выбор мощности и места размещения компенсационных установок

После расчета необходимой суммарной мощности КУ ($Q_{ку}$) необходимо определить место их размещения и выбрать блоки стандартной мощности.

Для ЭП промышленных предприятий необходимая реактивная мощность $Q_{ку}$ обеспечивается СД ($Q_{сд}$) и установленными БК, квар:

$$Q_{ку} = Q_{сд} + Q_{бн} + Q_{бв},$$

где $Q_{бн}$ – реактивная мощность КБ, необходимая для ЭП напряжением до 1 кВ, квар;

$Q_{бв}$ – реактивная мощность КБ, необходимая для ЭП напряжением свыше 1 кВ, квар.

Реактивная мощность ΣQ_{tNt} , передаваемая со стороны высокого напряжения через цеховые трансформаторы 6(10)/0,4(0,6) кВ по условию баланса мощностей на шинах трансформаторов, рассчитывается, квар:

$$\Sigma Q_{tNt} = Q_{расч\Sigma N} - Q_{бн}, \quad (9.1)$$

где величина ΣQ_{tNt} определяется номинальной мощностью цеховых трансформаторов S_{Nt} при их числе N_t , при коэффициенте загрузки трансформатора K_t и при расчетной активной нагрузке от ЭП, работающих с напряжением до 1 кВ $P_{расч\Sigma N}$.

При выполнении условия $Q_{расч\Sigma N} \geq \Sigma Q_t$ реактивная мощность Q_t , проходящая через одну цеховую ТП, определяется по условию минимума потерь активной мощности (без учета активных сопротивлений кабельных линий напряжением 6(10) кВ) для группы из N_t трансформаторов с одинаковой номинальной мощностью, квар:

$$Q_t = (Q_{расч\Sigma N} - Q_{бн}) / N_t.$$

Тогда выражение (9.1) может быть представлено, квар:

$$\Sigma Q_{tNt} = \sqrt{(K_t \cdot S_{Nt})^2 - (P_{расч\Sigma N})^2}.$$

Необходимую мощность КБ, устанавливаемых в сети напряжением до 1 кВ и питающихся от j -го трансформатора, определяют, исходя из величины Q_t и реактивной нагрузки $Q_{расчj}$ j -го ЭП этой сети, квар:

$$Q_{бнj} = Q_{расчj} - Q_t.$$

По полученному значению $Q_{бнj}$ определяют стандартное значение мощности КУ ($Q_{куj}$). Расчеты показали, что передача реактивной мощности в сеть напряжением до 1 кВ невыгодна, т.к. это приводит к увеличению необходимого числа трансформаторов.

Мощность КУ в сети напряжением выше 1 кВ определяется по условию баланса реактивной мощности на шинах вторичного напряжения главной понизительной подстанции (ГПП).

Если в СЭС имеются высоковольтные СД (6(10) кВ), которые могут быть использованы как источники реактивной мощности, то учитывается и вырабатываемая ими реактивная мощность. Если их мощность недостаточна для поддержания баланса, то определяют недостающую мощность КБ высокого напряжения, квар:

$$Q_{бв} = Q_{ку} - Q_{сд} - Q_{бн.}$$

Если цеховые трансформаторы имеют низкий коэффициент загрузки, то предпочтительнее установка высоковольтных КБ (на стороне напряжения выше 1 кВ), т.к. они имеют более низкую удельную стоимость (из расчета на 1 квар), чем удельная стоимость низковольтных конденсаторов. Обычно конденсаторы в сетях напряжением 6(10) кВ включаются по схеме треугольника (рис. 9.5, а).

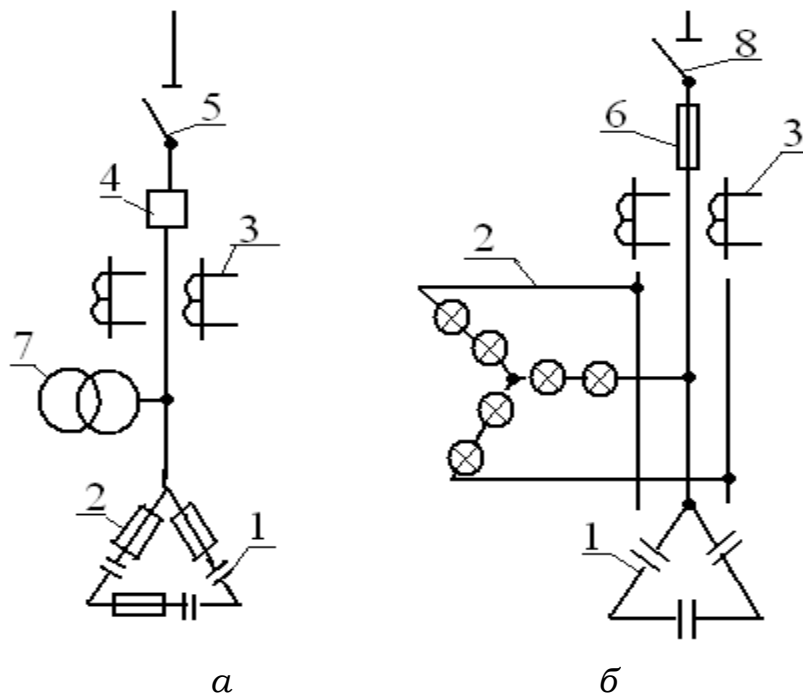


Рисунок 9.5 – Схемы присоединения конденсаторных батарей:

а – через выключатель при напряжении 6(10) кВ;

б – через рубильник и предохранитель при напряжении до 1 кВ

1 – конденсаторная батарея; 2 – разрядник;

3 – трансформатор тока для включения измерительной аппаратуры;

4 – высоковольтный выключатель; 5 – рубильник;

6 – плавкий предохранитель; 7 – силовой цеховой трансформатор;

8 – разъединитель

При отключении конденсаторов для замены или ремонта необходимо их разрядить, отвести запасенную энергию. Для этого устанавливают разрядники, через которые запасенная энергия автоматически передается к разряднику. При высоком напряжении (6(10) кВ) разрядник КБ соединяется в «треугольник»; в «плечи» треугольника последовательно включают реостаты. Реостаты нагреваются пропорционально току «в квадрате», и отводимая от конденсаторов энергия быстро гасится, что ускоряет процесс разрядки КБ.

Для сетей низкого напряжения разрядник КБ (поз. 1, рис. 9.5, б) соединяют в «звезду». В установках большой мощности высокого напряжения (6(10) кВ) применяют КБ с параллельным и последовательно-параллельным включением элементов.

КБ, по сравнению с СД, проще в эксплуатации; в них отсутствуют вращающиеся части; они имеют меньшую массу, что важно при проведении монтажных работ, в них меньше потери активной мощности на выработку реактивной мощности (2,5÷5 Вт/квар).

К недостаткам КБ относят зависимость генерируемой ими реактивной мощности от напряжения, недостаточную стойкость к токам КЗ и перенапряжениям, чувствительность к искажениям формы кривой подводимого напряжения, невозможность плавного изменения выдаваемого реактивного тока. В сетях напряжением до 1 кВ не рекомендуется чрезмерное дробление мощности КУ (выбирать установки мощностью менее 30 квар), так как это приводит к увеличению затрат на защитную и коммутационную аппаратуру, на измерительные приборы на каждый квар установленной мощности КБ.

Если требуемая расчетная мощность КБ в отдельных цехах, на отдельных участках получается меньше минимальных номинальных значений реактивной мощности стандартных блоков, то КБ не устанавливают. Единичная мощность КБ при напряжении выше 1 кВ принимается не менее 400 квар, если присоединение выполняется с помощью отдельного выключателя.

Вопросы для самопроверки

1. Дайте определение понятию «компенсация реактивной мощности».
2. Назовите основных потребителей реактивной энергии (тока) в электрических сетях промышленных предприятий.
3. Укажите назначение активной и реактивной энергии.

4. Как и на что влияет передача реактивной мощности по линиям электрической сети? К чему приводит отсутствие компенсации реактивной мощности?
5. Назовите источники реактивной энергии.
6. Назовите существующие способы компенсации реактивной мощности в энергосистемах.
8. Назовите виды компенсации реактивной мощности. Чем отличаются продольная и поперечная компенсация?
9. Объясните особенности конструкции и принцип действия СК.
10. Объясните, как СД может регулировать реактивную мощность.
11. Объясните принцип действия и комплектацию статических тиристорных компенсаторов.
12. Как определить необходимую мощность компенсаторной установки в сети напряжением до и выше 1 кВ?
13. Проведите сравнение конденсаторных батарей и синхронных двигателей, как источников реактивной энергии.
14. Нарисуйте схемы включения конденсаторных батарей в сетях до 1 кВ и выше 1 кВ.
15. Какое оборудование входит в комплект поставки СТК потребителям?
16. Как разрядить конденсаторную батарею высокого и низкого напряжения?

Литература: [4, 12, 15, 20, 29, 36, 39, 45, 53, 54].

10. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМАМИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

10.1. Виды систем автоматического управления СЭС

В СЭС предприятий предусматриваются централизованное (диспетчерское) управление и контроль работы электроустановок с применением средств автоматики и телемеханики. В систему централизованного управления обычно включается также управление системами водопаро- воздухо- и газоснабжения [30].

На крупных предприятиях получили применение комплексные автоматизированные системы управления предприятием (АСУП), обеспечивающие оперативное управление производством, отдельными цехами и технологическими процессами, диспетчерское управление энергоснабжением. Наибольший технический и экономический эффект получается при совместном применении автоматизации и телемеханизации, а также при создании автоматизированных систем местного управления для безаварийного осмотра, ревизии и ремонта ЭО. Системы телемеханического контроля содержат устройства для телеуправления, телесигнализации и телеизмерений.

Телеуправление предусматривается только для тех элементов управления (например, выключателей), которые осуществляют быстрое восстановление рабочих режимов или производят частые оперативные переключения, например, на линиях питания и линиях связи между подстанциями. Телесигнализация обеспечивает передачу на пункт управления предупреждающих и аварийных сигналов, в некоторых системах предусмотрено также отображение состояния основных элементов СЭС. Телеизмерения обеспечивают замер основных показателей СЭС, необходимых для правильного оперативного управления системой, для локализации и ликвидации аварий.

На ПП наиболее целесообразны более надежные бесконтактные многоканальные телемеханические устройства. Для каналов связи обычно используются линии кабельных телефонных линий. Целесообразно при проектировании и реконструкции электрических сетей предусматривать в таких кабелях свободные жилы для возможности расширения телемеханизации системы.

Питание телемеханических устройств переменного тока производится от линий переменного напряжения 380/220 В, а устройств постоянного тока – от трехфазных выпрямительных устройств.

Диспетчерские щиты и пульты с изображением мнемонической схемы СЭС устанавливаются в пункте управления. Расположение отдельных аппаратов на мнемонических щитах отображается символами, а на световых щитах – сигнальными лампами. Панельные диспетчерские щиты выполняются или планшетного типа, на которых схемы контролируемой системы размещаются на отдельных планшетах, или мозаичного типа, состоящих из отдельных ячеек, в которые встраиваются ключи, кнопки, лампы, а также мнемонические символы оборудования. Предпочтительнее секционные мозаичные щиты, т.к. в них можно легко вносить изменения схемы.

Система автоматизации СЭС включает систему автоматического включения резерва (АВР), систему автоматического повторного включения (АПВ) и систему автоматической частотной разгрузки (АЧР). Эти виды автоматизации повышают надежность электроснабжения:

- АВР включает резервный источник питания или резервный элемент ЭО при повреждении рабочего источника или элемента;
- АПВ повторно включает отключившийся элемент, который после этого остается в работе при самоликвидации повреждения,
- АЧР разгружает систему от менее ответственных нагрузок, чтобы сохранить питание наиболее ответственных ЭП при аварии, связанной с отключением части источников электроснабжения.

Таким образом, все эти виды автоматики направлены на ликвидацию последствий аномальных и аварийных режимов.

10.2. Аномальные и аварийные режимы работы СЭС, для которых необходима автоматическая защита

10.2.1. Виды аномальных и аварийных режимов работы

Повреждения ЭО обычно сопровождаются значительным увеличением тока и понижением напряжения. В действующих СЭС различают аномальные (ненормальные) и аварийные режимы.

Аномальный режим работы ЭО – режим, при котором значение хотя бы одного из параметров режима выходит за пределы наибольшего или наименьшего допустимого рабочего значения, (ГОСТ 18311-80). Аномальные режимы обычно приводят к отклонениям напряжения, тока и частоты, но в пределах допустимых значений. При понижении частоты и напряжения нарушается нормальная работа потребителей и устойчивость энергосистемы, а повышение напряжения и тока приво-

дит к повреждениям оборудования и линий электропередачи, к возникновению аварийных режимов, [40, 43].

К наиболее характерным аномальным режимам относятся:

1) перегрузка оборудования, сопровождающаяся увеличением тока сверх номинального значения. Если ток превышает номинальное значение, то из-за выделяемого им дополнительного тепла температура токоведущих частей и изоляции превышает допустимые значения, что приводит к быстрому износу изоляции. Допустимое время прохождения повышенных токов зависит от их величины, определяется конструкцией ЭО и классом нагревостойкости изоляционных материалов. Для предупреждения повреждения ЭО при перегрузке необходимо принимать меры к его разгрузке или отключению [48, 53];

2) снижение частоты, вызываемое недостатком мощности турбин и снижением их частоты вращения, обычно возникает при внезапном отключении части генераторов на электростанциях и перераспределением нагрузки на работающие генераторы. При снижении частоты понижается производительность механизмов и нарушается технологический процесс тех агрегатов, для которых имеет значение постоянство скорости вращения ЭД. Глубокое снижение частоты (ниже 48÷47 Гц) ведет к тяжелым авариям, к «развалу» энергетической системы.

В табл. 10.1 указано допустимое время работы ЭО при различных значениях частоты напряжения в энергосистеме.

Таблица 10.1 - Допустимая длительность работы ЭО при изменении частоты напряжения в энергосистеме

Диапазон изменения частоты, Гц	Допустимая длительность работы ЭО
От 51,0 до 50,5	10 секунд, с общей продолжительностью такого режима за год не более 60 секунд
От 50,4 до 49,0	Неограниченно длительное время при работе ЭО с нагрузкой 90-100 % от номинальной мощности
От 49,0 до 48,0	До 2 минут, с общей продолжительностью такого режима не более 12 минут за год
От 48,0 до 47,0	До 1 минуты, с общей продолжительностью такого режима не более 6 минут за год
От 47,0 до 46,0	Не более 10 секунд

Понижение частоты свидетельствует о появлении дефицита активной мощности в энергосистеме. При этом понижается производи-

ность оборудования и нарушается работа тех ЭП, для которых имеет значение постоянство скорости вращения приводных ЭД.

Наличие большого дефицита активной мощности может привести к лавинообразному снижению частоты и развалу энергосистемы, в результате чего может прекратиться электроснабжение всех потребителей. Для предотвращения аварии необходимо восстановить баланс генерируемой и потребляемой мощностей путем быстрого (автоматического) включения резервных генераторов или путем автоматического отключения части менее ответственных потребителей (потребителей 3-й категории надежности электроснабжения).

Задача решается с помощью устройств АЧР, устанавливаемых на подстанциях. Отключенные устройствами АЧР потребители после ликвидации дефицита активной мощности и восстановления нормального значения частоты в энергосистеме автоматически включаются в работу устройствами частотного АПВ (ЧАПВ);

3) повышение напряжения сверх допустимого значения возникает обычно на генераторах при внезапном отключении нагрузки, при недогруженности ВЛЭП, при небалансе активной и реактивной мощности в энергосистеме. Генератор со сниженной нагрузкой увеличивает частоту вращения, что вызывает возрастание ЭДС в обмотке статора до опасных для изоляции значений. Защита в таких случаях должна снизить ток возбуждения генератора (АРВ) или отключить его. Повышение напряжения может возникнуть также при отключении или включении длинных ЛЭП с большой емкостной проводимостью.

Для обеспечения нормальной работы энергетической системы и ЭП необходимо возможно быстро выявлять и отделять зону повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая, таким образом, нормальные условия работы энергосистемы и потребителей.

Опасные последствия аномальных режимов можно предотвратить, если своевременно обнаружить отклонения от нормального режима и принять меры к их устранению (например, снизить ток при его возрастании, повысить напряжение при его снижении и т. д.).

Для энергосистем различают статическую и динамическую устойчивость. Устойчивость энергосистемы – это ее способность возвращаться в исходное состояние при малых или значительных возмущениях. По аналогии с механической системой, установившийся режим работы энергосистемы – это ее равновесное состояние.

Статической устойчивостью энергосистемы называют ее способность самостоятельно восстанавливать номинальный режим при малых

и медленно происходящих возмущениях, например, при постепенном, незначительном увеличении или уменьшении нагрузки.

Динамическая устойчивость энергосистемы характеризует способность системы сохранять рабочее состояние при внезапных, резких изменениях параметров режима или при авариях в системе (КЗ, отключении части генераторов, линий или трансформаторов). После таких нарушений в системе возникает переходный процесс, а затем - установившийся послеаварийный режим работы.

Основным способом повышения устойчивости энергосистемы является увеличение предела передаваемой ею мощности. Этого можно достичь повышением номинальных напряжений на шинах генераторов и нагрузки, уменьшением индуктивного сопротивления линий.

Для этого необходимо:

- применять быстродействующие автоматические регуляторы напряжения, увеличивающих ЭДС холостого хода генераторов при возрастании нагрузки. На повышение динамической устойчивости при КЗ особенно большое влияние оказывает форсировка возбуждения, при которой в обмотку ротора резко подается максимально возможный ток («потолочное» возбуждение). В современных генераторах этот ток равен 1,8—2,0 его номинального значения;

- повышение напряжений ЛЭП, например, от 110 кВ до 150 кВ или до 220 кВ. Однако это способствует усилению конденсаторного эффекта линий;

- уменьшение индуктивного сопротивления линий путем расщепления передающих проводов линий на два или три проводника, применение продольной емкостной компенсации с последовательным включением в линию КБ;

- применение быстродействующих систем защиты и системы АПВ в линиях.

Аномальные режимы часто предшествуют аварийным режимам, которые приводят к значительным экономическим потерям.

Согласно ГОСТ 12.1.038-82, аварийный режим – это неисправная работа электроустановок, при которой могут возникнуть опасные ситуации, приводящие к электрическим травмам людей, взаимодействующих с ними. Аварийные режимы сопровождаются переходными процессами, длительность которых обычно мала и находится в пределах $0,1 \div 0,5$ с, например, безреостатный пуск двигателя постоянного тока длится $0,2 \div 0,5$ с.

Аварийные режимы сопровождаются переходными процессами, которые оказывают заметное влияние на ЭО и на энергосистему в целом. Возникающие в аварийных режимах динамические усилия разрушают элементы машин. Например, на лобовые части обмоток статора и ротора ТГ при КЗ действует сила до 10 тонн, а при «выпадении» ТГ из синхронизма ток в обмотке статора превышает номинальный ток в несколько раз [33, 76, 77].

10.2.2. Использование релейной защиты для обеспечения надежной работы энергетических систем

Для защиты оборудования и энергосетей в настоящее время используют устройства, выполняемые на базе специальных электромагнитных и полупроводниковых аппаратов — реле. Они получили название «системы релейной защиты (РЗ)», которые в настоящее время обеспечивают отключение ЭО при возникновении аварийных режимов. Релейная защита является наиболее часто применяемым видом автоматической системы защиты, обеспечивающей надежную работу энергетических систем.

Система РЗ состоит из реле и аппаратов, которые должны реагировать на нарушения нормального режима работы участка электрической цепи и посылать импульсы для его отключения. Релейная защита осуществляет непрерывный контроль состояния и режимов работы всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение аварийных и аномальных режимов [29, 30].

Защита выявляет возникающие аномальные режимы и, в соответствии с характером нарушения, производит действия, необходимые для восстановления нормального режима, подает сигнал дежурному персоналу, отключает от системы поврежденный участок. При отключении элемента энергосистемы системой релейной защиты, например, ЛЭП или силового трансформатора, часть потребителей обесточивается. Восстановление питания таких потребителей осуществляют АПВ, АЧР, система автоматической разгрузки по току или АРВ резервного питания оборудования. В современных СЭС релейная защита тесно связана с системами автоматического контроля, предназначенными для автоматического восстановления нормального режима и питания ЭП.

Устройства РЗ должны обладать быстродействием и чувствительностью, обеспечивать надежность работы оборудования и обладать избирательностью (селективностью) действия:

1) *быстродействие*. Время срабатывания современных релейных устройств составляет $0,02 \div 0,1$ с. Время отключения поврежденного оборудования установленной системой РЗ можно вычислить, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{в}} + t_{\text{з}},$$

где $t_{\text{в}}$ – время срабатывания системы РЗ, с;

$t_{\text{з}}$ – время работы элементов, передающих сигналы и входящие в систему защиты, с;

2) *селективность* - релейная защита должна обеспечить отключение только поврежденного участка линии или элемента СЭС. Например, при КЗ в линии в т. К (рис. 10.1) выключатель В1 должен отключить поврежденный участок, но выключатели В3 и В4 не должны реагировать на аварию в т. К. При этом аварийная линия избирательно отключается, а остальные линии продолжают нормально работать. Существуют разные схемы защиты с относительной (избирательной) селективностью: токовые; токовые направленные; дистанционные.

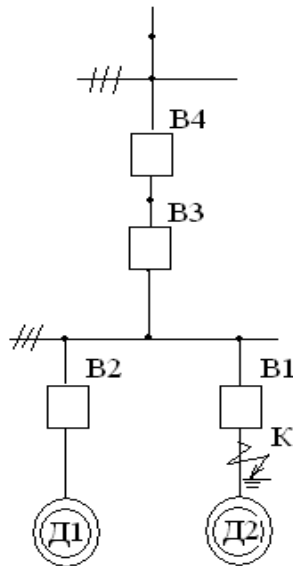


Рисунок 10.1 – Схема селективной защиты

Токовые защиты – это системы РЗ, для которых воздействующей величиной является ток. Срабатывание токовых защит при КЗ определяется не только значением тока в узле повреждения, но и направлением мощности КЗ в местах их включения (токовые направленные защиты). Общим для этих схем является то, что время срабатывания защиты зависит от расстояния между местом ее включения и точкой КЗ. При дистанционной защите значение напряжения и тока пропорционально расстоянию (дистанции) от места включения защиты до точки КЗ;

3) *чувствительность* – способность системы РЗ реагировать на минимальные КЗ, что особенно важно для протяженных электрических сетей, где созданные токи КЗ в конце защищаемого участка соизмеримы с рабочими токами. Чувствительность защиты оценивается коэффициентом чувствительности $k_{\text{ч}}$:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min.КЗ}}}{I_{\text{ср.р.з.}}},$$

где $I_{\text{minКЗ}}$ – минимальное значение тока КЗ, А;

$I_{\text{ср.р.з.}}$ – ток срабатывания релейной защиты, А.

Чувствительность ($k_{\text{ч}}$) для системы дифференциальной защиты должна быть не менее 1,5;

4) *надежность* – надежная работа системы релейной защиты в пределах защищаемой зоны без ложных срабатываний;

5) *минимальная стоимость*. В схемах РЗ и автоматики применяются электромеханические реле, реле на полупроводниках (на диодах, транзисторах, операционных усилителях) и реле с использованием насыщающихся магнитных систем.

В настоящее время широкое распространение получили реле, выполненные на базе твердотельных микросхем, в которых, по сравнению с электромеханическими реле, улучшены параметры и характеристики, возможно использование бесконтактных схем защиты. Ранее практически везде использовали электромеханические реле, но они имеют существенные недостатки: большие размеры; значительное потребление мощности трансформаторами тока и напряжения, которые комплектуют систему РЗ; были отмечены трудности в обеспечении надежной работы контактов.

Реле, реагирующие на электрические величины, можно подразделить на три группы:

- реле, реагирующие только на одну электрическую величину – ток или напряжение. Это реле тока и реле напряжения, соответственно;

- реле, реагирующие на две электрические величины – ток и напряжение или на два напряжения. К этой группе относятся однофазные реле мощности, реле сопротивления и некоторые другие;

- реле, реагирующие на три или более электрические величины, например, три тока и три напряжения; несколько напряжений, представляющих линейные функции токов и напряжений сети, например, трехфазные реле мощности, многофазные реле сопротивления и другие устройства.

Помимо реле, реагирующих на электрические величины, для защиты ЭМ и аппаратов применяются реле, реагирующие на неэлектрические величины и косвенным образом характеризующие появление повреждений или возникновение аномальных режимов. Например, есть реле, реагирующие на появления газов или на повышение давления в кожухах маслонеполненных трансформаторов и реакторов; есть реле, реагирующие на повышение температуры трансформаторов и ЭМ, и т.д.

Классификация реле также возможна по другим показателям:

1) *по способу включения катушки реле в защищаемую линию:*

- первичные реле, которые подключаются непосредственно в силовую цепь;
- вторичные реле, которые включаются в защищаемую цепь через трансформатор тока или напряжения;

2) *по способу воздействия на выключатели:*

- реле прямого действия, которое своими контактами воздействует непосредственно на контакты выключателя. Реле прямого действия применяют в установках до 1 кВ;
- реле косвенного действия включает своими контактами питание цепи катушки отключающих электромагнитов. Они непосредственно не оказывают механическое действие на выключатель, а подают электрический импульс в отключающую катушку. Реле косвенного действия достаточно чувствительны и потребляют небольшую мощность;

3) *по назначению:*

- основные реле, которые осуществляют контроль параметров электрической цепи или электроустановки, к которым относятся реле тока, напряжения, мощности, частоты, давления и некоторые другие;
- вспомогательные реле, которые управляются основными реле. К ним относятся реле времени и промежуточные реле;
- сигнальные (указательные) реле.

В табл. 10.2 представлены обозначения основных видов реле, используемые в схемах СЭС.

Таблица 10.2 - Обозначение разных видов реле в схемах

Тип реле	Реле тока	Реле напряжения	Реле мощности	Тепловые реле	Реле времени	Промежуточные реле	Указательные реле
Обозначение	<i>KA</i>	<i>KV</i>	<i>KW</i>	<i>KK</i>	<i>KT</i>	<i>KL</i>	<i>KN</i>

10.3. Релейная защита трансформаторов и электрических машин

10.3.1. Релейная защита силовых трансформаторов

Различают следующие виды повреждений трансформаторов:

- межфазные замыкания обмоток внутри бака и на выводах;
- витковое замыкание в обмотке одной фазы;
- однофазное замыкание на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью;
- увеличение тока в обмотках трансформаторов при внешних КЗ и при перегрузках;
- понижение уровня или нагрев масла в баке трансформатора.

Для трансформаторов используют четыре основных вида релейной защиты [7, 38, 48]:

1) максимальная токовая защита (МТЗ) выполняет защиту от внешних КЗ со стороны первичной обмотки и используется для защиты трансформаторов большой мощности (более 1000 кВА) от перегрузок. Максимальная токовая защита обычно устанавливается в двух фазах, она должна действовать при токах КЗ и при токах, превышающих максимальные значения. При этом защита должна быть нечувствительна к перегрузкам и выбирается по двум показателям:

- по времени срабатывания, которое не зависит от величины тока. Схема на основе реле тока РТ-40 и реле времени, работающая с учетом времени срабатывания и не зависящая от величины тока, представлена на рис. 10.2;

- по времени срабатывания, которое зависит от величины тока. Максимальная токовая защита со временем срабатывания, зависящим от величины тока, выполняется на основе реле тока индукционного типа. В цепи питания электромагнита, отключающего систему электроснабжения, есть выключатель, который разрывает цепь питания только при отключении выключателя и не предназначен для продолжительной работы (продолжительного протекания тока);

2) токовая отсечка – разновидность максимальной токовой защиты, которая используется для защиты трансформаторов малой и средней мощности от внутренних повреждений. Селективность действия токовых отсечек обеспечивается ограничением зоны действия, т.е. выбором только токовой уставки.

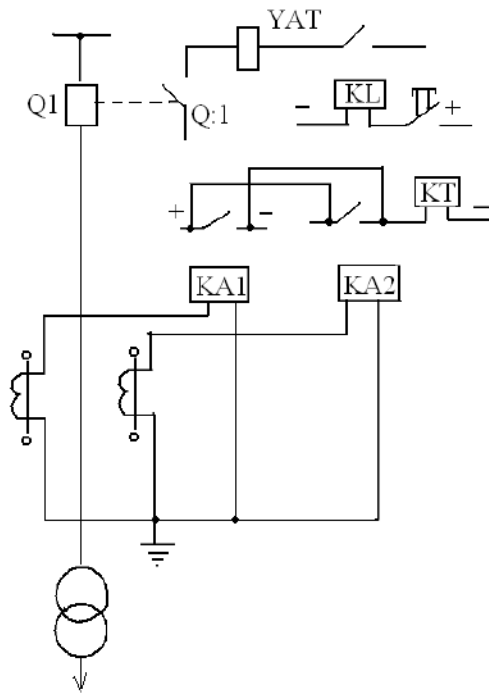


Рисунок 10.2 – Схема МТЗ силового трансформатора с независимой уставкой по времени срабатывания

Токовая отсечка трансформатора имеет меньшую зону защиты, чем максимальная токовая защита, т.к. она отстраивается только от тока КЗ, возникающего при повреждениях на выводах трансформатора со стороны источника питания. На рис. 10.3 представлена схема токовой отсечки трансформатора на основе реле РТ-40 и РТ-80, у которого в зону защиты со стороны питания входят выводы трансформатора, вся первичная обмотка и часть вторичной обмотки.

Ток срабатывания отсечки отстраивается на максимальный ток КЗ при повреждении за трансформатором:

$$I_{с.з} = k_{зап} \cdot I_{с.максКЗ},$$

где $k_{зап}$ – коэффициент запаса, который зависит от точности реле, ($k_{зап} = 1,25 \div 1,5$);

3) дифференциальная токовая защита (ДТЗ) выполняет защиту от межфазных и витковых КЗ на выводах и внутри трансформаторов большой мощности. Для этого с двух сторон от трансформатора устанавливаются трансформаторы тока, определяя тем самым зону защиты, в которую входят выводы трансформатора и его обмотки (рис. 10.4). Особенностью дифференциальной защиты трансформаторов является то, что при соединении обмоток трансформатора по схеме «Y/Δ-11» сдвиг между ЭДС и токами первичной и вторичной обмоток равен 330 эл. град.

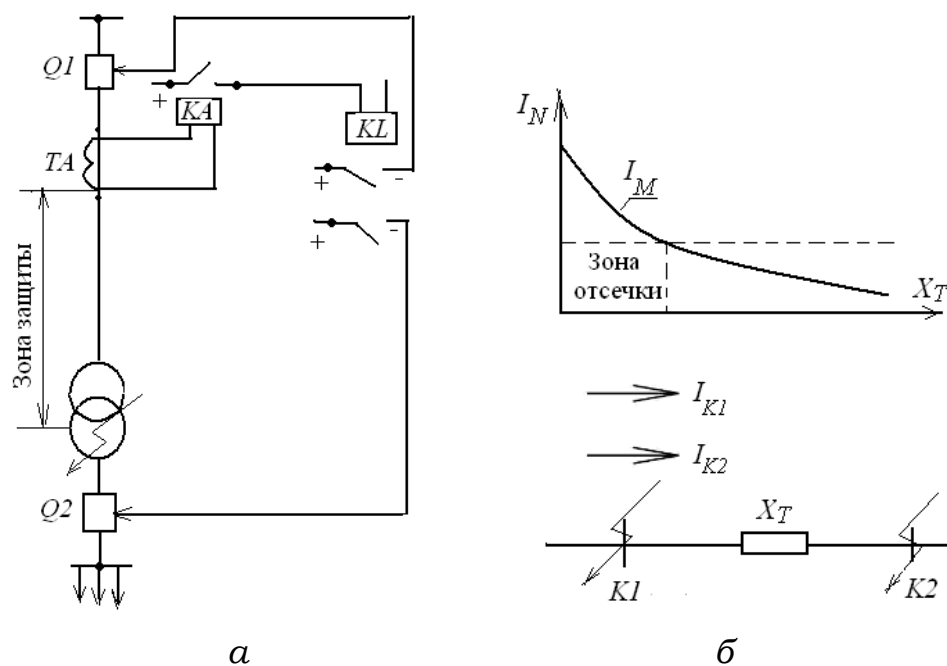


Рисунок 10.3 – Схема токовой отсечки трансформатора:
 а – однолинейная схема защиты, б – характеристика и принцип действия

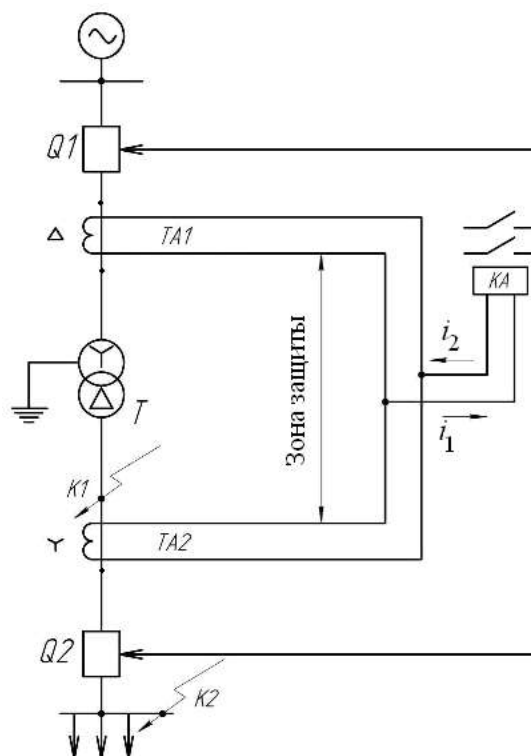


Рисунок 10.4 – Дифференциальная защита трансформатора

Под действие разности ЭДС появляется уравнительный ток, который будет протекать постоянно через дифференциальное реле, даже в нормальном режиме, что и приводит к срабатыванию защиты. Для ком-

пенсации сдвига токов по фазе обмотки трансформаторов тока со стороны «Y» силового трансформатора соединяются в «Δ», а со стороны «Δ» – в «Y». Такое соединение обмоток трансформатора тока обеспечивает заданный баланс между первичными и вторичными токами силового трансформатора при симметричной и при несимметричной нагрузке. При КЗ вне зоны защиты (т. К2, рис. 10.4) в реле КА разность вторичных токов равна нулю и защита не срабатывает.

При КЗ в зоне защиты (т. К1) через реле КА протекает сумма вторичных токов и дифференциальная защита срабатывает.

Для того чтобы дифференциальную защиту можно было отстроить от бросков намагничивающего тока силового трансформатора, схемы защиты выполняются на основе дифференциального реле тока типа РНТ и ДЗТ, которые не чувствительны к апериодической составляющей тока КЗ и к несимметричным токам намагничивания трансформаторов.

Кроме того, уставку токовой отсечки отстраивают от бросков намагничивающего тока силового трансформатора (I_{mag}), который появляется при его включении:

$$I_{с.з} > I_{mag} \text{ при } I_{mag} > (3 \div 5) \cdot I_{TN},$$

где I_{TN} – номинальный ток трансформатора;

4) газовая защита применяется только для маслонаполненных трансформаторов и является одной из основных его защит. Она предназначена для отключения трансформаторов в случае возникновения внутренних повреждений в баке в сетях напряжением от 110 кВ и выше. Система газовой защиты устанавливается в маслопроводе, рис. 10.5, (поз. 11 – газовое реле), который соединяется бак трансформатора с его расширителем.

Основной конструктивный элемент газового реле – поплавков и две пары контактов, которые соединяются при опускании поплавка. При нормальном режиме работы газовое реле заполнено трансформаторным маслом, поплавков находится в верхнем положении и обе пары контактов разомкнуты. При возникновении межвитковых КЗ в обмотках трансформаторов, при возникновении «пожара в стали» в магнитопроводе сердечника в масляном баке появляются газы, образующиеся при разложении электротехнических материалов от воздействия электрической дуги. Образующийся газ попадает в газовое реле и вытесняет из него масло, при этом поплавков опускается и замыкает контакты. В зависимости от количества скопившегося газа контакты могут замыкаться и действовать на сигнал или отключить трансформатор от сети.

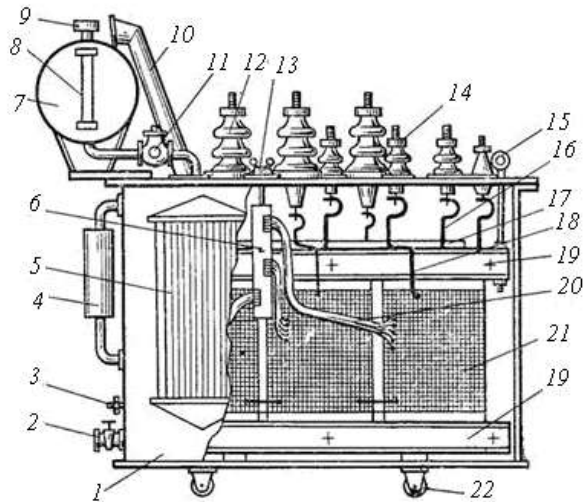


Рисунок 10.5 – Силовой трансформатор с масляным охлаждением мощностью 1000—6300 кВА напряжением 35 кВ:

- 1 – бак; 2 – вентиль; 3 – болт заземления; 4 – термосифонный фильтр;
 5 – радиатор; 6 – переключатель; 7 – расширитель; 8 – маслоуказатель;
 9 – воздухоосушитель; 10 – выхлопная труба; 11 – газовое реле;
 12 – ввод ВН; 13 – привод переключающего устройства; 14 – ввод НН;
 15 – подъемный рым; 16 – отвод НН; 17 – осто́в; 18 – отвод ВН;
 19 – ярмовая балка осто́ва (верхняя и нижняя);
 20 – регулировочные ответвления обмоток ВН;
 21 – обмотка ВН (внутри НН); 22 – каток тележки

Газовое реле срабатывает при значительном снижении уровня масла в баке силового трансформатора, вплоть до полного отсутствия масла в расширительном бачке. Таким образом данная система газовой защиты выступает также в роли защиты от чрезмерного снижения уровня масла в трансформаторе.

10.3.2. Релейная защита электрических машин

Чтобы защитить ЭМ от повреждений при нарушении нормальных условий работы и своевременно отключить их от сети, предотвратив или ограничив развитие аварии, в соответствии с ПУЭ предусматривают разные средства защиты, чувствительные не только к внутренним повреждениям, но и к различным аномальным режимам.

Требования к релейной защите ЭМ:

– *селективность* – защита должна отключать машину только при тех повреждениях и режимах, которые представляют для нее действительную опасность;

– *быстродействие* системы РЗ необходимо, чтобы уменьшить степень повреждения машины и не допустить для генераторов нарушения устойчивости их параллельной работы с сетью;

– *чувствительность* системы РЗ – система должна быть чувствительна ко всем видам повреждений в ЭМ, а также к КЗ в смежных элементах для резервирования защит и выключателей этих элементов в случае бездействия этих защит;

– *токовая отсечка без выдержки времени* применяется в качестве основной защиты от многофазных КЗ в обмотке статора для генераторов мощностью менее 1 МВт. Устанавливается со стороны выводов к сборным шинам.

К основным способам защиты ЭМ можно отнести:

1) при замыкании между фазами обмотки статора для защиты обычно используется токовая отсечка, которая отстраивается от пускового тока. Для ЭД мощностью свыше 2 МВт возможно использование ДТЗ. Для двигателей мощностью 5 МВт и выше установка ДТЗ обязательна. Если двигатели выполнены на напряжение меньше 500 В, то защита от КЗ может выполняться плавкими предохранителями;

2) при замыкании одной из фаз на землю (на корпус) защита выполняется с помощью индукционного реле типа РТ-80, при условии, что ток замыкания на землю в двигателях мощностью до 2 МВт больше 5 А, а для двигателей мощностью свыше 2 МВт – больше 10 А. Защита от замыканий на землю срабатывает без выдержки времени;

3) при перегрузке ЭД, которая приводит к недопустимому нагреву, защита должна применяться для ЭД рабочих механизмов, у которых возможны аномальные увеличения нагрузки при нарушениях рабочего процесса. Аппараты защиты от перегрузки (температурные и тепловые реле, электромагнитные реле, АВ с тепловым расцепителем или с часовым механизмом) при возникновении перегрузки отключают двигатель с определенной выдержкой времени. При значительных перегрузках отключение должно выполняться мгновенно. Для защиты ЭД от перегрузки реле отстраивается по времени спада пускового тока;

4) при понижении или исчезновении напряжения защита (нулевая защита) выполняется с помощью одного или нескольких электромагнитных аппаратов, отключающих ЭД при перерыве питания или снижении напряжения сети ниже выбранного значения. Защита предохраняет ЭД от самопроизвольного включения после ликвидации перерыва в питании или после восстановления нормального напряжения сети.

Наиболее чувствительны к изменениям напряжения АД, т.к. их момент пропорционален напряжению во второй степени. При снижении напряжения сети до $(70 \div 80) \%$ от номинального значения АД необходимо отключать, т.к. возможно их КЗ (механически заторможенный вал). Защита от снижения напряжения выполняется с помощью трансформатора напряжения и реле напряжения без выдержки времени. Схема защиты АД от понижения или исчезновения напряжения представлена на рис. 10.6.

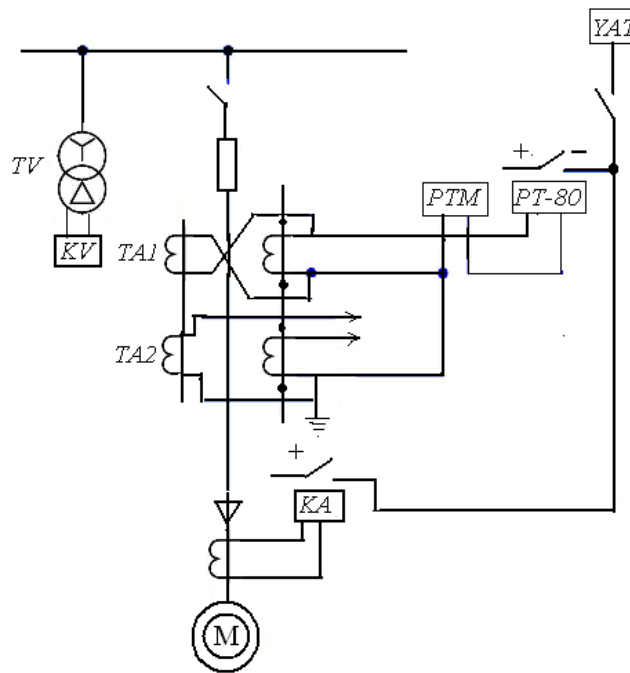


Рисунок 10.6 – Схема защиты асинхронного двигателя от понижения или исчезновения напряжения

5) из-за нарушений в системе электроснабжения возможно нарушение непрерывных технологических процессов и возникновение аварий из-за нарушения очередности пуска и останова ЭД. В этом случае необходимо в схемах управления ЭД создавать блокировочные связи, обеспечивающие заданную очередность пуска и останова. Очередность пуска должна быть в направлении, обратном технологическому процессу производства, а очередность останова – в противоположном направлении.

Блокировочные связи, как правило, создают между цепями управления магнитными пускателями ЭД (рис. 10.7, а). Для этого магнитные пускатели имеют дополнительные контакты, жестко связанные с якорем, и служат для включения цепей сигнализации и блокировки. Сигнальные контакты (СК, рис. 10.7, б) различные: одни (правые) нормально открытые; другие (левые) – нормально закрытые.

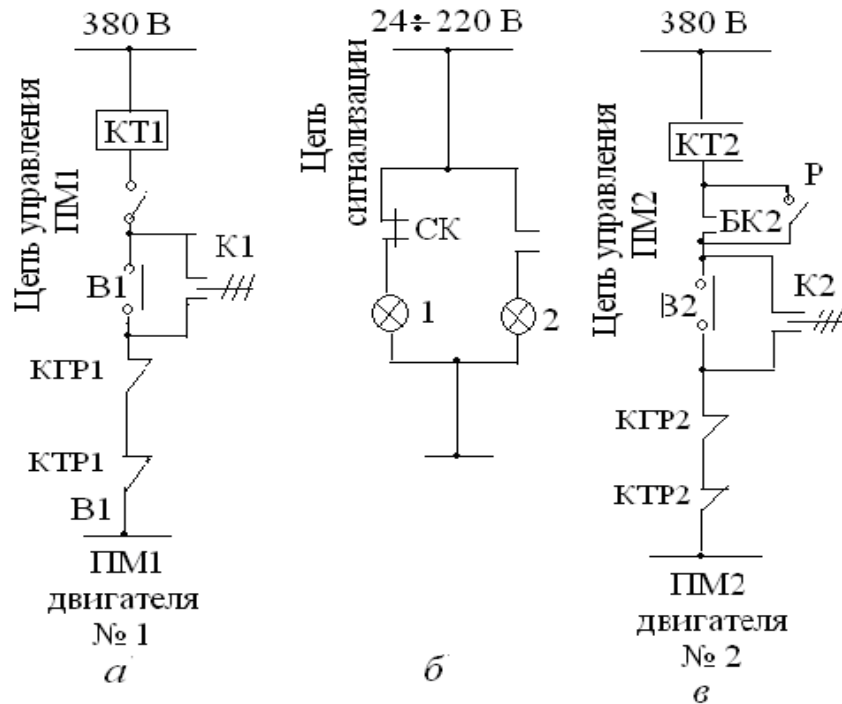


Рисунок 10.7 – Развернутая схема цепей управления двух заблокированных электродвигателей

Когда пускатель находится в нерабочем состоянии (главные контакты разомкнуты, двигатель не включен), нормально закрытые контакты замкнуты и у диспетчера горит зеленая лампочка «1» (рис. 10.7, б). При включении пускателя нормально закрытые контакты размыкаются, а нормально открытые – замыкаются, зеленая лампочка гаснет, а красная («2») загорается. Блок - контакты (БК) служат для синхронизации работы нескольких машин и механизмов. Если включить блок-контакт БК пускателя двигателя № 1 в цепь управления пускателя № 2, то цепь управления ПМ2 не может быть замкнута до тех пор, пока не будет включен ПМ1 и не замкнутся его блок-контакты БК1 (рис. 10.7, в).

Для обеспечения работы двигателя № 2 вне зависимости от работы двигателя № 1 в цепь управления ПМ2 параллельно блок-контактам (БК) включен рубильник деблокировки (Р). Если замкнуть рубильник Р, цепь управления ПМ2 окажется разблокированной и двигатель № 2 может быть включен нажатием кнопки П2, независимо от того, работает или нет двигатель № 1.

10.4. Электрические аппараты, применяемые для защиты электродвигателей

Аппараты электрической защиты (АЭЗ) могут обеспечивать один или несколько видов защит.

Например, некоторые АЭЗ одновременно обеспечивают защиту от КЗ и от перегрузки. АЭЗ бывают однократного действия и требуют замены или перезарядки после каждого срабатывания (плавкие предохранители) и многократного действия (АВ, электромагнитные и тепловые реле).

АЭЗ многократного действия различаются по способу возврата в состояние готовности: аппараты с самовозвратом и аппараты с ручным возвратом. Выбор вида защиты производится в каждом конкретном случае с учетом степени ответственности привода, его мощности, условий работы и порядка обслуживания (наличия или отсутствия постоянного обслуживающего персонала).

Для выбора системы защиты следует анализировать данные об аварийности ЭО, выявлять наиболее часто повторяющиеся нарушения работы ЭД и технологического оборудования. При этом также следует стремиться к тому, чтобы защита была по возможности простой и надежной. Для каждого двигателя, независимо от его мощности и напряжения, должна быть предусмотрена защита от КЗ.

Нужно иметь в виду следующие обстоятельства:

1) защиту каждого ЭД нужно отстраивать от пусковых токов и токов в режиме торможения, которые могут в $5\div 10$ раз превышать его номинальный ток;

2) при некоторых КЗ, например, при витковых замыканиях, замыканиях между фазами статорной обмотки, замыканиях на корпус и т.п., защита должна срабатывать при токах, меньших пусковых. Обеспечить одновременное выполнение этих требований с использованием простых средств защиты достаточно сложно. Поэтому система защиты низковольтных АД выполняется так, чтобы двигатель отключался защитой не сразу, а только при развитии этих повреждений, т.е. после того как ток, потребляемый из сети, значительно возрастет.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите виды систем автоматического управления в системах электроснабжения (СЭС).

2. Назовите основные блоки системы автоматизации управления СЭС. Объясните их назначение.

3. Что такое аномальный режим работы электрооборудования? Когда возникают аномальные режимы? Назовите наиболее характерные аномальные режимы.

4. Что вызывает снижение частоты напряжения в энергосистеме? На что влияет снижение частоты напряжения и как это сказывается на работе энергосистемы и ЭП?

5. Когда может возникнуть повышение напряжения в СЭС?

6. Что такое статическая и динамическая устойчивость энергосистемы? Назовите основные способы повышения устойчивости энергосистемы.

7. Что такое «система релейной защиты» оборудования? Какие функции она выполняет?

8. Назовите характеристики, которыми должны обладать устройства релейной защиты.

9. Что такое селективность системы релейной защиты?

10. Что такое чувствительность системы релейной защиты?

11. Какие виды релейной защиты используют для силовых трансформаторов? Назовите особенности дифференциальной защиты трансформаторов.

12. Что такое «газовая защита» трансформаторов? Где ее устанавливают?

13. Назовите требования к системе релейной защиты ЭМ.

14. Какие электрические аппараты применяют для защиты электродвигателей?

Литература: [7, 29, 30, 38, 48, 53].

11. НЕКОТОРЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ И НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

11.1. Техника безопасности на промышленных предприятиях

Техника безопасности (ТБ) на промышленном предприятии – это совокупность мероприятий организационного и технического характера, которые направлены на предотвращение на производстве несчастных случаев и на формирование безопасных условий труда. Для осуществления этих целей выделяются большие средства [5, 8, 14, 61].

На ПП работает специальная служба безопасности, подчиненная главному инженеру завода. Служба разрабатывает мероприятия, которые должны обеспечивать безопасные условия работы, контролировать состояние ТБ на производстве и следить за тем, чтобы все поступающие на предприятие рабочие были обучены безопасным приемам работы. На заводах систематически проводятся мероприятия, целью которых является снижение травматизма и устранение возможности возникновения несчастных случаев. Эти мероприятия сводятся к следующему:

- улучшение конструкции действующего оборудования с целью предохранения работающих от травм;
- создание новых и улучшение конструкции действующих защитных приспособлений станков, машин и нагревательных установок для устранения возможного травматизма;
- улучшение условий труда: обеспечение достаточной освещенности рабочих мест и производственных помещений, хорошей вентиляции, удаление пыли и отходов производства, поддержание нормальной температуры в цехах, на рабочих местах и у теплоизлучающих агрегатов;
- устранение возможности травматизма при авариях работающего оборудования: при разрыве шлифовальных кругов, поломке вращающихся дисковых пил, при разбрызгивании кислот, взрыве сосудов и магистралей, работающих под высоким давлением, при выбросах пламени, расплавленных металлов и солей из нагревательных установок при их внезапном включении, при поражении электрическим током и т. п.;
- создание специальных систем защиты, которые снижают последствия возможных аварийных ситуаций, влияющих на здоровье и жизнь людей;
- обучение всех поступающих на работу правилам поведения на территории предприятия и основным правилами ТБ при выполнении их

функциональных обязанностей, систематическое обучение и проверка знаний правил безопасности работающими;

- обеспечение персонала инструкциями по технике безопасности, использование плакатов, показывающих опасные места на производстве и меры защиты от несчастных случаев.

Однако в результате пренебрежительного отношения со стороны самих рабочих к ТБ несчастные случаи возможны. Поэтому необходимо следить за выполнением правил безопасной работы и за исключением возможности самостоятельного отключения рабочими систем защиты, даже с целью повышения производительности оборудования. Например, при работе штамповочного оборудования.

К общим требованиям техники безопасности на производстве относятся правила, которые должны знать рабочие:

- 1) при получении новой работы рабочие должны требовать от мастера дополнительный инструктаж по ТБ;

- 2) при выполнении работы нужно быть внимательным, не отвлекаться посторонними делами и разговорами, не отвлекать других;

- 3) на территории завода (во дворе, в здании, на подъездных путях) следует выполнять следующие правила [16,17]:

- не ходить без необходимости по другим цехам предприятия;
- быть внимательным к сигналам, подаваемым крановщиками электрокранов и водителями движущегося транспорта, выполнять их;
- обходить места погрузки и выгрузки, не находиться под поднятым грузом;

- не проходить в местах, не предназначенных для прохода, не подлезать под стоящими железнодорожными составами и не перебегать дорогу перед движущимся транспортом;

- не переходить в неустановленных местах через конвейеры и рольганги, не подлезать под них, не заходить без разрешения за ограждения;

- не прикасаться к ЭО, к клеммам и электрическим проводам, к арматуре общего освещения, не открывать дверцы электрошкафов;

- не включать и не останавливать (кроме аварийных случаев) машины, станки и механизмы, работа на которых не поручена руководством цеха;

- 4) в случае получения травмы или даже просто недомогания прекратить работу, известить об этом мастера и обратиться в медпункт.

К специальным требованиям безопасности относятся следующие:

- 1) содержать в порядке рабочую одежду; застегивать или обхватывать широкой резинкой обшлага рукавов; аккуратно заправлять одежду;

убирать концы галстука, косынки или платка; надевать плотно облегающий головной убор и подбирать под него волосы;

2) носить рабочую обувь. Запрещается работа в легкой обуви (тапочках, сандалиях, босоножках) из-за возможности ранения ног;

3) содержать в порядке рабочее место и в исправности рабочий инструмент и приспособления, убирать все загромождающие и мешающие работе предметы. Инструмент, приспособления, необходимый материал и детали для работы должны быть расположены в удобном и безопасном для пользования порядке;

4) обеспечить достаточное освещение рабочего места и убедиться, что свет не слепит глаза, что на переносных осветительных приборах есть защитная сетка и исправен шнур. Напряжение переносных электрических светильников не должно превышать 36 В, что необходимо проверить по надписям на щитках и токоприемниках;

5) проверить исправность пола промышленного помещения, убедиться в отсутствии выбоин, скользких поверхностей, оголенных электропроводов и что все опасные места ограждены;

6) проверять исправность транспортных талей и тельферов, надежность тормозов, строп и цепей. При подъеме и перемещении тяжелых грузов сигналы крановщику должен подавать только один человек. Стropовка (зачаливание) груза должна быть надежной и выполняться канатами или тросами соответствующей прочности;

7) перед установкой крупногабаритных деталей на плиту или на сборочный стол (например, статора на фундамент) заранее подготовить установочные и крепежные приспособления (подставки, мерные прокладки, угольники, домкраты, прижимные планки, болты и т.д.). При установке тяжелых деталей необходимо выбирать такое положение, которое позволяет выполнять установку с одного или с минимального числа заходов;

8) при работе со шлифовальными кругами необходимо надевать защитные очки (если нет защитного экрана), при заточке стоять не напротив круга, а вполупорот к нему.

9) при работе с металлорежущими станками следить за исправностью ограждений вращающихся частей, не удалять стружку руками, а пользоваться проволочными крючками

10) при работе со сжатым воздухом, давление которого в цехах ПП достигает 4÷8 атм., необходимо обеспечить, чтобы струя воздуха не попала в работающего сотрудника.

11.2. Охрана труда и ТБ на электростанциях

11.2.1. Общие положения

На блоках электростанций всех типов должны быть обеспечены те же требования к ТБ, что и на ПП. Но есть особые требования, определяемые схемой выдачи мощности и спецификой технологических процессов получения энергии [16, 34].

Под схемой выдачи мощности (главной схемы электрических соединений) электростанций понимают схему электрических соединений между ее основными элементами (генераторами, трансформаторами, токопроводами, сборными шинами, коммутационным оборудованием, ЛЭП и пр.), связанными производством, передачей, преобразованием, распределением и передачей электроэнергии в энергосистему.

В схему производства электроэнергии входит электрическое оборудование:

- генераторы и системы возбуждения;
- токопроводы с генераторным выключателем;
- силовые блочные трансформаторы и трансформаторы собственных нужд;
- гибкие линейные связи;
- системы шин ОРУ;
- воздушные выключатели, разъединители, автотрансформаторы, установленные на ОРУ;
- линии электропередачи различных уровней напряжения;
- релейная защита и автоматика всего вышеперечисленного оборудования.

Основные требования, предъявляемые к электрическим схемам производства электроэнергии на электростанциях, следующие:

- главная СЭС выбирается на основании схемы энергосистемы и того ее участка, к которому присоединена данная электростанция;
- схема присоединения электростанции к энергосистеме должна обеспечивать выдачу полной мощности, сохранять устойчивость работы без действия противоаварийной автоматики при отключении любой отходящей линии или трансформатора связи;
- в ремонтных режимах, а также при отказе выключателей, устройств релейной защиты и т.п. устойчивость электростанции должна обеспечиваться действием противоаварийной автоматики на разгрузку;

- должна быть обеспечена простота и наглядность схем для удобства эксплуатации, должно быть обеспечено минимальное количество переключений при изменении режимов работы и создание безопасных условий при проведении ремонтных работ;

- должна быть обеспечена возможность расширения производства и подключения нового оборудования;

- выбранная степень надежности (способность всех элементов схемы выполнять заданный график выдачи мощности, сохраняя требования к качеству электроэнергии) должна быть экономически обоснованной.

При выборе электрической схемы электростанции учитываются:

- единичная мощность агрегатов и их число;
- напряжения, на которых мощность выдается в энергосистему;
- величина перетекающих токов между РУ разных напряжений;
- значения токов КЗ и обеспечение возможности их ограничения.

Электрические схемы электростанций строятся по блочному типу. Схема блока станции должна обладать достаточной гибкостью, т.е. допускать отключение оборудования или его части для ремонтов и ревизий с сохранением нормальной работы потребителей и общей надежности работы электростанции. Для удобства эксплуатации вывод в ремонт должен производиться при минимальном количестве операций коммутационной аппаратуры. Гибкость схемы выражается также в возможности деления установки на части, что широко практикуется для снижения токов КЗ.

11.2.2. Особенности выполнения требований техники безопасности на энергоблоках АЭС

Безопасность на АЭС – одно из важнейших требований для обеспечения защиты сотрудников и окружающей среды от радиационного заражения, как во время нормальной работы, так и при возможных авариях. Надлежащий уровень безопасности обеспечивается за счет системы физических препятствий, возведенных на пути возможного распространения радиоактивных веществ, а также мер, направленных на поддержание их сохранности [17, 40].

Надежность и высокую степень безопасности АЭС обеспечивает:

- самозащищенность реактора;
- наличие системы защитных барьеров;
- дублирование каналов безопасности.

Виды систем безопасности:

- 1) локализирующие – созданы для ограничения очага распространения радиоактивных веществ при аварии;
- 2) управляющие – необходимы для обеспечения правильного функционирования всех защитных систем;
- 3) обеспечивающие – создание надлежащих условий для снабжения всех систем необходимой энергией и создания подходящей рабочей среды.

Все системы, обеспечивающие безопасность, соответствуют нормам и правилам конструирования, изготовления, монтажа и эксплуатации объектов ядерной энергетики. Они должны обеспечивать максимальную защиту при авариях, в том числе при пожарах на АЭС. Все системы должны включаться автоматически, но должна быть обеспечена возможность дистанционного запуска (управления). При этом влияние оператора ограничивается установленным интервалом времени. Срабатывание систем безопасности не должно влиять (повреждать) рабочее оборудование, поэтому существует допустимое количество аварийных срабатываний систем защиты для каждой АЭС.

Наиболее важной системой защиты на АЭС является система аварийной остановки реактора, которая должна обеспечить прерывание цепной реакции при возникновении неуправляемого роста мощности (температуры внутри реактора). Это обеспечивается действием поглощающих стержней или растворов, подвижных ТВС, деталей отражателя нейтронов. Обязательно должны быть, как минимум, две независимые системы воздействия на радиоактивность, чтобы хотя бы одна могла обеспечить гарантированный переход в подкритическое состояние с последующим его поддержанием. Для реализации данного требования необходимо, чтобы максимальный запас реактивности активной зоны никогда не превышал эффективность органов управления, [49].

Электроэнергия, выработанная генераторами АЭС, по гибким линейным связям поступает на ОРУ-750 кВ и через выключатели, разъединители, системы шин, АТ распределяется по линиям 750 и 330 кВ энергосистемы. Нагрузка каждой линии определяется разностью напряжений на концах линии. При таком режиме работы выход из строя любого выключателя не приводит к остановке энергоблока или отключению линии, его выключатель в этом случае можно отключить с помощью разъединителей и вывести в ремонт. Перетекания токов будут осуществляться через вторую параллельную цепь. При выводе оборудования ОРУ-750 кВ в ремонт такой режим резервирования нарушается, и выход из

строю выключателя, разъединителя или другого оборудования, как правило, приведет к останову блока и отключению ЛЭП. Поэтому вывод в ремонт выключателей и другого оборудования ОРУ-750 кВ обычно должен совмещаться с выводом в ремонт связанного с этим оборудованием энергоблока или ЛЭП.

Каждая линия имеет номинальный ток, величина которого определяет сечение проводов ВЛЭП. Обычно пропускная способность линий меньше, чем полная установленная мощность ТГ на блоках АЭС. Например, пропускная способность ВЛЭП от ОРУ Запорожской АЭС равна 5300 МВт, что соответствует выдаче мощности пятью из шести работающих блоков, суммарная мощность которых равна 6000 МВт. Для передачи мощности одновременно от всех энергоблоков необходимо строительство дополнительных ВЛЭП.

Каждая ВЛЭП имеет предел устойчивой работы. При превышении нагрузки ВЛЭП выше этого предела в линии начинаются «качания» тока и передаваемой мощности. Возникшие качания в одной линии могут привести к качаниям во всех прилегающих линиях. Поэтому энергосистемы не допускают такой режим и борются с ним, в том числе путем предварительного ограничения нагрузки. В линиях СЭС, которые связывают их с энергоблоками станций, устанавливают системы защиты и системы взаимодействия этих защит.

При эксплуатации в схемах выдачи мощности необходимо постоянно контролировать:

- напряжение и частоту на шинах ВН, которые должны соответствовать значениям, заданным графиками нагрузок;
- величину нагрузки по всем ВЛЭП и по АТ связи;
- температурный режим всего силового оборудования, АТ связи, шунтирующих реакторов;
- работу компрессорных установок, обеспечивающих заданное давление сжатого воздуха в ресиверах (обычно, не более 400 Н/см²).

Эти параметры контролируются по приборам центрального щита управления (ЦЩУ), блочных диспетчерских щитов, по сработавшей предупредительной или аварийной сигнализации, при обходах оборудования, согласно графикам обходов.

Оборудование АЭС находится в оперативном управлении и в ведении оперативных руководителей. Все оборудование ОРУ-750 кВ находится в основном в оперативном управлении дежурного диспетчера

энергосистемы и оперативном ведении диспетчера НДЦ. Поэтому разрешение на вывод оборудования из работы производится по заявкам, подаваемым в диспетчерскую службу энергосистемы.

Непосредственно перед выводом оборудования в ремонт разрешение на вывод дает диспетчер энергосистемы, имея утвержденную заявку. Как правило, диспетчер энергосистемы непосредственно руководит выводом оборудования. Ввод оборудования после окончания ремонта и получения всех протоколов также производится по разрешению и под руководством дежурного диспетчера энергосистемы.

В систему входит разное оборудование: вращающиеся машины, силовые трансформаторы, воздушные выключатели, находящиеся под давлением воздуха от 20 до 2300 Н/см², токоведущие части, находящиеся под напряжением до 750 кВ, панели релейной защиты оборудования со сложным порядком проведения операций, с накладками и испытательными блоками. Поэтому при эксплуатации системы необходимо соблюдать не только правила техники безопасности (ПТБ) при эксплуатации электроустановок, но и ПТБ при эксплуатации теплосилового оборудования, правила устройства и безопасной эксплуатации (ПУБЭ) сосудов, работающих под давлением и т.д.

Высокое напряжение на ОРУ-750 кВ создает в распределительном устройстве высокую напряженность электромагнитного поля, которое неблагоприятно воздействует на организм человека, вызывает расстройства нервной и сосудистой систем. Поэтому длительное нахождение на территории ОРУ-750 кВ без экранирующих устройств недопустимо. Существующие экранирующие костюмы неудобны и практически не защищают от электромагнитного излучения. Поэтому при обходах и осмотрах оборудования ОРУ-750 кВ необходимо как можно дальше находиться от оборудования, находящегося под напряжением. При допуске ремонтного персонала для проведения работ необходимо определять напряженность электромагнитного поля в месте производства работ, с записью в наряде разрешенного времени пребывания персонала. Время пребывания должно быть минимальным, маршрут обхода должен быть под экранами (кабельными коробами, экранными сетками) [49, 59-61].

11.2.3. Особенности выполнения требований ТБ

при обслуживании оборудования собственных нужд блоков АЭС

Собственными нуждами (СН) электростанций и подстанций называются все устройства и все ЭО, электродвигатели, обслуживающие основное оборудование (реакторы и турбины, генераторы, трансформаторы),

вспомогательные механизмы основных и вспомогательных цехов, а также электрическое освещение, установки систем релейной защиты, управления и т. д.

Для оборудования СН электростанции необходимо напряжение 6 кВ. Трансформатор СН включается в отпайку между включателем нагрузки и блочным трансформатором. Важнейшие потребители электроэнергии имеют резервное питание от дизель-генераторов и АБ. Между реакторными отделениями (они отстоят одно от другого на 92 м) размещаются аварийные дизель-генераторные станции с подземными баками топлива (100 м³ на каждую ячейку резервной дизель-электрической станции).

На три-четыре блока строят один объединенный вспомогательный корпус. На каждый энергоблок устанавливают по три дизель - генератора и по три АБ напряжением 220 В.

Основные отличия электрической части АЭС от электрической части ТЭС заключаются в схеме питания оборудования СН, которая способна обеспечить гораздо более высокую надежность электроснабжения ответственных механизмов СН, чем на обычных ТЭС. На АЭС создают специальные сети и дополнительные источники надежного питания, используют совместный выбег ТГ с механизмами СН и ряд других схемных и режимных мероприятий для повышения надежности питания системы СН. На АЭС также имеются механизмы СН, не встречающиеся на ТЭС. Особенности этих механизмов необходимо учитывать, поскольку они оказывают существенное влияние на построение схемы питания.

Часть потребителей 2-й группы и почти все потребители 1-й группы АЭС с напряжением 380 В, 50 Гц работают в нормальном режиме, но они выделены в сети повышенной надежности, потому что от их бесперебойной работы зависит безопасность эксплуатации АЭС и сохранность дорогого оборудования. Вместе с тем при аварийном обесточивании нагрузка на ЭП 2-й группы надежности электроснабжения возрастает по сравнению с нормальным режимом из-за включения в работу ЭД специальных аварийных механизмов (аварийные питательные насосы, аварийные насосы технической воды), вместо которых в нормальном режиме работают более мощные рабочие ЭД и механизмы (питательные насосы, насосы технической воды). Нагрузка сети, обеспечивающей электроэнергией ЭП 2-й категории, возрастает также из-за ввода в работу механизмов и систем аварийного расхолаживания, которые при нормальной работе блока не функционируют: механизмы систем ава-

рийного охлаждения активной зоны и локализации аварии, валоповоротное устройство, резервный маслонасос ТГ, конденсатный насос технологического конденсатора и т.д.

В соответствии с основной концепцией безопасности эксплуатации АЭС с реакторами типа ВВЭР, на каждый реакторный блок предусматривалось три полностью независимые автономные системы безопасности, способные осуществить аварийное расхолаживание и локализацию аварии. Для всех технологических и электрических процессов также обеспечивается безопасность по трем независимым каналам. В соответствии с этим каждый реакторный блок имеет три автономные системы надежного питания ЭП напряжением 6 и 0,4 кВ переменного тока и 220 В постоянного тока, включающие в себя автономные источники (дизель-генераторы и АБ), преобразователи напряжения и РУ.

В системе СН выделяются три секции надежного питания напряжением 6 кВ. К этим секциям подключаются мощные механизмы, трансформаторы надежного питания 6/0,4 кВ и дизель-генераторы. Как в нормальном режиме, так и во всех аварийных режимах работы АЭС, не сопровождающихся обесточиванием, основным источником электропитания сетей надежного питания 1-й и 2-й групп являются рабочие трансформаторы СН и трансформаторы надежного питания 6/0,4 кВ, а резервным источником – пускорезервные трансформаторы блоков.

В нормальном режиме эксплуатации секции 6 кВ 2-й категории надежности получают питание от соседних секций рабочего трансформатора СН через два последовательно включенных секционных выключателя. Дизель-генераторы в режимах, не сопровождающихся аварийным обесточиванием, не работают, но благодаря вспомогательным механизмам систем охлаждения, смазки и подачи топлива обеспечивается их постоянная готовность к пуску, они поддерживаются в прогретом состоянии. В настоящее время дизель – генераторы мощностью до 2 МВт могут быть автоматически запущены за 30 сек, при мощности 5 МВт – за 3 мин. Между тремя секциями надежного питания 6 кВ и тремя группами дизель - генераторов не предусматривают взаимное резервирования, т. к. каждая из автономных секций по мощности подключенных к ней дизель - генераторов и составу механизмов способна осуществить локализацию аварии и аварийное расхолаживание самостоятельно. Ввод питания от резервных магистралей 6 кВ непосредственно на секции 2-й группы надежности электроснабжения не предусматривается. При аварии, как с аварийным обесточиванием, так и без него, команда на запуск подается одновременно на все группы дизель - генераторов. Обязательным условием их включения является их предварительное надежное

отключение от обесточенной или поврежденной рабочей секции. Два последовательно включенных секционных выключателя гарантируют успешность отделения от энергосистемы для автономной работы даже при отказе одного из секционных выключателей.

После включения дизель - генератора любая из секций готова к принятию нагрузки и участию в аварийном расхолаживании реактора. Для электроснабжения нагрузки каждой секции может использоваться один дизель-генератор или группа из нескольких, например, двух, машин. В последнем случае они включаются в секции с соблюдением условий синхронизации и имеют устройства для принудительного распределения нагрузки между агрегатами в стационарном состоянии. Использование нескольких параллельно работающих агрегатов нежелательно.

Основными расчетными режимами для каждой из трех систем безопасности являются:

- 1) обесточивание без аварии технологического оборудования;
- 2) обесточивание с малой течью в первом контуре, компенсируемой системой подпитки;
- 3) обесточивание с большой течью в первом контуре, не компенсируемой системой подпитки (максимальная авария);
- 4) обесточивание с разрывом паропровода второго контура.

Ввиду соизмеримости мощности нагрузки и дизель - генератора включение ЭД механизмов СН проводят ступенями; последовательность и интервалы времени определяются технологическим процессом. Для каждого из расчетных режимов существует своя аварийная программа автоматического ступенчатого пуска.

Потребители 2-й группы надежности электроснабжения с напряжением 0,4 кВ получают питание через трансформаторы надежного питания 6/0,4 кВ секций 6 кВ 2-й группы. Питание потребителей 0,4 кВ 1-й группы надежности электроснабжения может осуществляться по-разному, например, от автономных инверторов, подключенных к щиту постоянного тока. В нормальном режиме выпрямители, питающиеся от секций 0,4 кВ 2-й группы, обеспечивают подзаряд АБ каждой из систем безопасности и питание через автономные инверторы нагрузки 0,4 кВ 1-й группы. При аварийном обесточивании или повреждениях в системе СН, включая сеть 0,4 кВ 2-й группы, питание потребителей 0,4 кВ 1-й группы продолжается от АБ через автономный инвертор.

Выпрямители обеспечивают отсутствие прямой электрической связи щита постоянного тока с сетью 0,4 кВ для 2-й группы. Автономный инвертор представляет собой статический тиристорный необратимый

преобразователь постоянного тока в переменный промышленной частоты и снабжен АРН. Достоинством такого способа электроснабжения потребителей 0,4 кВ 1-й группы является отсутствие перерыва в их питании даже на доли секунды. Недостаток состоит в том, что выпрямители и инверторы должны быть рассчитаны на полную мощность нагрузки 0,4 кВ 1-й группы в длительном режиме. При этом потери энергии при последовательном выпрямлении и инвертировании возрастают.

При обесточивании выпрямители отключают от щита постоянного тока, но эти коммутации могут осуществляться выключателем обычного исполнения. В схеме на каждый блок останавливаются три группы дизель - генераторов, три комплекта выпрямителей и инверторов и три АБ систем безопасности. Каждая батарея работает на свой щит постоянного тока. Взаимных связей между щитами не предусмотрено. После запуска дизель-генераторов и восстановления питания на секциях 2-й группы 0,4 кВ выпрямители включаются на щиты постоянного тока, обеспечивая подзаряд батареи и питание через инвертор потребителей 0,4 кВ 1-й группы.

Для облегчения поиска места замыкания на землю в сети постоянного тока щиты АБ разделяют на две секции. Для питания секции, отключаемой при поиске места замыкания, используется вспомогательный выпрямитель меньшей мощности. АБ систем безопасности работают в режиме постоянного подзаряда. Длительность работы батарей в режиме разряда малая, определяется временем запуска дизель-генератора. Поэтому батареи не подвергаются глубоким разрядам и не снабжаются элементным коммутатором.

РУ надежного питания трех систем располагаются в разных помещениях и отделены от остальных РУ СН. Для каждой из трех систем прокладываются самостоятельные кабельные трассы, разделенные огнестойкими перегородками. Дизель - генераторы каждой аварийной системы также размещены в самостоятельных отсеках с пожароустойчивыми перегородками. В разных помещениях размещают и аккумуляторные батареи трех систем.

Помимо ЭП особой группы надежности электроснабжения, на АЭС работают и общецлочные потребители 1-й группы. Для их надежного питания для каждого реакторного блока предусматривается общецлочный комплекс источников питания, не связанный с системами безопасности. В него входят: АБ напряжением 220 В с коммутатором, выпрямительное устройство, питающееся от общецстанциионной секции 0,4 кВ данного блока, автономный инвертор, питающий секцию 1-й категории надежности напряжением 0,4 кВ, собственный вычислительный комплекс.

Помимо трех АБ систем безопасности и одной общеблочной батареи, на каждый реакторный блок устанавливается еще одна батарея напряжением 220 В для питания силовых цепей системы управления и защиты реактора и несколько АБ напряжением 24 В для цепей управления СУЗ. Все эти батареи снабжены выпрямительными устройствами, подключенными к общестанционным секциям 0,4 кВ и секциям надежного питания 0,4 кВ соответственно.

Создание надежной системы аварийного расхолаживания и локализации аварий требует значительных затрат и разветвленных сетей надежного питания. Электроснабжение ЭП напряжением 0,4 кВ дублируется. Также необходимо дублирование мощных механизмов с ЭД 2-й категории надежности, подключенных к секциям 6 кВ и участвующих в аварийном расхолаживании (например, аварийные питательные насосы). На блоках станций в нормальных режимах дизель - генераторы не работают. Они автоматически запускаются при аварийном обесточивании сетей аварийного расхолаживания. При этом функционируют лишь автономные сети.

Организация трех самостоятельных систем безопасности с независимыми технологическими и электрическими системами впервые была использована для реакторов типа ВВЭР в связи с глубокой увязкой электрической и технологической частей АЭС. Не только ко всем элементам, системам и оборудованию АЭС предъявляются особые требования по ТБ и охране труда обслуживающего персонала, также необходимо выполнять установленные требования безопасности на площадках хранения контейнеров СХОЯТ [40, 47, 49].

11.3. Системы пожарной безопасности украинских АЭС

Технические системы большой сложности и мощности, к которым относятся объекты ядерной энергетики, характеризуются высоким риском аварий, опасных для людей и окружающей среды и приводящих к катастрофическим последствиям, см. табл. 4.4. Эти аварии сформировали у значительной части населения планеты устойчивое негативное отношение к атомной энергетике, привели к отказу от строительства ряда станций, консервации недостроенных блоков и досрочному выведению из эксплуатации работавших. От ядерной энергетики отказываются как аграрные, так и индустриально развитые страны. Уже прекращена работа всех АЭС в Италии и Казахстане. По пути отказа от ядерной энергетики идут Германия, Швейцария, Швеция, Австрия [49]. Но в то же время строят свои первые АЭС Беларусь, Бангладеш, Турция, ОАЭ. То

есть в отношении использования ядерной энергии разные страны придерживаются разных взглядов, но эта политика меняется в зависимости от обстоятельств.

Следует признать, что будущее энергетики связано с дальнейшим увеличением количества и мощности АЭС, которые вырабатывают относительно дешевую энергию, снизят скорость глобального потепления, сохраняют ископаемые топлива для будущих поколений, но их эксплуатация требует безусловного соблюдения правил безопасности, установленных МАГАТЭ. Одной из важнейших задач безопасного использования ядерной энергии является снижение аварийности блоков АЭС от настоящего уровня 10^{-6} до 10^{-9} . Для этого, в первую очередь, следует снизить вероятность возникновения пожаров, которые являются главным фактором гибели персонала и утраты материальных ценностей станций.

Вклад пожаров в частоту повреждения активной зоны реактора равен вкладу от всех других разрушающих факторов вместе взятых, а ущерб от пожаров превышает 60 % общего ущерба от всех аварий и неполадок на АЭС. По расчетам специалистов МАГАТЭ разрушение из-за пожара одного блока АЭС мощностью 1 млн кВт равно взрыву ядерной бомбы в 1 мегатонну.

Пожары на АЭС приносят прямые убытки (уничтожение имущества станций) и косвенные (простой станций, отрицательное влияние на экологию и здоровье персонала и населения). Для снижения частоты возникновения и уменьшения последствий пожаров необходимо знать причины и характеристики развития предыдущих аварий, эффективность применяемых противопожарных мероприятий отдельно для стадий возникновения, развития, тушения и для послеаварийного периода, табл. 11.1 [40, 47].

Ядерная опасность может быть снижена за счет повышения надежности реактора, использования ТВЭЛ-ов с лимитом дефектных компонентов, за счет поддержания герметичности реакторной зоны, зонального дозиметрического контроля, ограничения доступа к ядерному топливу, соблюдения правил обращения с ядерными отходами.

Из горючих материалов, по данным статистики пожаров на АЭС, наиболее опасными являются масла и нефтепродукты, электрооборудование (ЭО), пластмассы, дерево, изоляция кабелей, другие горючие жидкости и горючие газы (водород). В машинных залах АЭС горючие материалы (турбинное масло и водород) находятся в герметичных оболочках, и их взаимодействие с кислородом воздуха возможно только при разгерметизации.

Таблица 11.1 – Частота пожаров на АЭС

Наименование помещения или участка	Вероятность возникновения пожара за год на одно помещение
Помещения управления, контроля и наблюдения	$2,6 \cdot 10^{-3}$
Кабельные помещения (каналы)	$1,0 \cdot 10^{-2}$
Помещения установки дизель-генераторов	$2,0 \cdot 10^{-2}$
Емкости для хранения газо-смазочных материалов	$1,0 \cdot 10^{-2}$
Турбинное отделение, машинный зал	$1,8 \cdot 10^{-2}$
Помещения вспомогательных установок реактора	$4,1 \cdot 10^{-2}$

При таких пожарах горит разлитое и фонтанирующее масло, как факел, горит водород. Обычно возникновению пожаров в машинных залах АЭС предшествуют аварии ТГ. Следствием подобных пожаров, как правило, является обрушение металлических ферм и покрытий на оборудование, что, в свою очередь, приводит к нарушению герметичности маслосистем и к образованию новых очагов горения. Пожары в машинных залах АЭС и ТЭС развиваются аналогично. На рис. 11.1 приведено фото пожара на Углегорской ТЭС (29.03.2017) и вид блока ТЭС после пожара.



а



б

Рисунок 11.1 – Фото пожара на Углегорской ТЭС (а)
и вид блока ТЭС после пожара (б)

Для снижения последствий пожаров маслоохладители, маслонасосы системы маслоподдачи и регулирования турбины, маслонасосы уплотнений вала и гидроподъема ротора генератора, демпферные баки генера-

тора и турбины оборудуют стационарными установками тушения пожаров распыленной водой с интенсивностью подачи воды $0,06 \div 0,3$ л/с на 1 м^2 зоны горения.

Наиболее сложными для тушения являются пожары в кабельных сооружениях АЭС, т.к. огонь быстрее распространяется по кабельным каналам (эффект тяги), чем в открытых помещениях. Кроме того, при горении изоляции выделяются токсичные вещества, которые даже после полного тушения опасны для жизни людей и оборудования. Например, хлористый водород в газообразном состоянии вызывает ожоги открытых участков кожи, острое отравление при вдыхании, что существенно затрудняет поиск очага горения, а после соединения с водяным паром превращается в жидкую соляную кислоту, которая в виде капель оседает на оборудовании и вызывает коррозию металлических поверхностей.

Возможная площадь горения кабельных сетей АЭС измеряется десятками и даже сотнями квадратных метров. Поэтому изоляцию кабелей необходимо изготавливать из трудногорючих материалов (из кремнийорганической резины), герметизировать стыки вакуумно-плотными металлокерамическими изоляторами, а места прохода кабелей через стены следует обрабатывать огнезащитными составами на основе фенолформальдегидных смол, что значительно увеличивают стоимость кабельных сетей. Кабели должны быть проложены в коробах или трубах, при этом кабельные укладки делят на сектора, отделенные друг от друга противопожарными перегородками.

Тушение пожара проводится по секторам, и тушение в следующем секторе начинают только после завершения тушения в предыдущем. Между секторами устанавливаются противопожарные перегородки и двери с огнестойкостью не менее 1,5 часов. В общих каналах вентиляции для разграничения воздушного пространства секторов устанавливаются герметичные задвижки. Для легко воспламеняющихся жидкостей и газов предусмотрены механизмы их удаления из очагов горения. Например, масло дизель - генераторов по аварийной процедуре сливается в подземный резервуар за пределами реакторного отделения; система аварийного удаления водорода предусматривает его принудительное (под давлением) удаление и разбавление другими газами до невзрывоопасных концентраций, а также частичное сжигание. Каналы газоудаления выполняют искробезопасными. Дизель-генераторы и расходные баки топлива к ним устанавливают в отдельных помещениях с металлическим полом, а в каналах маслопроводов и топливопроводов устанавливают огнесдерживающие барьеры. Такие правила противопожарной безопасности рекомендуются МАГАТЭ для всех станций с реакторами типа ВВЭР.

Техническая модернизация противопожарных систем должна обязательно проводиться при продлении сроков эксплуатации АЭС,

Системы автоматической пожарной сигнализации энергоблоков АЭС Украины были спроектированы в конце 80-х - начале 90-х годов прошлого века. Они используют автоматические комбинированные (дымовые и тепловые) пожарные извещатели типа ДСП-1 и приемно-контрольные приборы ППС-1. Производство ППС-1 на заводах СССР было прекращено в 80-е годы вследствие их низкого технического уровня (по показателям механической, сейсмических и радиационной стойкости) и несоответствия техническим стандартам НАЭК Украины (ГСН В.2.5-13-98, п.п.1.5.10, 1.6.3). Датчики ППС-3 и ППС-ЗМ украинского производства имели плохое качество, а приборы производства США, Японии и западно-европейских стран слишком дорогие. Кроме того, полная замена потребует прокладки дополнительных кабелей (до 40 % выше ранее проложенных) и увеличения объемов строительно-монтажных работ. Также была отмечена электромагнитная несовместимость новых датчиков с прежними элементами систем автоматического обнаружения и тушения пожаров, что приводит к ложным срабатываниям, что искажает сигналы, поступающие к оперативному персоналу на блочный щит управления (БЩУ).

Ложные срабатывания пожарной автоматики снижают бдительность персонала и вызывают недоверие к сигналам о зарождающемся пожаре. Персонал игнорирует сигналы и продолжает работать в условиях включившейся системы пожаротушения, что опасно для здоровья людей. Например, при срабатывании углекислотной системы автоматического пожаротушения концентрация углекислого газа (CO_2) в воздухе увеличивается до 40 %, образуется туман и теряется видимость.

При превышении концентрации CO_2 в атмосфере на 3 % у человека начинается одышка, на 10% - теряется координация движений, при 20 % начинаются судороги. Системы пенного пожаротушения (особенно с фторированными пенообразователями) дорогие и после использования потребуют для перезарядки десятки тысяч долларов.

Модернизацию автоматизированных систем управления противопожарной защитой следует проводить с учетом зонального деления АЭС, с обеспечением дублирования всех каналов распознавания пожара, оповещения, тушения, с использованием автоматических, дистанционных и ручных средств управления. Также целесообразно использовать пожарных роботов с комбинированными средствами обнаружения и тушения пожаров.

Для мониторинга пожарной обстановки и проведения разведки пожарный робот комплектуется системой видеонаблюдения, тепловизором, другими датчиками факторов пожара, средствами освещения и оповещения. Мобильных пожарных роботов следует размещать вблизи оборудования с высоким риском пожара. Часть пожарных датчиков (например, газовые анализаторы и термодатчики) должны быть включены постоянно. При их срабатывании мобильный робот может начать перемещение в оптимальную для обзора точку, включить другие анализаторы (например, лазерные датчики дыма и тепловизор), видеокамеру и при подтверждении пожара передать данные о нем на БЦУ и начать тушение пожара.

Комплектация пожарных роботов должна отвечать поставленным задачам. Даже небольшой пожарный робот (весом от 100 кг) может создавать струю противопожарной смеси высотой около 70 метров.

Примеры выполнения пожарных роботов приведены на рис. 11.2.

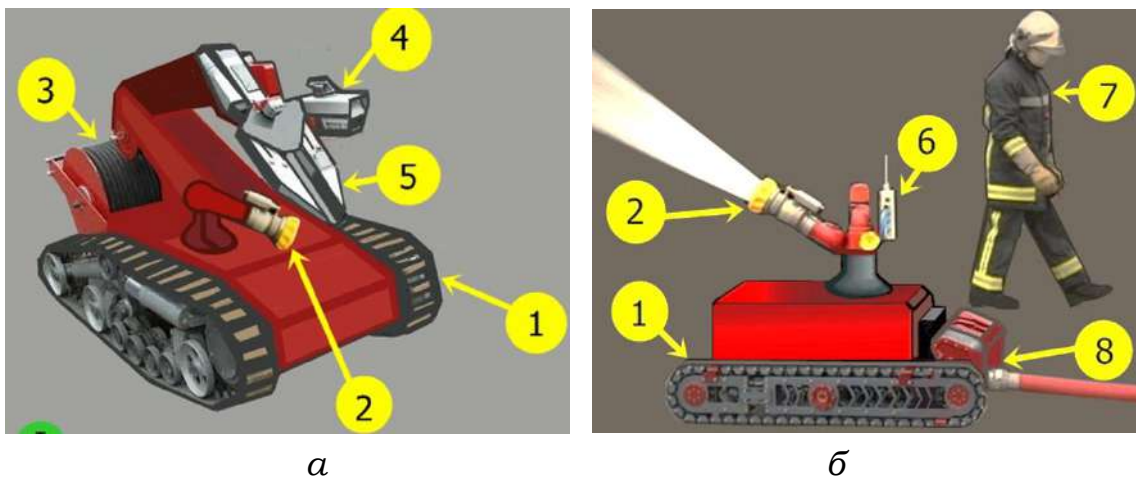


Рисунок 11.2 – Эскизы пожарных роботов:

а – робот с манипулятором-клешней;

б – робот с минимальной комплектацией:

- 1 – самоходное шасси; 2 – дистанционно управляемый лафетный ствол (на рис. *б* – с вентилем для ручного прекращения подачи смеси для пожаротушения); 3 – пожарный рукав на катушке;
- 4 – видеокамера, тепловизор; 5 – манипулятор-клешня;
- 6 – средства связи робота с оператором;
- 7 – пожарный (показан для понимания масштаба);
- 8 – устройство для присоединения пожарного рукава

Для тушения пожаров в машинных залах электростанций роботов оснащают средствами подачи огнетушащих веществ с расходом не менее $0,20 \text{ л}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$, что обеспечивает нужную интенсивность огнетушения, защиту строительных конструкций и осаждение взвешенных частиц

пыли. Роботы способны переносить значительно более высокие температуры, быть возле очагов горения, но это входит в противоречие с требованием иметь собственный запас огнетушащих средств. Габариты робота должны обеспечивать его свободное перемещение по помещениям станции. Поэтому огнетушащие средств подают по шлангам-рукавам, для разворачивания которых должно быть предусмотрено достаточно места в любой части станции. Мощность двигателя робота должна быть достаточной для перемещения собственной массы и рукавов, наполненных средствами пожаротушения. Рукава и корпус робота делают из огнестойких материалов. Несмотря на это, именно повреждение рукава чаще всего служат причиной отказа роботов.

Мобильность пожарных роботов на самоходных шасси позволяет им отступать на следующий рубеж в случаях, если температура пожара критична либо поврежден пожарный рукав. Отступив на безопасный рубеж или к новому источнику подачи смеси для пожаротушения, робот должен иметь возможность отключить один пожарный рукав, подключить другой и продолжать тушение пожара. Тяговое усилие, которое может развить робот, должно быть не менее 1000 – 2000 Н.

Недостатками работы системы "робот – рукав – гидрант" являются: ограниченная длина рукава, малое количество гидрантов, размещенных по территории станции, отсутствие у большинства роботов простого механизма отсоединения дефектного рукава и присоединения нового без участия человека. В мировой практике уже используют дистанционно управляемых роботов для безопасной эвакуации пострадавших из очагов возгорания.

На рис. 11.3 показаны роботы-эвакуаторы, которые используют пожарные г. Йокогама (Япония).



Рисунок 11.3 – Пожарные роботы-эвакуаторы

Модернизация систем пожарной безопасности и использование пожарных роботов, в том числе мобильных, значительно увеличит вероятность раннего выявления и ликвидации пожаров, уменьшит материальные потери и сохранит человеческие жизни.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите основные требования безопасности на промышленных предприятиях.
 2. Какие дополнительные требования безопасности следует учитывать на блоках электростанций?
 3. Назовите основные отличия в тушении пожаров на ТЭС и АЭС.
 4. Как осуществляется охрана труда на блоках электростанций?
 5. Назовите особенности выполнения требований техники безопасности на энергоблоках АЭС.
 6. Назовите основные требования к технике безопасности обслуживания оборудования собственных нужд блоков АЭС.
 7. Назовите требования к обеспечению работы пожарных роботов на блоках электростанций.
 8. Чем необходимо комплектовать автономных пожарных роботов?
- Литература:* [5, 8, 14, 16, 17, 22, 23, 40, 47, 51, 59 – 61].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Безруких П. П. Что может дать энергия. Ответы на 33 вопроса / П. П. Безруких, П. П. Безруких (мл.). – Москва: НИЦ «Инженер», 1998. – 47 с.
2. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – Москва: Высш. шк., 1985. – 536 с.
3. Виноградов Д. Е. Строительство линий электропередачи 35 – 500 кВ с тяжелыми трассами / Д. Е. Виноградов, Б. Г. Гарчев. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1983. – 123 с.
4. Глушков В. М. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий / В. М. Глушков, В. П. Грибин. – Москва: Энергия, 1975. – 104 с.
5. Гордон С. В. Сооружение линий электропередачи / С. В. Гордон. – Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 324 с.
6. Ермилов А. А. Основы электроснабжения промышленного предприятия / А. А. Ермилов. – Москва: Энергия, 1976. – 368 с.
7. Жежеленко И. В. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях / И. В. Жежеленко, М. А. Рабинович – Киев: Тех. школа, 1981. – 236 с.
8. Зайцев С. Г. Основы охраны труда в энергетике: учеб для ВУЗ-ов I-II уровней аккредитации / С. Г. Зайцев. – Миусинск, ШЭТ, 2009. – 353 с.
9. Киреева Э. А. Электроснабжение цехов промышленных предприятий / Э. А. Киреева, В. В. Орлов, А. Е. Старкова. – Москва: Энергопрогресс. Библ. электротехника: приложение к журналу "Энергетик". – Вып. 12(60), 2003. – 120 с.
10. Князевский Б. А. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. А. Князевский, Б. Ю. Липкин. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 431 с.
11. Кравцов А.Н., Узелков Б. М., Гологорский Е. Г. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4 – 750 кВ. - Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 340 с.
12. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
13. Овчинников Ф. Я. Эксплуатационные режимы водо-водяных энергетических реакторов / Ф. Я. Овчинников, В. В. Семенов. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 346 с.

14. Охрана труда в электроустановках: учебник для ВУЗов: под ред. Б. А. Князевского. – Москва: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
15. Переходные процессы в системах электроснабжения: учебник / В. Н. Винославский, Г. Г. Ливияк, А. И. Несен и др.; под ред. В. Н. Винославского. – Київ: Вища шк. Головне видав-во, 1989. – 422 с.
16. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС. – 2002. – 224 с.
17. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. – Москва: Изд-во ПИО ОБТ, 2000. – 46 с.
18. Расчет ресурсов ветровой энергетики: под ред. В.И. Виссарионова. – Москва: Изд-во МЭИ, 1997. – 32 с.
19. Рекомендации по монтажу проводов SAH на ВЛ 6—20 кВ фирмы «Pirelli cables and systems OY». – Москва: АО «Фирма «ОРГРЭС»», 1998. – 43 с.
20. Родионов В. Г. Энергетика: проблемы настоящего и возможности будущего / В. Г. Родионов. – Москва: ЭНАС, 2010. – 352 с.
21. Рожкова А. Д. Электрооборудование станций и подстанций / А. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
22. Руководство по безопасному производству работ автомобильными подъемниками (вышками) на объектах электроэнергетики. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 187 с.
23. СНиП 12-03—2001. Безопасность труда в строительстве: ч. 1 и ч. 2. Общие требования. Строительное производство.
24. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения. Основания и фундаменты.
25. СНиП 3.05.06-85. Электротехнические устройства.
26. Справочник-каталог «Оборудование нетрадиционной и малой энергетики». – Москва: АО «ВИЭН». – 2000. – 167 с.
27. Справочник по сооружению линий электропередачи напряжением 35–750 кВ / под ред. М. А. Реута. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 212 с.
28. Солнечная фотовольтаика: современное состояние и тенденции развития / Миличко В. А., Шалин А. С., Мухин И. С. и др. // С.-Петербург.: Успехи физических наук. – 2016. – Том 186. – № 8. – С. 802 – 852.
29. Суходолин О. М. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходолин, А. А. Сидоренко. – Київ: НІСД, 2014. – 54 с.

30. Тельманова Е. Д. Автоматизация управления системами электро-снабжения: электрон. учеб / Е. Д. Тельманова. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО «Рос. гос. проф.-пед. ун-т», 2009. – 339 с.

31. Титко А. И. Оценка состояния статора турбогенератора по показаниям штатных вибродатчиков / А. И. Титко, В. А. Ахременко, В. А. Титко // Київ: Енергетика та електрифікація. – 2011. – № 1(329). – С. 36 – 40.

32. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А. А. Федоров, В. В. Каменева. – Москва: Энергия, 1979. – 408 с.

33. Шевченко В. В. Атомная энергетика: способы и проблемы хранения отработанного ядерного топлива / В. В. Шевченко, И. Я. Лизан, С. Е. Шевченко // Харків: ХУПС ім. І. Кожедуба. – Системи обробки інформації. Збірник наукових праць. – 2007. – Вип. 9(67). – С. 147-153.
doi: 10.5281/zenodo.2527706

34. Шевченко В.В. Анализ и разработка мероприятий по уменьшению аварийности электронагревателей АЭС / В.В. Шевченко // Харків: ХУПС ім. І. Кожедуба. – Системи обробки інформації. Збірник наукових праць. – 2009. – Вип. 4(78). – С. 177–183. doi: 10.5281/zenodo.2529104

35. Шевченко В. В. Вибір конструктивних рішень вітроенергетичних комплексів малої і середньої потужності / В. В. Шевченко, Л. М. Омельченко // Харків : ХНТУСГ. – Вісник Харківськ. нац. ТУСГ ім. Петра Василенка. – 2008. – Вип. 73. - Т. 1. – С. 128–131.
doi: 10.5281/zenodo.2528851

36. Шевченко В. В. Использование асинхронизированных турбогенераторов для стабилизации напряжения в энергосистеме / В. В. Шевченко, Д. В. Потоцкий Д.В. // Харків: ХУПС ім. І. Кожедуба. – Системи озброєння і військова техніка. – 2017. – № 1(49). – С. 181–184.

37. Шевченко В.В. Конструкции ветроэнергетических установок при решении проблем промышленной энергетики / В. В. Шевченко, А. С. Баженов, Т. А. Лавриненко // Харків: ХУПС ім. І. Кожедуба. – Системи обробки інформації. – 2008. – Вип. 3 (70). – С. 151–156.

38. Шевченко В. В. Отдельные вопросы эксплуатации ВЛЭП с самонесущими изолированными проводами / В. В. Шевченко, С. М. Цурак, И. А. Алексеев // Харьков: УИПА. – Материалы инженерного семинара "Электрификация и энергоснабжение" (20.12.2007 г.). – 2007. – С. 58–63.
<https://doi.org/10.5281/zenodo>

39. Шевченко В. В. О целесообразности перевода турбогенераторов в режим синхронных компенсаторов / В. В. Шевченко, П. И. Матвеевко // Вісник НТУ «ХПІ». – 2013. – № 51 – С. 76–81.

40. Шевченко В. В. Проблемы и основные направления развития электроэнергетики в Украине / В. В. Шевченко // Харків: НТУ «ХПІ». – Енергетика та електрифікація. – 2007. – № 7(287). – С. 11–16.
doi: 10.5281/zenodo.2527618

41. Шевченко В. В. Проблемы работы ядерных энергетических установок АЭС в ненормальных режимах / В. В. Шевченко, С. А. Богма // Харків: ХУПС ім. І. Кожедуба. – Системи обробки інформації: збірник наукових праць. – 2007. – Вип. 1(59). – С. 134–140.

42. Шевченко В. В. Проблемы, перспективы и основные направления развития экологически чистых источников электроэнергии в Украине / В. В. Шевченко, И. Я. Лизан // Харків: УПА. – Якість технологій та освіти. Збірник наук. праць. – 2011. – Вип. 1. – С. 77–88.
doi: 10.5281/zenodo.2532073

43. Шевченко В. В. Режимы эксплуатации турбогенераторов с учетом требований устойчивости работы энергосистемы / В. В. Шевченко, А. В. Строкоус // Харьков: Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2016. – № 02(145). – С. 33–42.

44. Шевченко В. В. Рекомендации по компоновке и выбору основного энергетического оборудования теплоутилизационных электрических станций блочно-модульного исполнения / В. В. Шевченко, А. Н. Минко, Д. В. Потоцкий // Одеса: Одеськ. нац. політехн. ун-т. – Електротехнічні та комп'ютерні системи. – 2017. – № 26(102). – С. 18–24.
doi: 10.15276/eltecs.26.102.2017.2.

45. Шевченко В. В. Роль энергоэффективности электрооборудования электростанций в поддержании баланса активной и реактивной мощности в системе / В. В. Шевченко, Н. Я. Петренко // Переяслав-Хмельницький: iScience «Актуальные научные исследования в современном мире»: сборник науч. трудов. – 2018. – Выпуск 2(34). – Ч. 6. – С. 131–136.

46. Шевченко В. В. Системный подход к вопросам оценки технического состояния электрооборудования энергосистем Украины / В. В. Шевченко // Москва: Электрика. – 2013. – № 1. – С. 6–11.
doi: 10.5281/zenodo.2544208

47. Шевченко В. В. Соотношение технического и человеческого фактора в выполнении задачи безопасного продления сроков эксплуатации энергоблоков АЭС Украины / В. В. Шевченко // WayScience: міжнар. електрон. наук.-практ. журнал. – 2018. – № 2 (2). – С. 114–138.

doi: 10.5281/zenodo.2196906

48. Шевченко В. В. Управляемые источники реактивной мощности, как способ повышения надежности работы энергосистем / В. В. Шевченко: международ. НПК «Современные тенденции ТООР. Диагностика оборудования горно - металлургического и энергетического комплексов». – Мариуполь, 9-10 сентября 2013 г. – С. 60–62.

doi: 10.5281/zenodo.2551556

49. Шевченко В. В. Ядерная энергетика Украины и экологическая безопасность: проблемы и перспективы / В. В. Шевченко, И. Я. Лизан, С. Н. Зиновьев // Сучасні аспекти механізації та автоматизації енергоємних виробництв: збірник матеріалів регіональної НПК, 28.04.2011 р. – Красноармійськ, 2011. – С. 288–296. doi: 10.5281/zenodo.2530962

50. Associated Energy & Environment Offices, The Danish Organisation for Renewable Energy. – The Sustainable Energy Handbook: for NGO's and local groups. – Denmark, 1993 - ISBN 87-87660-72-5

51. ETSU for the DTI Community Involvement in Renewable Energy Projects: A guide for community groups / Kirk McClure Morton, National Wind Power, Brady Shipman Martin, Harland & Wolff SHI and Queens University Belfast // Assessment of Offshore Wind Energy Resources in the Republic of Ireland and Northern Ireland. Produced by the DETI and DPE under INTERREG II. – 1999.

52. Shevchenko Valentina V. The reform of the higher education of Ukraine in the conditions of the military-political crisis / Valentina V. Shevchenko // Amsterdam, Netherlands: International Journal of Educational Development. – Elsevier, march 2019. – Vol. 65. – P.p. 237–253.

doi: 10.1016/j.ijedudev.2018.08.009

ЭЛЕКТРОННЫЕ РЕСУРСЫ

53. О «Концепции государственной энергетической политики Украины на период до 2020 года». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://zn.ua/ECONOMICS/o_kontseptsii_gosudarstvennoy_energeticheskoy_politiki_ukrainy_na_period_do_2020_goda.html

54. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Схвалено Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. № 145-р. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/145-2006-%D1%80>

55. Национальный план действий по возобновляемой энергетике на период до 2020 года, [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

http://www.kmu.gov.ua/control/ru/publish/article?art_id=247645990&cat_id=244313416

56. Атомная электростанция — Википедия.

Адрес доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Атомная_электростанция

57. Выборы мощности и числа устанавливаемых трансформаторов - Справочник по проектированию подстанций. – Адрес доступа: <http://leg.co.ua/arhiv/podstancii/spravochnik-po-proektirovaniyu-podstanciy-16.html>

58. Пресс-кит: Гидроаккумулирующие электрические станции. История. Принцип работы. Адрес доступа: <http://www.zagaes.rushydro.ru/press/press-kit/>

59. Правила улаштування електроустановок. Україна. – 2017. – Адрес доступа: <http://www.energiy.com.ua/PUE.html>.

60. Тепловыделяющие сборки реакторов ВВЭР. Адрес доступа: http://sosny.bas-net.by/wp-content/uploads/2012/09/bul_2011_6_7.pdf.

61. ТОП-5 наихудших катастроф на мировых АЭС. – Адрес доступа: <https://www.mk.ru/science/2011/03/16/573034-top5-naihudshih-katastrof-na-mirovyih-aes.html>

62. Использование ядерного топлива в реакторе АЭС. – Адрес доступа: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-4/part-1/section-6/6-3>

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ**А**

Аварии на АЭС, 54
 АВ, 214
 АВР, 27
 Автотрансформатор, 20
 Автоматическая частотная раз-
 грузка, 26
 АПВ, 314
 АРВ, 314
 Автоматический регулятор напря-
 жения, 314
 Аккумуляторная батарея, 79
 Анкерная опора, 117
 Асинхронный пуск СД, 20
 Асинхронный двигатель, 24
 Атомная станция тепло-электро-
 снабжения, 50
 Атомная теплоцентрала, 50
 АЭС, 27

Б

Батарея конденсаторов, 299
 Безопасная ветряная турбина, 84
 Биогаз, 98
 Биотопливо, 99
 Биоэнергетическая установка, 98
 Блочно-модульное исполнение, 43
 Блочный трансформатор, 10
 Бурштынский энергоостров, 28

В

Ветроагрегат, 74
 Ветропарк, 82
 ВЭС, 38
 ВЭУ, 71
 Водно-водяной энергетический
 реактор ВВЭР, 50
 ВИЭ, 8
 ВЛЭП, 12
 Вольтодобавочный трансформатор,
 18

Вставка в ЛЭП постоянного тока,
 112
 Высокое напряжение, 226

Г

Газотурбинная установка, 41
 Геотермальная энергетика, 104
 Генераторный режим, 70
 ГАЭС, 28
 ГЭС, 38
 ГПП, 18

Д

Дизельная установка, 38
 Дифференциальная токовая
 защита, 325
 Дуговая сталеплавильная печь, 20
 Дутогасительная камера, 278

Е

Европейский Союз, 69
 Еврокомиссия, 66

З

Запорожская АЭС, 49
 Запорожская ТЭС, 50

К

Кабельная линия, 13
 Кабельное сооружение, 13
 Кабельный туннель, 14
 Категория надежности, 26
 Качество электроэнергии, 17
 Колебание напряжения, 19
 КТП, 208
 Компенсирующее устройство, 227
 Комплектный шинопровод, 214
 Конденсаторная батарея, 303
 Конденсаторная батарея низкого
 напряжения, 229

Конденсационная электростанция, 40
 КИП, 53
 Корзина ХОЯТ, 61

Л

Линии связи и сигнализации, 13
 Линия электропередачи, 14

М

МАГАТЭ, 17
 Магистральная сеть, 212
 Максимальная токовая защита, 322
 Маслонаполненные кабели, 165
 Материал опор ВЛЭП, 122
 Метод расчета электрических нагрузок, 235
 Мини-ТЭЦ, 45

Н

Насосный режим, 70
 Невозобновляемые источники энергии, 37
 Неразрушающий контроль, 220
 Несимметричное напряжение, 17
 Несинусоидальное напряжение, 17
 Низкое напряжение, 223

О

Объединенная энергетическая система, 67
 Отработавшая тепловыделяющая сборка, 60
 ОРУ (открытое распределительное устройство), 340
 Отработавшее ядерное топливо, 58
 Осветительная сеть, 248
 Особая группа электроснабжения, 27
 Отклонение напряжения, 17
 Охранная зона ЛЭП, 131

П

Парижское соглашение по климату, 66
 Парогазовая установка, 18
 Питание сети, 7
 Плавкая вставка предохранителя, 274
 Повреждение кабельной линии, 288
 Поливинилхлоридная изоляция, 13
 Подстанция глубокого ввода, 18
 Промышленное предприятие, 7
 Правила техники безопасности, 341
 Правила устройства и безопасной эксплуатации, 341
 ПУЭ, 12
 ПЭС, 39

Р

Радиальная схема, 217
 РУ, 12
 РУВН, 222
 РУНН, 222
 Распределительная подстанция, 211
 Расцепитель, 279
 Реактор РБМК, 49
 Реактор ВВЭР, 50
 Резервная дизельная электростанция, 27
 Релейная защита и автоматика, 318
 Регулирование напряжения под нагрузкой, 68
 Ровенская АЭС, 49

С

Самозапуск двигателя, 280
 СИП, 134
 СГ, 18
 СД, 18
 СК, 21
 Система дугогашения, 283
 Система резервного питания, 10
 Система управления и защиты, 57
 СЭС, 7

Собственные нужды, 27
 Смешанная схема, 218
 Смещение нейтрали, 23
 Солнечные фотовольтаические
 электростанции, 38
 Солнечная электростанция, 38
 Солнечная панель, 95
 Статический тиристорный
 компенсатор, 23
 СХОЯТ, 60
 Сшитый полиэтилен, 169

Т

ТВС, 53
 ТВЭЛ, 48
 ТЭС, 38
 Теплоутилизационная
 электростанция, 39
 ТЭЦ, 38
 ТУ, 40
 ТП, 207
 Транспозиционная опора, 119
 ТГ, 39
 т у.т. (тонна условного топлива), 71

Ф

Фотобатарея, 89
 фотоэлектрическая батарея, 79
 ФВЭС - фотовольтаические
 электростанции, 94
 ХОЯТ, 62

Х

Хмельницкая АЭС, 49

Ц

Центральный щит управления, 340
 Центр электрических нагрузок, 131

Ч

Чернобыльская АЭС, 49

Ш

Шина распределительной
 магистрали, 244
 Шинопровод распределительный,
 219
 Шинопровод, 213

Э

ЭД, 18
 ЭО, 7
 ЭП, 11
 Электростанция, 9
 Электроустановка, 12
 Энергоресурсы, 7
 Энергосбережение, 37
 Энергосистема, 16
 Электроэнергия, 7

Ю

Южно-Украинская АЭС, 50

Я

Ядерный реактор, 48

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИНЯТЫЕ В РАБОТЕ СОКРАЩЕНИЯ	4
ВВЕДЕНИЕ	6
1. СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	8
1.1. Структура и основные требования к системам электро- снабжения	8
1.2. Лица, учреждения и организации, которые связаны с развитием энергетики и ее функционированием	10
1.3. Основные термины и определения	11
Вопросы для самопроверки	13
2. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ	16
2.1. Параметры, определяющие качество электроэнергии	16
2.2 Категории надежности электроснабжения электроприем- ников	25
Вопросы для самопроверки	28
3. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ	29
Вопросы для самопроверки	33
4. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РАЗНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ	34
4.1. Технологические процессы получения энергии на элек- тростанциях, работающих от невозобновляемых источников ...	34
4.1.1. Возможные сценарии развития электроэнергетики и основные виды электростанций	34
4.1.2. Технологические процессы получения электроэнер- гии на тепловых электрических станциях (ТЭС и ТЭЦ)	36
4.1.3. Технологический процесс получения электроэнергии на ТЭС с газотурбинными установками	38
4.1.4. Технологический процесс получения электроэнергии на энергетических установках малой мощности блочно-мо- дульного исполнения (БМИ)	40
4.1.5. Технологический процесс получения электроэнергии на мини-ТЭЦ (ТЭС)	41
4.1.6. Технологический процесс получения электроэнергии на атомных электростанциях	44
4.2. Получение электроэнергии от возобновляемых источни- ков энергии (ВИЭ)	60
4.2.1. Перспективные направления использования ВИЭ	60
4.2.2. Гидроэнергетика	62

4.2.3. Ветроэнергетика	65
4.2.4. Солнечная энергетика	79
4.2.5. Получение электроэнергии от сжигания биогазов	90
4.2.6. Геотермальная энергетика	96
4.3. Современные направления развития электроэнергетики	98
Вопросы для самопроверки	100
5. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	101
5.1. Термины и основные характеристики воздушных линий электропередач	101
5.2. Номинальные значения напряжений и частоты электроэнергии, передаваемой по ВЛЭП	102
5.3. Виды и конструкции опор ВЛЭП	104
5.3.1. Виды и основные характеристики опор ВЛЭП	104
5.3.2. Требования к опорам ВЛЭП	110
5.3.3. Материал опор ВЛЭП	111
5.4. Правила формирования трассы установки опор ВЛЭП ..	120
5.4.1. Вырубка просек и охранные зоны для ВЛЭП	120
5.4.2. Правила пересечения и сближения ВЛЭП между собой. Провесы проводов	124
5.5. Сборка и установка опор ВЛЭП	125
5.5.1. Общие требования	125
5.5.2. Правила установки опор	127
5.5.3. Особенности монтажа ВЛЭП на тяжелых трассах и при переходах через реки	129
5.5.4. Подготовка (раскатка) проводов ВЛЭП для крепления на опорах	131
5.6. Провода и изоляторы ВЛЭП	133
5.6.1. Марки, сечения, характеристики проводов для ВЛЭП	134
5.6.2. Способы соединения проводов ВЛЭП	135
5.6.3. Виды и характеристики изоляторов ВЛЭП	141
5.6.4. Заземляющие устройства ВЛЭП	145
Вопросы для самопроверки	147
6. КЛАССИФИКАЦИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЕ И СПОСОБЫ ПРОКЛАДКИ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ	149
6.1. Основные термины и определения. Способы прокладки проводов и кабелей	149
6.1.1. Классификация и правила выбора силовых низко- и высоковольтных кабелей	149

6.1.2. Маркировка и конструкция силовых и контрольных кабелей	155
6.1.3. Способы прокладки кабелей	166
6.1.4. Механизмы для прокладки кабелей	176
6.1.5. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена	178
6.2. Охранные зоны кабельных трасс	181
6.3. Этапы монтажа кабельных линий	182
Вопросы для самопроверки	185
7. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЦЕХОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	187
7.1. Основные требования к цеховым системам электроснабжения (СЭС)	187
7.2. Характеристики цеховых трансформаторных подстанций промышленных предприятий	188
7.2.1. Основные характеристики цеховых трансформаторных подстанций	189
7.2.2. Выбор схем распределения и питания силовых потребителей в цехах промышленных предприятий	193
7.2.3. Назначение и виды трансформаторных подстанций	200
7.2.4. Комплектные трансформаторные подстанции	202
7.2.5. Выбор типа, числа, места размещения и мощности цеховых трансформаторов	207
7.3. Методы расчета электрических нагрузок внутрицеховой СЭС	214
7.4. Принципы построения цеховых сетей	220
7.5. Системы электроснабжения осветительных сетей	226
7.6. Внутрицеховая канализация электроэнергии	229
Вопросы для самопроверки	232
8. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	234
8.1. Выбор сечений проводов, кабелей и шинопроводов	234
8.2. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1 кВ	242
8.3. Типы, выбор и проверка защитной и коммутационной аппаратуры в сетях до 1 кВ	244
8.3.1. Выбор и проверка защитной аппаратуры до 1 кВ	245
8.3.2. Защита предохранителями с плавкими вставками ...	246
8.3.3. Защита автоматическими выключателями	252
8.3.4. Системы дугогашения в автоматических выключателях	259
8.4. Методы определения места повреждения кабеля	262

8.4.1. Виды повреждений кабельных линий	263
8.4.2. Методы определения зон повреждения кабельных линий	264
8.4.3. Современные способы поиска трасс прохождения кабельных линий и их повреждений	268
Вопросы для самопроверки	271
9. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	272
9.1. Понятие «компенсация реактивной мощности». Назначе- ние компенсации реактивной мощности	272
9.2. Оборудование и средства для решения проблем компен- сации реактивной мощности	275
9.3. Выбор мощности и места размещения компенсацион- ных установок	282
Вопросы для самопроверки	284
10. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕ- НИЯ СИСТЕМАМИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	286
10.1. Виды систем автоматического управления СЭС	286
10.2. Анормальные и аварийные режимы работы СЭС, для которых необходима автоматическая защита	287
10.2.1. Виды анормальных и аварийных режимов работы..	287
10.2.2. Использование релейной защиты для обеспечения надежной работы энергетических систем	292
10.3. Релейная защита трансформаторов и электрических машин	295
10.3.1. Релейная защита силовых трансформаторов	295
10.3.2. Релейная защита электрических машин	299
10.4. Электрические аппараты, применяемые для защиты электродвигателей	303
Вопросы для самопроверки	303
11. НЕКОТОРЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ И НА ЭЛЕКТРОСТАН- ЦИЯХ	305
11.1. Техника безопасности на промышленных предприя- тиях	305
11.2. Охрана труда и техника безопасности на электростан- циях	308
11.2.1. Общие положения	308
11.2.2. Особенности выполнения требований техники без- опасности на энергоблоках АЭС	310

11.2.3. Особенности выполнения требований техники безопасности при обслуживании оборудования собственных нужд блоков АЭС	312
11.3. Системы пожарной безопасности украинских АЭС	317
Вопросы для самопроверки	324
СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ	325
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	331
СОДЕРЖАНИЕ	334

Навчальне видання

ШЕВЧЕНКО Валентина Володимирівна

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Навчальний посібник
для студентів електротехнічного профілю
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка
і електромеханіка», у тому числі для іноземних студентів
Російською мовою

Відповідальний за випуск проф. В. І. Мілих
Роботу до видання рекомендував проф. Любарський Б.Г.

План 2019 г., поз. 70

Підп. до друку 28.08.2019 р. Формат 60×84 1/16. Папір офсет.
Друк. цифровий. Гарнітура Bookman Old Style.
Ум. друк. лист. 21,0. Наклад 100 прим. Зам. № 1/09/2019.

м. Харків, вул. Жон Мироносиць (Раднаркомівська), 10, оф. 6
тел.+38(057)714-06-74, +38(050) 976-32-87
Видавець: ФОП Панов А. М., copi@vlavke.com
Свідоцтво серія ДК №4847 від 06.02.2015 р.



Шевченко Валентина Володимирівна, доцент, кандидат технічних наук, професор кафедри «Електричні машини» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Інженер-фізик. В 2011 році отримала звання «ING-PAED IGIP» (Міжнародний педагог в галузі інженерної педагогіки IGIP). Наукові інтереси – електроенергетика, енергозбереження, електромашинобудування, потужні турбогенератори, відновлювані джерела енергії, педагогіка вищої школи. Є автором або співавтором більш 200 наукових статей в спеціалізованих наукових виданнях, з них дві індексовані в наукометричній базі Scopus, чотири – у Web of Science, має більш 60 методичних розробок, 10 патентів, 5 монографій.

Сайт кафедри електричних машин:
<http://web.kpi.kharkov.ua/elmash/>

E-mail: zurbagan8454@gmail.com