СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

17330282.27.140.014-2008

Технические системы гидроэлектростанций. Условия создания. Нормы и требования

gost.e-ecolog.ru

Москва 2008

Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»

СТО 17330282.27.140.014-2008

ТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ. УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения - 2008 - 07 - 30

Издание официальное

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184–ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения Стандарта организации – ГОСТ Р 1.4 - 2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте:

1.РАЗРАБОТАН НП «Гидроэнергетика России», ОАО «Ленгидропроект ГидроОГК»

2.ВНЕСЕН НП «Гидроэнергетика России»

3. ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 № 319

4.ВВОДИТСЯ ВПЕРВЫЕ

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1 Область применения 1

2 Нормативные ссылки 2

3 Термины и определения 3

4 Обозначения и сокращения 7

5 Техническое водоснабжение 9

5.1 Назначение и потребители технической воды 9

5.2 Схемы технического водоснабжения 11

5.3 Требования к системам ТВС 12

5.4 Гидравлический расчет системы ТВС 14

5.5 Автоматизация системы ТВС 15

5.6 Оборудование системы ТВС 16

5.7 Компоновка 19

6 Откачка воды из проточной части гидромашины и дренажных колодцев 20

6.1 Назначение 20

6.2 Схемы откачки воды 20

6.3 Требования к системе опорожнения проточной части гидромашин 22

6.4 Требования к системе откачки дренажных вод 24

6.5 Выбор насосных станций 25

6.6 Автоматизация насосных станций 26

6.7 Оборудование систем откачки и дренажа 27

6.8 Компоновка систем откачки и дренажа 28

7 Масляное хозяйство 29

7.1 Назначение и классификация масляных хозяйств 29

7.2 Состав масляных хозяйств 33

7.3 Технологические схемы масляных хозяйств 34

7.4 Маслохранилище 36

7.5 Оборудование и способы обработки масла в масляном хозяйстве 37

7.6 Химическая лаборатория 39

7.7 Требования к маслам 41

7.8 Компоновка масляного хозяйства 43

8 Пневматическое хозяйство 44

8.1 Назначение 44

8.2 Общие требования к системам пневматического хозяйства 46

8.3 Система торможения гидроагрегатов 47

8.4 Система технических нужд 48

8.5 Система создания полыньи 50

8.6 Система воздухоснабжения пневмогидравлической аппаратуры 51

8.7 Система отжатия воды при работе агрегатов в режиме синхронного компенсатора и пуске агрегатов ГАЭС в насосном режиме 52
8.8 Система зарядки гидроаккумуляторов МНУ 54
8.9 Система воздухоснабжения пневматических ремонтных уплотнений подшипников турбин и предтурбинных затворов 55
8.10 Система воздухоснабжения выключателей высокого напряжения 56
8.11 Оборудование пневматического хозяйства 57
8.12 Компоновка пневматического хозяйства 59
9 Объем поставки 60
9.1 Техническое водоснабжение 60
9.2 Откачка воды из проточной части гидромашины и дренажных колодцев 61
9.3 Масляное хозяйство 61
9.4 Пневматическое хозяйство 62
10 Общие требования к техническим системам 63
10.1 Общие положения 63
10.2 Показатели надежности 64
10.3 Безопасность 64
10.4 Эстетические и эргономические требования 66
10.5 Экологические требования 66
10.6 Сейсмостойкость оборудования 69
11 Создание технических систем 70
11.1 Этапы создания 70
11.2 Проектная документация 70
11.3 Требования к изготовлению оборудования 71
11.4 Комплектация оборудования 73
11.5 Транспортирование и хранение 74
11.6 Монтаж оборудования 75
11.7 Общие требования к эксплуатации оборудования 77
12 Оценка соответствия 79

Библиография 80

Введение

Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ» «Технические системы гидроэлектростанций. Условия создания. Нормы и требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона №184-ФЗ «О техническом регулировании».

Стандарт является корпоративным нормативным техническим документом и предназначен для реализации современных требований технического регулирования в процессе проектирования, изготовления, монтажа и приемки в эксплуатацию вспомогательных технических систем гидроагрегатов для гидроэлектростанций при новом строительстве и реконструкции с целью создания надежного и конкурентоспособного оборудования, соответствующего высокому уровню безопасности при эксплуатации.

Стандарт входит в группу Стандартов «Гидроэлектростанции».

Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых технических регламентов и национальных стандартов, содержащих требования, неучтенные в проекте Стандарта, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций, обусловленных развитием новой техники.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ. УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения **2008 - 07 - 30**

1 Область применения

1.1 Настоящий Стандарт устанавливает требования и нормы к созданию технических систем и регулирует вопросы реализации технических требований к технологическому оборудованию этих систем, необходимому для надежной и безопасной эксплуатации гидроэлектростанций и исполнения задаваемых режимов при выдаче электроэнергии и мощности и оказании услуг системного характера.

1.2 Стандарт распространяется на следующие технические системы – системы (хозяйства) вспомогательного оборудования, предназначенные для обеспечения нормального функционирования основного технологического оборудования:

- техническое водоснабжение;
- откачка воды из проточной части гидромашин и дренажных колодцев;
- масляное хозяйство;
- пневматическое хозяйство.

1.3 Стандарт распространяется на технические системы всех видов гидроэлектростанций и устанавливает следующие нормы и требования при создании систем:

- определение типа технических систем;
- выбор параметров вспомогательного оборудования технических систем;
- выбор запорной и контрольно-измерительной аппаратуры;
- компоновка оборудования технических систем;
- определение строительной части здания гидроэлектростанции;
- условия проектирования, монтажа и эксплуатации технических систем;
- показатели надежности и безопасности, обеспечивающие работоспособность оборудования при его работе во всех эксплуатационных режимах.

1.4 Стандарт предназначен для использования организациями-заказчиками Холдинга РАО «ЕЭС России» при заключении договоров подряда с проектными, машиностроительными и иными подрядными организациями на проектные, конструкторские, монтажные работы, а также на поставку технических систем, включая средства и приборы контроля, запорную арматуру и другую продукцию.

1.5 Стандарт устанавливает общие требования и нормы в сфере своего применения. Стандарт не должен учитывать все возможные особенности применения его требований при создании систем для отдельных гидроэлектростанций. В развитие Стандарта каждый заказчик с учетом своих специфических условий и требований может в установленном порядке разработать и утвердить индивидуальный стандарт организации, учитывающий особенности создаваемого объекта и не противоречащий Стандарту и не снижающий уровень его требований и действующих правовых нормативных документов.

1.6 Нормы и требования Стандарта распространяются на гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) и малые ГЭС при условии учета специфических для этих электростанций особенностей их эксплуатации.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие федеральные законы и государственные стандарты:

Федеральный закон РФ от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

Федеральный закон РФ от 03.06.2006 г. № 74-ФЗ «Водный кодекс Российской Федерации».

Федеральный закон РФ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.

ГОСТ Р ИСО 9001-2001 Системы менеджмента качества. Требования.

ГОСТ 18698-79* Рукава резиновые напорные с текстильным каркасом. Технические условия.

ГОСТ 12.2.049-80* ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

ГОСТ 12.2.007.0-75* ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 23170-78* Е Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования.

ГОСТ 9.014-78* (СТ СЭВ 992-78) ЕСЗКС. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования.

ГОСТ 10198-91 Ящики дощатые для грузов массой св. 500 до 20000 кг. Общие технические условия.

ГОСТ 14192-96* (СТ СЭВ 257-80, СТ СЭВ 258-81) Маркировка грузов.

ГОСТ 15150-69* (СТ СЭВ 458-77, СТ СЭВ 460-77, СТ СЭВ 991-78, СТ СЭВ 6136-87) Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения

для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.

ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки.

ГОСТ 50460-92* Знак соответствия при обязательной сертификации. Форма, размеры и технические требования.

ГОСТ 2517-85* Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.

При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **бьеф**: Часть водотока или водоема, примыкающая к водоприемному сооружению (верхний бьеф) или водовыпускному сооружению (нижний бьеф).

3.2 **высота всасывания насоса**: Разность отметки установки насоса и отметки нижнего бьефа.

3.3 **галерея:** Помещение в теле плотины или подводной части здания ГЭС или ГАЭС для отвода воды, собираемой дренажом основания и тела плотины, для наблюдения за состоянием внутренних частей плотины и за фильтрацией воды, для служебного сообщения между берегами и для других целей.

3.4 **галерея водоприемная:** Галерея в подводной части здания ГЭС или ГАЭС предназначенная для слива воды из проточной части гидромашин и донных водоводов в период проведения в них ремонтных работ.

3.5 **галерея сухая:** Галерея в подводной части здания ГЭС или ГАЭС, которая поддерживается в осушенном состоянии.

3.6 **геометрическая высота всасывания насоса:** Разность отметок оси колеса насоса и свободного уровня поверхности воды в резервуаре или источнике, из которых жидкость забирается насосом.

3.7 **давление абсолютное:** Давление в системе, учитывающее также величину барометрического атмосферного давления.

3.8 **давление избыточное (манометрическое):** Давление в системе, превышающее барометрическое атмосферное давление, в практических расчетах принимаемое за 0,1 МПа (1 кг/см^2).

3.9 **давление испытательное (пробное):** Давление, при котором испытываются оборудование, система трубопроводов и другие устройства, работающие под давлением.

3.10 **давление рабочее:** Максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса.

3.11 **допускаемый кавитационный запас:** Запас механической энергии в потоке над давлением насыщенного пара.

3.12 **здание ГЭС**: Сооружение, подземная выработка или помещение в *плотине, в котором устанавливается гидросиловое, электротехническое* и вспомогательное оборудование ГЭС.

3.13 **индустриальное масло:** Масло, применяемое для смазки подшипников скольжения электродвигателей, насосов, мостовых кранов и т.п.

3.14 **колодец водоприемный:** Емкость, сообщающаяся с проточной частью гидромашины и донными водоводами посредством трубопроводов с запорным органом или водоприемной потерной, в которую выведены всасывающие патрубки насосов системы откачки.

3.15 **колодец дренажный:** Емкость для сбора фильтрационных вод.

3.16 **компрессор:** Машина, предназначенная для сжатия и подачи воздуха или другого газа под давлением выше атмосферного.

3.17 **компрессорное оборудование:** Комплекс компрессорных установок и электрооборудования для их обслуживания.

3.18 **компрессорная станция:** Стационарная установка для получения сжатого воздуха или газа, включающая компрессорные установки, блоки осушки воздуха, воздухосборники, воздухопроводы между ними и трубопроводы подачи охлаждающей воды.

3.19 **компрессорная установка:** Агрегат, состоящий из компрессора, *приводного двигателя, воздухопроводов, вспомогательного оборудования*, аппаратуры контроля, сигнализации и автоматического управления.

3.20 **коэффициент полезного действия:** Коэффициент, учитывающий все виды потерь, связанные с преобразованием механической энергии двигателя в энергию движущейся жидкости и определяет экономическую целесообразность эксплуатации насоса при изменении остальных его рабочих параметров.

3.21 **ликвидация отходов:** Деятельность, связанная с комплексом документированных организационно-технологических процедур по утилизации обезвреженных отходов и сбросов, для получения вторичного сырья, полезной продукции и/или уничтожения и захоронения неиспользуемых в настоящее время опасных и других отходов.

3.22 **масло изоляционное:** Масло, применяемое для заливки в *трансформаторы, масляные выключатели* и другое *высоковольтное* оборудование.

3.23 **масло компрессорное:** Масло, применяемое для смазки воздушных компрессоров высокого и низкого давлений.

3.24 **масло турбинное:** Масло, применяемое для заливки системы регулирования гидротурбин, а также для смазки подпятников и подшипников гидрогенераторов и гидротурбин.

3.25 **масло свежее сырое:** турбинное или изоляционное масло, поступающее от завода-изготовителя, отвечающее нормам на свежее масло.

3.26 **масло свежее очищенное:** свежее турбинное масло, отвечающее нормам на свежее очищенное масло после обработки в масляном хозяйстве, находящееся в резервуаре, а также в оборудовании до момента введения в работу.

3.27 **масло свежее сухое:** Свежее изоляционное масло, отвечающее нормам на свежее сухое масло после обработки в масляном хозяйстве, находящееся в резервуаре, а также в оборудовании до момента введения в работу.

3.28 **масло эксплуатационное:** турбинное или изоляционное масло, находящееся в работающем оборудовании или слитое из оборудования, отвечающее нормам на эксплуатационное масло.

3.29 **масло отработанное:** Масло, хотя бы по одному показателю не соответствующее эксплуатационным нормам, не поддающееся восстановлению средствами масляного хозяйства и подлежащее сдаче на нефтебазы.

3.30 **масляное хозяйство станционное:** масляное хозяйство, предназначенное для обслуживания только объекта базирования.

3.31 **масляное хозяйство централизованное:** масляное хозяйство, предназначенное для обслуживания кроме объекта базирования так же других подведомственных объектов, например других ГЭС каскада.

3.32 **масляное хозяйство филиальное:** масляное хозяйство, предназначенное для обслуживания объекта своего базирования с использованием служб, оборудования, средств и персонала централизованного масляного хозяйства.

3.33 **напор**: Давление воды, выражаемое высотой водяного столба в метрах над рассматриваемым уровнем. **Напор:** разность удельных энергий жидкости в сечениях после и до насоса. Напор, создаваемый насосом, определяет предельную высоту подъема или дальность перекачки жидкости.

3.34 **напор насоса максимальный**: Наибольший напор насоса, при котором разрешается эксплуатация и обеспечивается длительная надежная работа насоса.

3.35 **напор насоса минимальный**: Наименьший напор насоса, при котором разрешается эксплуатация и обеспечивается длительная надежная работа насоса.

3.36 **напор насоса расчетный**: Напор насоса в расчетной точке – в точке пересечения характеристик насоса и гидравлической системы.

3.37 **насос:** Гидравлическая машина, предназначенная для перекачивания жидкостей.

3.38 **нормальный подпорный уровень (НПУ)**: Наивысший подпорный уровень, который может поддерживаться в нормальных условиях эксплуатации.

3.39 **паспорт опасности отходов**: Информационно-нормативный машинно-ориентированный документ, содержащий сведения о составе отходов, виде или видах (в том числе классе) их опасности, возможные технологии безопасного и ресурсосберегающего обращения с отходами.

3.40 **пневматическое хозяйство объекта:** Комплекс оборудования и воздухопроводов, вырабатывающего, хранящего, распределяющего и потребляющего сжатый воздух на ГЭС, ГАЭС, ОРУ.

3.41 **подача насоса:** Объем жидкости, подаваемой насосом в напорный трубопровод в единицу времени.

3.42 **помещение компрессорного оборудования (компрессорное помещение):** Специально выделенное помещение в составе основных сооружений ГЭС или отдельном стоящем здании, в котором находится компрессорная станция и которое оснащено соответствующими грузоподъемными механизмами.

3.43 **проточная часть гидротурбинного тракта:** Совокупность каналов (напорный водовод, спиральная камера, камера рабочего колеса и отсасывающая труба), по которым протекает вода, совершая рабочий процесс.

3.44 **расход воды**: Объем воды, протекающий через живое сечение в единицу времени.

3.45 **снятие с эксплуатации изделия**: Событие, фиксирующее невозможность или нецелесообразность дальнейшего использования по назначению и ремонта изделия, документально оформленное в установленном порядке.

3.46 **технический контроль:** Осмотры, измерения и обследования, осуществляемые на регулярной основе с целью оценки технического состояния и безопасности эксплуатации гидротехнических сооружений.

3.47 **техническое обслуживание:** Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия (технического устройства) при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

3.48 **техническая характеристика:** Величина, отражающая функциональные, геометрические, деформационные, прочностные и др. свойства конструкции и/или материалов.

3.49 **эжектор:** Водоструйный насос, работающий по принципу смешения потока перекачиваемой жидкости со струей жидкости, обладающей большим запасом кинетической энергии.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

$V_в$ – вместимость воздухосборника;

T – время полного удаления воды из проточной части гидромашины, час;

$H_{вс}$ – высота всасывания насоса, м;

$H_г$ – геометрический напор, м;

$D_в$ – диаметр турбинного вала, мм;

D_1 – диаметр рабочего колеса турбины, м;

$p_к$ – давление в камере рабочего колеса в конце отжатия, МПа;

p_a – давление атмосферное, МПа;

$\sigma_{доп.}$ – допускаемое напряжение на растяжение в зависимости от температуры воды, кгс/см^2;

Δh – допускаемый кавитационный запас, м;

n_s – коэффициент быстроходности;

ξ – коэффициент местных сопротивлений в арматуре и фасонных частях трубопровода;

φ – коэффициент прочности шва;

ξ_l – коэффициент сопротивления по длине трубопровода;

$\eta_г$ – КПД генератора;

$\eta_{эд}$ – КПД электродвигателя;

$N_к$ – мощность компрессора, кВт;

$N_{эд}$ – мощность электродвигателя, кВт;

$D_н$ – наружный диаметр трубы, мм;

$P_н$ – номинальная мощность генератора, кВт;

n – номинальная частота вращения генератора, об/мин;

$V_п$ – объем воздуха, унесенный в процессе отжатия, м^3;

$V_к$ – объем сжатого воздуха в камере рабочего колеса, м^3;

$\Delta p_р$ – перепад давления, используемый в воздухосборниках в процессе отжатия, МПа;

h_w – потери напора в трубопроводе, м;

$Q_к$ – производительность компрессора, м^3/мин;

$Q_п$ – расход вода на турбинный подшипник, л/сек;

$Q_в$ – расход воды на охлаждение воздухоохладителей генератора,

$м^3$/час;

$Q_м$ – расход воды на охлаждение подпятника, $м^3$/час;

G_{oc} – расчетная нагрузка на подпятник, т;

P – расчетное давление в трубопроводе, $кгс/см^2$;

q – расчетные протечки на 1 м длины уплотнений затвора, л/с;

V – скорость воды, м/с;

$Q_{общ.}$ – средняя производительность насосов, работающих на откачке начального объема воды в системе и протечек через уплотнения затворов, $м^3$/ч;

$\sum h_w$ – сумма потерь напора на трение и местные сопротивления во всасывающей и напорной линиях системы, м;

$V_{общ.}$ – суммарный объем воды в напорном трубопроводе, спиральной камере и отсасывающей трубе подлежащий откачке, $м^3$;

Δt – температурный перепад по охлаждающей воде, °С;

Q – тепловыделения компрессорной установки, ккал/час;

S – толщина стенки трубопровода, мм

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АСУ ТП – автоматическая система управления технологическим процессом

ВБ – верхний бьеф

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция

ГЭС – гидроэлектростанция

ЗИП – запасные части и приспособления

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КИА – контрольно-измерительная аппаратура

КПД – коэффициент полезного действия

МНУ – маслонапорная установка

НБ – нижний бьеф

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПОР – проект организации работ

ППР – проект производства работ

РО – радиально-осевая турбина

СМХ – станционное масляное хозяйство

СК – синхронный компенсатор

СПДС – система проектной документации для строительства
ТВС – техническое водоснабжение
ТЗ – техническое задание
ТП – технологический процесс
ФМХ – филиальное масляное хозяйство
ЦМХ – централизованное масляное хозяйство

5 Техническое водоснабжение

5.1 Назначение и потребители технической воды

5.1.1 Система технического водоснабжения (ТВС) предназначена для подачи воды системам и механизмам агрегата для их охлаждения и смазки. Потребителями технической воды являются:

– воздухоохладители гидрогенераторов с воздушным охлаждением;
– маслоохладители подпятника и подшипников гидрогенераторов;
– маслоохладители подшипников гидротурбин с масляной смазкой;
– теплообменники гидрогенераторов с водяным охлаждением;
– теплообменники систем тиристорного возбуждения с водяным охлаждением;
– подшипники гидротурбин с водяной смазкой;
– уплотнение валов гидротурбин;
– лабиринтные уплотнения рабочих колес РО гидротурбин при работе в режиме синхронного компенсатора;
– маслоохладители трансформаторов;
– маслоохладители маслонапорных установок;
– теплообменники и узлы вспомогательного оборудования и другие технологические водопотребители (компрессоры, воздуходувки, насосы и т.п.).

5.1.2 Воздухоохладители предназначаются для охлаждения воздуха, циркулирующего в замкнутых системах охлаждения генератора. Действие воздухоохладителя основано на принципе теплопередачи между охлаждающей водой, протекающей по трубкам, и горячим воздухом, их обдувающим.

5.1.3 Маслоохладители предназначаются для охлаждения масла подпятника и подшипников и располагаются, как правило, непосредственно в их масляных ваннах, в зоне циркуляции масла. Число маслоохладителей и подача охлаждающей воды зависят от отводимых потерь на трение в подпятнике и подшипниках. Иногда выполняются выносные маслоохладители, которые соединяются с масляными ваннами трубопроводами.

5.1.4 Теплообменники гидрогенераторов устанавливаются вне генератора и связаны с охлаждаемыми частями (узлами) трубопроводами из нержавеющей стали и диэлектрическими шлангами для циркуляции теплоносителя –

обессоленной воды. Число теплообменников определяется отводимыми потерями с учетом температуры охлаждающей воды.

5.1.5 Подшипники гидротурбин с обрезиненными вкладышами или с покрытием из металлопластмассовых материалов используют воду для смазки и охлаждения. В подшипниках с водяной смазкой не допускается даже кратковременное прекращение подачи воды, которое может привести к повреждению вкладышей.

5.1.6 Маслоохладители трансформаторов с водяной системой охлаждения – выносные, связанные с баком трансформатора трубопроводами для циркуляции трансформаторного масла. Давление технической воды в корпусе маслоохладителя должно быть всегда меньше давления масла, даже при отключенных циркуляционных масляных насосах во избежание попадания воды в масло при любых повреждениях. Число маслоохладителей и подача охлаждающей воды для них зависят от мощности трансформатора, температуры окружающего воздуха в районе установки и температуры охлаждающей воды.

5.1.7 К вспомогательному оборудованию ГЭС относятся компрессорные установки, маслонапорные установки, насосные установки и т.п.

Охлаждение масла маслонапорной установки осуществляется в теплообменнике. Вода в теплообменник подается от системы ТВС агрегата.

На охлаждение компрессоров, подшипников насосов и т.п. вода обычно подается от общестанционного трубопровода ТВС.

Компрессорные агрегаты имеют водяное охлаждение рубашек цилиндров, промежуточных и конечного холодильников, а в некоторых случаях и маслоохладителей.

5.1.8 Расходы охлаждающей воды, необходимые для гидроагрегата, задают заводы-изготовители генератора и турбины на основании теплового расчета. На предварительных стадиях проектирования ориентировочные расходы можно определить по аналогам или следующим формулам.

Расход воды на охлаждение воздухоохладителей генератора:

$$Q_В = \frac{0{,}86 \cdot P_н \cdot (1 - \eta_г)}{\Delta t}, \text{ м}^3/\text{час} \qquad (1)$$

$P_н$ – номинальная мощность генератора, кВт;

$\eta_г$ – КПД генератора;

Δt – температурный перепад охлаждающей воды на входе и выходе воздухоохладителя, рекомендуется принимать 5°С при расчетной температуре на входе до 20°.

Расход воды на охлаждение подпятника генератора:

$$Q_М = \frac{8{,}6 \cdot 10^{-7} A \cdot G_{ос}^{3/2} \cdot n^{3/2}}{\Delta t}, \text{ м}^3/\text{час} \qquad (2)$$

A – коэффициент типа генератора, 5 для зонтичного генератора, 3,5 для подвесного;

$G_{ос}$ – расчетная нагрузка на подпятник, т

n – номинальная частота вращения генератора, об/мин;

Δt – температурный перепад охлаждающей воды на входе и выходе маслоохладителей, рекомендуется принимать 1,5-2°С.

Расход воды на подшипник турбины с водяной смазкой:

$$Q_п=(0,7\div1,0)\cdot D_в, \text{ л/с} \quad (3)$$

$D_в$ – диаметр турбинного вала, м

5.2 Схемы технического водоснабжения

5.2.1 В зависимости от напора на ГЭС и ГАЭС применяются следующие системы технического водоснабжения технологического оборудования:

– самотечно-сифонная – при напорах, близких к 10 м, для охладительных устройств, расположенных выше уровня верхнего бьефа;

– самотечная – при напорах 10-60 м, с забором воды из верхнего бьефа;

– самотечная с ограничением давления воды у потребителя (с редуцированием давления) - при напорах выше 60 м с забором воды из верхнего бьефа;

– насосная – при напорах ниже 15 и выше 200 м, с забором воды из нижнего бьефа;

– эжекторная – при напорах 50-250 м, с забором воды из верхнего и нижнего бьефов;

Система технического водоснабжения ГАЭС выполняется, как правило, насосной с забором воды из нижнего бьефа.

5.2.2 Схема технического водоснабжения может быть:

– поагрегатная, когда питание потребителей агрегата выполняется независимое, от индивидуальных водозаборов;

– групповая, когда независимые централизованные системы выполняются для групп, состоящих из нескольких агрегатов;

– общестанционная, когда питание потребителей агрегата выполняется от магистрального трубопровода и общих водозаборных устройств.

5.2.3 Выбор способа и схемы технического водоснабжения для каждого конкретного объекта осуществляется на основании технико-экономического расчета и зависит от конкретных условий:

– общего расхода технической воды;
– количества гидроагрегатов;
– располагаемого напора;
– компоновки гидроагрегатов и здания ГЭС;
– режима работы гидроагрегатов и ГЭС;
– главной схемы электрических соединений.

5.3 Требования к системам ТВС

5.3.1 Система ТВС предназначается для обеспечения нормальной работы основного оборудования. Исходя из этого, системы ТВС выполняются с учетом требований высокой надежности при минимальных эксплуатационных затратах. Схемы ТВС должны обеспечивать изменение режимов работы при минимальном числе оперативных переключений, быть максимально автоматизированы и требовать минимум обслуживания.

5.3.2 При выборе оборудования расчетный расход технической воды принимается равным сумме расходов всех потребителей при работе всех агрегатов ГЭС и ГАЭС с полной нагрузкой при максимальной температуре воды в водохранилище на глубине водозаборов.

5.3.3 Наибольший эффект охлаждения достигается при наиболее низкой температуре воды, при этом поверхности теплообмена должны быть свободны от обрастаний и отложений.

5.3.4 Требования к качеству технической воды следующие:

- содержание взвешенных частиц, мг/л 100
- карбонатная жесткость, мг экв/кг 3,5
- содержание нефтепродуктов не более, мг/кг 5,0
- содержание железа не более, мг/кг 0,1
- суммарное содержание аммиака, сероводорода и нитритов, мг/кг 1,0

5.3.5 При пусковых напорах ГЭС (при самотечных или эжекторных системах) система рассчитывается на обеспечение потребителей водой по трубопроводам, выполненным по постоянной схеме с установкой временных насосов или эжекторов.

5.3.6 Агрегатное оборудование системы ТВС (теплообменники, фильтры тонкой очистки и т.п.) должно поставляться комплектно с основным оборудованием (турбиной, генератором, трансформатором). Объем комплектной поставки оговаривается в техническом задании на поставку оборудования.

5.3.7 Питание воздухоохладителей и маслоохладителей рекомендуется осуществлять от разных коллекторов для исключения влияния друг на друга. При самотечной системе ТВС питание коллекторов следует выполнять от разных водозаборов.

5.3.8 На сливных трубопроводах следует устанавливать регулирующую арматуру. Регулирование расхода частичным открытием задвижек не рекомендуется.

5.3.9 Для поддержания температурного режима генератора рекомендуется устанавливать регулирующую арматуру для автоматического регулирования расхода технической воды в зависимости от нагрузки гидроагрегата и температуры воды.

5.3.10 В случае непосредственного водяного охлаждения обмотки статора и ротора генератора система делится на два контура: внешний с подачей

5.3.11 Питание подшипников гидротурбины с резиновыми вкладышами осуществляется водой с содержанием взвешенных частиц не более 0,1 г/л. Попадание в воду нефтепродуктов не допускается. Питание подшипника осуществляется от двух независимых источников питания.

5.3.12 Подача воды к воздухоохладителям вертикального гидрогенератора или двигатель-генератора осуществляется по замкнутому трубопроводу кольцевой или граненой формы. Этот трубопровод устанавливается либо в бетонном фундаменте гидрогенератора ниже патрубков воздухоохладителя, либо открыто, с наружной стороны вентиляционного кожуха. От трубопровода делаются отводы, снабженные задвижками для отключения при ремонте одного воздухоохладителя без нарушения работы остальных. Слив нагретой в воздухоохладителях воды производится по аналогичному трубопроводу в нижний бьеф.

5.3.13 К остальным охладительным устройствам охлаждающая вода подается по отдельным параллельным трубопроводам, снабженным устройствами для отключения и регулирования расхода. Расположение сливных трубопроводов в целях уменьшения коррозии должно быть таким, чтобы охладительные устройства оставались заполненными водой даже при остановленном агрегате и отключенной подаче воды. Для этого рекомендуется располагать сливные трубопроводы выше теплообменных аппаратов или устраивать специальные петли («утки»). В верхней точке каждой петли или на высокорасположенном сливном трубопроводе в этом случае предусматривается вантуз для срыва вакуума в системе.

5.3.14 Для самотечно-сифонной системы технического водоснабжения, где вакуум в сливной ветви используется для повышения располагаемого напора, вместо устройства петель с вантузами предусматривается отключение циркуляции охлаждающей воды задвижками на сливных ветвях, без отключения при остановке агрегата самих водозаборов.

5.3.15 Сливные трубопроводы выводятся ниже минимального уровня нижнего бьефа, с учетом возможной глубины промерзания воды. Вывод этих трубопроводов в отводящий тракт гидротурбины не допускается, так как пульсирующее здесь давление может вызвать самопроизвольное изменение расхода охлаждающей воды. По этой же причине также не рекомендуется отводить в отсасывающую трубу воду в системе водоснабжения турбинного подшипника.

5.3.16 На водозаборах системы ТВС в верхнем бьефе, на водозаборах всасывающих трубопроводах насосов и на сливных трубопроводах в нижнем бьефе необходимо предусматривать фланцы для установки заглушек и скобы на бетонной стене около выхода этих трубопроводов для проведения водолазных работ.

5.3.17 На всех трубопроводах, соединенных непосредственно с верхним и нижним бьефами, независимо от рабочего давления первые задвижки в помещении должны быть стальными.

5.3.18 При наличии в воде дрейсены предусматриваются мероприятия по борьбе с ней. В качестве простых мероприятий по борьбе с дрейсеной скорость воды в трубопроводе принимается более 2,5 м/с, а также предусматривается возможность изменения направления потока воды в системе при ее промыве.

5.4 Гидравлический расчет системы ТВС

5.4.1 Система технического водоснабжения состоит из источника водоснабжения и распределительной сети к потребителям технической воды. Работа системы определяется характеристиками источника водоснабжения и сети. Для установившего режима работы системы должны быть выдержаны балансы подачи и напоров источника водоснабжения и сети.

5.4.2 Характеристика источников водоснабжения определяется для самотечной системы располагаемым давлением (напором), т.е. разностью уровней верхнего и нижнего бьефов ГЭС и ГАЭС и их колебаниями; для насосной и эжекторной систем – характеристиками насосов или эжекторов и колебаниями уровня в водоемах, из которых осуществляется водозабор.

5.4.3 Характеристика сети определяется зависимостью гидравлического сопротивления (потерь давления) от подачи воды, необходимой для работы каждого из потребителей. При данной подаче необходимое давление в системе определяется разностью значений удельной энергии в начале и в конце сети и потерями энергии на преодоление сопротивления по пути движения воды от поверхности водозабора до поверхности выброса отработанной воды.

Гидравлическое сопротивление определяется по формуле

$$h = \xi \frac{V^2}{2g}, \qquad (4)$$

где h – гидравлическое сопротивление, м;

ξ – безразмерный коэффициент сопротивления;

V – скорость воды, м/с;

$g = 9{,}81$ – ускорение свободного падения, м/с^2.

5.4.4 Допустимую геометрическую высоту всасывания насоса при нормальных условиях, т.е. атмосферном давлении 0,1 МПа и температуре воды 20°С, можно определить по формуле

$$H_{вс} = 10 - h_{п} - \Delta \qquad (5)$$

где $h_{п}$ - суммарное гидравлическое сопротивление во всасывающей линии насоса при максимальной подаче, м;

$\Delta h_{к}$ - минимально допустимый кавитационный запас, м

5.4.5 Потери напора на каждом из участков трубопровода определяются по формуле (4) с учетом коэффициентов сопротивления по длине и местных сопротивлений

$$\xi = \xi_{l} + \xi_{м}, \qquad (6)$$

где ξ_l - коэффициент сопротивления по длине трубопровода, определяемый по формуле

$$\xi_l = \lambda \frac{l}{d}, \tag{7}$$

где λ - коэффициент гидравлического трения для труб, находящихся в эксплуатации равен 0,03 для труб диаметром до 100 мм; 0,025 для труб от 100 до 250 мм; 0,02 для труб от 250 до 600 мм;

l - длина трубы, м;

$\xi_м$ - коэффициент местных сопротивлений в арматуре и фасонных частях трубопровода.

Диаметр трубопровода определяется гидравлическим расчетом по формуле

$$\mathbf{d} = \sqrt{\frac{4 \cdot \mathbf{Q}}{3600 \cdot \pi \cdot \mathbf{V}}}, \text{ м} \tag{8}$$

где Q – расход воды, м^3/час

V – скорость воды, м/с.

Скорость воды в трубопроводах рекомендуется принимать от 1 до 8 м/с в зависимости от типа системы ТВС.

5.4.6 Для самотечно-сифонных систем технического водоснабжения необходимо проверять предельно допустимый вакуум в охладительных устройствах агрегата по формуле

$$\mathbf{h_{вак}} = \mathbf{H_{ат}} - \mathbf{h_{в.п}} - 10, \tag{9}$$

где $\mathbf{h_{вак}}$ - допустимый вакуум, м;

$\mathbf{H_{ат}}$ - атмосферное давление на уровне машинного зала, м;

$\mathbf{h_{в.п}}$ - давление водяных паров, насыщающих пространство при максимальной температуре охлаждающей воды, м.

Для уменьшения вакуума необходимо увеличить гидравлическое сопротивление сливной линии от охладителей путем установки дроссельной шайбы или регулирующего клапана.

5.5 Автоматизация системы ТВС

5.5.1 Автоматизация системы технического водоснабжения должна быть предусмотрена для каждого агрегата ГЭС и ГАЭС независимо от их мощности. Автоматизации подлежат следующие операции:

– включение рабочих насосов технического водоснабжения и/или открытие задвижек с дистанционным приводом на самотечных и эжекторных водозаборах при пуске агрегатов;

– включение резервных насосов или водозаборов при отказе основных устройств с одновременным включением сигнализации;

– отключение насосов и водозаборов при остановке агрегата;

– включение подачи воды к воздухоохладителям, маслоохладителям подпятника и подшипника генератора и к подшипнику турбины перед пуском агрегата;

– отключение подачи воды после остановки агрегата;

– включение подачи воды к теплообменникам внутрипроводникового жидкостного охлаждения активных частей электрической машины перед пуском агрегата;

– отключение подачи воды после остановки агрегата;

– включение подачи воды к теплообменникам выпрямителей системы возбуждения электрической машины перед включением возбуждения;

– отключение подачи воды после отключения возбуждения.

5.5.2 Автоматический контроль рекомендуется осуществлять за:

– расходом воды в маслоохладителях подпятника;

– расходом воды в маслоохладителях подшипников гидрогенератора гидротурбины;

– расходом воды в подшипнике гидротурбины;

– расходом воды в уплотнении гидротурбины;

– засорением фильтров.

Визуальный контроль рекомендуется осуществлять за:

– давлением на напорном и сливном трубопроводах;

– давлением до и после насосов;

– давлением до и после фильтров;

– давлением на водозаборе;

– наличием струи на сливных трубопроводах;

– температурой воды на входе и выходе теплообменников.

5.5.3 В системе охлаждения главных трансформаторов автоматизации подлежат процессы подачи воды к маслоохладителям после включения трансформатора в сеть с предварительным включением циркуляционных маслонасосов и при температуре масла не ниже 15°С. Подача воды прекращается после отключения трансформатора от сети или снижения температуры масла до 15°С. Таким образом предотвращается замерзание воды в маслоохладителях в зимнее время переохлажденным маслом.

5.5.4 Рекомендуется предусматривать установку расходомеров и манометров для испытания и наладки системы ТВС.

5.6 Оборудование системы ТВС

5.6.1 Водозаборы.

Водозаборы следует располагать в местах доступных для обслуживания в зависимости от типа системы ТВС:

– при самотечной системе: в напорных водоводах, в спиральной камере, в напорной стенке верхнего бьефа;

– при насосной системе: с нижнего бьефа в бычках за затворами отсасывающих труб, в напорной стенке верхнего или нижнего бьефов;

– при эжекторной системе: водозабор рабочей воды из верхнего бьефа, а эжектируемой воды из нижнего бьефа.

Водозаборы рекомендуется устанавливать в зонах, не подверженных закупорке шугой, льдом или мусором. В районах с суровым климатом необходимо предусматривать меры для обеспечения работоспособности водозаборов:

– располагать на глубине не промерзания;

– располагать с разных сторон станции;

– возможность промыва теплой водой.

Скорости на водозаборе рекомендуется применять от 0,2 до 1,2 м/с.

5.6.2 Насосное оборудование.

В системах технического водоснабжения ГЭС и ГАЭС применяют преимущественно центробежные горизонтальные одноступенчатые насосы: двустороннего входа типа Д, а для небольших расходов системы консольные насосы типа К.

Количество рабочих насосов рекомендуется применять:

– в поагрегатной и групповой схемах не более двух;

– в общестанционных схемах не более трех.

Установку резервных насосов предусматривать обязательно. Рекомендуется рассматривать в поагрегатных и групповых схемах установку одного или двух резервных насосов на всю ГЭС. При этом необходимо предусмотреть общестанционную магистраль, к которой подключают агрегатные системы через оперативную запорную арматуру.

Насосы рекомендуется устанавливать ниже минимального уровня воды у водозабора. При необходимости установки насосов выше уровня воды предусматривается автоматическое заполнение их водой при пуске следующими способами:

– установка на всасывающем трубопроводе приемного клапана и заполнение насоса из верхнего бьефа;

– установка вакуумного бака на всасывающем трубопроводе насоса;

– установка вакуум-насосов, эжекторов.

Конструкция всасывающего трубопровода и его компоновка выполняются исключающими возможность засасывания воздуха и образования воздушных мешков.

5.6.3 Эжекторы.

Эжекторы выполняются по индивидуальным проектам, как правило, на заводе-изготовителе гидротурбин. Эжекторы могут быть нерегулируемые и регулируемые.

Регулируемые эжекторы применяют на объектах, где требуется значительное изменение подачи при больших колебаниях напора ГЭС и значительных сезонных изменениях температуры охлаждающей воды. При

этом среднеэксплуатационный КПД регулируемого эжектора выше, чем у нерегулируемого.

5.6.4 Фильтры.

Фильтры устанавливают в системе ТВС с целью очистки воды от механических примесей. Тонкость фильтрации определяется требованиями водопотребителя.

В зависимости от качества воды устанавливают фильтры с подвижным и неподвижным фильтрующим элементом, что позволяет соответственно вести промыв фильтра либо с отключением от системы, либо без отключения.

При одном рабочем фильтре требуется установка резервного фильтра. При количестве рабочих фильтров от двух и более рекомендуется резервные фильтры не устанавливать.

5.6.5 Теплообменные аппараты.

Компоновка систем питания теплообменных аппаратов должна обеспечивать полное и постоянное заполнение водой теплообменников во всех режимах работы, включая длительную остановку системы.

При питании маслоохладителей трансформаторов рекомендуется выполнять условие: давление масла больше давления воды на 0,5-1,0 кгс/см^2. Ограничение давления технической воды, при необходимости, выполняется установкой регуляторов давления.

Материал трубок теплообменных аппаратов выбирается в соответствии с химическим составом воды.

Рекомендуется предусматривать возможность обратного промыва теплообменных аппаратов и распределительных коллекторов.

5.6.6 Трубопроводная арматура.

В системе ТВС устанавливают следующую арматуру:

– ремонтную запорную арматуру для отсоединения системы и оборудования от источника питания;

– обратные клапаны для предотвращения обратного тока воды через оборудование (насосы, эжекторы) при его остановке;

– оперативную запорную арматуру (автоматическую, ручную) для управления режимом работы ТВС;

– регулирующую арматуру (автоматическую, ручную) для регулировки расхода в системе ТВС.

Запорную и регулирующую арматуру рекомендуется применять общепромышленного изготовления. Арматуру, участвующую в процессе автоматизации работы гидроагрегатов и общестанционного оборудования, а также арматуру диаметром 300 мм и более необходимо снабжать электроприводами. Арматура, отсекающая систему непосредственно от бьефов, должна быть стальная, независимо от действующего напора. Арматура устанавливается в местах, позволяющих производить ее обслуживание.

Арматура установленная на трубопроводах должна использоваться строго в соответствии с ее функциональным назначением.

5.6.7 Трубопроводы.

В качестве трубопроводов применяют металлические сварные и бесшовные трубы. Для трубопроводов высокого давления свыше 1,6 МПа должны применяться стальные бесшовные трубы. Фасонные части (колена, тройники, переходы и т.п.) должны применяться промышленного изготовления.

Для контура охлаждения статора генератора дистиллированной водой используются нержавеющие трубы и фасонные части. По специальным требованиям заказчиков могут применяться нержавеющие или оцинкованные трубы.

Разводку трубопроводов и расположение монтажных стыков выполнять так, чтобы была возможность замены труб после выхода их из строя.

Толщина стенок трубопроводов должна определяться на основании апробированных методик расчета.

Трубопроводы, прокладываемые в бетоне, сообщающиеся с бьефом, устанавливаются с учетом глубины промерзания.

При необходимости следует предусмотреть теплоизоляцию трубопроводов, проложенных в помещениях здания ГЭС, от их запотевания.

Компенсацию температурных деформаций трубопроводов рекомендуется осуществлять методом самокомпенсации. При невозможности компенсировать тепловую деформацию трубопровода методом самокомпенсации рекомендуется установка П-образнах, линзовых (осевых и радиальных) компенсаторов.

5.7 Компоновка

5.7.1 Оборудование системы ТВС размещается в зависимости от принятой схемы водоснабжения:

– при насосной или эжекторной схемах насосы (эжекторы) располагаются со стороны нижнего бьефа, за пределами пролета машинного зала, на отметке турбинного помещения или ниже;

– при самотечной схеме технического водоснабжения фильтры и регуляторы давления, если в них есть необходимость, располагаются на генераторной или турбинной отметке;

– при применении агрегатной (групповой) схемы технического водоснабжения оборудование располагается в пределах агрегатного блока (группы агрегатов);

– при применении централизованной схемы технического водоснабжения оборудование располагается в блоке монтажной площадки;

– при применении эжекторной схемы технического водоснабжения эжекторы располагаются в специальных изолированных помещениях с целью снижения уровня шума.

5.7.2 На ГЭС с гидрогенераторами, имеющими непосредственное водяное охлаждение обмоток, предусматривается помещение для размещения общестанционной установки приготовления и хранения обессоленной воды необходимого качества.

6 Откачка воды из проточной части гидромашины и дренажных колодцев

6.1 Назначение

6.1.1 Откачивающие устройства предназначены для удаления воды из спиральных камер и отсасывающих труб турбин, турбинных водоводов, туннелей, водосливных камер и водосбросов.

6.1.2 Объем воды, подлежащей откачке, складывается из объема воды, находящейся в указанных элементах после установки ремонтных затворов, а также из объема воды, просачивающейся через уплотнения затворов и закрытые задвижки оставшихся в работе агрегатов.

6.1.3 Удаление воды производится при осмотрах и ремонтах проточной части гидроагрегата, а также подводных железобетонных и металлических конструкций.

6.1.4 Система откачки включает:

– сливные трубопроводы с водозаборными устройствами и запорной арматурой;

– водоприемные емкости с аэрационными трубами;

– насосные установки с всасывающими и напорными трубопроводами, приемной и запорной арматурой;

– систему ручного и автоматического управления, а также контроля.

6.2 Схемы откачки воды

6.2.1 Выбор схемы откачки воды зависит от компоновки строительной части здания ГЭС и определяется технико-экономическим сопоставлением вариантов насосных установок и в первую очередь надежностью работы системы осушения и исключением затопления насосной.

6.2.2 Насосные установки могут быть:

– стационарными;

– переносными;

– с горизонтальными насосами;

– с вертикальными насосами;

– с погружными насосами.

Эжекторные установки в системе откачки применяются как вспомогательные устройства к насосам в качестве аварийных откачивающих устройств.

6.2.3 Схемы с горизонтальными насосами применяют, когда по условиям компоновки могут быть выделены помещения достаточных размеров на отметках обеспечивающих допустимую высоту всасывания насосов. Недостатком является необходимость размещения насосов в помещениях ниже уровня нижнего бьефа, что создает опасность их затопления.

6.2.4 Схемы с вертикальными насосами применяют при откачке больших объемов воды и отсутствии помещений достаточных размеров на уровне дна отсасывающих труб. Электродвигатели насосов выносят на незатопляемую отметку.

6.2.5 Схемы с погружными насосами применяют для ГЭС, где по условиям компоновки возможна организация помещений насосной на отметках ниже уровня нижнего бьефа и нет возможности вынести электродвигатели артезианских насосов на незатопляемую отметку.

6.2.6 Рекомендуется рассматривать два вида схем опорожнения проточной части гидромашин и турбинных водоводов:

– с водоприемной галереей и колодцем;

– с водоприемным колодцем и закладными трубопроводами.

6.2.7 Преимуществом схем с водоприемной галереей является сокращение времени откачки воды из проточной части гидромашины за счет резкого снижения уровня воды в отсасывающей трубе и лучшего прижатия затвора отсасывающей трубы.

6.2.8 На ГЭС, где турбины установлены выше уровня нижнего бьефа, рекомендуется предусматривать возможность откачки спиральных камер без опорожнения отсасывающих труб гидромашин.

6.2.9 При установке непосредственно перед турбиной затвора предусматривается слив воды, оставшейся в турбинном водоводе, при закрытом турбинном затворе в водоприемную галерею или колодец.

6.2.10 Рекомендуется предусматривать устройства по контролю за уровнем воды в проточной части гидромашины при ее откачке и заполнении, а также сигнализацию о сливе и заполнении водой до уровня нижнего бьефа.

6.2.11 При размещении насосных станций откачки дренажных вод рассматриваются следующие типы схем:

– централизованная;

– блочная;

– групповая;

– индивидуальная.

Выбор той или иной схемы определяется технико-экономическим сопоставлением вариантов в зависимости от конкретных условий компоновки ГЭС или ГАЭС.

6.3 Требования к системе опорожнения проточной части гидромашин

6.3.1 Водоприемная галерея должна проектироваться проходной. Объем водоприемной галереи должен быть не менее объема необходимого для создания перепада давлений 1,5–2,0 м на затворе отсасывающей трубы для обеспечения прилегания уплотнений затвора к закладным частям паза. Высота и ширина галереи определяются конфигурацией подводной части здания конкретной ГЭС и ГАЭС.

6.3.2 Вход в водоприемную галерею предусматривается через герметические лазы или двери, рассчитанные на давление нижнего бьефа.

6.3.3 В водоприемный колодец, не связанный с водоприемной галереей, из помещения насосной предусматривается люк размером 1,0х1,0 м или круглый диаметром 0,8 м, исходя из условий попадания человека в водоприемный колодец и доставки через него наибольшей аппаратуры, располагаемой в колодце. При этом в случае расположения отметки насосной ниже возможного уровня нижнего бьефа люк выполняется герметическим, рассчитанным на давление нижнего бьефа.

6.3.4 Водоприемная галерея и водоприемный колодец, донные водоводы и диффузоры отсасывающих труб гидроагрегатов в верхних своих точках снабжаются аэрационными трубопроводами, которые выводятся выше уровня нижнего бьефа.

6.3.5 Устройства опорожнения должны полностью удалять воду из проточной части гидромашин и донных водоводов, что определяет расположение водозаборов в наинизших точках.

6.3.6 Опорожнение проточной части гидромашин и донных водоводов осуществляется самотеком через водозаборные устройства, снабженные съемными сороудерживающими решетками.

6.3.7 Опорожнение отсасывающей трубы осуществляется в водоприемную галерею или водоприемный колодец при помощи тарельчатого клапана с гидроприводом, входящего в комплектную поставку завода – изготовителя гидромашины. Диаметр сливного трубопровода определяется расчетом, исходя из объема спиральной камеры и времени опорожнения, а также выпускаемыми заводами типоразмерами сливных клапанов: Ду 250, 400, 500 и 600.

6.3.8 Опорожнение спиральной камеры осуществляется в отсасывающую трубу или непосредственно в водоприемный колодец при помощи тарельчатого клапана с гидроприводом, входящего в комплектную поставку завода – изготовителя гидромашины, или через стальную задвижку с электроприводом.

6.3.9 Опорожнение донного водовода осуществляется в водоприемную галерею или водоприемный колодец через стальную задвижку с электроприводом или с ручным приводом с конической передачей.

6.3.10 Задвижки на трубопроводах, расположенные первыми от бьефов, выполняются стальными.

6.3.11 Водозаборные устройства, снабженные съемными сороудерживающими решетками следует располагать в боковых стенках бетонных отсасывающих труб, спиральных камер или донных водоводов.

6.3.12 Водозаборные устройства металлических спиральных камер и напорных водоводов рекомендуется выполнять из двух точек: с нижней и боковой поверхности под углом 30–45° к вертикальной оси с последующим объединением в общий сливной трубопровод. При этом нижний водозабор закрывается съемной пробкой с целью исключения засорения сливного трубопровода. Полное осушение, при необходимости, осуществляется выемом пробки.

6.3.13 Тарельчатые клапаны располагаются в боковых приямках водозаборных устройств.

6.3.14 Трубопроводы опорожнения должны быть стальными и расположены с уклоном в сторону слива воды.

6.3.15 Закладные трубопроводы должны иметь минимальное число изгибов.

6.3.16 Насосные станции откачки воды из проточной части гидромашины должны иметь не менее двух откачивающих устройств.

6.3.17 Откачка воды из водоприемных емкостей производится стационарно установленными центробежными насосами с горизонтальным или вертикальным валом.

6.3.18 Насосная станция может использоваться также для откачки аварийно-затапливаемых помещений (дренажных и инспекционных галерей и т.д.), для откачки вспомогательных сооружений гидроузла (доков, рыбоходов и т.п.). Все задвижки, предназначенные для этой цели, размещаются в помещении насосной откачки.

6.3.19 При компоновке насосной станции откачки учитывается готовность ее к работе к пуску первого агрегата и затоплению котлована ГЭС (ГАЭС) со стороны Н.Б.

6.3.20 В случае многоагрегатной ГЭС или ГАЭС (с количеством агрегатов 10 и более) и с проведением монтажных работ с двух берегов целесообразно устройство двух береговых насосных станций откачки.

6.3.21 Возможное затопление насосной станции откачки, в случае расположения ее ниже уровня нижнего бьефа, не должно приводить к затоплению других помещений. С этой целью насосная станция откачки должна быть изолирована от других помещений водонепроницаемыми стенами и герметичными дверями, рассчитанными на давление нижнего бьефа. В этом случае помещение насосной должно иметь изолированный выход на незатопляемую отметку.

6.3.22 В тех случаях, когда центробежные насосы установлены выше уровня воды в водоприемном колодце предусматривается один из следующих способов заливки насоса:

– из напорного трубопровода при наличии обводной трубы, соединяющей напорный трубопровод с корпусом насоса, и приемного клапана на всасывающем трубопроводе;

– с помощью эжектора, создающего вакуум в корпусе насоса и его всасывающей линии. Эжектор присоединяется к самой верхней точке корпуса насоса;

– с помощью вакуум-насоса, где разряжение, необходимое для заполнения водой насоса и всасывающей линии, создается вакуум-насосом, присоединенным к корпусу основного насоса;

– с помощью специального герметического бака, установленного на всасывающем патрубке горизонтального центробежного насоса, рекомендуется производить на насосах имеющих подачу до 300 $м^3$/ч.

6.4 Требования к системе откачки дренажных вод

6.4.1 Для осушения помещений зданий ГЭС и ГАЭС от поступающей в них фильтрационной воды устанавливается самотечная дренажная сеть в виде канавок и перепускных отверстий в перегородках. Дренажные воды отводятся в дренажный колодец, откуда откачиваются дренажными насосами в нижний бьеф.

6.4.2 Рабочий объем дренажного колодца рассчитывается на постоянный приток воды в пределах от минимального до максимального уровня в колодце за время не менее 20 мин.

6.4.3 Периодичность включения насоса рекомендуется принимать не более 3 раз в час. Длительность работы насоса принимается не менее 6 мин.

6.4.4 Не допускается отводить дренажные воды непосредственно в водоприемный колодец системы опорожнения проточной части гидромашин.

6.4.5 На случай появления аварийной приточности в дренажный колодец рекомендуется предусмотреть возможность использования основных откачивающих устройств путем устройства переливной трубы с установкой на ней обратного клапана и стальной задвижки, но в закрытом положении до появления аварийной приточности.

6.4.6 Насосные установки откачки дренажных вод должны обеспечивать автоматическую их откачку. Устанавливаются не менее двух насосов (один рабочий, другой резервный).

6.4.7 В качестве откачивающих устройств дренажных вод рекомендуется применение горизонтальных центробежных насосов типа К или типа Д, центробежных скважинных насосов типа ЭЦВ, погружных насосов, центробежных артезианских насосов типа А и эжекторов. При этом устанавливаются однотипные насосы.

6.4.8 Применение эжекторов для целей откачки дренажных вод позволяет вести откачку по фактической приточности воды без использования автоматических устройств. Эжекторы устанавливаются непосредственно в

приямке откачиваемой емкости. Эжектор аварийной откачки может устанавливаться стационарно в дренажном колодце, но с дистанционным приводом управления задвижкой на трубопроводе подачи рабочей воды к эжектору, с незатопляемой отметки.

6.5 Выбор насосных станций

6.5.1 В помещении насосной откачки устанавливается не менее двух насосов (эжекторов); резерв на период откачки основных объемов воды не предусматривается.

6.5.2 Суммарная производительность откачивающих устройств рассчитывается на откачку воды из проточной части гидроагрегата за время не более 6 ч, а производительность одного из этих устройств должна обеспечивать откачку воды, фильтрующей через уплотнения ремонтных затворов, после опорожнения проточной части. При откачке воды из напорных водоводов и водосбросов время осушения должно быть не более 12 ч.

6.5.3 Расчетную величину фильтрации через уплотнения ремонтных затворов рекомендуется принимать 1 л/с на 1 метр периметра уплотнения.

6.5.4 Общая производительность насосов откачки воды из проточной части гидромашин и трубопроводов определяется по формуле:

$$Q_{общ} = \frac{V_{общ}}{T} + L_1 \cdot q_1 + L_2 \cdot q_2 \text{ , где} \qquad (10)$$

$Q_{общ}$ – средняя производительность насосов, работающих на откачке начального объема воды в системе и протечек через уплотнения затворов, $м^3/ч$;

$V_{общ.}$ – суммарный объем воды в напорном трубопроводе, спиральной камере и отсасывающей трубе подлежащий откачке, $м^3$;

T – время полного удаления воды из проточной части гидромашины, час;

L_1 и L_2 – длины уплотнения затворов со стороны верхнего и нижнего бьефов, м;

q_1 и q_2 – расчетные величины протечек на 1 м длины уплотнений, $м^3/ч$

6.5.5 Необходимый напор насосов откачки проточной части гидромашины, выраженный в метрах водяного столба, определяется по формуле:

$$H = H_z + \sum h_w \qquad (11)$$

$H_г$ – геометрический напор, т.е. разность отметок уровней воды в водосливной емкости откуда ведется откачка и в нижнем бьефе куда сбрасывается вода, м;

$\sum h_w$ – сумма потерь напора на трение и местные сопротивления во всасывающей и напорной линиях системы.

6.5.6 Потери напора на каждом из участков трубопровода определяются по формулам (4) и (6).

6.5.7 Количество дренажных насосов (эжекторов) должно быть не менее двух – рабочий и резервный.

6.5.8 Производительность дренажного насоса определяется по предполагаемой максимальной часовой приточности фильтраций через бетон, исходя из оптимального режима работы электродвигателя. Периодичность включения насоса рекомендуется принимать не более 3 раз в час, длительность работы насоса - не менее 6 мин.

6.5.9 Напор дренажных насосов определяется, исходя из отметки максимального эксплуатационного уровня нижнего бьефа, куда выбрасывается вода, с учетом потерь напора во всасывающей и напорной линиях.

6.6 Автоматизация насосных станций

6.6.1 В качестве технологического параметра, используемого для управления работой насосов, принимают уровень воды в водосливных емкостях.

Предусматривают следующие уровни воды в водосливных емкостях:

- включение рабочего насоса;
- включение резервного насоса;
- отключение насосов;
- достижение или превышение аварийного уровня.

6.6.2 В дренажной насосной должны контролироваться следующие уровни:

- минимальный и максимальный в дренажном колодце;
- затопление помещения – уровень выше пола насосной.

6.6.3 Контроль указанных уровней производится с помощью измерительной аппаратуры - датчиков и реле уровня, у которых чувствительный измерительный элемент воспринимает изменения уровня.

Методами контроля уровней являются:

- поплавковый;
- буйковый;
- емкостной;
- акустический;
- пневмо-гидравлический (манометрический);
- лазерный.

6.6.4 Основными задачами системы автоматики насосных установок являются:

- прием и передача управляющей команды на пуск и остановку насосных агрегатов;

– включение одного или нескольких насосных агрегатов в установленной последовательности;

– создание и поддержание необходимого вакуума во всасывающем трубопроводе и корпусе насоса перед его пуском;

– открытие и закрытие задвижек на трубопроводах в заданные моменты;

– контроль за установленным режимом работы при пуске, работе и остановке;

– отключение насоса при нарушении установленного режима;

– передача параметров режима работы насоса на щит управления ГЭС или ГАЭС;

– сигнализация на месте и на щите управления ГЭС о всех неисправностях и нарушениях режима нормальной работы.

6.6.5 Комплексная система автоматизированного управления насосных установок должна состоять из следующих частей:

– автоматизация залива насоса;

– автоматизация задвижки на напорном трубопроводе;

– автоматизация электропривода насоса;

– автоматическое резервирование питания насосных установок в соответствии с [8];

– система общего автоматического взаимодействия, обеспечивающая последовательность действий оборудования и осуществляющая необходимые блокировки, а также защиту и сигнализацию насосных установок.

6.7 Оборудование систем откачки и дренажа

6.7.1 Насосное оборудование.

В системах откачки и дренажа применяются:

– центробежные насосы различного типа: горизонтальные двухстороннего входа типа Д и консольные типа К; вертикальные артезианские и скважинные; погружные типа «Flygt»;

– эжекторы.

6.7.2 Трубопроводная арматура.

В системах откачки и дренажа устанавливают следующую арматуру:

– ремонтную запорную арматуру для отсоединения системы и оборудования от бьефов;

– обратные клапаны для предотвращения обратного тока воды через оборудование (насосы, эжекторы) при его остановке;

– арматуру с приводами для дистанционного управления.

Трубопроводную арматуру рекомендуется применять общепромышленного изготовления. Арматура, отсекающая систему

непосредственно от бьефов, должна быть стальная, независимо от действующего напора.

Задвижки диаметром Ду 250 и более должны снабжаться электроприводом с дублирующим ручным приводом или ручным приводом с конической передачей.

6.7.3 Трубопроводы.

Трубопроводы выполняются из металлических сварных и бесшовных труб. Фасонные части (колена, тройники, переходы и т.п.) должны применяться промышленного изготовления.

6.8 Компоновка систем откачки и дренажа

6.8.1 Система откачки воды из проточной части гидромашин, донных водосбросов размещается на нижних отметках здания гидроэлектростанции и состоит из водоприемной галереи, водоприемного колодца и насосной установки.

6.8.2 Водоприемная галерея выполняется круглого сечения диаметром не менее 1900 мм или прямоугольного сечения с арочным потолком, и прокладывается в фундаменте здания гидроэлектростанции под отсасывающими трубами гидромашин с уклоном в строну приемного колодца, над которым устанавливаются насосные установки.

6.8.3 Водоприемная галерея снабжается с двух сторон лазами при длине ее 50-100 м, при длине более 100 м лазы предусматриваются на каждые полные и неполные 100 м. Один лаз в водоприемную емкость предусматривается со стороны приемного колодца.

6.8.4 Герметичные лазы в водоприемную галерею и колодец, а так же перекрытие водоприемного колодца рассчитываются на давление, определяемое максимальным уровнем нижнего бьефа.

6.8.5 Водоприемные емкости и колодцы снабжаются аэрационными трубами.

6.8.6 Водоприемный колодец и насосная установка откачки располагается в блоках монтажной площадки или первого пускового агрегата.

6.8.7 Помещения системы откачки оборудуются стационарно установленными насосами или эжекторами и грузоподъемными средствами.

6.8.8 Насосы, кроме артезианских, устанавливаются ниже дна отсасывающей трубы турбины или донного водосброса. Там, где это невозможно выполнить по условиям строительной части, насосы устанавливаются в пределах допускаемой для них высоты всасывания и снабжаются заливочными байпасами или автоматическими вакуумными устройствами для их запуска.

6.8.9 В случае применения артезианских насосов их двигатели размещаются в помещении на незатопляемой отметке, т.е. выше максимального эксплуатационного уровня нижнего бьефа или в изолированных

помещениях, имеющих изолированный выход на отметку выше уровня нижнего бьефа.

6.8.10 На электростанции предусматривается возможность использования насосных установок откачки для осушения аварийно затопленных помещений электростанции, а также возможность применения погружных насосов для осушения помещения насосной в случае ее аварийного затопления.

6.8.11 В помещениях насосных, а также помещениях лазов в отсасывающие трубы, спиральные камеры и донные водосбросы предусматриваются изолированные выходы на незатопляемую отметку, а также грузовая шахта, снабженная водосбросным отверстием выше максимального уровня нижнего бьефа. В случае невозможности по компоновочным условиям обеспечить изолированный выход из насосной, на входе в насосную предусматривается герметичная дверь.

6.8.12 Дренажные колодцы устанавливаются в помещениях, расположенных на нижней отметке здания электростанции для приема самотеком фильтрационных вод.

7 Масляное хозяйство

7.1. Назначение и классификация масляных хозяйств

7.1.1 Масляное хозяйство предназначено для обеспечения маслонаполненного оборудования электростанции комплексом операций, связанных с приемом, хранением, обработкой, распределением и сбором масел, а также консистентных смазок различных марок.

7.1.2 Масляное хозяйство электростанции проектируют с учетом общей организации масляного хозяйства в энергосистеме, каскаде или группе электростанций.

7.1.3 Масляное хозяйство ГЭС и ГАЭС предоставляет собою отдельный вспомогательный технологический комплекс, состоящий из сооружений, оборудования, резервуаров, системы трубопроводных коммуникаций и систем вспомогательного обеспечения, предназначенный для приема, хранения, обработки, выдачи и контроля состояния турбинного и изоляционного масел.

7.1.4 По требуемому составу выполняемых технологических операций и, соответственно, по степени оснащенности оборудованием масляные хозяйства подразделяются на три вида:

– станционное масляное хозяйство электростанции (СМХ), рассчитанное на полный объем технологических операций, обеспечивающих нормальное функционирование технологического оборудования электростанции;

– централизованное масляное хозяйство энергосистемы, каскада или группы электростанций (ЦМХ), рассчитанное на полный объем технологических операций, обеспечивающих нормальное функционирование технологического оборудования обслуживаемых электростанций;

– филиальное масляное хозяйство (ФМХ), рассчитанное на сокращенный объем технологических операций и обеспечивающее нормальное функционирование технологического оборудования электростанции совместно с ЦМХ.

7.1.5 Рекомендуемый состав масляного хозяйства в зависимости от его вида представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1

п/п	Наименование	Вид масляного хозяйства		
		СМХ	ЦМХ	ФМХ
1	Маслохранилище	+	+	-
2	Устройство для приема и выдачи масла из транспортных средств	+	+	+
3	Система технологических коммуникаций	+	+	+
4	Аппаратная с набором оборудования и приборов	+	+	-
5	Комплекс передвижного оборудования и насосов для обработки масла непосредственно в маслонаполненном оборудовании	+	+	+
6	Химическая лаборатория	+	+	-
7	Стационарные установки для вакуумной обработки изоляционного масла*	+	+	-
8	Передвижные установки для вакуумной обработки изоляционного масла	-	+	-
9	Передвижная установка для азотирования масла	-	+	-
10	Комплект транспортных средств для транспортировки требуемых объемов масла в пределах обслуживаемого района	-	+	-
11	Резервуар аварийного слива турбинного и трансформаторного масла в здании электростанции (для закрытых складов)	+	+	+
12	Доливочные емкости	-	-	+
13	Посты сбора отработанных нефтепродуктов	+	+	+
14	Необходимые сооружения и помещения для размещения требуемого	+	+	+

Таблица 7.1

п/п	Наименование	Вид масляного хозяйства		
		СМХ	ЦМХ	ФМХ
	оборудования, коммуникаций и обслуживающего персонала			

Примечание - * при наличии специального обоснования.

7.1.6 Основные технологические операции, предусмотренные в масляном хозяйстве в зависимости от его вида, представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2

п/п	Наименование	Вид масляного хозяйства		
		СМХ	ЦМХ	ФМХ
1	Прием масла из транспортных средств и выдача в транспортные средства	+	+	+
2	Распределение и хранение масла в резервуарах склада масла	+	+	-
3	Обработка свежего масла и доведение его параметров до требований, предъявляемых к чистому маслу	+	+	-
4	Дегазация изоляционного масла на стационарной установке	+	-	-
5	Азотирование изоляционного масла (при наличии электротехнического оборудования с азотной защитой)	+	+	+
6	Заполнение технологического оборудования чистым маслом и периодическая его доливка	+	+	+
7	Обработка масла непосредственно в маслонаполненном оборудовании	+	+	+
8	Прием эксплуатационного масла из технологического оборудования	+	+	+
9	Выдача эксплуатационного масла	+	+	+
10	Выдача отработанного масла	+	+	+
11	Обработка отработанного, эксплуатационного масла и доведение его параметров до требований, предъявляемых к чистому и сухому маслу	+	+	-
12	Сбор, хранение и выдача отработанных масел на нефтебазу	+	+	-

Таблица 7.2

п/п	Наименование	Вид масляного хозяйства		
		СМХ	ЦМХ	ФМХ
13	Отбор проб и проведение анализа масла	+	+	+
14	Мойка тары	+	+	-
15	Вакуумирование трансформаторов	+	+	+*
16	Выдача чистого сухого масла	-	+	-
17	Транспортировка масла	-	+	-
18	Прием отработанного и эксплуатационного масла от ФМХ	-	+	-
19	Вакуумная сушка, дегазация и азотирование изоляционного масла передвижными установками	+	+	+*

Примечание

1. Операции, отмеченные *, выполняются оборудованием из парка ЦМХ.
2. Для ФМХ представлен минимально необходимый объем технологических операций.

7.1.7 Центральное масляное хозяйство обеспечивает проведение технологических операций, указанных в таблице 7.2 с учетом обслуживания как объекта базирования, так и подведомственных объектов, где расположены его филиальные масляные хозяйства и отличается от станционного масляного хозяйства:

– наличием дополнительного комплекта передвижного маслоочистительного оборудования, автотранспорта и комплекта автоприцепных цистерн для перевозки масел различных типов и состояний;

– увеличенной емкостью резервуаров маслохранилища, определяемой емкостью наибольшего гидроагрегата, трансформатора и масляного выключателя из всех входящих в сферу обслуживания;

– дополнительным набором приборов, посуды химреактивов и инвентаря в химической лаборатории;

– дополнительными штатными единицами в зависимости от объемов работ по филиальному обслуживанию и удаленности филиалов от центрального масляного хозяйства.

7.1.8 При выборе объекта базирования центрального маслохозяйства учитывается значимость ГЭС в каскаде, очередность ввода гидроэлектростанций, ее территориальное расположение относительно других ГЭС, входящих в сферу обслуживания, наличие железнодорожного подъезда или близость железнодорожной станции.

7.1.9 Филиальное масляное хозяйство обеспечивает осуществление следующих технологических операций:

– прием от ЦМХ свежего сухого изоляционного и свежего очищенного турбинного масла и непосредственную заливку его в оборудование;

– хранение неснижаемого запаса масла;

– доливку масла в оборудование;

– циркуляционную очистку эксплуатационного турбинного и изоляционного масла в оборудовании и электрических аппаратах;

– слив эксплуатационного масла при ремонтах;

– выдачу изношенного эксплуатационного масла на транспорт для доставки в ЦМХ;

– слив отработавшего масла и выдачу его на транспорт.

7.2 Состав масляных хозяйств

7.2.1 Для осуществления технологических процессов центральное и станционное масляное хозяйство соответственно оснащается оборудованием и имеет в своем составе:

– мастерскую масляного хозяйства, расположенную в отдельном здании или встроенную в сооружения гидроузла, состоящую из оснащенного оборудованием и коммуникациями комплекса помещений: технологического назначения (аппаратная, склад масла в таре с помещением для мойки тары); обслуживающего назначения (химическая лаборатория, склад химреактивов, кабинет мастера); вспомогательного назначения (вентиляционные, электрощитовая, санузлы, душевые);

– маслохранилище, включающее резервуары с трубопроводными коммуникациями, служебные мостики и лестницы, канализационные устройства и строительные конструкции;

– колонку приема – выдачи масла, расположенную на подъездной площадке, окруженной дренажной канавкой, перекрытой перфорированными плитами или решеткой для обеспечения сбора с площадки замасленных стоков и отвода их в маслоуловитель канализационной сети;

– коммуникации масляных трубопроводов, внутренних – в пределах мастерской масляного хозяйства и в здании ГЭС, наружных – в пределах маслохранилища и к местам потребления;

– передвижную маслоочистительную аппаратуру;

– транспортные средства – цистерны, автоприцепные или самоходные.

7.2.2 Если на объекте базирования станционного масляного хозяйства или на объектах зоны обслуживания центрального масляного хозяйства установлены трансформаторы, оборудованные пленочной или азотной защитой, то для их обслуживания в энергосистеме предусматривается разъездной комплект маслоприготовительного оборудования, включающий дегазационную установку, промежуточный вакуумный резервуар, установки для вакуумирования трансформатора и установки для азотирования, установку для нагрева и фильтрации, установку для приготовления осушенного воздуха.

7.2.3 Филиальное масляное хозяйство обеспечивает осуществление технологических процессов и имеет в своем составе:

– мастерскую масляного хозяйства, располагаемую в отдельном здании или встроенную в здание гидроэлектростанции, состоящую из помещений коммутационной и вентиляционной, включающую одно, два служебных помещений, и подвал для сливных баков;

– маслохранилище, включающее резервуары для хранения неснижаемого запаса масел турбинного и изоляционного, а также сливной резервуар для приема масла от агрегата;

– коммуникации масляных трубопроводов, внутренних – в пределах мастерской масляного хозяйства и в здании ГЭС, наружных – в пределах маслохранилища и к местам потребления;

– колонку приема – выдачи масла;

– передвижную маслоочистительную аппаратуру.

7.3 Технологические схемы масляных хозяйств

7.3.1 Системы турбинного и изоляционного масла выполняются раздельно.

7.3.2 Принципиальные схемы каждой из масляных систем структурно базируются на комплексе двух коллекторов (один сливной, другой напорный), и на стационарном соединении коллекторов с маслоочистительным оборудованием и резервуарами в ЦМХ и СМХ и на нестационарном присоединении маслоочистительного оборудования и ФМХ.

7.3.3 Надежный промыв коллекторов обеспечивается применением следующих конструктивных мероприятий:

– расположением коллекторов в нижнем уровне трубопроводной системы с уклонами к сливному патрубку не менее 0,005;

– присоединением всех подводов к коллектору сверху во избежание образования низовых тупиковых "карманов" между коллектором и арматурой, в которых могут скапливаться трудно вымываемые отложения;

– прокладкой трубопроводов от резервуаров с уклоном в сторонуколлекторов, без перемены направления уклона;

– выполнением системы опорожнения застойных зон, образующихся во внешних трубопроводах, проложенных ниже уровня коллекторов.

7.3.4 Технологические схемы центрального и станционного масляного хозяйства снабжаются дополнительными обводными связями, обеспечивающими автономное производство следующих операций без использования коллекторов:

– прием свежего масла с транспортных средств непосредственно в резервуар свежего масла, (обеспечивается перемычкой, соединяющей трубопровод возврата с резервуаром эксплуатационного масла);

– возврат эксплуатационного масла из здания ГЭС в резервуар эксплуатационного масла, (обеспечивается перемычкой, соединяющей трубопровод возврата с резервуаром эксплуатационного масла);

– выдача отработанного масла из сливного бака в здании ГЭС на транспорт, или в бак отработавшего масла (осуществляется соединением возвратного трубопровода с трубопроводом выдачи отработанного масла на колонке приема – выдачи);

– выдача отработанного масла из резервуара отработанного масла на транспорт, или прием его от ФМХ (осуществляется с помощью автономного насоса, соединенного напорной линией с трубопроводом выдачи отработанного масла на колонке приема - выдачи).

7.3.5 Системы трубопроводов турбинного масла в здании ГЭС независимо от вида обслуживающего их маслохозяйства, состоят:

– из соединенной с напорным коллектором масляного хозяйства напорной магистрали, к которой стационарно присоединен расходный бак, подключены потребители (ванны генераторных подпятников и подшипников, баки МНУ гидротурбин, баки МНУ турбинных затворов и др.);

– из соединенной со сливным баком здания ГЭС сливной магистрали, к которой подключены упомянутые потребители, (ванны генераторных подпятников и подшипников, баки МНУ гидротурбин, баки МНУ турбинных затворов и др.);

– из соединенной со сливным баком здания ГЭС сливной магистрали, к которой подключены упомянутые потребители;

– из соединенной со сливным баком здания ГЭС отводящей магистрали, к которой подключается передвижной насос, обеспечивающий при ремонтах откачку масла из рабочих колес поворотно-лопастных гидротурбин, а так же из сервомоторов турбинных затворов;

– из соединений со сливным коллектором масляного хозяйства возвратной магистрали, к которой в здании ГЭС подключается стационарный насос, осуществляющий перекачку масла из сливного бака здания ГЭС в масляное хозяйство.

7.3.6 Присоединительные трубопроводы каждого потребителя турбинного масла снабжаются патрубками с запорной арматурой для присоединения передвижных маслоочистительных аппаратов с целью осуществления циркуляционной очистки масла в емкости потребителя.

7.3.7 Система турбинного масла снабжается расходным баком турбинного масла, соединенным с напорной и сливной магистралями.

7.3.8 Система изоляционного масла в здании ГЭС независимо от вида обслуживающего ее маслохозяйства должна состоять из соединенных с маслохозяйством подводящего и отводящего трубопровода с концевой арматурой, перемычкой обеспечивающей промыв трубопроводов, и присоединительным патрубком располагаемых на площадке монтажа и ремонта трансформаторов.

7.3.9 Стационарные маслопроводы изоляционного масла к местам установки трансформаторов и масляных выключателей не прокладываются, кроме случая, если проектом предусматривается ревизия трансформатора на месте его установки.

7.3.10 Технологические схемы ГЭС с филиальным масляным хозяйством, содержащие резервуары для хранения неснижаемого запаса и для слива масла из оборудования, выполняются со стационарным присоединением резервуаров, а также колонки приема – выдачи масла к всасывающему и нагнетательному коллекторам, к которым с помощью гибких шлангов присоединяются передвижные маслоочистительные аппараты, используемые так же для циркуляционной очистки масла, залитого в оборудование.

7.4 Маслохранилище

7.4.1 Маслохранилище ЦМХ (СМХ) оборудуют следующим количеством резервуаров:

– для турбинного масла три резервуара: для свежего, чистого, эксплуатационного масла;

– для изоляционного трансформаторного масла три резервуара: для свежего, чистого и эксплуатационного масла;

– для изоляционного масла масляных выключателей два резервуара: для чистого и эксплуатационного масла;

– для кабельного масла два резервуара: для чистого и эксплуатационного масла;

– для масла гидроприводов два резервуара: для чистого и эксплуатационного масла.

Кроме того, предусматривается помещение для хранения бочек, канистр и т.п., заполненных маслами и смазками различных марок.

7.4.2 Если не обеспечивается самотек в баки маслохранилища, помимо резервуаров, расположенных в маслохранилище, целесообразно предусмотреть в пределах (за пределами) здания электростанции или монтажной площадки резервуары для самотечного слива отработанного или эксплуатационного масел из маслонаполненного оборудования.

7.4.3 Каждый резервуар для турбинного и трансформаторного масла, кроме доливочных, вмещает не менее 110% объема, заливаемого в гидроагрегат или наиболее крупный трансформатор.

7.4.4 Объем резервуаров свежего масла при доставке его железнодорожным транспортом, как правило, соответствует объему цистерны.

7.4.5 Объем резервуаров изоляционного масла масляных выключателей принимается равным объему баков трех фаз выключателя плюс 1% всего объема масла, залитого в аппараты и выключатели электростанции.

7.4.6 Объем резервуаров кабельного масла принимается равным объему одной наибольшей строительной длины кабеля плюс 1% всего объема масла, залитого в маслонаполненные кабели электростанции.

7.4.7 Объем резервуаров масла гидроприводов принимается равным 110% объема масла, заливаемого в гидропривод одного затвора, включая маслонасосный агрегат.

7.4.8 Доливочные резервуары устанавливаются на ФМХ и в подземных зданиях электростанций. Объем доливочных резервуаров турбинного масла рассчитывается на запас масла на 45 дней для доливки во все гидроагрегаты, объем доливочных резервуаров изоляционного трансформаторного масла принимается равным 10% от объема самого крупного трансформатора.

7.4.9 Масляные резервуары оборудуются: двумя люками, один из них - в крышке резервуара; наружными и внутренними лестницами; ограждениями и поручнями; площадками для обслуживания приборов и арматуры; воздухоосушительными фильтрами; указателями (датчиками) уровня; сливными, переливными, наливными и дыхательными патрубками; пробно-спускным краном на маслозаборном патрубке.

7.5 Оборудование и способы обработки масла в масляном хозяйстве

7.5.1 В технологических схемах масляных хозяйств рекомендуется применение следующего оборудования и устройств: сепараторов вакуумного типа, фильтр прессов, адсорберов, операционных баков, масляных насосов и электроподогревателей.

7.5.2 Вакуумные сепараторы обеспечивают удаление из масла механических примесей, взвешенной влаги, растворенной влаги и воздуха. Остаточное содержание механических примесей обеспечивается не более 0,005%, а остаточное содержание влаги – 0,05%.

7.5.3 В зависимости от характера загрязнения масло очищают сепаратором по способу кларификации (осветления) или пурификации (очистки).

Способ кларификации с использованием барабана – кларификатора применяется для отделения от масла механических примесей, шлама, угля и воды, содержащейся в масле в таком незначительном количестве, что непрерывный отвод ее не требуется, а продукты очистки собираются в грязевике барабана.

Способ пурификации с использованием барабана пурификатора применяется в тех случаях, когда загрязненное масло можно рассматривать как смесь двух жидкостей с различной плотностью, которые можно отделить друг от друга при непрерывном удалении компонентов.

7.5.4 Изоляционное масло очищается способом кларификации. Турбинное масло, загрязненное механическими примесями при незначительном

количестве воды (до 0,1+0,3%) очищается способом кларификации, при обводнении масла более 0,3% применяется пурификация.

7.5.5 Очистка масел методом фильтрации производится с помощью фильтрпрессов и фильтровальных установок. Степень очистки масла зависит от свойств фильтрующего материала, при этом размеры фильтруемых частиц находятся в пределах 4-40 мкм.

7.5.6 Для обеспечения очистки масла, осуществляемой путем естественного отстоя в резервуарах при достаточно длительном хранении, необходимо предусматривать возможность сброса осадка из донной части резервуара и забор масла из слоев, располагаемых выше зоны отстоя.

В технологических схемах масляного хозяйства ГЭС рекомендуется осуществлять частичную регенерацию масел с помощью адсорберов перколяционным методом, заключающимся в фильтрации масел через слой зернистого сорбента, искусственного или природного, с размерами зерен 2-3мм.

7.5.7 Для глубокого и эффективного обезвоживания масла, особенно свежего, целесообразно осуществление его сушки под вакуумом. Регулируемый и стабильный процесс сушки под вакуумом обеспечивается поддержанием параметров остаточного давления порядка 5–10 мм ртутного столба и температуры входящего масла +45÷50°С.

7.5.8 В технологических схемах рекомендуется применять маслонасосы шестеренные серии Ш и вакуум-насосы типа ВН.

7.5.9 Технологические трубопроводы масляного хозяйства выполняются только из стальных бесшовных труб. Соединение трубопроводов выполняется на сварке. Для изоляционного масла по требованию трансформаторного завода используются нержавеющие трубы. Технологические разъемы выполняются на фланцах.

Применение резьбовых соединений на линиях не рекомендуется, за исключением присоединения приборов и аппаратов.

7.5.10 Не рекомендуется применение закладных масляных трубопроводов. В случае необходимости масляные трубопроводы прокладываются в бетоне и других строительных конструкциях в металлических обоймах.

Не рекомендуется прокладка масляных трубопроводов в засыпных траншеях.

7.5.11 Технологические трубопроводы масляного хозяйства прокладываются с уклоном в сторону их возможного опорожнения. В случае необходимости допускается устройство специальных патрубков для опорожнения масляных трубопроводов.

На технологических трубопроводах масляного хозяйства предусматривается возможность их промыва.

7.5.12 Технологические трубопроводы, предназначенные для наполнения и слива масла из оборудования, подводятся к гидроагрегату (подпятник, подшипники, МНУ) и трансформаторной мастерской или к месту ревизии и ремонта трансформатора на монтажной площадке. К главным трансформаторам, расположенным в пределах здания электростанции,

стационарные трубопроводы не прокладываются, кроме случая, когда проектом предусматривается ревизия трансформаторов на месте их установки или используются передвижные емкости.

7.5.13 В технологических схемах рекомендуется к применению фланцевая запорная арматура общепромышленного назначения.

7.5.14 Для присоединения передвижной маслоочистительной аппаратуры используются рукава резиновые напорные с текстильным каркасом типа Б (I) по ГОСТ 18698-79.

7.5.15 Все вновь смонтированные трубопроводы станционного маслохозяйства до ввода их в эксплуатацию должны быть подвергнуты гидравлическим испытаниям на плотность и прочность давлением:

- $P_р \leq 0,5$МПа
  $P_{исп.}=1,5\ P_р$, но не менее 0,2 МПа;
- $P_р \geq 0,5$ МПа
  $P_{исп.}=1,25\ P_р$, но не менее 0,8 МПа

в соответствии с требованием правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, если указанные трубопроводы технологически связаны с источником технологического процесса.

7.5.16 Организация, эксплуатирующая трубопроводы станционного маслохозяйства должна организовать постоянный контроль за качеством масла и техническим состоянием трубопроводов путем периодического отбора проб масла на химический анализ и периодического технического освидетельствования трубопроводов в соответствии с НТД.

7.6 Химическая лаборатория

7.6.1 Химическая лаборатория центрального и станционного масляного хозяйства обеспечивает выполнение анализов турбинного, трансформаторного и смазочных масел. Лаборатория помимо анализов, связанных с маслом, оборудуется приборами для осуществления анализов воды в рамках производственного контроля и необходимых технологических анализов.

7.6.2 Химическая лаборатория оснащается комплексом оборудования, приборов, посуды и реактивов, которые размещаются в следующем составе помещений:

- аналитическая;
- весовая;
- термическая;
- моечная;
- инженерная;
- кладовая.

7.6.3 Аналитическая - помещение для выполнения работ по подготовке проб к анализу и его проведения. Помещение должно быть оборудовано вытяжной вентиляцией, водопроводом, канализацией. Площадь определяется

из расчета 10÷12 м^2 на одно рабочее место. Рекомендуемая площадь аналитической составляет не менее 35 м^2.

7.6.4 Аналитическая должна быть оборудована:

– специализированной лабораторной мебелью;

– вытяжными шкафами, для осуществления работ с выделением газов и паров;

– лабораторным оборудованием;

– шкафами для хранения лабораторной посуды и минимального запаса химических реактивов;

– сейфом для хранения ценных материалов;

– сейфом для хранения токсичных и легковоспламеняющихся веществ;

– первичными средствами пожаротушения: песок, противопожарное полотно, огнетушитель.

7.6.5 Термическая – помещение для проведения работ, связанных с озолением, сжиганием, прокаливанием, сплавлением, высокотемпературным нагревом, оборудованное вытяжными шкафами.

Помещение оснащается необходимым лабораторным оборудованием, работа которого связана с высокотемпературным нагревом:

– муфельные печи;

– сушильные шкафы;

– электрические плитки;

– установка для измерения tgδ масла;

– первичными средствами пожаротушения.

Рекомендуемая площадь термической должна составлять не менее 25 м^2.

7.6.6 Весовая – помещение для размещения аналитических и технических весов без дневного освещения. В комнате должны поддерживаться постоянные температура и влажность. Стены – капитальные, исключающие вибрации пола, стен и подставок. Весовое оборудование устанавливается на антивибрационные столы. Рекомендуемая площадь данного помещения должна составлять не менее 6 м^2.

7.6.7 Моечная – помещение для мойки лабораторной посуды с наличием горячего и холодного водоснабжения и канализации из кислотоустойчивого материала.

В помещении устанавливают:

– специальные моечные столы, один из которых, с вытяжным шкафом, для удаления вредных, сильно-пахнущих токсичных веществ и промывания посуды кислотами и хромовой смесью;

– термостат для сушки посуды;

– раковины с покрытием, стойким к действию кислот и щелочей;

Рекомендуемая площадь моечной должна составлять не менее 8 м^2.

7.6.8 Кладовая - помещение для хранения запаса химических реактивов, материалов и инвентаря, оборудованная в соответствии с правилами их хранения и складирования. Рекомендуемая площадь кладовой должна составлять не менее 10÷15м^2.

7.6.9 Инженерная – помещение для обработки результатов анализа и хранения документации. Рекомендуемая площадь помещения должна составлять не менее 12 м^2.

7.7 Требования к маслам

7.7.1 При эксплуатации энергетических масел должны быть обеспечены:

– надежная работа технологических систем маслонаполненного оборудования;

– сохранение эксплуатационных свойств масел;

– сбор и регенерация отработанных масел в целях повторного применения по прямому назначению.

7.7.2 Все энергетические масла (турбинные, электроизоляционные, компрессорные, индустриальные и др.), принимаемые на энергопредприятиях от поставщиков, должны иметь сертификаты качества или паспорта предприятия изготовителя и быть подвергнуты лабораторному анализу в целях определения их соответствия государственным стандартам или техническим условиям. В случае несоответствия их качества применение этих масел в оборудовании не допускается.

Отбор проб масел из транспортных емкостей осуществляется в строгом соответствии с положениями действующего государственного стандарта, определяющего порядок отбора проб ГОСТ 2517-85*.

7.7.3 Контроль качества электроизоляционного масла должен быть организован в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования.

7.7.4 Электрооборудование в зависимости от типа и класса напряжения после ремонта, выполнявшегося со сливом масла из оборудования, должно быть залито подготовленным электроизоляционным маслом. Качество электроизоляционного масла должно соответствовать положениям объема и норм испытаний электрооборудования, определяющим качество регенерированных или очищенных эксплуатационных масел.

Марка свежего трансформаторного масла должна выбираться в зависимости от типа и класса напряжения оборудования. При необходимости допускается смешивание свежих масел, имеющих одинаковые или близкие области применения. Смесь масел, предназначенных для оборудования различных классов напряжения, должна заливаться только в оборудование низшего класса напряжения.

7.7.5 На электростанциях должен постоянно храниться запас трансформаторного масла в количестве равном (или более) вместимости одного наибольшего масляного выключателя и запас на доливки не менее 1% всего масла, залитого в оборудование; на электростанциях, имеющих только воздушные или малообъемные масляные выключатели - не менее 10% объема масла, залитого в трансформатор наибольшей емкости.

7.7.6 Эксплуатационное масло Тп-30 в гидротурбинах должно удовлетворять следующим нормам:

– кислотное число не более 0,6 мг КОН на 1 г масла;

– вода, шлам, механические примеси должны отсутствовать (определяются визуально);

– массовая доля растворенного шлама не более 0,01%.

Вместо определения содержания механических примесей допускается определение класса промышленной чистоты - не более 13 класса.

7.7.7 В процессе хранения и эксплуатации турбинное масло должно периодически подвергаться визуальному контролю и сокращенному анализу.

В объем сокращенного анализа нефтяного масла входит определение кислотного числа, наличия механических примесей, шлама и воды; огнестойкого масла - определение кислотного числа, содержания водорастворимых кислот, наличия воды, количественное определение содержания механических примесей экспресс-методом.

Визуальный контроль масла заключается в проверке его по внешнему виду на содержание воды, шлама и механических примесей для решения о необходимости его очистки.

Дополнительно рекомендуется определять класс промышленной чистоты.

7.7.8 Периодичность проведения сокращенного анализа турбинного масла Тп-30 следующая :

– через 1 месяц после заливки в масляную систему;

– 1 раз в год при полной прозрачности масла и массовой доле растворенного шлама не более 0,005%;

– 1 раз в 6 месяцев при массовой доле растворенного шлама более 0,005%.

При помутнении масла должен быть выполнен внеочередной сокращенный анализ. При обнаружении в масле шлама или механических примесей во время визуального контроля должен быть проведен внеочередной сокращенный анализ.

Находящееся в резерве нефтяное турбинное масло должно подвергаться сокращенному анализу не реже 1 раза в 3 года и перед заливкой в оборудование, а огнестойкое масло - не реже 1 раза в год и перед заливкой в оборудование.

7.7.9 На электростанциях должен храниться постоянный запас нефтяного турбинного масла в количестве, равном (или более) вместимости маслосистемы самого крупного агрегата, и запас на доливки не менее 45-дневной потребности; в организациях, эксплуатирующих электрические сети, постоянный запас масла должен быть равен (или более) вместимости масляной системы одного синхронного компенсатора и запас на доливки не менее 45-дневной потребности.

7.7.10 В химической лаборатории на турбинные, трансформаторные и индустриальные масла, залитые в оборудование, должен быть заведен журнал, в который вносятся: номер государственного стандарта или технических условий, название завода-изготовителя, результаты испытания масла, тип и

станционный номер оборудования, сведения о вводе присадок, количестве и качестве долитого масла.

7.8 Компоновка масляного хозяйства

7.8.1 Масляное хозяйство состоит из резервуаров маслохранилища, аварийного слива масла, аппаратной масляного хозяйства с передвижными установками, химической лаборатории, приемных колонок, трубопроводов.

7.8.2 Маслохранилища в зависимости от конкретных компоновочных решений выполняются открытыми или закрытыми с металлическими резервуарами. Применение железобетонных облицованных металлом резервуаров не рекомендуется.

7.8.3 Открытые маслохранилища размещаются вблизи здания электростанции с учетом противопожарных требований и генерального плана гидроузла.

7.8.4 Закрытые маслохранилища размещаются в здании электростанции, в блоке монтажной площадки, сопрягающих устоях и в других местах, обеспечивающих удобство технологических коммуникаций с учетом противопожарных норм.

7.8.5 Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, ОРУ и трансформаторной мастерской, допускается размещать в сооружениях гидроузла и зданиях ОРУ при общем объеме масла в резервуарах маслохозяйства не более 1000 $м^3$ и расположении в одном изолированном помещении объема масла не более 300 $м^3$.

7.8.6 В районах с минимальной расчетной температурой окружающего воздуха (средней, наиболее холодной пятидневки) минус 10°С и ниже целесообразно размещать масляные резервуары в закрытых отапливаемых помещениях, а при установке масляных резервуаров на открытом воздухе оснащать электроподогревом и теплоизоляцией.

7.8.7 Резервуары эксплуатационного и аварийного слива масла из маслонаполненного оборудования размещаются внутри здания на отметках, обеспечивающих слив масла в резервуары самотеком.

7.8.8 Расстояние между стенками масляных резервуаров, а также между резервуаром и стеной помещения принимается не менее 1 м. Расстояние от верха резервуара до потолка - не менее 1,8 м.

7.8.9 Аппаратная размещается, как правило, в непосредственной близости к маслохранилищу. При открытой и подземной компоновке масляного хозяйства аппаратная отделяется от склада масла стеной с пределом огнестойкости REI 150.

7.8.10 Химическая лаборатория располагается в помещениях с естественным освещением.

7.8.11 Колонка по приему и выдаче масла, как правило, располагается в непосредственной близости от железнодорожных или автодорожных путей на специально выделенной площадке.

7.8.12 Не допускается размещение помещений масляного хозяйства над и под кабельными сооружениями, аккумуляторными, щитовыми помещениями и ЗРУ.

7.8.13 В помещениях масляного хозяйства предусматривается:

– отметка пола по отношению к коридорам и соседним помещениям ниже не менее чем на 0,15 м или пороги в дверных проемах из условия аккумуляции объема разлившегося масла, равного емкости наибольшего бака или технологической установки, расположенных в помещениях;

– отвод разлившегося масла через трапы в полу в отдельный резервуар или в систему организованного отвода стока после пожаротушения;

– трапы, снабженные гидравлическими затворами, диаметр отводной трубы не менее 100 мм;

– отдельный резервуар емкостью не менее емкости наибольшего бака или технологической установки для аварийного слива масла.

7.8.14 Отдельный резервуар может располагаться как внутри здания электростанции, так и снаружи на расстоянии не менее 5 м от стены здания.

8 Пневматическое хозяйство

8.1 Назначение

8.1.1 Пневматическое хозяйство предназначено для снабжения сжатым воздухом требуемых параметров (давление, расход, влагосодержание) основного и вспомогательного оборудования и технологических систем.

8.1.2 Потребителями воздухоснабжения при проектировании пневматического хозяйства ГЭС и ГАЭС являются:

– система торможения агрегатов;

– система технических нужд (для пневматических инструментов, очистки и окраски);

– система создания полыньи;

– пневмогидравлическая аппаратура;

– система отжатия воды из камеры рабочего колеса агрегата;

– гидроаккумуляторы МНУ системы регулирования и управления;

– пневматические ремонтные уплотнения турбин и затворов;

– воздушные выключатели;

– пневмоприводы масляных включателей и разъединителей;

– система впуска воздуха в камеру рабочего колеса гидротурбины при работе в нестационарных режимах (при необходимости).

8.1.3 Система торможения агрегатов предназначается для сокращения продолжительности цикла остановки гидроагрегата и продолжительности его

вращения с малой частотой при недостаточной смазке подпятника и подшипников. Поршневые тормоза одновременно являются гидравлическими домкратами для периодического подъема ротора при ремонте гидроагрегата.

8.1.4 Пневматические инструменты применяются при производстве ремонтных работ на агрегатах и гидротехнических сооружениях. Сжатый воздух также применяется для пескоструйной очистки металлоконструкций и каменных облицовок зданий, очистки подводных сооружений, цементации, окрасочных работ и т.п.

8.1.5 Система создания полыньи служит защитой от передачи давления льда на оперативные затворы водосбросов гидротехнических сооружений. Пузырьки сжатого воздуха, выпущенного в воду через сопла на глубине 3-10 м, подымаясь на поверхность, образуют мощный поток сравнительно теплой воды, который обеспечивает таяние образовавшейся ледяной пленки или предотвращает ее образование.

8.1.6 Пневмогидравлическая аппаратура работает на принципе измерения давления сжатого воздуха в импульсной трубке, опущенной в воду. По этой трубке пропускается сжатый воздух в небольшом количестве и после вытеснения воды из трубки в ней устанавливается давление, равное давлению вытесненного столба воды. При изменении уровня давление соответственно меняется. На пневмогидравлическом принципе могут работать как манометрические приборы, так и дифманометры.

8.1.7 Система отжатия воды из камеры рабочего колеса агрегата ГЭС или ГАЭС применяется в тех случаях, когда гидроагрегат переводится в режим синхронного компенсатора, а также при пуске агрегата ГАЭС в насосный режим.

8.1.8 Воздухоснабжение гидроаккумуляторов МНУ обеспечивает их использование в системе управления и регулирования гидромашин, а также управления предтурбинными затворами.

8.1.9 Выключатели и разъединители высокого напряжения используют сжатый воздух для гашения дуги, возникающей между контактными поверхностями в момент разрыва электрической цепи (воздушные выключатели), и для пневматического привода контактов отделителя при включении и отключении. В некоторых конструкциях воздушных выключателей сжатый воздух используется также для вентиляции внутренних полостей в целях предупреждения конденсации влаги, снижающей уровень изоляции.

В настоящее время широкое применение находят элегазовые электрические выключатели, заполненные специальным газом SF_6. Для них сжатый воздух не требуется. При реконструкции распределительных устройств высокого напряжения электрические воздушные выключатели заменяются на элегазовые (или вакуумные при напряжении до 35 кВ включительно), а системы сжатого воздуха ликвидируются.

8.2 Общие требования к системам пневматического хозяйства

8.2.1 Оперативными потребителями, не допускающими даже кратковременного перерыва в воздухоснабжении являются система торможения и электрические выключатели. Остальные потребители допускают кратковременный перерыв воздухоснабжения на период плановых и аварийных ремонтов отдельных элементов оборудования пневматического хозяйства.

8.2.2 Воздухоснабжение каждого из видов потребителей должно осуществляться от самостоятельных воздухосборников и магистралей. Исключением являются пневматические уплотнения, которые в зависимости от необходимого давления питаются от системы КИА, технических нужд или системы зарядки гидроаккумуляторов МНУ.

8.2.3 Целесообразно создание объединенной компрессорной станции с компрессорными установками для обслуживания нескольких потребителей сжатого воздуха, а также резервирование систем с применением автоматических редуцирующих устройств.

8.2.4 Управление компрессорными установками для поддержания заданного уровня давления в воздухосборниках принимается полностью автоматическим. При неисправностях срабатывает сигнализация и при необходимости происходит аварийная остановка.

8.2.5 Компрессорные установки располагаются в специально выделенных помещениях вблизи потребителей сжатого воздуха: на ГЭС и ГАЭС на массивном основании или в специальном здании, на ОРУ – в отдельно стоящем одноэтажном здании.

8.2.6 Компрессорные установки с установленной мощностью от 14 кВт и выше для ГЭС и ГАЭС должны соответствовать [3].

8.2.7 Стены и перекрытия компрессорных помещений должны обладать огнестойкостью 1,5 часа и обеспечивать невозможность их разрушения в случае аварии. Температура в помещении должна поддерживаться в пределах от 5° С до 35° С.

Вентиляция помещений должна поддерживать температуру воздуха в указанных пределах, с учетом тепловыделений всех одновременно работающих компрессоров и количества засасываемого ими из помещения воздуха. Тепловыделения компрессоров с воздушным охлаждением можно определять по формуле:

$$Q=\frac{N_{эд}(1-\eta_{эд})}{\eta_{эд}}860+N_{к}\cdot 0{,}35\cdot 860, \qquad (12)$$

где Q – тепловыделения компрессорной установки, ккал/час;

$N_{эд}$ – мощность приводного электродвигателя, кВт;

$\eta_{эд}$ – К.П.Д. электродвигателя, в долях единицы;

$N_{к}$ – мощность на валу компрессора, кВт.

Для компрессоров с водяным охлаждением второй член уравнения равен нулю.

8.2.8 Воздухосборники следует размещать на открытом воздухе, в непосредственной близости от компрессорных помещений. Их установка должна соответствовать [1].

Допускается установка воздухосборников в специально выделенных помещениях ГЭС, стены и перекрытия которых обладают достаточной расчетной прочностью, исключающей их разрушение при аварии воздухосборника, а также обладают пределом огнестойкости 1,5 часа. Окна и двери этих помещений должны открываться наружу. Температура в помещениях должна быть не выше температуры воздуха в компрессорном помещении.

8.2.9 В закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) с воздушными выключателями разрешается расположение компрессорных установок и воздухосборников в одном здании с ЗРУ – как неотъемлемых элементов технологической схемы выключателей.

При этом воздухосборники и компрессорные установки размещаются на первом этаже, в специально выделенных и изолированных друг от друга и от ЗРУ помещениях. Перекрытия помещений не должны разрушаться в случае аварии с компрессорами или воздухосборниками. Стены и перекрытия обладают пределом огнестойкости 1,5 часа.

В обоих помещениях предусматриваются открывающиеся оконные переплеты. Вентиляция помещений должна поддерживать там температуру не выше температуры ЗРУ. Кратность обмена определяется проектом вентиляции.

8.2.10 При выборе производительности и числа компрессоров принимается во внимание возможность выхода из строя или отключения для ремонта одного компрессора каждого типа, т.е. число однотипных компрессоров должно быть не менее двух. Рекомендуется предусматривать резервирование компрессоров разных систем со сходными параметрами по давлению. Рекомендуется также иметь по одному подменному агрегату каждого типа на складе.

8.2.11 Фундаменты под воздухосборники рассчитываются на полную их массу с учетом массы воды во время гидравлических испытаний.

8.2.12 Воздухопроводы всех назначений принимаются из стальных труб, за исключением участков между распределительными шкафами, шкафами управления и резервуарами выключателей тока, выполняемых из медных или латунных труб.

8.2.13 Воздухопроводы, за исключением обслуживающих выключатели тока, принимаются одинарными, без резервирования. Для обслуживания выключателей тока магистральные воздухопроводы принимаются двойными либо кольцевыми с секционными вентилями.

8.3 Система торможения гидроагрегатов

8.3.1 С целью сокращения продолжительности остановки агрегата и времени вращения агрегата с малой частотой, когда ухудшаются условия

самосмазки подпятника и подшипников применяются пневматические тормозные устройства.

8.3.2 Поршневые тормоза одновременно являются гидравлическими домкратами при периодическом подъеме ротора с помощью насоса высокого давления (около 10 МПа). Включение насоса производится вручную, а отключение автоматически от конечного выключателя ограничивающего высоту подъема ротора.

8.3.3 Для торможения применяется сжатый воздух при избыточном давлении от 0,8 до 0,5 МПа. Количество воздуха, расходуемого на одно торможение, равно вместимости тормозной системы плюс 10-20% от этой величины на случайные протечки.

8.3.4 Вместимость тормозной системы в зависимости от числа установленных тормозов равна от 35 до 70 л.

Ориентировочно количество воздуха (приведенного к атмосферному давлению) на одно торможение рекомендуется принимать:

- при числе тормозов до 24 - 500 л;
- при числе тормозов свыше 32 - 700 л.

Уточненное количество должно задаваться предприятием-поставщиком генератора.

8.3.5 Вместимость воздухосборника давлением 0,8 МПа, питающего систему торможения рассчитывается, не менее чем на два цикла торможения всех агрегатов, соединенных в один электрический блок. При этом избыточное давление в начале торможения принимается 0,7 МПа, в конце указанных циклов торможения – не ниже 0,6 МПа. Автоматическое включение компрессора на пополнение воздухосборника при снижении давления до 0,7 МПа при этом условно не учитывается.

8.3.6 Магистральный трубопровод от воздухосборника вдоль зданий ГЭС и ГАЭС независимо от числа обслуживаемых агрегатов рекомендуется принимать Ду 25, с отводами к шкафам аппаратуры торможения Ду 15.

8.3.7 Резервирование системы торможения рекомендуется предусматривать от системы воздухоснабжения пневматических инструментов или пневмогидравлической КИА. Для этой цели предусматривается возможность подключения соответствующего воздухосборника к магистрали торможения на период ревизии основного воздухосборника торможения.

8.4 Система технических нужд

8.4.1 Работа пневматических инструментов предусматривается в следующих местах:

- монтажная площадка;
- ремонтно-механические и трансформаторная мастерские;
- машинный зал;
- зал вспомогательного оборудования;

– шахта турбины;

– камера рабочего колеса турбины и спиральная камера (отводы вблизи лазов);

– гребень станционной части плотины или щитовое помещение, в т.ч. при водолазных работах;

– площадка обслуживания со стороны нижнего бьефа, в т.ч. при водолазных работах;

– помещения для очистки и окраски затворов;

– цементационные галереи и потерны (здесь целесообразно использовать передвижной компрессор);

– прочие помещения и площадки в зависимости от их назначения.

8.4.2 При ремонтных работах используются пневмоинструменты следующих видов: буровые станки, перфораторы, бетоноломы, пневмодрели, пневматические молотки, бурильные молотки, шлифовальные машины, гайковерты и т. п.

8.4.3 Сжатый воздух также применяется для пескоструйной очистки металлоконструкций и каменных облицовок зданий, очистки подводных сооружений, при цементации, окрасочных работах и т.п.

8.4.4 Рабочее избыточное давление компрессоров обычно принимается 0,7-0,8 МПа. Количество устанавливаемых компрессоров - не менее двух.

Допускается использование передвижных компрессорных станций для обслуживания отдельных удаленных потребителей в период ремонтных работ.

8.4.5 Подача компрессоров предварительно принимается для ГЭС и ГАЭС при числе агрегатов:

2-4 агрегата – 5 $м^3$/мин,

5-8 агрегата – 10 $м^3$/мин,

9-12 агрегата – 15 $м^3$/мин,

более 12 агрегата – 20 $м^3$/мин,

Уточненный расчетный расход воздуха определяется проектом организации эксплуатации и ремонтов.

8.4.6 Магистральные воздухопроводы выполняются диаметром: при расчетной подаче 20 $м^3$/мин – Ду80, при подаче 15 $м^3$/мин – Ду70, при меньшей подаче – Ду50. Отводы для присоединения пневматических инструментов выполняются Ду25.

8.4.7 Вместимость воздухосборника технических нужд, предназначенного для сглаживания пульсаций давления, принимается не менее $1,6\sqrt{Q_к}$, где $Q_к$ – минутная производительность компрессоров, работающих на этот воздухосборник.

8.4.8 Компрессоры низкого давления всех назначений принимаются однотипными, для возможности их взаимного резервирования. Всего на ГЭС устанавливается не менее двух компрессоров низкого давления.

8.5 Система создания полыньи

8.5.1 Создание полыньи перед затворами гидротехнических сооружений осуществляется с целью защиты их от давления льда.

8.5.2 Полынья поддерживается путем выпуска сжатого воздуха в воду на глубине от 3 до 10 м через отверстия, направленные вниз. Одно отверстие защищает площадь поверхности диаметром от 3 до 6 м. Расход через отверстие равняется от 0,05 до 0,06 $м^3$/мин.

8.5.3 Отверстия рекомендуется располагать по защищаемому фронту с шагом не более 3 м. Расход сжатого воздуха принимается 0,02-0,03 $м^3$/мин на 1 м длины незамерзающего фронта.

8.5.4 При выборе заглубления перфорированных трубопроводов следует учитывать колебание уровня воды в зимние месяцы. При незначительных колебаниях уровня их следует располагать на глубине 3-4 м по отношению к минимальному уровню, однако, чтобы при максимальном уровне глубина не превышала 10-12 м. Перфорированные трубопроводы целесообразно устанавливать на подъемных приспособлениях или закладывать *в бетон на разных уровнях.*

8.5.5 Магистральные воздухопроводы питания перфорированных трубопроводов рекомендуется располагать в потерне с положительной температурой, во избежание замерзания в них конденсата.

8.5.6 Компрессорная станция, как правило, предусматривается самостоятельная и располагается в одном из помещений на гребне плотины.

Для русловых ГЭС рекомендуется объединенная компрессорная станция для всех потребителей сжатого воздуха низкого давления.

8.5.7 В составе компрессорной для воздухоснабжения системы создания полыньи принимается не менее двух компрессорных установок (рабочая и резервная) на избыточное давление 0,8 МПа, один воздухосборник на такое же давление и один воздухосборник рабочего избыточного давления около 0,3 МПа.

8.5.8 Между воздухосборниками устанавливается перепускной или редукционный клапан. На трубопроводе, питающем магистраль, устанавливаются вентиль с электромагнитным приводом и дроссельная шайба.

8.5.9 Подача рабочих компрессоров определяется по формуле:

$$Q_К = qL \qquad (13)$$

где $Q_К$ – подача компрессоров, $м^3$/мин;

q – удельный расход воздуха $м^3$/мин на 1 м незамерзающего фронта, принимается равным: 0,02 – для заглубления сопел до 6 м и 0,03 – для заглубления сопел свыше 10 м;

L – длина незамерзающего фронта, м.

Независимо от числа рабочих, устанавливается один резервный компрессор.

8.5.10 Вместимость воздухосборников принимается равной не менее минутной производительности рабочих компрессоров.

8.5.11 Диаметр магистральных воздухопроводов рекомендуется принимать в зависимости от длины незамерзающего фронта:

при длине фронта: 50-100 м – Ду80;
100-200 м – Ду100;
200-400 м – Ду150

Диаметр отводов принимается Ду50.

8.6 Система воздухоснабжения пневмогидравлической аппаратуры

8.6.1 При пневмогидравлическом способе установки контрольно-измерительной аппаратуры для измерения уровней, перепада давлений, расходов жидкости используется барботажный принцип, при котором передача давлений от точки измерения до прибора осуществляется сжатым воздухом, непрерывно выходящим в измеряемую среду.

8.6.2 Сжатый воздух подается в измерительную трубку через дроссель с расходом 5-12 л/час при давлении, превышающем давление измеряемой среды. Перед дросселем устанавливается вентиль и воздушный фильтр, давление здесь должно превышать максимальное давление измеряемой среды не менее, чем на 0,1 МПа.

8.6.3 С учетом необходимого давления в измерительных трубках рабочее избыточное давление в системе воздухоснабжения КИА принимается, как правило, 0,8 МПа. Воздухосборник, питающий магистральные воздухопроводы пополняется автоматически компрессорами систем торможения и прочих технических нужд.

8.6.4 При необходимости применения для отдельных КИА более высокого давления, например питания расходомеров турбин высоконапорных ГЭС используется сжатый воздух из магистрали зарядки гидроаккумуляторов МНУ.

8.6.5 Вместимость воздухосборника для питания КИА можно определить по формуле:

$$V_в = \frac{q \cdot z \cdot t}{10 \cdot (P_1 - P_2)}, \qquad (14)$$

где V_B – вместимость воздухосборника, л;

q – расход воздуха на одну измерительную трубку, принимается 15 л/ч;

z – количество измерительных трубок;

t – интервал между отключением и включением компрессора, принимается 24 часа;

P_1 – номинальное давление в воздухосборнике, как правило, 0,9 МПа;

P_2 – давление включения компрессора, как правило, 0,6 МПа.

8.7 Система отжатия воды при работе агрегатов в режиме синхронного компенсатора и пуске агрегатов ГАЭС в насосном режиме

8.7.1 При переводе и работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора вода отжимается из камеры рабочего колеса турбины в нижний бьеф до уровня ниже лопастей. При этом расход электроэнергии из сети на вращение агрегата оказывается минимальным.

8.7.2 При пуске гидроагрегата ГАЭС в насосный режим требуется отжатие воды из камеры рабочего колеса ниже лопастей. При этом пусковой ток у двигателя-генератора требуется минимальным. Перед открытием направляющего аппарата сжатый воздух постепенно выпускается.

При переводе гидроагрегата ГАЭС из режима СК в насосный режим сжатый воздух перед открытием направляющего аппарата также должен быть выпущен.

Отжатие воды производится путем впуска в камеру рабочего колеса сжатого воздуха, давление которого поддерживается равным давлению столба воды, высотой равной разности уровней нижнего бьефа и отжатого уровня воды в камере рабочего колеса.

8.7.3 Сжатый воздух для отжатия воды аккумулируется в воздухосборниках при избыточном давлении 0,6-0,8, 2,5-3,5, 4-6,3 МПа. Рабочее давление выбирается генеральным проектировщиком объекта на основании технико-экономического сравнения и сообщается заводу-изготовителю гидромашины в технических требованиях.

8.7.4 Воздухосборники и компрессорное оборудование могут быть общестанционными для обслуживания всех агрегатов, групповыми для части агрегатов и индивидуальными для каждого агрегата. Допускается система с общестанционной компрессорной и групповыми или индивидуальными воздухосборниками.

8.7.5 Расход сжатого воздуха на первоначальное отжатие воды, а также на пополнение утечек в процессе работы агрегата в режиме СК, вместимость воздухосборников и диаметр воздухопроводов определяются заводом-изготовителем гидромашины.

8.7.6 На трубопроводе впуска воздуха устанавливается запорный орган с автоматическим управлением, поставляемый в комплекте рабочих механизмов гидротурбины. Диаметр трубопровода впуска воздуха определяется по формуле

$$d_{тр} = 2\sqrt{\frac{V_к + V_п}{\pi\, t\, U_{ср}}}\ , \qquad (15)$$

где $d_{тр}$ – диаметр трубопровода, м;

$V_к$ – объем сжатого воздуха в камере рабочего колеса, м^3;

$V_п$ – объем воздуха, унесенный в процессе сжатия, м^3;

t – продолжительность подачи сжатого воздуха, с;

$U_{ср}$ – средняя скорость воздуха в трубопроводе, м/с.

Впуск воздуха в проточную часть должен осуществляться не менее чем в двух точках.

8.7.7 Порядок перевода гидроагрегатов в режим СК (количество переводов, интервалы между ними и др. данные) задается для каждого конкретного объекта соответствующей энергосистемой.

8.7.8 Выбор рабочего давления и схемы пневматического хозяйства производится на основании технико-экономического сравнения возможных вариантов воздухоснабжения для обеспечения требований энергосистемы, с учетом реальной компоновки и стоимости строительной части, оборудования, расходуемой электроэнергии.

Рекомендуется применение давления, равного давлению в системе регулирования, с объединенным компрессорным оборудованием.

8.7.9 Для гидроагрегатов ГАЭС, требующих отжатия воды при пуске в насосном режиме рекомендуется установка блочных воздухосборников с давлением равным давлению в системе регулирования. Компрессорное оборудование в этой схеме рекомендуется общестанционное.

Вместимость воздухосборника, необходимая для одного цикла отжатия определяется по формуле

$$V_в = (V_к + V_п + V_{ср.в})1,4\sqrt{\frac{p_к}{0,1+\Delta p_р}}\ , \qquad (16)$$

где $V_к$ – объем сжатого воздуха в камере рабочего колеса, м³;

$V_п$ – объем воздуха, унесенный в процессе сжатия, м³;

$V_{ср.в}$ – объем воздуха, идущий на срыв вакуума, м³;

$p_к$ – давление в камере в конце отжатия, МПа;

$\Delta p_р$ – перепад давления, используемый в воздухосборниках в процессе отжатия, МПа.

8.7.10 Для пополнения утечек воздуха после отжатия при переводе гидроагрегатов в режим СК принимаются следующие способы:

– периодическое открытие клапана (крана) впуска воздуха из воздухосборников отжатия по уровню воды в камере рабочего колеса. Автоматическое включение одного из основных компрессоров по давлению в воздухосборниках;

– периодическое включение воздуходувки или компрессора низкого давления по уровню воды в камере р.к. Воздуходувка или компрессор устанавливается для каждого агрегата индивидуальные. Подача воздуха в камеру р.к. производится по отдельной трубе, независимой от подачи воздуха из воздухосборника;

– установка специальных общестанционных воздухосборников и компрессоров низкого давления с сетью воздухопроводов для периодического впуска воздуха в камеры р.к. по уровню воды в них.

Подача воздуходувки необходимая для восполнения утечек воздуха из камеры рабочего колеса, определяется по формуле:

$$Q_в = q_{ут} + \frac{V_{к1} p_к}{0{,}1 t_2}\ , \qquad (17)$$

где $Q_в$ – подача воздуходувки, м³/мин;

$q_{ут}$ – утечки воздуха при отжатом уровне воды в камере, м³/мин;

$V_{к1}$ – объем части камеры рабочего колеса, находящейся между уровнями подкачки, м³;

t_2 – продолжительность работы воздуходувки (принимается от 1 до 2 часов);

$$q_{ут} = 0{,}4 D_1 \sqrt{10(p_к - p_а)}\ , \qquad (18)$$

где $p_к$ – давление в камере в конце отжатия, МПа;

$p_а$ – атмосферное давление, равное 0,1 МПа.

8.7.11 Производительность компрессоров определяется по максимально допустимой продолжительности восстановления давления в воздухосборниках для последующего перевода агрегатов в режим синхронного компенсатора или пуска в насосный режим обратимых гидромашин.

Производительность компрессоров при схеме с использованием воздухосборников не только для первоначального отжатия, но и последующего восполнения утечек воздуха определяют по формуле:

$$Q_к = V_в \frac{0{,}1 + \Delta p_р}{p_а t_1} + q_{ут} z\ , \qquad (19)$$

где $Q_к$ – производительность компрессора, м³/мин;

t_1 – продолжительность зарядки воздухосборника до минимального давления, мин;

z – число агрегатов, работающих с отжатием воды одновременно.

8.7.12 Система отжатия воды при переводе в режим СК должна соответствовать требованиям Методических указаний по переводу гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора, приложение В к стандарту СТО-093 «Гидротурбинные установки. Организация процесса эксплуатации и обслуживания. Нормы и требования» [6].

8.8 Система зарядки гидроаккумуляторов МНУ

8.8.1 Маслонапорные установки систем управления и регулирования современных гидромашин и предтурбинных затворов изготавливаются на номинальные избыточные давления 4,0 или 6,3 МПа. Гидроаккумуляторы МНУ заполнены сжатым воздухом на 70-80% от их общего объема.

8.8.2 Заполнение гидроаккумуляторов сжатым воздухом осуществляется эпизодически, только после монтажа и при ремонтах, связанных со снятием давления. Операция эта не автоматизируется.

8.8.3 Пополнение гидроаккумуляторов сжатым воздухом производится периодически, по мере повышения уровня масла из-за убыли воздуха при растворении его в масле и от утечек. Операция эта автоматизируется с помощью аппаратуры, поставляемой комплектно с МНУ.

8.8.4 Для зарядки и подзарядки всех гидроаккумуляторов на ГЭС или ГАЭС устанавливаются не менее двух компрессорных установок (рабочая и резервная). Допускается использование компрессорных установок соответствующего давления от других потребителей, например воздушных выключателей.

8.8.5 Сжатый воздух к гидроаккумуляторам подается через отдельный воздухосборник, автоматически пополняемый компрессором. Рабочее давление в указанном воздухосборнике должно быть на 0,1-0,2 МПа выше, чем в гидроаккумуляторе. На период редкого осмотра и ремонта воздухосбрника предусматривается байпас, позволяющий подать сжатый воздух к МНУ напрямую от компрессора. Пользоваться этим байпасом в других случаях запрещается, во избежание подачи в гидроаккумулятор водяного конденсата вместе со сжатым воздухом.

8.8.6 Производительность рабочего компрессора рассчитывается по времени полного заполнения сжатым воздухом гидроаккумуляторов одного гидроагрегата в течение не более 4 часов.

8.8.7 Вместимость воздухосборника принимается равной расходу воздуха на утечки в системе за 8 ч, но не менее значения минутной производительности рабочего компрессора.

8.8.8 Магистральный воздухопровод, также как и отводы к гидроаккумуляторам, принимаются диаметром Ду25. Предусматривается периодическая продувка магистрали.

8.8.9 Выброс сжатого воздуха из гидроаккумулятора при снятии давления производится в атмосферу вне помещений ГЭС. Объединение выбросов разных гидроаккумуляторов или с выбросами от клапанов торможения запрещается.

8.9 Система воздухоснабжения пневматических ремонтных уплотнений подшипников турбин и предтурбинных затворов

8.9.1 Ремонтные пневматические уплотнения выполняются в виде упругого шланга, эпизодически заполняемого сжатым воздухом. Количество подаваемого воздуха определяется объемом заполненного шланга и давления в нем.

8.9.2 Давление сжатого воздуха, подаваемого в уплотнение должно несколько превышать давление воды: для ремонтных уплотнений подшипников турбин – со стороны нижнего бьефа, для ремонтных уплотнений

предтурбинных затворов – со стороны верхнего бьефа. Величина давления задается заводом изготовителем турбин.

8.9.3 Сжатый воздух рекомендуется подавать: к уплотнениям подшипников турбин – из станционной магистрали питания КИА или другой системы при избыточном давлении 0,8 МПа, к уплотнениям предтурбинных затворов – из станционной магистрали подзарядки МНУ при избыточном давлении 4,0 или 6,3 МПа.

8.9.4 В случаях, когда по конструктивным соображениям к уплотнениям необходимо подавать давление отличное от давлений в системе питания КИА и зарядки МНУ устанавливается специальный воздухосборник и отдельная магистраль для питания уплотнений.

Вместимость специального воздухосборника рекомендуется порядка 0,5м^3, диаметр магистрали Ду 25.

Пополнение указанного воздухосборника производится одним из имеющихся на объекте компрессоров низкого или среднего давления.

8.10 Система воздухоснабжения выключателей высокого напряжения

8.10.1 Воздушные выключатели используют сжатый воздух для гашения дуги, возникающей между контактными поверхностями в момент разрыва электрической цепи, для пневматического привода контактов отделителя при включении и отключении выключателя, а также, в некоторых конструкциях, для вентиляции внутренних полостей в целях предупреждения конденсации и замерзания в них влаги.

8.10.2 В масляных выключателях и разъединителях сжатый воздух используется только для приводов при включении и отключении аппарата.

8.10.3 Номинальные давления воздушных выключателей, выпускаемые ранее, равны 2,1; 2,7 и 4,1 МПа. Масляные выключатели и разъединители с пневматическим приводом работают при давлении не свыше 2,1 МПа.

8.10.4 Сжатый воздух, подаваемый к выключателям и разъединителям должен быть очищен от механических примесей и осушен. Расчетная влажность осушенного воздуха должна удовлетворять требованиям технических условий на поставку перечисленных аппаратов.

8.10.5 Компрессорная станция и воздухораспределительная сеть принимаются стационарными. Вся система выполняется таким образом, чтобы выход из строя или вывод в ремонт любого ее элемента не нарушил нормальную работу распределительного устройства. При отключении для ремонта любого участка воздухораспределительной сети и элемента трубопроводной арматуры от сети отключается не более, чем один потребитель.

8.10.6 Осушка воздуха, как правило, производится термодинамическим способом, для чего пневматическое хозяйство принимается на два давления:

– компрессорное (повышенное) – при котором работают компрессорные агрегаты и воздухосборники – аккумуляторы;

– рабочее (номинальное) – для воздухораспределительной сети от воздухосборников до аппаратов ОРУ или ЗРУ.

Системы компрессорного и рабочего давлений связываются перепускными клапанами с электромагнитными приводами.

8.10.7 В тех случаях, когда термодинамическая осушка сжатого воздуха недостаточна для обеспечения надежной работы воздушных выключателей (например, выключателей без вентиляции, с высоким рабочим давлением, работающих в суровых климатических условиях) допускается применение физико-химических влагопоглотителей с применением адсорбентов.

8.10.8 При любом количестве рабочих компрессоров предусматривается один резервный компрессор.

8.10.9 Воздухопроводная распределительная сеть выполняется кольцевой, разделенной на участки (секции) запорными вентилями. Питание сети осуществляется двумя магистралями от компрессорной установки.

8.10.10 У компрессорных установок с повышенным давлением 23,1 МПа после перепускных клапанов устанавливается дополнительный воздухосборник емк. 3,2 м3 рабочего давления на каждой нитке магистрали для сглаживания заброса давления при открытии клапана. Электроконтактные манометры управления клапанами присоединяются к магистралям на участке после указанных воздухосборников.

8.11 Оборудование пневматического хозяйства

8.11.1 Компрессорные установки.

В пневматическом хозяйстве ГЭС применяются компрессорные агрегаты общего назначения следующих типов: поршневые, винтовые и ротационные.При выборе компрессорных агрегатов предпочтение отдается машинам с воздушным охлаждением, с учетом возможности выполнения усиленной вентиляции помещения.

Продувка компрессоров производится через маслоуловители во избежание загрязнения помещений и территории, причем принимаются меры для предотвращения замерзания конденсата в трубах. Продувочные трубопроводы следует соединять в коллекторы при одинаковом давлении.

Каждая компрессорная установка оборудуется технологическими защитами и устройствами звуковой и световой сигнализации, действующими при прекращении подачи охлаждающей воды, повышении температуры сжатого воздуха выше допустимой, а также устройствами для автоматической остановки компрессора при понижении давления смазки для механизма движения ниже допустимой, недопустимом повышении давления или температуры воздуха на нагнетательной линии, при внезапном прекращении

подачи охлаждающей воды и в других случаях, предусмотренных заводской инструкцией по эксплуатации компрессора конкретного типа.

8.11.2 Воздухосборники.

В системах пневматического хозяйства используются воздухосборники общепромышленного изготовления на давление 0,8, 4,0 и 6,3 МПа и баллоны на давление 23 МПа. Как правило, применяются вертикальные воздухосборники и баллоны.

В качестве горизонтальных воздухосборников трубного типа можно использовать воздухопроводы-коллекторы из труб диаметром до 1,4 м и давлением до 6,4 МПа. Такой воздухосборник не допускается закладывать в бетон. У деформационных швов воздухосборник снабжается компенсатором.

Каждый воздухосборник должен иметь манометр и предохранительный клапан. Число предохранительных клапанов и их пропускная способность должны предотвращать возможность превышения давления в воздухосборнике над рабочим.

В днище воздухосборника устанавливается патрубок для продувки конденсата и масла. Масло и вода, удаляемые при продувке воздухосборников отводятся в специальные сборники, исключающие загрязнение помещений, стен и окружающей территории маслом.

8.11.3 Воздухопроводы.

Воздухопроводы изготавливаются из стальных бесшовных труб, свариваемых на прямых участках. Минимальное расстояние сварного шва от начала закругления трубы принимается равным наружному диаметру трубы, но не менее 100 мм.

Диаметр воздухопроводов рассчитывается таким образом, чтобы падение давления у наиболее удаленного потребителя при максимальном расходе не превышало 5-8% номинального значения. Обычно скорость сжатого воздуха в трубах принимается порядка 10-12 м/с.

Разборные фланцевые соединения труб применяются у арматуры, а также для участков, подвергающихся периодической разборке для очистки от отложений – между компрессорами и воздухосборниками.

Воздухопроводы прокладываются с учетом возможности их свободного температурного расширения, предотвращая расстройства соединений и недопустимости передачи дополнительных усилий на соединенные с ними компрессоры и другое оборудование. Учитывается также возможность самокомпенсации отдельных участков. Типы применяемых компенсаторов – гнутые и волнистые.

8.11.4 Трубопроводная арматура.

Трубопроводная арматура принимается в зависимости от рабочего давления и температуры в воздухопроводах. Применяется арматура общепромышленного изготовления: задвижки, вентили, шаровые краны.

8.11.5 Контрольно-измерительная аппаратура.

Каждая компрессорная установка и воздухосборник оснащаются контрольно-измерительной аппаратурой, которая поставляется комплектно с соответствующим оборудованием.

Компрессорные станции по мере необходимости оснащаются дополнительной КИА, необходимой для автоматизации их работы:

– электроконтактными манометрами или датчиками давления для включения и отключения рабочих и резервных компрессоров по давлению в воздухосборниках;

– электроконтактными термометрами или другими датчиками температуры для аварийной остановки компрессорного агрегата при перегреве сжатого воздуха в нагнетательном трубопроводе, если эта температура близка к температуре вспышке паров компрессорного масла;

– температурными датчиками для включения и отключения электрических печей отопления компрессорного помещения и другими КИА.

Манометры устанавливаются диаметром не менее 150 мм, класса точности не ниже 2,5. Шкала выбирается таким образом, чтобы при рабочем давлении стрелки находились в средней ее трети. Каждый манометр снабжается запорным устройством или трехходовым краном.

8.12 Компоновка пневматического хозяйства

8.12.1 Пневматическое хозяйство включает компрессорные установки и воздухосборники.

8.12.2 Компрессорные установки электростанции, являющиеся стационарными, автоматизированными, работающими в прерывистом режиме, можно устанавливать в специально выделенных помещениях электростанции. Стены и перекрытия этих помещений выполняют капитальными с пределом огнестойкости не менее REI 150. Двери открываются наружу. Вентиляция и отопление помещений поддерживают в них температуру в пределах, обеспечивающих нормальную работу оборудования, от +10 до +30 °С.

Производительность и количество устанавливаемых в одном помещении компрессоров не ограничивается.

8.12.3 Проходы в компрессорном помещении принимаются не менее 1,5 м, а расстояние между оборудованием и стенами – не менее 1 м. Двери и окна в этом помещении открываются наружу.

8.12.4 Помещение компрессорной оборудуют соответствующими грузоподъемными устройствами и средствами механизации, в помещении предусматривают монтажную площадку для проведения ремонта компрессоров.

8.12.5 В помещениях компрессорных установок не размещается оборудование и аппаратура, технологически не связанные с пневматическим хозяйством.

8.12.6 Воздухосборники, как правило, размещаются на открытом воздухе, в непосредственной близости от компрессорной установки. Расстояние между воздухосборниками и потребителями принимается не более 600 м. В случае большего расстояния в конце магистрали устанавливается дополнительный

8.12.7 Воздухосборники можно устанавливать в специально выделенных неотапливаемых помещениях электростанции, стены и перекрытия которых должны быть капитальными с пределом огнестойкости не менее REI 150. Помещения оборудуются легкосбрасываемыми панелями или принимаются другие конструктивные решения, рассчитанные на то, чтобы при аварии одного воздухосборника повышение давления не привело к разрушению строительной части здания. Открытие дверей предусматривается наружу.

На случай аварии с одним наибольшим воздухосборником предусматриваются легкосбрасываемые панели, рассчитанные на избыточное давление более 5 кПа.

8.12.8 Фундамент под каждый воздухосборник рассчитывается на полную массу с учетом воды, заливаемой на время гидравлических испытаний.

8.12.9 Воздухосборники оснащаются площадками обслуживания.

8.12.10 Расстояние между воздухосборниками принимается не менее 1,5 м, а между воздухосборником и стеной - не менее 1 м.

9 Объем поставки

В объем поставки технических систем входит оборудование, арматура, трубопроводы, различные материалы. Ниже приводится максимально возможный объем поставки для каждой системы.

9.1 Техническое водоснабжение

9.1.1 Насосное оборудование (горизонтальные центробежные насосы, эжекторы)

9.1.2 Шкафы управления системой и насосами

9.1.3 Фильтры водяные (грубой и тонкой очистки)

9.1.4 Гидроциклоны

9.1.5 Водозаборы

9.1.6 Теплообменники

9.1.7 Грузоподъемное оборудование для обслуживания оборудования системы (краны подвесные, электрические и ручные тали)

9.1.8 Контрольно-измерительная аппаратура (расходомеры, манометры, датчики давления, уровня и температуры, указатели течения)

9.1.9 Трубопроводная арматура

9.1.10 Трубопроводы

9.1.11 Фасонные части трубопроводов

9.1.12 Фитинги

9.1.13 Фланцы

9.1.14 Детали крепления трубопроводов

9.1.15 Крепежные изделия

9.1.16 Анкерные болты для крепления оборудования

9.1.17 Прокладки

9.1.18 Металлоконструкции для обслуживания системы: площадки, лестницы

9.1.19 Металлопрокат

9.1.20 Электроды

9.2 Откачка воды из проточной части гидромашины и дренажных колодцев

9.2.1 Насосное оборудование (горизонтальные насосы, вертикальные насосы, погружные насосы, эжекторы)

9.2.2 Шкафы управления системой и насосами

9.2.3 Водозаборы

9.2.4 Грузоподъемное оборудование для обслуживания оборудования системы (краны подвесные, электрические и ручные тали)

9.2.5 Контрольно-измерительная аппаратура (манометры, уровнемеры, датчики давления и уровня)

9.2.6 Трубопроводная арматура

9.2.7 Трубопроводы

9.2.8 Фасонные части трубопроводов

9.2.9 Фитинги

9.2.10 Фланцы

9.2.11 Детали крепления трубопроводов

9.2.12 Крепежные изделия

9.2.13 Анкерные болты для крепления оборудования

9.2.14 Прокладки

9.2.15 Металлоконструкции для обслуживания системы: площадки, лестницы

9.2.16 Металлопрокат

9.2.17 Электроды

9.3 Масляное хозяйство

9.3.1 Маслоочистительное оборудование (маслоочистительные машины, устройства для регенерации и дегазации масла и т.п.)

9.3.2 Насосное оборудование (насосы шестеренные и центробежные)

9.3.3 Фильтры масляные

9.3.4 Баки для хранения масла (вертикальные, горизонтальные)

9.3.5 Шкафы управления системой и маслоочистительным оборудованием

9.3.6 Грузоподъемное и транспортное оборудование для обслуживания оборудования системы (краны подвесные, электрические и ручные тали, ручные тележки, электрокары)

9.3.7 Контрольно-измерительная аппаратура (манометры, датчики давления и уровня)

9.3.8 Трубопроводная арматура

9.3.9 Трубопроводы

9.3.10 Фасонные части трубопроводов

9.3.11 Фитинги

9.3.12 Фланцы

9.3.13 Детали крепления трубопроводов

9.3.14 Крепежные изделия

9.3.15 Анкерные болты для крепления оборудования

9.3.16 Прокладки

9.3.17 Металлоконструкции для обслуживания системы: площадки, лестницы

9.3.18 Металлопрокат

9.3.19 Электроды

9.3.20 Масла (турбинное, трансформаторное, компрессорное, веретенное)

9.3.21 Оборудование маслохимической лаборатории

9.4 Пневматическое хозяйство

9.4.1 Компрессорное оборудование (поршневые, винтовые, водокольцевые, передвижные компрессорные станции)

9.4.2 Воздухосборники

9.4.3 Шкафы управления системой и компрессорами

9.4.4 Грузоподъемное оборудование для обслуживания оборудования системы (краны подвесные, электрические и ручные тали)

9.4.5 Контрольно-измерительная аппаратура (манометры, датчики давления и температуры)

9.4.6 Трубопроводная арматура

9.4.7 Трубопроводы

9.4.8 Фасонные части трубопроводов

9.4.9 Фитинги

9.4.10 Фланцы

9.4.11 Детали крепления трубопроводов

9.4.12 Крепежные изделия

9.4.13 Анкерные болты для крепления оборудования

9.4.14 Прокладки

9.4.15 Металлоконструкции для обслуживания системы: площадки, лестницы

9.4.16 Металлопрокат

9.4.17 Электроды

В состав насосного, компрессорного и маслоочистительного оборудования включается комплект ЗИП – запасные части, монтажные приспособления и специальный инструмент для выполнения операций по сборке, демонтажу и ремонту оборудования, которые не могут быть выполнены стандартным инструментом и приспособлениями.

Комплект ЗИП применяется обслуживающим персоналом при техническом обслуживании оборудования и при устранении неисправностей.

10 Общие требования к техническим системам

10.1 Общие положения

10.1.1 Технические системы предназначаются для обеспечения нормальной работы основного энергетического оборудования: гидромашин, генераторов и трансформаторов.

10.1.2 Технические системы состоят из различного оборудования, связанного между собой и с основным энергетическим оборудованием трубопроводами с арматурой, а также включают кабельные связи с системами собственных нужд и управления станции для электроснабжения и контроля.

10.1.3 В технических системах применяется оборудование, контрольно-измерительная аппаратура, трубопроводная арматура, материалы общепромышленного серийного изготовления. Допускается при отсутствии серийного оборудования использовать нестандартизированное оборудование – единичного изготовления.

10.1.4 Параметры оборудования технических систем и их компоновка должны приниматься с учетом:

- современного технического уровня оборудования;
- надежности работы оборудования;
- возможной унификации оборудования;
- удобства обслуживания и ремонтопригодности;
- минимальной степени воздействия на окружающую среду;
- сейсмичности площадки строительства;
- выполнения санитарно-технических требований;

– механизации ремонтных работ, удобного доступа к оборудованию для обеспечения его монтажа, демонтажа и транспортировки;

– транспортных и технологических коммуникаций;

– пожарной безопасности.

10.1.5 При компоновке систем и элементов вспомогательного оборудования должна обеспечиваться возможность замены и ремонта отдельных узлов без нарушения работы системы в целом.

10.1.6 Оборудование какой-либо одной системы или хозяйства, как правило, должно располагаться на одной отметке здания электростанции или монтажной площадки.

10.2 Показатели надежности

10.2.1 Технические системы в целом должны иметь показатели надежности не менее показателей агрегатного оборудования (гидротурбинных установок и генераторов) и должны составлять:

– полный срок службы систем – не менее 40 лет;

– срок эксплуатации между капитальными ремонтами – не менее 6 лет, при наработке не менее 30000 ч;

– средняя наработка на отказ системы не менее:

для пикового режима работы станции – 2500 ч,

для полупикового – 3700 ч,

для базового – 8000 ч.

10.2.2 Отдельные виды оборудования могут иметь меньшие показатели надежности по сравнению с системой в целом и должны соответствовать своими нормативными документами и техническими условиями на изготовление и поставку.

Такое оборудование при выработке своего ресурса должно заменяться при плановых капитальных ремонтах агрегатного оборудования.

10.3 Безопасность

10.3.1 Безопасность технических систем должна соответствовать требованиям промышленной безопасности в соответствии с Федеральным законом от 21.07.97 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

10.3.2 Оборудование технических систем, имеющее электроприводы, электропитание, электроуправление должно быть заземлено в соответствии с требованиями к защитному заземлению по ГОСТ 12.2.007.0-75.

10.3.3 Компрессора устанавливаются в соответствии с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации изготовителя и правилами [2].

10.3.4 Воздухосборники, баллоны со сжатым воздухом устанавливаются в соответствии с [1].

Сосуды должны устанавливаться на открытых площадках в местах, исключающих скопление людей, или в отдельно стоящих зданиях, или в производственных помещениях в случаях, предусмотренных отраслевыми правилами безопасности.

10.3.5 Сосуды, на которые распространяются правила, должны подвергаться техническому освидетельствованию после монтажа, до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации и в необходимых случаях - внеочередному освидетельствованию и должны быть зарегистрированы в органах Ростехнадзора России или у владельца сосуда, если сосуды не подлежат регистрации в органах Ростехнадзора.

10.3.6 Краны подвесные, тали и прочие грузоподъемные устройства, обслуживающие оборудования технических систем, устанавливаются и эксплуатируются в соответствии с [3].

10.3.7 Краны должны быть установлены таким образом, чтобы при подъеме груза исключалась необходимость предварительного его подтаскивания при наклонном положении грузовых канатов и имелась бы возможность перемещения груза, поднятого не менее чем на 500 мм выше встречающегося на пути оборудования. Расстояние от выступающих частей торцов крана до колонн, стен здания и перил проходных галерей должно быть не менее 60 мм.

Расстояние от нижней точки крана (не считая грузозахватного органа) до пола цеха или площадок, на которых во время работы крана могут находиться люди (за исключением площадок, предназначенных для ремонта крана), должно быть не менее 2000 мм. Расстояние от нижних выступающих частей крана (не считая грузозахватного органа) до расположенного в зоне действия оборудования должно быть не менее 400 мм

При установке кранов, управляемых с пола или по радио, должен быть предусмотрен свободный проход для рабочего, управляющего краном.

10.3.8 На работающем оборудовании запрещается проводить какие-либо ремонтные работы, снимать защитные кожухи, ограждения.

При проведении ремонтных работ оборудование должно быть отключено от источников электрического тока.

Эксплуатация технических систем должна проводиться квалифицированным персоналом, знающим системы и входящее в них оборудование.

10.3.9 Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения в помещениях технических систем должны предусматриваться в соответствии с [9].

10.3.10 Помещения в зависимости от размещенного в них оборудования характеризуются категориями по взрывопожарной и пожарной опасности, определяемыми в соответствии с [10] по пожарной нагрузке. Эти категории учитываются при проектировании технологической, архитектурно-строительной и санитарно-технической частей проекта.

10.4 Эстетические и эргономические требования

10.4.1 Компоновка оборудования технических систем должна выполняться с учётом требований эргономики по ГОСТ 12.2.049-80*.

10.4.2 Внешний вид оборудования технических систем должен соответствовать требованиям промышленной эстетики и соответствовать требованиям внешнего вида и интерьера помещений станции.

10.4.3 Защитные покрытия оборудования и трубопроводов технических систем окончательно производятся после монтажа и испытаний в соответствии с технологической опознавательной окраской, в зависимости от используемых в системах сред. Оборудование серийного изготовления, не требующее сборки на монтаже, трубопроводная арматура поставляются окрашенными, и могут перекрашиваться в соответствии с опознавательной окраской и интерьером помещений.

10.4.4 Контрольно-измерительные и сигнальные приборы, должны быть расположены на видных местах и легко доступны.

10.5 Экологические требования

10.5.1 При проектировании и монтаже технических систем должны быть применены технические решения и конструктивные элементы оборудования, исключающие отрицательное воздействие на окружающую среду.

10.5.2 При разработке мероприятий по охране окружающей среды руководствуются следующими документами:

– закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ;

– «Водный кодекс Российской Федерации»;

– другие законодательными и нормативными актами по вопросам охраны природных ресурсов.

10.5.3 Возможные источники воздействия технологического оборудования технических систем ГЭС на окружающую среду и меры по их устранению приводятся в таблице 10.1.

Таблица 10.1

Источники и продукты загрязнений, объект загрязнения	Требования к технологическим системам по защите и ограничению уровня влияния на окружающую среду
Системы и оборудование, оказывающие прямое воздействие на водный бассейн – непосредственные утечки и выбросы в нижний бьеф	
Система масловодяного охлаждения силовых трансформаторов с применением прямоточного	Давление в водяном контуре системы охлаждения должно быть меньше давления в масляном

Таблица 10.1

Источники и продукты загрязнений, объект загрязнения	Требования к технологическим системам по защите и ограничению уровня влияния на окружающую среду
технического водоснабжения из водного бассейна. Трансформаторное масло. Река. Аварийные утечки масла.	контуре. Разработка в проектах системы эффективного контроля за утечкой масла в систему техводоснабжения.
Системы и оборудование с устройствами приема, очистки и утилизации загрязнений	
Система смазки узлов турбины и генератора (подпятник, подшипники). Фланцевые соединения, сальн□ки запорной арматуры, уплотнения ванн подпятника и подшипников. Турбинное масло с водой. Шахты генератора, турбины, крышка турбины. Возможно река (через уплотнение вала турбины и клапан срыва вакуума).	Организованный сбор смеси масла с водой с крышки турбины в отстойник. Масло отводится в сливной бак грязного масла и утилизируется, загрязненная маслом вода очищается до уровня допустимых концентраций
Система охлаждения агрегата. Теплообменники в ваннах подпятника, подшипника	
Система масловодяного охлаждения силовых трансформаторов. Трансформаторное масло. Помещение (место) установки теплообменников, насосов, трубопроводов и арматуры.	Сбор протечек масла (поддоны, бортовые ограждения, сливной бак)
Компрессоры, воздухосборники, теплообменные аппараты и др. Компрессорное масло. Загрязнение места установки компрессорного оборудования.	Сбор протечек масла и конденсата (поддоны, бортовые ограждения);
Масляное хозяйство: баки, насосы, фланцевые соединения, запорная арматура, колонка приема-выдачи масла и т.п. Турбинное, трансформаторное, веретенное компрессорное масло.	Организованный сбор масла в дренажную систему масла и в бак грязного масла

Таблица 10.1

Источники и продукты загрязнений, объект загрязнения	Требования к технологическим системам по защите и ограничению уровня влияния на окружающую среду
Места установки оборудования масляного хозяйства.	
Трансформаторы, масляные выключатели, фланцевые соединения, запорная арматура, маслоочистительная аппаратура, колонка приема-выдачи масла. Трансформаторное масло. Места установки маслонаполненного оборудования.	Организованный сбор масла в дренажную систему масла и в бак грязного масла

10.5.4 При разработке систем организованного приема стока и очистных сооружений рассматриваются:

– возможность уменьшения количества загрязненных производственных сточных вод за счет применения в технологическом процессе (ТП) электростанции совершенного оборудования и рациональных схемных решений;

– применение оборотных систем водоснабжения, повторного использования отработанных в одном ТП вод;

– возможность использования существующих или проектируемых очистных сооружений промышленных предприятий и населенных пунктов или строительства общих сооружений с пропорциональным долевым участием;

– использование отходов очистных сооружений внутристанционных и технологических циклов с утилизацией масла, химреагентов и других загрязняющих веществ.

10.5.5 В составе очистных сооружений замасленных стоков предусматриваются отстойники, фильтры, насосное оборудование для промывки фильтров, откачки загрязненного масла с последующим его использованием или утилизацией и перекачкой (выпуском) очищенного стока в нижний бьеф.

10.5.6 Локальная организация мероприятий по сбору и удалению масла предусматривается в местах установки маслонаполненного оборудования и на площадках его ремонта путем устройства бортов, поддонов и сливных баков.

10.5.7 Производственные сточные воды, образующиеся на территории открытого маслосклада от мойки полов, которые могут быть загрязнены маслопродуктами, а также от вспомогательных производств, обеспечивающих эксплуатацию и ремонт основного оборудования, могут приниматься в систему канализации с сооружениями для биологической очистки с выполнением требований допустимых концентраций по нефтепродуктам.

10.6 Сейсмостойкость оборудования

10.6.1 Сейсмостойкость технических систем обеспечивается соответствующей сейсмостойкостью изделий. Приняты две группы сейсмостойкости изделий:

1-я – сейсмостойкое изделие, которое сохраняет работоспособное состояние во время и после расчетного землетрясения;

2-я – сейсмопрочное изделие, которое во время расчетного землетрясения может иметь сбой в работе; после землетрясения работоспособность изделия восстанавливается самостоятельно или незначительным вмешательством персонала.

Несейсмостойкие изделия – изделия, которые при землетрясении с расчетной интенсивностью или теряют работоспособность, которая может быть восстановлена после землетрясения путем ремонта, или разрушаются и подлежат замене.

10.6.2 Сейсмостойкость технологического оборудования и систем рассматривается при условии, что строительная часть сооружений гидроэлектростанции сохраняет прочность и устойчивость при расчетном сейсмическом воздействии.

10.6.3 Оборудование технических систем относится к 1 и 2-ой группам сейсмостойкости.

10.6.4 Требования по обеспечению сейсмостойкости оборудования:

– оборудование должно быть в сейсмостойком исполнении; в заказах необходимо указывать данные по расчетному землетрясению;

– запорная и регулирующая арматура, установленная на технологических трубопроводах, должна быть стальной;

– трубопроводы, проходящие через стены и перекрытия в местах их проходки, покрыть битумом, что обеспечит скольжение трубопровода при перемещениях;

– крепление трубопроводов на опорах должно обеспечивать возможность их перемещения; приварка трубопровода к опоре должна быть исключена;

– присоединительные патрубки к оборудованию (насосы, компрессоры и т.д.) должны иметь конструктивный элемент компенсации (возможность сдвижки): тарельчатый или скользящий сальниковый компенсаторы, сильфон, возможно в качестве компенсатора использовать изгиб трубы (колено);

– передвижное оборудование (передвижное маслоочистительное оборудование, передвижные насосные установки и т.д.), находящиеся в нерабочем состоянии, в месте их обычного расположения, следуют закрепить, чтобы исключить в момент землетрясения возможность перемещения.

11 Создание технических систем

11.1 Этапы создания

11.1.1 Особенностью технических систем вспомогательного оборудования является то, что они состоят из разных покупных элементов – оборудования, арматуры, трубопроводов и различных материалов, и собираются вместе только на месте установки на электростанции.

11.1.2 Для технических систем выделяются три основных этапа их создания: проектирование, закупка оборудования и комплектация, монтаж и ввод в эксплуатацию.

11.1.3 Первый этап – проектирование систем проводится одновременно с проектированием электростанции и проходит несколько стадий для новых объектов: обоснование инвестиций, проект или рабочий проект, рабочая документация.

Для реконструируемых объектов проектирование, как правило, выполняется в две стадии: рабочий проект и рабочая документация.

Проектирование систем выполняет Генпроектировщик электростанции для новых или специализированная организация для реконструируемых объектов.

11.1.4 Второй этап – закупка оборудования и комплектация производится на основе разработанной документации, заказных спецификаций Заказчиком или специальной комплектующей организацией – Поставщиком.

Проводятся конкурсы на поставку оборудования, определяется Поставщик. Поставщик закупает оборудование у заводов-изготовителей, комплектует его на своем складе и затем транспортирует его на строительство Заказчику.

11.1.5 Третий этап – монтаж систем и ввод их в эксплуатацию производится монтажной организацией, которую нанимает Генподрядчик строительства ГЭС.

Для наладки оборудования и ввода систем в эксплуатацию может использоваться специализированная наладочная организация.

Поставка оборудования и его монтаж может проводиться одной организацией для выполнения работ «под ключ».

11.2 Проектная документация

11.2.1 Проектная документация по техническим системам выполняется на всех стадиях проектирования ГЭС в соответствии со СНиП 11-01-95 [4].

11.2.2 На стадии «Обоснование инвестиций» в соответствии с нормативными документами и рекомендациями принимаются принципиальные решения по системам, определяются необходимые площади помещений для размещения оборудования, составляются объемы работ для сметного финансового расчета.

11.2.3 На стадии «Проект» выполняются следующие проектные работы:

– принципиальные технологические схемы систем;
– выбор оборудования систем;
– гидравлические расчеты;
– принципиальные схемы электроснабжения и управления системами;
– компоновка оборудования;
– варианты технологических схем и компоновок;
– определение площадей помещений систем;
– перечень оборудования и материалов;
– определение электронагрузок оборудования;
– локальные сметы на системы;
– пояснительная записка.

11.2.4 На стадии «Рабочая документация» уточняются все положения, принятые на стадии «Проект» по данным заводов-изготовителей основного энергетического оборудования и выполняется следующая проектная документация:

– строительные задания на закладные трубопроводы и детали, фундаменты, проемы;
– монтажные чертежи технологической и электротехнической частей систем;
– расчеты систем и выбор оборудования;
– чертежи нестандартизированного оборудования и металлоконструкций;
– сметы на системы;
– заказные спецификации на оборудование и материалы;
– пояснительная записка по системам.

11.2.5 Проектная документация выполняется в соответствии со стандартами системы проектной документации для строительства (СПДС).

11.2.6 В состав основного комплекта рабочих чертежей технологии (марка ТХ) включаются:

– общие данные по рабочим чертежам;
– принципиальная (монтажная) схема соединений;
– чертежи расположения оборудования и трубопроводов;
– спецификация оборудования.

11.2.7 На стадиях «Обоснование инвестиций» и «Проект» проектная документация на строительство электростанции, в том числе и по техническим системам, проходит экспертизу и утверждается Заказчиком.

11.3 Требования к изготовлению оборудования

11.3.1 В технических системах применяется в основном оборудование и материалы серийного изготовления различных заводов-изготовителей. Некоторые виды оборудования изготавливаются несколькими заводами.

Поэтому для обеспечения качества всей системы необходимо правильно выбрать изготовителей оборудования, выпускающих качественную продукцию. Эта задача должна решаться совместно всеми сторонами: проектировщиком, а на этапе комплектации оборудования Заказчиком и Поставщиком.

11.3.2 У Изготовителя должна действовать система обеспечения качества продукции, которая разрабатывается в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9001-2001. Система обеспечения качества должна быть сертифицирована.

Изготовитель должен иметь программу контроля качества оборудования, в которой определяются виды контроля и испытаний, контрольная сборка различных узлов, протоколы испытаний, карты замеров.

11.3.3 Объем инспекции и испытаний должен охватывать все операции технологических процессов. Испытания должны включать все виды проверок для подтверждения соответствия материалов и оборудования, а также для выявления дефектов в материалах и конструкциях.

11.3.4 Все материалы и заготовки, поступающие Изготовителю со стороны, должны подвергаться входному контролю и иметь сертификаты испытаний заводов-субпоставщиков. Отдельные особо ответственные заготовки (отливки, поковки, сортовой прокат) должны проходить контрольные испытания механических свойств и неразрушающего контроля у Изготовителя.

Входной контроль осуществляется отделом технического контроля на основании государственных, отраслевых стандартов, технических условий и других документов, определяющих требования, предъявляемые к материалам, заготовкам и комплектующим изделиям.

11.3.5 Электрические двигатели, применяемые в оборудовании, должны иметь сертификат соответствия.

11.3.6 Контрольно-измерительные приборы, входящие в состав оборудования до проведения испытаний должны иметь государственную поверку о соответствии.

11.3.7 Изготовитель должен проводить следующие виды испытаний оборудования: приемо-сдаточные, периодические, типовые, сертификационные.

Объем и вид испытаний определяется в технических условиях на изготовление и поставку изделия.

11.3.8 Основные характеристики изделий, шумовые, вибрационные данные, габаритные размеры вносятся в документацию по результатам приемочных испытаний опытных образцов и при серийном выпуске контролю не подвергаются.

11.3.9 Оборудование должно быть снабжено фирменной табличкой и табличкой с изображением знака соответствия по ГОСТ Р 50460-92*.

Фирменная табличка должна содержать следующие данные:

- товарный знак предприятия-изготовителя;
- заводской номер;
- год выпуска;
- модель;

– технические характеристики оборудования;
– номер технических условий;
– знак соответствия.

11.3.10 При поставке оборудования на экспорт правила приемки и методы испытаний должны соответствовать дополнительным требованиям.

11.3.11 С оборудованием должна быть приложена эксплуатационная документация – паспорт, техническое описание, инструкции по эксплуатации и монтажу.

11.3.12 Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие оборудования требованиям технических условий на оборудование при соблюдении потребителем правил транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

11.4 Комплектация оборудования

11.4.1 Поставщик технических систем закупает и комплектует оборудование и материалы на своем складе для комплектной поставки их Заказчику. Для гарантии качества оборудования закупку следует производить непосредственно у заводов-изготовителей, а не у посредников.

11.4.2 Крупногабаритное оборудование приходит с завода-изготовителя в упакованном виде. Мелкое оборудование, трубопроводную арматуру и прочие изделия укладываются в более крупную упаковку.

11.4.3 При получении оборудования от завода-изготовителя должно быть проверено:
– качество покрытия;
– качество консервации;
– наличие и качество пломбирования;
– надежность крепления и качество упаковки;
– комплектность;
– наличие и правильность оформления сопроводительной документации;
– правильность нанесения маркировки на табличке.

В случае обнаружения дефектов на изделии предъявляется рекламация заводу-изготовителю.

11.4.4 Перед упаковкой и отправкой Заказчику оборудование должно быть законсервировано в соответствии с ГОСТ 9.014-78*. Покупные изделия, поставляемые с изделием, должны быть законсервированы и упакованы согласно технической документации поставщиков или транспортироваться и храниться в упаковке поставщиков.

11.4.5 Оборудование, подлежащее окраске после монтажа должно поставляться в загрунтованном виде. Поверхности, не подлежащие окраске, должны быть законсервированы.

11.4.6 Консервация оборудования должна обеспечивать возможность удаления при монтаже защитных покрытий механическим или химическим путем (с применением неядовитых растворителей). Части, закладываемые в

бетон, должны покрываться со сторон, прилегающих к бетону, покрытиями, исключающими необходимость их удаления при монтаже, и обеспечивать надёжное сцепление с бетоном.

11.4.7 Консервация и упаковка должны обеспечивать сохранность от коррозии оборудования, комплекта ЗИП, монтажных частей.

11.4.8 Для транспортирования и хранения оборудование должно быть упаковано в транспортировочный ящик.

11.4.9 Упаковка оборудования должна соответствовать категории упаковки КУ-0, КУ-1 и КУ-2 по ГОСТ 23170-78*Е, и производиться в соответствии с чертежами, разработанными Поставщиком. Перемещение оборудования внутри тары должно быть исключено.

11.4.10 Ящики, применяемые для упаковки, должны разрабатываться и изготовляться в соответствии с требованиями ГОСТ 10198-91.

11.4.11 Каждое грузовое место с упакованным оборудованием должно сопровождаться упаковочным листом, содержащим все данные, приведённые в отправочной ведомости, согласно которой комплектуются и отгружаются грузовые места.

11.4.12 Транспортная маркировка каждого грузового места должна выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 14192-96*, с указанием содержания, места нанесения и способа её выполнения.

11.4.13 Маркировка наносится по трафарету яркой несмываемой краской на одной из боковых сторон ящика, крупной неупакованной детали или узла. При невозможности нанесения маркировки на изделие, она наносится на ярлык, надёжно прикрепляемый к изделию на видном месте.

11.5 Транспортирование и хранение

11.5.1 Способ и условия транспортировки и хранения оборудования, а также условия и срок хранения в упаковке и консервации, должны быть указаны в документации Изготовителя.

11.5.2 Оборудование технических систем может транспортироваться всеми видами транспорта, в соответствии с действующими на каждом виде транспорта правилами перевозки грузов. Крупногабаритные детали и узлы могут транспортироваться на открытых платформах, как без упаковки, так и в частично упакованном виде.

11.5.3 Детали и узлы размещаются в пределах установленного габарита погрузки. Погрузка, транспортирование и крепление должны производиться в соответствии нормативными документами, действующими при перевозке грузов на железной дороге.

11.5.4 Транспортная масса и габаритные размеры деталей и узлов гидротурбины с учётом их упаковки не должны превышать возможности их перевозки железнодорожным транспортом.

11.5.5 Условия хранения оборудования у Заказчика должны соответствовать ГОСТ 15150-69*. Срок действия консервации, способы хранения и переконсервации оборудования у Заказчика должны быть изложены в требованиях инструкции Изготовителя.

11.5.6 Через каждые 12 месяцев, включая и время нахождения оборудования в пути, Заказчик должен производить технический осмотр оборудования, и в случае необходимости его переконсервацию.

11.6 Монтаж оборудования

11.6.1 При строительстве новых объектов, как правило, монтажная организация, ведущая монтаж гидросилового оборудования, монтирует и технические системы.

11.6.2 Для своевременного выполнения монтажных работ разрабатывается проект организации работ (ПОР) по монтажу гидросилового и вспомогательного оборудования. В ПОР определяются:

– порядок монтажных работ в соответствии с компоновкой станции и условиями проведения строительных работ;

– графики монтажных работ по видам оборудования;

– необходимые энергоресурсы, количество воздуха и воды для проведения монтажных работ;

– состав монтажной базы, ее оснащение станочным парком, грузоподъемными средствами, приспособлениями, инструментом и материалами, площадки для укрупнения оборудования.

Непосредственный монтаж оборудования ведется по проектам производства работ (ППР), разрабатываемым монтажной организацией.

11.6.3 Монтаж оборудования технических систем должен производиться в соответствии с проектной технической документацией, паспортом и технической эксплуатационной документацией заводов-изготовителей оборудования и СНиП 3.05.05-84 [5].

11.6.4 Перед монтажом оборудования проверяется наличие и состояние гарантийных и консервационных пломб.

11.6.5 Изготовитель отдельного вида оборудования может осуществлять технический надзор (шеф монтаж) за монтажом и пуском в эксплуатацию оборудования по отдельному договору с Заказчиком или Поставщиком.

11.6.6 При монтаже оборудования и трубопроводов должен осуществляться операционный контроль качества выполненных работ. Выявленные дефекты подлежат устранению до начала последующих операций.

11.6.7 Перед установкой в проектное положение наружные поверхности оборудования и трубопроводов должны быть очищены от консервирующих смазок и покрытий, за исключением поверхностей, которые должны оставаться покрытыми защитными составами в процессе монтажа и эксплуатации оборудования.

11.6.8 После монтажа трубопроводы испытываются на прочность давлением 1,25 от рабочего давления в системе.

11.6.9 После монтажа и испытания систем производится опознавательная окраска оборудования и трубопроводов в соответствии с ГОСТ 14202-69 в следующие цвета:

– зеленый, среда вода: системы технического водоснабжения, откачки воды из проточной части гидромашин;

– коричневый, среда масло: масляное хозяйство;

– синий, сжатый воздух: пневматическое хозяйство.

Окраска может осуществляться в цвета интерьеров помещений, а опознавательная окраска выполняться только на небольших участках трубопроводов.

11.6.10 При монтаже оборудования и трубопроводов составляется производственная документация – акты различных работ:

– передачи рабочей документации для производства работ;

– передачи оборудования, изделий и материалов в монтаж;

– готовности зданий, сооружений;

– испытания сосудов и аппаратов;

– испытания трубопроводов;

– освидетельствования скрытых работ (при монтаже оборудования и трубопроводов);

– проверки установки оборудования на фундамент;

– приемки оборудования после индивидуальных испытаний.

11.6.11 При производстве монтажных работ необходимо обеспечивать выполнение действующих правил по безопасности труда. Организация рабочих мест должна обеспечивать безопасность персонала и соответствовать положениям и требованиям строительных норм и правил, а также санитарным и противопожарным нормам. Ответственность за технику безопасности при монтаже оборудования турбины несёт монтажная организация.

11.6.12 После окончания монтажа систем проводятся пусконаладочные работы: проведение индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования в соответствии с программой пусковых испытаний на ГЭС.

11.6.13 В процессе пусконаладочных работ и пусковых испытаний производится осмотр, проверка и наладка оборудования, связанного с работой гидроагрегата.

11.6.14 После завершения пусковых испытаний агрегата и его вспомогательных систем и комплексного опробования в течение 72 часов непрерывной работы при максимальной мощности на существующем на ГЭС напоре составляется протокол сдачи его в промышленную эксплуатацию. К протоколу прилагается вся исполнительная документация, составленная на этапах монтажа, а также результаты испытаний.

11.7 Общие требования к эксплуатации оборудования

11.7.1 Технические системы должны эксплуатироваться в соответствии с проектной документацией, инструкциями по эксплуатации каждой системы и с паспортом и технической эксплуатационной документацией заводов-изготовителей оборудования.

11.7.2 Технические системы должны обеспечивать бесперебойную работу агрегатов с максимально возможным для заданной нагрузки и действующего напора коэффициентом полезного действия (КПД).

11.7.3 Технологические схемы систем должны находиться на рабочих местах дежурного персонала станции. Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями по эксплуатации и обслуживанию оборудования при различных режимах работы агрегатов. Инструкции могут быть совместными с инструкциями по эксплуатации и обслуживанию гидротурбины и механической части гидрогенератора.

11.7.4 К эксплуатации технических систем допускаются лица с профессиональным образованием и с соответствующим опытом работы.

11.7.5 На электростанции должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) состояния технических систем.

Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом ГЭС. Объем контроля устанавливается в соответствии с положениями нормативных документов по эксплуатации, а порядок контроля – местными производственными и должностными инструкциями.

Периодические осмотры технических систем производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем ГЭС.

11.7.6 Задачей периодических осмотров является оценка состояния оборудования, контроль за соблюдением оперативным и ремонтным персоналом режимов работы, правил обслуживания и содержания оборудования.

11.7.7 Объем технического обслуживания и планового ремонта должен определяться необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния технических систем с учетом их фактического технического состояния.

11.7.8 Периодичность и продолжительность всех видов ремонта установлены правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей и нормативно-техническими документами на ремонт данного вида оборудования.

11.7.9 Ремонт технических систем должен производиться одновременно с ремонтом гидротурбины и гидрогенератора, и другого вспомогательного оборудования, входящего в состав энергоблока.

11.7.10 Во время периодических осмотров определяется состояние:

– трубопроводов, запорной арматуры, работа устройств ТВС (насосов, эжекторов, фильтров и др.), а также достаточность расхода охлаждающей воды в зависимости от температуры воды;

– компрессоров высокого и низкого давления и их производительность, состояние запорной арматуры, приводов и средств автоматизации; воздухосборников, трубопроводов, компенсаторов, запорной арматуры на наличие утечек воздуха, механических и коррозионных.

11.7.11 Оценку состояния вспомогательного оборудования производят на основании осмотров, изучения эксплуатационной документации и проведения необходимых испытаний.

11.7.12 Контроль герметичности воздушной системы осуществляют путем периодического измерения давления в воздухосборниках в течение 2 ч с начала испытаний. Испытания проводят при номинальном рабочем давлении в системе и при отключенных компрессорах. Отпуск воздуха потребителю не производится.

Герметичность воздушной системы допустимо признать удовлетворительной, если через 2 ч после начала испытаний давление в воздухосборниках понизится не ниже давления уставки на включение компрессоров.

11.7.13 По системе откачки оценивается величина фильтрации через уплотнения затворов и работа насосов во время осушения проточной части турбины. Оценивается состояние откачивающих воду насосов и эжекторов, состояние сливных трубопроводов - наличие и глубина коррозионных повреждений на открытых участках, состояние запорной арматуры и привода.

Производится оценка по сравнению с проектной объема поступления дренажной воды в здание ГЭС, и работа откачивающих устройств и средств автоматизации.

11.7.14 Оценку состояния насосных агрегатов производят по их производительности, уровню вибрации опорных конструкций и подшипниковых узлов, работе сальников и подшипников (протечки, температура, уровень и тон шума), потребляемому току электродвигателей.

11.7.15 Нормы на вибрацию насосных агрегатов указывает завод изготовитель оборудования. В случае отсутствия таких указаний двойная амплитуда вибрации подшипников электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должна быть выше следующих значений:

Синхронная частота вращения, об/мин	3000	1500	1000	750 и менее
Двойная амплитуда колебаний, мкм	30	60	80	95

11.7.16 Эксплуатация грузоподъемных средств должна производиться в соответствии с [3]. Краны до пуска в работу должны быть подвергнуты полному техническому освидетельствованию с проведением статических и динамических испытаний.

11.7.17 При эксплуатации и техническом обслуживании технических систем необходимо выполнять требования [7].

11.7.18 Ликвидация отходов после снятия с эксплуатации изделий (оборудования и материалов: насосов, компрессоров, фильтров и т.п.) должна производиться в соответствии с действующими ГОСТ на обращение с отходами (ГОСТ 30772-2001, ГОСТ 30773-2001, ГОСТ 30775-2001). При этом должен быть составлен паспорт опасности отходов в соответствии с ГОСТ 30774-2001.

12 Оценка соответствия

На всех этапах создания технических систем гидроэлектростанций (проектирование, закупка оборудования и комплектация, монтаж и ввод в эксплуатацию) должны производиться оценка и подтверждение соответствия проводимых работ и оборудования требованиям безопасности, изложенным в технических регламентах и документах по стандартизации.

На этапе проектирования технических систем производится оценка соответствия разработанного проекта требованиям ТЗ, в результате которой Заказчиком подписывается акт сдачи-приемки проекта. По инициативе одной или обеих сторон (Проектировщика или Заказчика), а также в случаях их разногласия в оценке соответствия проекта техническому заданию (техническим условиям) на разработку, окончательная оценка соответствия проекта устанавливается путем его добровольной сертификации с оформлением сертификата соответствия.

Оценка соответствия на этапе закупки и комплектации оборудования производится Заказчиком или специальной комплектующей организацией – Поставщиком. При этом готовая продукция должна сопровождаться сертификатом качества изготовителя.

Заказчик имеет право требовать подтверждения соответствия любых показателей, характеризующих качество оборудования, в т.ч. требований к показателям, назначению, надежности, конструктивной и технологической совместимости, унификации, ремонтопригодности, экологии, эргономике и др.

Оценка соответствия на этапе монтажа технических систем и ввода их в эксплуатацию производится Заказчиком с момента поставки вплоть до принятия решения о подтверждении соответствия и возможности безопасной эксплуатации оборудования по истечении нормативных сроков службы.

Библиография

[1] ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. М., 2003.

[2] ПБ 03-581-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов.

[3] ПБ 10-382-00 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

[4] СНиП 11-01-95 Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, здания и сооружений.

[5] СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

[6] СТО-093 Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

[7] СТО-090 Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования.

[8] СТО-106 Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования.

[9] ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации

[10] НПБ 105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности

обозначение стандарта

УДК ОКС ОКП

Ключевые слова: технические системы, техническое водоснабжение, откачка воды из проточной части гидромашины, масляное хозяйство, пневматическое хозяйство, поставка, требования, этапы создания, контроль, приемка, испытания.

Руководитель организации-разработчика

Некоммерческое партнерство «Гидроэнергетика России»
наименование организации

Исполнительный директор — Р.М. Хазиахметов
должность — личная подпись — инициалы, фамилия

Руководитель разработки: Главный эксперт — В.С. Серков
должность — личная подпись — инициалы, фамилия

СОИСПОЛНИТЕЛЬ

Руководитель организации-соисполнителя

ОАО «Ленгидропроект ГидроОГК»
наименование организации

Первый заместитель директора – Главный инженер — Б.Н. Юркевич
Должность — личная подпись — инициалы, фамилия

Руководитель разработки: Зам. главного инженера — А.Д. Стоцкий
Должность — личная подпись — инициалы, фамилия

Исполнители: Начальник отдела — Л.А. Корнильев

Зав. группой — Т.Г. Симакова
Должность — личная подпись — инициалы, фамилия

gost.e-ecolog.ru