МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

УТВЕРЖДАЮ

Министр энергетики и электрификации СССР

А. Майорец А. И. МАЙОРЕЦ

«22» 02 1986 год

Н О Р М Ы

технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций

ВНТП 41-85

Минэнерго СССР

Вводятся в действие
с 1 марта 1986 г.

Москва – 1986

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНЫ Всесоюзным ордена Ленина проектно-изыскательским и научно-исследовательским институтом "Гидропроект" им. С.Я. Жука Минэнерго СССР

Руководитель темы: М.Ф.Красильников

Ответственные исполнители: Г.А.Красильников, Л.М.Зорин, В.И. Платов, Я.Н.Ветухновский, М.Г.Оборотова, А.Я.Афонин, В.Н.Кондратьев, В.А.Линючев, С.Н.Остроумов, В.И.Романов, М.Т.Снытин, А.Д.Стоцкий, А.М.Галант, В.Г.Дубинин, В.А.Егоров, В.Ф.Козлова, И.С.Ремизов, Г.А.Щацкий.

ВНЕСЕНЫ Всесоюзным ордена Ленина проектно-изыскательским и научно-исследовательским институтом "Гидропроект" им. С.Я. Жука Минэнерго СССР

УТВЕРЖДЕНЫ Научно-техническим советом Минэнерго СССР протоколом от 02.12.84 № 97

СОГЛАСОВАНЫ
Государственным комитетом по науке и технике,
Государственным комитетом по строительству

С введением в действие Норм технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций № ВНТП-41-85 Минэнерго СССР утрачивают силу Нормы технологического проектирования гидроэлектростанций № ВНТП-12-77 Минэнерго СССР

Министерство энергетики и электрификации СССР (Минэнерго СССР)	Нормы технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций	ВНТП-4I-85 Минэнерго СССР взамен ВНТП-I2-77 Минэнерго СССР

I. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

I.I. Настоящие нормы обязательны при разработке технологической части проекта на строительство новых, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих гидроэлектростанций, а также гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) (в дальнейшем электростанций) мощностью IO МВт и выше. Нормы не распространяются на малые ГЭС.

I.2. При проектировании следует также руководствоваться соответствующими ГОСТами, ОСТами и действующими нормативными документами.

I.3. Требования и нормативы, изложенные в настоящих Нормах, следует учитывать также при разработке других частей проекта гидроузла, в составе которого находится гидроэлектростанция, на которые влияют требования настоящих Норм.

I.3.I. Проектирование электростанций должно осуществляться на основе использования прогрессивного высокоэкономичного оборудования, которое на момент ввода в действие объекта должно соответствовать техническому уровню отечественного и зарубежного машиностроения.

I.3.2. В водно-энергетических расчетах, при определении сработок водохранилища, режимов нижнего бьефа, максимальных и минимальных расходов через электростанцию должны учитываться эксплуатационные мощностные, расходные и кавитационные характеристики гидромашин.

Внесены институтом "Гидропроект" им. С.Я.Жука	Утверждены Министром энергетики и электрификации СССР 22.02.86 г.	Срок введения в действие 0I.03.86г.

I.3.3. Выбор целесообразной зоны участия электростанции в покрытии суточного графика нагрузки энергосистемы и назначение режимов работы должны производиться с учетом возможностей гидросилового оборудования.

I.3.4. Пуск гидроэлектростанции при пониженных напорах должен обосновываться энергоэкономической целесообразностью с учетом технической возможности работы гидросилового оборудования и длительностью режимов работы при этих напорах и пр.

I.3.5. Габариты гидроагрегата, предтурбинного затвора, проточной части и кавитационная характеристика гидромашины определяют размеры и компоновку здания гидроэлектростанций и должны учитываться при выборе створа и компоновки гидроузла в целом.

I.3.6. Состав, габариты и технологические требования к производственным, вспомогательным, административно-управленческим и хозяйственным помещениям определяются проектом организации эксплуатации гидроузла, который должен выполняться на основании отраслевых требований и нормативных материалов по научной организации труда.

I.3.7. Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения, а также средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах должны предусматриваться в соответствии с ГОСТ I2.I-004-76, главами П части СНиП и ведомственными нормативными документами,

I.4. Выбор технологического оборудования и его компоновка в сооружениях гидроузла принимаются на основе сопоставления вариантов, с учетом:

- технического уровня;
- надежности работы оборудования и сооружения;
- унификации оборудования и сооружений;
- наименьших капитальных затрат;
- сокращения эксплуатационных издержек и трудовых затрат;

- удобства обслуживания и ремонтопригодности;
- охраны окружающей средн.

2. КОМПОНОВКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.I. Состав и общие требования

2.I.I. Комплекс технологического оборудования, устанавливаемого на электростанции, должен обеспечивать надежную выработку электроэнергии заданных параметров с наилучшими технико-экономическими показателями и обеспечивать выполнение необходимых водохозяйственных функций.

2.I.2. Комплекс технологического оборудования включает следующие функциональные группы:

а) гидросиловое оборудование;

б) механическое оборудование;

в) вспомогательное оборудование;

г) электротехническое оборудование;

д) аппаратура автоматизации, средства управления и связи;

е) средства эксплуатации, вспомогательные помещения, мастерские и их оборудование, необходимые для обслуживания оборудования и сооружений.

2.I.3. Технологическое оборудование и его компоновка на объектах гидроузла и в здании электростанции должны обеспечивать:

а) надежную работу технологического оборудования;

б) удобство и экономичность эксплуатационного обслуживания оборудования и сооружений, зданий и территорий;

в) механизацию ремонтных работ, удобный доступ к оборудованию для обеспечения его монтажа, демонтажа и транспортировки;

г) выполнение санитарно-технических требований;

д) предотвращение недопустимого воздействия на человека вибрации, шума, электрических и магнитных полей;

е) охрану окружающей среды;

ж) выполнение транспортных и технологических коммуникаций;

з) выполнение требований по промышленной эстетике и архитектуре.

2.I.4. Компоновка зданий.

В зависимости от напора, системы гидромашин, схемы гидроузла, топографических и инженерно-геологических условий створа, условий производства работ и пропуска строительных расходов при проектировании следует применять следующие типы зданий электростанций:

а) Русловые здания на равнинных реках при напорах до 25 м с осевыми гидромашинами в вертикальном и горизонтальном исполнении, в том числе капсульными и прямоточными. Здания проектируются как несовмещенные, так и совмещенные водосливные, (водосбросные), в зависимости от величины строительных и паводочных расходов.

При необходимости пропуска значительного количества льда или промыва наносов следует предусматривать бычковые здания.

б) Русловые здания при напорах от 20 до 60 м с осевыми, радиально-осевыми и диагональными гидромашинами в вертикальном исполнении при отношении максимального напора к диаметру рабочего колеса $\frac{H_{макс.}}{Д_I} < 7\text{-}9$. Русловые здания проектируются совмещенными, несовмещенными.

При совмещении водосбросов со зданием и сопряжении бьефов отброшенной струей необходимо учитывать возможные отрицательные последствия образования водяной пыли (насыщение склонов берегов водой, воздействие на электрические устройства, затруднения в использовании подъездных путей и пр.).

Совмещенные здания целесообразно использовать для сброса строительных расходов и, при необходимости, для промыва наносов.

Конструкция донных водосбросных отверстий должна обеспечить возможность работы гидроагрегатов без недопустимых вибраций и без ограничения их мощности.

в) Приплотинные и встроенные здания при напорах от 20 до 300 м с осевыми, радиально-осевыми и диагональными гидромашинами, как правило, в вертикальном исполнении. Эти здания следует проектировать при отношении $\frac{H_{макс.}}{Д_I} > 7\text{-}9$.

В створах плотин, имеющих стесненные условия, целесообразно рассматривать здания с двухрядным расположением агрегатов, а при наличии больших сбросных расходов предусматривать водосливы над зданием.

Для приплотинных зданий с бетонными плотинами турбинные водоводы допускается размещать на низовой или верховой гранях плотины, а также внутри тела плотины.

Для приплотинных зданий, расположенных за плотинами из грунтовых материалов или в стороне от них, турбинные водоводы следует располагать в проходных галереях, в случае прохождения через тело плотины, или заделывать в скалу основания.

г) Обособленные здания при широком диапазоне напоров от 25 до 1200 м с осевыми, радиально-осевыми, диагональными и ковшовыми гидромашинами как в вертикальном, так и горизонтальном исполнении.

Эти здания широко применяются на деривационных гидроузлах как с напорной, так и с безнапорной деривацией.

В зависимости от используемого напора, схемы гидроузла, вида деривации здания проектируются в наземном, полуподземном и подземном исполнении.

Для подземного размещения здания в первую очередь необходимо выбрать оптимальное решение между головной, промежуточной и концевой схемами с учетом условий регулирования агрегатов и геологических условий. Необходимо решить вопросы размещения предтурбинных затворов и повышающих трансформаторов.

При благоприятных геологических и топографических условиях в концевых деривационных схемах целесообразно рассмотреть полуподземные здания.

2.I.5. На деривационных гидроэлектростанциях и приплотинных зданиях с напорными водоводами железобетонной и сталежелезобетонной конструкции, а также с водоводами, включенными

в бетонный массив плотины, разрушение которых не носит катастрофического характера, специальная защита здания станции от аварийного потока воды не предусматривается.

В остальных случаях, где вода к гидромашинам подводится открытыми стальными турбинными водоводами, должны быть предусмотрены мероприятия, защищающие здание от последствий аварии водовода. К таким мероприятиям относятся:

а) взаимное расположение здания и напорных водоводов, исключающее возможность попадания аварийного потока воды на здание;

б) возведение стены или специальных струенаправляющих устройств, отклоняющих аварийный поток от здания.

2.I.6. В проекте здания электростанции должны быть разработаны мероприятия, предельно снижающие возможность затопления помещений здания при ремонтах подводной части агрегатов и водоводов.

2.2. Компоновка механического оборудования и стальных конструкций гидротехнических сооружений

2.2.I. В состав механического оборудования входят:

- сороудерживающие решетки, плавучие заграждения и другие устройства, преграждающие доступ плавающим телам к водоприемникам электростанций;
- затворы всех типов любого назначения;
- стационарные подъемные и тяговые механизмы всех типов
- грузоподъемные краны с устройством для их испытаний;
- грузовые тележки;
- средства для очистки сороудерживающих решеток и акваторий перед ними;
- устройства для поддержания майн.

2.2.I. В состав гидротехнических стальных конструкций входят: закладные части, металлические облицовки и напорные трубопроводы.

2.2.3. Компоновка механического оборудования должна соответствовать указаниям по строительному проектированию гидротехнических сооружений, СНиПов, ГОСТов, правил Госгортехнадзора.

2.2.4. Компоновка, состав и вид механического оборудования определяются требованиями эксплуатации гидроузла с учетом строительного периода, а также классом гидроузла, типом здания электростанции, назначением водосбросных сооружений и режимом их эксплуатации и ремонта.

2.2.5. Помещения затворов в климатических условиях "ХЛ" должны быть закрытыми; водозаборные сооружения должны быть оборудованы забральной балкой; маслонапорные установки, аппаратуру управления следует располагать в сухих, с отопляемых и вентилируемых помещениях.

2.2.6. При проектировании каскада электростанций следует стремиться унифицировать подъемно-транспортное оборудование и затворы, а также предусматривать общие комплекты вспомогательных и испытательных устройств.

2.2.7. Механизмы затворов, маслонапорные установки гидроприводов и аппаратура управления должны быть надежно защищены от атмосферных осадков, пыли, песка и должны иметь ограждения, препятствующие доступу посторонних лиц.

2.2.8. Приближение механизмов к стенам, колоннам, перекрытиям, а также ширина проходов должны обеспечить условия, необходимые для монтажа, ремонта и обслуживания механизмов и удовлетворять требованиям Госгортехнадзора.

2.2.9. К помещениям механизмов и аппаратуры управления, расположенным на глубине (высоте) 3 м и более, должны предусматриваться маршевые лестницы, а к расположенным на глубине (высоте) 12 м и более, кроме того, должны предусматриваться пассажирские или грузо-пассажирские лифты. К отдельно стоящим приборам и редкообслуживаемым механизмам допускается не предусматривать маршевые лестницы и лифты.

2.2.10. Должно предусматриваться место для хранения ремонтных затворов, запасных секций решеток, сороочистных приспособлений, захватных балок, подъемных штанг и прочего ме-

ханического оборудования, а также грузов для испытания кранов.

2.2.II. Следует предусматривать площадки и, в случае необходимости, помещения с оборудованием и соответствующими приспособлениями для ревизии, ремонта, очистки и окраски механического оборудования. Подача оборудования на ремонтную площадку должна осуществляться, как правило, кранами, предусмотренными для маневрирования затворами.

2.2.I2. Следует предусматривать приспособления для производства ремонтных работ и технического обслуживания стальных конструкций и оборудования сооружений на местах их установки.

2.2.I3. Расположение и форма водозаборных сооружений, особенно для гидроаккумулирующих электростанций, должны обеспечивать плавный вход воды с минимальными потерями напора и отсутствие вакуумных зон.

2.2.I4. В водоприемниках устраиваются сороудерживающие решетки. Очистка решеток должна предусматриваться механизированными средствами.

При очищаемых решетках в водоприемниках скорость воды перед решетками рекомендуется назначать в пределах до I,2 м/с - при слабозасоренном водотоке и до I,0 м/с - при сильно засоренных водотоках. Указанные скорости определяются по расчетной пропускной способности турбин.

Для малозасоренных водохранилищ с глубинными водоприемниками, очистка решеток которых затруднена, следует рассматривать целесообразность устройства неочищаемых решеток. Скорость воды перед такими решетками не должна превышать 0,4 м/с.

2.2.I5. При большом количестве сора в водохранилище, в целях борьбы с опасностью засорения решеток и повреждения затворов, рекомендуется устройство траловых приспособлений, потокообразователей и запаней или проведение других мероприятий по удалению плавающих предметов и мусора из воды (специальный лоток, крановое оборудование и др.).

2.2.I6. Применение сороудерживающих решеток, наглухо заделанных в бетон, не допускается.

2.2.I7. Для прекращения подачи воды в турбинные водоводы электростанций применяются аварийно-ремонтные затворы, обслуживаемые краном или индивидуальными механизмами, что определяется технико-экономическими расчетами и режимом работы.

В тех случаях, когда перед водоводами сооружаются водоприемники сифонного типа вместо аварийно-ремонтных затворов, предусматриваются устройства для срыва вакуума.

2.2.I8. Перед открыто уложенными напорными металлическими водоводами необходимо устанавливать на каждом водоводе аварийно-ремонтные затворы с индивидуальными подъемными механизмами. Такие затворы должны иметь автоматическое, дистанционное и местное управление.

Аналогичные затворы должны устанавливаться также в водоприемниках приплотинных электростанций, если напорные трубопроводы открыто уложены по низовой грани бетонной плотины.

Требование установки аварийно-ремонтных затворов с индивидуальными механизмами для локализации последствий разрыва трубопроводов не распространяется на трубопроводы, проложенные в бетонных или железобетонных сооружениях, на туннельные водоводы и на сталежелезобетонные трубопроводы.

2.2.I9. В щитовых отделениях зданий электростанций и напорных бассейнов, а также в водоприемниках турбинных водоводов перед аварийно-ремонтными затворами следует предусматривать возможность установки ремонтных затворов. Если для уборки скопившегося перед решетками сора предусматривается грейфер, то размеры его пазов целесообразно назначать с учетом возможности установки в них ремонтных затворов.

2.2.20. При предполагаемом шугообразовании в верхнем бьефе или возможности поступления шуги из вышележащего участка реки на электростанциях, оборудованных поворотно-лопастными и радиально-осевыми гидротурбинами, рекомендуется предусматривать пропуск ее через деривационные сооружения и сброс через гидротурбины.

2.2.2I. За аварийно-ремонтные затворы водоприемников необходимо обеспечить подачу воздуха. Размеры сечения воздуховодов должны назначаться исходя из максимально возможного расхода воды по турбинному водоводу и допустимой максимальной скорости засасываемого воздуха 60 м/с.

2.2.22. Для исключения попадания в гидромашины взвешенных наносов, приводящих к повышенному износу рабочих колес и проточного тракта, необходимо предусматривать в составе деривационных сооружений отстойники.

Предельная величина диаметра осаждаемых частиц взвешенных наносов, для предварительных стадий проектирования, принимается равной 0.25 мм.

2.2.23. При взвешенных наносах диаметром частиц менее 0,25 мм с твердостью по шкале Мооса меньше 4 применение специальных мер по защите гидротурбины от истирания не требуется. При преобладании во взвешенных наносах частиц с твердостью по шкале Мооса 4 и более необходимо применение специальных мер по повышению износоустойчивости проточной части, что должно быть оговорено в технических требованиях на разработку гидротурбинной установки.

Дополнительные затраты на обеспечение износоустойчивости проточной части гидротубины должны сопоставляться с затратами на сооружение отстойника.

2.2.24. В отдельных случаях, кроме отстойника, целесообразно предусматривать периодическое механическое или гидравлическое удаление отложенных наносов или завалов в верхнем бьефе.

2.2.25. Выбор типов водопропускных сооружений и их расположения, количества водосбросных отверстий и их размеров должен производиться на основе технико-экономического сопоставления вариантов с соответствующими гидравлическими расчетами и лабораторными исследованиями, с учетом унификации размеров и типов затворов с затворами энергетического тракта и использован я его кранового оборудования.

Во всех случаях необходимо предусматривать конструктивные и другие мероприятия по предотвращению вредных последствий от волнообразования, аэрации потока, кавитации, сбоя струй, пульсаций скоростей и давлений и других явлений, вызывающих разрушение бетона и металлических облицовок и недопустимые размывы в нижнем бьефе.

2.2.26. На водосбросных сооружениях следует предусматривать грузоподъемные механизмы, обеспечивающие также возможность доставки ими материалов и механизмов для ремонтных работ. При устройстве башенных или шахтных сооружений, вынесенных в верхний бьеф, следует разрабатывать транспортную схему доставки на них ремонтных материалов и механизмов.

2.2.27. Водосбросные сооружения напорного бассейна головного гидроузла несаморегулирующихся или комбинированных по режиму работы деривационных каналов должны проектироваться на полный пропуск расчетного расхода канала или его части, в зависимости от режимов работы ГЭС головного гидроузла.

2.2.28. Водосбросные сооружения автоматического действия (водослив без затворов, сифонный водосброс, водосброс с автоматическими затворами гидравлического действия и т.п.) должны проектироваться на низовых участках несаморегулирующихся деривационных каналов.

2.2.29. Щитовое отделение нижнего бьефа оборудуется ремонтными затворами отсасывающих труб, обслуживающими их механизмами и, в случае необходимости, затворохранилищем.

2.2.30. Пазы ремонтных затворов рекомендуется устраивать, как правило, вертикальными.

2.2.31. В качестве механизмов для маневрирования ремонтными затворами, как правило, следует принимать козловые краны.

2.2.32. На совмещенных русловых электростанциях в щитовом отделении нижнего бьефа устанавливаются основные затворы водосброса и ремонтные затворы отсасывающих труб. Аварийно-ремонтные и ремонтные затворы водосбросов устанавливаются со стороны верхнего бьефа.

2.2.33. В конце отводящей деривации следует предусматривать установку ремонтного заграждения.

2.2.34. Диаметр, тип и количество напорных водоводов должны определяться как экономически выгодные, путем сопоставления потерь электроэнергии с приростом капиталовложений, с учетом конструктивных и строительно-производственных соображений.

2.2.35. В гидравлических расчетах деривационных водоводов следует учитывать возможность увеличения коэффициента шероховатости в процессе эксплуатации, вследствие отложения наносов или предусматривать возможность их периодической очистки.

2.2.36. Вдоль трасс деривации, за исключением тоннельных участков, должны предусматриваться транспортные пути для возможности осмотра и ремонта деривации включая доставку строительных материалов и необходимого оборудования.

2.2.37. При трассировке деривации вакуумные зоны должны быть исключены.

2.2.38. Уравнительный резервуар на длинном турбинном водоводе следует размещать вблизи перехода уклона трубопровода к более крутому. Во избежание возникновения прочного ледяного покрова внутри открытых уравнительных резервуаров целесообразно в суровых климатических условиях предусматривать их утепление.

2.3. Компоновка гидросилового оборудования

2.3.I. В состав гидросилового оборудования входит:

На ГЭС:

а) гидротурбина в комплекте с регулятором, маслонапорной установкой МНУ и, при необходимости, предтурбинным затвором;

б) гидрогенератор в комплекте с системой возбуждения.

На ГАЭС (с обратимыми гидромашинами):

а) насос-турбина в комплекте с регулятором, маслонапор-

установкой и, при необходимости, предтурбинным затвором;

б) двигатель-генератор в комплекте с системой возбуждения и пусковым устройством.

2.3.2. Гидротурбина или насосотурбина (гидромашина) и гидрогенератор или двигатель-генератор (синхронная машина) должны проектироваться как части единого гидроагрегата.

Зонтичное исполнение вертикальной синхронной машины с опорой подпятника на крышку гидромашины, как правило, применяется для гидроагрегатов с частотой вращения до 200 об/мин с диаметром рабочего колеса гидромашины свыше 4,5 м.

Подвесное исполнение синхронной машины с опорой подпятника на верхнюю крестовину следует применять для гидроагрегатов с частотой вращения более 200 об/мин. Тип исполнения синхронной машины с частотой вращения 150–200 об/мин определяется технико-экономическими расчетами.

Применение синхронных машин с опорой подпятника на нижнюю крестовину должно быть обосновано.

Для горизонтального гидроагрегата необходимо наличие подпятника и контрподпятника, рассчитанных на полную осевую нагрузку. Количество подшипниковых узлов, горизонтального гидроагрегата должно быть сведено к минимуму.

Камера рабочего колеса горизонтальной гидромашины, как правило, должна быть забетонирована до плоскости разъема съемной части.

2.3.3. Размеры зданий электростанций, кроме встроенных и совмещенных определяются в основном габаритами гидроагрегата и проточной части гидромашины, а также, при наличии, габаритами предтурбинного затвора.

Размеры верхнего строения здания (машинного зала) определяются условиями проноса крупногабаритных узлов гидроагрегата и габаритами крана машзала.

Образующиеся в агрегатном блоке и блоке монтажной площадки свободные площади должны быть максимально использованы для размещения вспомогательного технологического и электротехнического оборудования, транспортных и технологических

коммуникаций, сантехнического оборудования, а также общестанционных помещений, мастерских и т.д.

Дополнительное увеличение размеров здания, определенных габаритами гидросилового оборудования, с целью размещения вспомогательного оборудования, помещений и проходов требует специального обоснования.

2.3.4. Компоновка помещений, проездов и проходов в здании должны обеспечить возможность транспортировки оборудования и его узлов кранами, средствами малой механизации и напольным транспортом к монтажным площадкам и ремонтным зонам, мастерским и складским помещениям.

2.3.5. В здании электростанции, как правило, должен быть предусмотрен машинный зал, оборудованный кранами для монтажа, демонтажа гидросилового оборудования, и монтажная площадка.

Применение пониженных машинных залов с установкой наружных кранов должно быть специально обосновано.

2.3.6. Высоту и ширину машинного зала следует назначать минимально возможными при условии проноса наиболее крупного монтажного узла агрегата (ротора, статора генератора, рабочего колеса)над работающим оборудованием, установленным на отметке машинного зала. Приближение транспортируемых кранами деталей к строительным конструкциям и оборудованию принимается по вертикали не менее 500 мм и горизонтали не менее I000 мм.

Приближение конструкций крана следует принимать в соответствии с "Правилами устройства и эксплуатации грузоподъемных кранов".

При проектировании машинного зала следует принимать меры к сокращению его высоты за счет:

- применения утопленных маслоприемников гидромашины;
- раздельной транспортировки вала и рабочего колеса крупных гидромашин, ротора и вала синхронной машины;
- применения нестандартизированных конструкций кранов;
- устройства, в случае необходимости, трансформаторной ямы;

– проноса вала в горизонтальном положении.

Ширина машинного зала определяется наружными размерами вентиляционного кожуха синхронной машины и свободными проходами на всех отметках со стороны одного из бьефов не менее 2,0 м в свету.

При наличии предтурбинных затворов, размещенных в машинном зале, ширина машинного зала увеличивается на размер, необходимый для демонтажа и проноса затвора или его деталей.

В целях снижения стоимости верхних строений зданий (колонны и подкрановые балки) целесообразно рассматривать применение полукозловых и козловых кранов.

Снижение грузоподъемности кранового оборудования может быть достигнуто за счет применения гидрогенераторов с разъемным ротором.

2.3.7. При проведении ремонтных и монтажных работ допускается раскладка оборудования (узлов и деталей гидроагрегата) на перекрытии машинного зала в пределах агрегатного блока.

2.3.8. Количество кранов в машинном зале при постоянной эксплуатации принимается один или два в зависимости от числа агрегатов, возможности изготовления кранов требуемой грузоподъемности и компоновки машинного зала (наземный, подземный, встроенный в водосливную плотину).

При массе монтажного узла выше 500 т или числе агрегатов более пяти, а также в подземных машинных залах принимается, как правило, два крана грузоподъемностью, равной половине массы наиболее тяжелого монтажного узла.

При применении двух кранов они выполняются зеркально. Для увеличения зоны обслуживания тележки кранов разворачиваются на 180^{0}, а тали электрические устанавливаются на наружных фермах кранов. Кабины крановщиков располагаются рядом на внутренних фермах кранов.

Для электростанций с числом агрегатов более 15 рекомендуется устанавливать вспомогательные краны меньшей грузоподъемности.

2.3.9. Площадка и лестница для посадки в кабину крана располагаются на монтажной площадке у торца машинного зала. При длине машинного зала более 300 м дополнительно предусматриваются площадки и лестницы для посадки в кабину крана с расстоянием между ними 200–300 м.

При наличии 2-х кранов устройство второй лестницы и посадочной площадки у противоположного монтажной площадке торца машинного зала обязательно, в этом случае допускается применение вертикальной лестницы.

2.3.I0. Маслонапорную установку и гидромеханическую колонку регулятора гидромашины следует размещать как можно ближе к месту установки сервомоторов направляющего аппарата и маслоприемнику гидромашины с минимальным числом поворотов на маслопроводах. При установке маслонапорной установки ниже отметки машинного зала, необходимо над ней предусматривать монтажные проемы со съемным перекрытием.

2.3.II. Установку предтурбинных затворов, как правило, следует предусматривать:

– в случае присоединения двух и более гидроагрегатов к одному водоводу;

– для гидравлических машин с напором от 200 до 300 м при числе часов использования менее 3000;

– для гидравлических машин с напором 300 м и более.

2.3.I2. Для подземных зданий электростанций место расположения предтурбинного затвора должно определяться в результате технико-экономического сопоставления вариантов: с предтурбинными затворами в общем машинном зале с гидроагрегатами и в отдельном помещении.

2.3.I3. Дисковый предтурбинный затвор должен располагаться от входного сечения спирали на расстоянии, исключающем влияние затвора на нормальную работу гидромашины. Это расстояние согласовывается с заводом-разработчиком гидромашины.

2.3.I4. Монтажный патрубок предтурбинного затвора и компенсатор должны располагаться со стороны спиральной ка-

меры. Расположение компенсатора с верховой стороны предтурбинного затвора допускается только при наличии специального обоснования.

2.3.I5. Размеры монтажной площадки определяются эксплуатационными условиями ремонта или ревизии одного гидроагрегата и одного главного повышающего трансформатора с учетом очередности производства работ.

Длина монтажной площадки должна быть минимально возможной и определяться необходимой площадью при одновременной раскладке узлов одного агрегата в зоне обслуживания кранов машинного зала. При этом на монтажной площадке следует предусматривать площадь для заезда транспорта и проезда электрокар через монтажную площадку в машинный зал. Расстояние между габаритами разложенных узлов агрегата должно быть не менее I,5 м.

При раскладке узлов агрегата рекомендуется использовать свободные площади в машинном зале.

Расчетная нагрузка на перекрытия монтажной площадки определяется весом полностью разложенных узлов агрегата, в том числе укрупненных или поставленных друг на друга.

В подземных зданиях целесообразно сокращать площадь монтажной площадки за счет использования площадей на дневной поверхности.

2.3.I6. Монтажная площадка должна быть оборудована металлическими монтажными плитами для рабочих колес гидромашин (поворотно-лопастных и разъемных радиально-осевых), стендом для опрессовки железа обода ротора генератора и, при необходимости, трансформаторной ямой.

2.3.I7. В случае применения бесстыкового сердечника статора синхронной машины должно быть предусмотрено специально оборудованное место для сборки активной стали с кольцо и укладки обмотки статора в условиях незавершенного строительства машинного зала электростанции.

2.3.I8. Пол машинного зала и монтажной площадки выполняется, как правило, на одной отметке.

2.3.19. В отсасывающих трубах и спиральных камерах гидромашин следует предусматривать люки для выполнения осмотров и ремонтных работ. Для подачи оборудования необходимо предусматривать проход к люку конуса отсасывающей трубы размером трубы размером не менее 1,4х2,0 м. Облицовка конуса отсасывающей трубы должна быть оснащена устройствами для наведения инвентарных ремонтных подмостей под рабочим колесом.

2.4. Компоновка вспомогательного оборудования

2.4.1. Вспомогательное оборудование, входящее в общестанционные системы (хозяйства), предназначено для поддержания нормального режима работы гидроагрегатов и профилактического обслуживания всего технологического оборудования.

К вспомогательному оборудованию относится оборудование следующих систем (хозяйств):

а) системы технического водоснабжения;

б) системы откачки воды из проточной части гидромашин и дренажных колодцев;

в) маслянного хозяйства;

г) пневматического хозяйства.

2.4.2. Компоновка систем и элементов вспомогательного оборудования должна обеспечивать возможность замены и ремонта отдельных узлов без нарушения работы системы в целом.

2.4.3. Оборудование одной какой-либо системы хозяйства следует, как правило, располагать на одной отметке здания электростанции. Должны быть предусмотрены удобные подходы, подъезды для возможности применения средств малой механизации при производстве ремонтных работ.

2.4.4. Оборудование системы технического водоснабжения размещается в зависимости от принятой схемы водоснабжения:

а) При насосной и эжекторной схемах насосы (эжекторы) и фильтры следует располагать, как правило, в помещениях за пределами пролета машинного зала на отметке турбинного помещения или ниже. В случае агрегатной (групповой) схемы

оборудование располагается в пределах агрегатного блока (группы агрегатов). При централизованном водоснабжении насосы (эжекторы), фильтры размещаются, как правило, в пределах блока монтажной площадки. При наличии эжекторов следует предусматривать специальное отдельное помещение, исключающее распространение шума эжекторов.

б) При самотечной схеме водоснабжения (агрегатной и групповой) фильтры целесообразно размещать на генераторной или турбинной отметке. В случае централизованной схемы водоснабжения фильтры следует располагать в блоке монтажной площадки.

Места установки водозаборов и выхода сливных трубопроводов приведены в разделе 5.

2.4.5. На электростанциях с синхронными машинами, имеющими непосредственное водяное охлаждение обмоток, должно предусматриваться специальное помещение для размещения общестанционной установки для приготовления дистиллированной воды необходимого качества. Трубопроводы разводки дистиллированной воды к агрегатам должны выполняться из коррозионностойких материалов.

2.4.6. Для системы откачки воды должны быть предусмотрены, как правило, водоприемные емкости и помещения для насосных установок.

Оборудование системы откачки воды из проточной части гидромашин и дренажных колодцев размещается в зависимости от конструкции подводной части здания электростанции и числа агрегатов.

В зданиях, имеющих нескальное основание, как правило, предусматриваются водоприемные емкости (потерны, галереи), располагаемые ниже дна отсасывающей трубы вдоль всего здания. Параллельно этой емкости сооружается "сухая" потерна, в которой размещается запорная арматура сливных трубопроводов и средства малой механизации.

В зданиях с малым числом агрегатов (до 6), а также имеющих скальное основание в качестве водоприемных емкостей могут предусматриваться горизонтальные трубы большого диамет-

ра или колодцы.

Размеры водоприемных емкостей должны обеспечить проход для осмотра, чистки и ремонта.

На водоприемных емкостях при их протяженности 100 м и менее, располагаемых вдоль здания электростанции, в торцевых зонах должны быть предусмотрены герметические лазы. При водоприемных емкостях протяженностью более 100 м должны предусматриваться дополнительные герметические лазы в сухую потерну по одному на каждые полные и не полные 100 м.

"Сухие" потерны должны иметь не менее двух изолированных выходов на незатапливаемые отметки. От насосной откачки "сухая" потерна должна отделяться герметичной дверью.

Герметические люки, двери и перекрытия потерн и насосной следует рассчитывать на давление, определяемое максимальным уровнем нижнего бьефа.

Насосные станции системы откачки оборудуются стационарно установленными насосами или эжекторами.

Насосы, кроме артезианских, следует устанавливать ниже минимального откачиваемого уровня. Там, где это не возможно, насосы устанавливаются в пределах допускаемой для них высоты отсасывания и снабжаются заливочными баспасами или автоматическими вакуумными устройствами для их запуска.

Помещения насосных должны иметь изолированный выход на незатопляемую отметку.

Технологические коммуникации в насосную откачки для подвода электропитания, вентиляции, масло-, водо- и воздухоснабжения также должны иметь изолированный выход на незатопляемую отметку; чтобы обеспечить работоспособность насосной откачки при аварийном затоплении помещений здания электростанции до отметки максимального уровня нижнего бьефа.

Кроме того, должна быть предусмотрена возможность использования переносных насосов для осушения помещения насосной откачки на случай ее аварийного затопления.

В случае применения артезианских насосов, двигатели их следует, как правило, размещать в помещении на незатопляемой отметке, т.е. выше уровня нижнего бьефа или в изолированных

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

Насосные установки дренажных колодцев устанавливаются в потернах и помещениях, расположенных на нижних отметках здания электростанции. Поступающая в дренажные колодцы вода не должна содержать примеси масла и канализационные стоки. Компоновка водозаборных устройств и выбросных трубопроводов приведена в разделе 6.

2.4.7. Масляное хозяйство состоит из склада масла, баков аварийного слива масла, аппаратной масляного хозяйства, маслохимической лаборатории и приемных колонок.

а) Склад масла в зависимости от конкретных компоновочных решений следует выполнять: открытым с металлическими баками, закрытым с металлическими баками, а также закрытым с железобетонными баками с металлической облицовкой или маслостойкими покрытиями.

Открытые склады масла следует размещать вблизи здания электростанции с учетом противопожарных требований и генерального плана гидроузла. Закрытые склады масла допускаются размещать в здании электростанции с учетом противопожарных требований.

Баки аварийного слива масла из баков закрытого склада масла и маслонаполненного оборудования допускается размещать внутри здания.

б) Аппаратная размещается, как правило, в непосредственной близости к складу масла; при открытой и подземной компоновке масляного хозяйства аппаратная отделяется от склада масла перегородкой с пределом огнестойкости 2,5 ч.

в) Маслохимическую лабораторию следует всегда располагать в помещениях с естественным освещением.

г) Колонка по приему и выдаче масла должна располагаться с учетом компоновки масляного хозяйства и подъездных путей. Как правило, колонку приема и выдачи масла следует располагать в непосредственной близости от железнодорожных или автодорожных путей на специально выделенной площадке. Требования к прокладке маслопроводов приведены в п.7.5.

2.4.8. Пневматическое хозяйство включает компрессорные установки и воздухосборники.

а) Компрессорные установки электростанции, являющиеся стационарными, автоматизированными, работающими в прерывистом режиме, разрешается устанавливать в специально выделенных помещениях электростанции. Стены и перекрытия этих помещений должны быть капитальными с пределом огнестойкости I,5 ч. Двери должны открываться наружу. Вентиляция помещений должна поддерживать в них температуру в пределах, обеспечивающих нормальную работу оборудования, от +I0 до +35 °С.

Производительность и количество устанавливаемых в одном помещении компрессоров не ограничивается.

В помещениях компрессорных установок не допускается размещение оборудования и аппаратуры, технологически не связанных с пневматическим хозяйством.

б) Воздухосборники, как правило, размещаются на открытом воздухе, в непосредственной близости от компрессорной установки. Расстояние между воздухосборниками и потребителями не должно быть больше 600 м. При возможности воздухосборники должны быть защищены от прямых солнечных лучей. При необходимости предусматривается электроподогрев для оттаивания конденсата.

Разрешается устанавливать воздухосборники в специально выделенных помещениях электростанции, стены и перекрытия которых должны быть капитальными с пределом огнестойкости I,5 ч. Помещения оборудуются легкосбрасываемыми панелями, проемами или принимаются другие конструктивные решения, рассчитанные на то, чтобы при аварии воздухосборника повышение давления не привело к разрушению строительной части здания. Двери должны открываться наружу.

Вентиляция помещений должна поддерживать в них температуру в пределах от +I0 до +35°С, но не выше температуры в помещении компрессорной установки.

Фундамент под каждый воздухосборник должен быть рассчитан на полную массу с учетом воды, заливаемой на время гидравлических испытаний.

Расстояние между воздухосборниками принимается не менее I,5 м, а между воздухосборником и стеной – не менее I м.

Разрешается использование в качестве воздухосборников емкости из труб диаметром до I,4 м и давлением до I0 МПа.

2.5. Компоновка электротехнического оборудования.

2.5.I. Соединение синхронных машин мощностью I00 МВт и более с повышающими трансформаторами, как правило, производится экранированными токопроводами. Для синхронных машин меньшей мощности тип токопроводов выбирается на основании технико-экономических расчетов.

При наличии неэкранированных участков токопроводов с токами 5000 А и более должны выполняться мероприятия, исключающие недопустимые нагревы близко расположенных металлоконструкций от наведенных токов.

При вертикальных участках токопроводов протяженностью более I0 м рекомендуется применение токопроводов подвесного типа.

2.5.2. Повышающие трансформаторы электрических блоков электростанций следует располагать на открытом воздухе у продольной стены здания со стороны нижнего бьефа русловых и верхнего или нижнего бьефа приплотинных и деривационных электростанций.

На электростанциях с одним-двумя повышающими трансформаторами следует также рассматривать варианты их расположения у торцовой стены здания или в районе монтажной площадки.

Для подземных зданий электростанций место расположения повышающих трансформаторов электрических блоков должно определяться в результате технико-экономического сопоставления вариантов их расположения на поверхности или в подземных помещениях с учетом условий доставки трансформаторов, производства ремонтных работ, выполнения связи с генераторами и выводов мощности на высоком напряжении, выполнения систем охлаждения, вентиляции и пожаротушения.

2.5.3. Распределительные устройства 35–750 кВ электростанции, как правило, должны проектироваться открытыми.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) следует располагать возможно ближе к зданию электростанции с учетом направлений подходов (коридора) линий электропередач, сокращения технологических и транспортных коммуникаций от электростанции до ОРУ, а также с учетом возможных влияний аэрированных потоков воды на оборудование ОРУ при работе водосбросов.

2.5.4. Для электростанций, сооружаемых в сложных топографических условиях, с ограниченными возможностями выбора вблизи электростанции площадки под ОРУ с типовыми компоновками электрооборудования, следует разрабатывать компоновки ОРУ с применением специальных мероприятий, позволяющих сократить площади ОРУ: размещение оборудования на разных отметках; применение ограничителей перенапряжения (ОПН) с повышенными защитными характеристиками, позволяющими сокращать изоляционные воздушные расстояния; применение подвесных разъединителей; вертикальное расположение фаз сборных шин и др.

2.5.5. Для электростанций, сооружаемых в климатических условиях "ХЛ", следует рассматривать сооружение закрытых распределительных устройств (ЗРУ) 110 кВ и выше с применением как традиционного оборудования, так и комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

Для электростанций, сооружаемых в климатических условиях "ХЛ" и в сложных топографических условиях, где вблизи электростанции отсутствуют естественные площадки для размещения ОРУ, следует разрабатывать ЗРУ с применением КРУЭ.

В случае применения КРУЭ, располагаемого в помещении здания электростанции, должен рассматриваться вариант закрытой установки повышающих (блочных) трансформаторов.

Решение о сооружении ЗРУ должно подтверждаться технико-экономическим анализом вариантов сооружения ОРУ и ЗРУ. При сравнении вариантов следует приводить оценку условий эксплуатации, надежности и перспективности принимаемого для ЗРУ оборудования.

2.5.6. Компоновки распределительных устройств 110 кВ и выше должны предусматривать возможность расширения и перехода от простых к более сложным схемам электрических соединений в соответствии с требованиями развития энергосистемы.

2.5.7. Компоновки и конструкции открытых распределительных устройств напряжением 110 кВ и выше выполняются с учетом применения автокранов, телескопических вышек и других средств для механизации ремонтных работ высоковольтного оборудования.

Конструкции закрытых распределительных устройств (ЗРУ) 6-330 кВ выполняются также с учетом использования средств механизации ремонтных работ.

2.5.8. В закрытых распределительных устройствах 35-220 кВ не допускается применение масляных баковых выключателей.

2.5.9. Здания ЗРУ 110-330 кВ выполняются с застекленными верхними ярусами ограждающих панелей, общей площадью в одну треть поверхности одной продольной стены, которые предназначаются для разгрузки основных конструкций от недопустимых усилий, возникающих при аварии с выключателями.

Здания ЗРУ напряжением до 35 кВ включительно выполняются без окон.

Здания ЗРУ 35-330 кВ с воздушными и маломасляными выключателями выполняются неотапливаемыми.

Для ЗРУ, проектируемых для районов, где внутри помещений ЗРУ возможна температура ниже минус 40°С, следует предусматривать подогрев помещения с помощью электропечей, обеспечивающих температуру воздуха внутри помещения выше минус 40°С с тем, чтобы можно было применять обычное оборудование а не "ХЛ".

Для помещения с КРУЭ должно предусматриваться отопление, обеспечивающее поддержание требуемой температуры.

В остальных случаях для шкафов управления оборудованием и релейной аппаратуры в ЗРУ должен предусматриваться местный электроподогрев для районов, где внутри помещений ЗРУ температура может быть ниже минус 20°С.

При выполнении в закрытом распределительной устройстве

схемы с секционированными сборными шинами, каждая секция должна быть отделена от соседней перегородкой (из стеновых панелей) с проходными изоляторами (для соединительной ошиновки) во избежание выхода из строя всего распределительного устройства в случае загорания масла трансформаторов тока или напряжения.

2.5.10. Связь повышающих трансформаторов с распределительным устройством, как правило, выполняется воздушными выводами-линиями. Применение кабельных линий 110-500 кВ или комбинации кабельных и воздушных линий для связи повышающих трансформаторов с распределительными устройствами определяется результатами технико-экономического сравнения с вариантом воздушных выводов.

При установке повышающих трансформаторов в подземном помещении связь с распределительными устройствами, как правило, выполняется маслонаполненными кабелями 110-500 кВ.

При прокладке кабельных линий 110-500 кВ в кабельных сооружениях и в туннеле, связывающем электростанцию с распределительным устройством, должны быть предусмотрены конструктивные решения, исключающие возможность распространения аварии (пожара) с одной кабельной линии на другие кабельные линии, приводящие к потере мощности более, чем определено пунктом 9.1.д.

2.5.11. Для магистральных потоков контрольных и силовых кабелей до 35 кВ в здании электростанции и для контрольных и силовых кабелей до 35 кВ, связывающих здание электростанции и распределительное устройство 110 кВ и выше, предусматриваются кабельные сооружения (кабельные этажи, кабельные шахты, кабельные каналы, кабельные туннели).

2.5.12. Масляные трансформаторы собственных нужд, как правило, размещаются на трансформаторной площадке вместе с повышающими (блочными) трансформаторами.

Сухие трансформаторы собственных нужд, сухие выпрямительные трансформаторы и комплектные трансформаторные подстанции собственных нужд должны размещаться в помещениях, где относительная влажность при 20°С составляет не более 80%.

Комплектные распределительные устройства 6/10 кВ и общестанционные распределительные устройства 0,4 кВ должны размещаться с учетом возможности их опережающего ввода в работу по отношению к питающимся от них потребителей монтируемого основного оборудования, организации транспортных магистралей для обслуживания и ремонта, организации кабельных трасс.

2.5.13. Все оборудование системы возбуждения синхронной машины, как правило, размещается на одной отметке в непосредственной близости одно от другого. Автоматические регуляторы возбуждения и шкафы (панели) автоматического управления системой возбуждения устанавливаются в ряду агрегатного щита управления (АЩУ).

2.5.14. Помещение центрального пункта управления (ЦПУ) электростанции следует размещать в здании электростанции или в служебно-производственном корпусе (СПК), как правило, на отметках, позволяющих получить в помещении ЦПУ необходимое естественное освещение.

Для подземных зданий расположение ЦПУ должно решаться в каждом конкретном случае в соответствии со специфическими условиями.

Уровни звукового давления в помещении ЦПУ от внешних источников не должны превышать величин, приведенных в поз.1 таблицы пункта 2.3 ГОСТ 12.1003-76, а характеристика помещения ЦПУ по механическим воздействиям на аппаратуру, устанавливаемую в нем, должна отвечать группе условий эксплуатации М 4 по ГОСТ 17516-72.

При выборе места для помещения ЦПУ следует также учитывать необходимость уменьшения протяженности кабельных коммуникаций и условия транспортных сообщений эксплуатационного персонала с персоналом ЦПУ.

2.5.15. Агрегатные щиты должны устанавливаться на отметке машинного зала с ориентировкой фасадов щитов, как правило, в сторону агрегатов.

Для горизонтальных капсульных агрегатов место установки АЩУ определяется конструкцией здания электростанции с учетом расположения АЩУ на одной отметке, имеющей сплошной проход по всему машинному залу.

2.5.16. Блочные щиты автоматики и релейной защиты повышающих (блочных) трансформаторов размещаются в помещениях-пристройках машзала и могут компоноваться вместе с АЩУ.

2.5.17. Шкафы (панели) управления и автоматики вспомогательного оборудования, как правило, должны размещаться в месте установки этого вспомогательного оборудования.

2.6. Транспортные и технологические коммуникации

2.6.1. Транспортные коммуникации.

а) система грузопотоков на территории и в здании электростанции должна обеспечивать, как правило, бесперегрузочную доставку грузов, запасных частей, оборудования и материалов от места получения их к рабочим местам. Допускается в здании электростанции иметь не более одной перегрузки.

Все транспортные маршруты в здании для принятого проектом напольного транспорта должны иметь проезжую часть не менее 2,0 м. Продольные сквозные, как правило, прямолинейные транспортные маршруты должны предусматриваться на отметках машинного зала, генераторного и турбинных помещений. Продольные проезды на более низких или высоких отметках назначаются в случае наличия на них тяжелого оборудования (более 500 кг).

Должны предусматриваться грузовые люки или шахты, расположенные в зоне действия подъемных механизмов, для подачи грузов на нижние отметки здания электростанции. При отсутствии такой возможности для этих целей должен быть предусмотрен грузовой лифт.

б) лестницы между отметками машинного зала, генераторным и турбинным помещениями следует предусматривать не реже чем одна лестничная клетка на два агрегата. Продольные проходы, как правило, следует предусматривать по всем имеющимся отметкам здания. Вертикальная транспортировка персонала с помощью лифтов должна обеспечиваться на все отметки здания и сооружений (кровлю, щитовое отделение верхнего и нижнего

бьефов, трансформаторную площадку, транспортные и коммуникационные коридоры) при разности отметок I2 м и более. При этом один пассажирский лифт, как правило, должен быть предусмотрен в блоке монтажной площадки. Второй пассажирский лифт может предусматриваться только в противоположном от монтажной площадки торце здания электростанции.

в) При компоновке горизонтальных и вертикальных проходов необходимо обеспечить наименьший путь персонала станции при обходах установленного оборудования.

2.6.2. Технологические коммуникации предусматриваются для кабельных потоков высокого и низкого напряжения, магистральных трубопроводов воды, масла, воздуха, прокладываемых вдоль здания или для связи с другими объектами гидроузла (ОРУ, водоприемники, масляное хозяйство и т.д.).

В здании электростанции и на ОРУ прокладка кабельных сооружений выполняется согласно требованиям пожарной безопасности. Для магистральных технологических трубопроводов следует предусматривать отдельно выделенные участки стен верхнего или нижнего бьефов, позволяющие смонтировать трубопроводы без пересечений с проходами и технологическими помещениями. К трубопроводам и арматуре на них должен быть обеспечен удобный проход для осмотров и ремонта.

Не допускается масляные и воздушные трубопроводы, кроме измерительных, закладывать в бетон. В случае необходимости эти трубопроводы должны проходить через бетон и строительные конструкции в футлярах.

2.6.3. Вывод сливных трубопроводов всех систем в зону конусов отсасывающих труб гидромашин не допускается.

2.7. Компоновка общестанционных помещений

Компоновка общестанционных помещений мастерских, складов и средств эксплуатации, необходимых для обслуживания оборудования и гидротехнических сооружений выполняются в соответствии с указаниями "Отраслевых требований и нормативных

материалов по научной организации труда, которые должны учитываться при проектировании новых и реконструкции действующих гидроэлектростанций".

Указания по номенклатуре и площадям общестанционных помещений, а также по компоновке трансформаторных мастерских и средствам обслуживания трансформаторов приведены в разделе I4.

3. МЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И СТАЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

3.I. Общие требования

3.I.I. Механическое оборудование является нетиповым и изготавливается по индивидуальным проектам.

3.I.2. На гидросооружениях в районах с расчетной температурой минус 40°С и ниже необходимо применять материалы, приборы и оборудование пригодные для работы в условиях "ХЛ". (ГОСТ I5I50-69).

3.I.3. Маневрирование затворами в зимних условиях должно обеспечиваться обогревом закладных частей и затворов.

3.I.4. Оборудование гидросооружений, предназначенное для работы в строительный период, следует проектировать по нормам, принятым для эксплуатационного периода.

3.I.5. Оборудование не должно иметь труднодоступных мест для очистки, окраски и ремонта.

3.I.6. Перед всеми поверхностными затворами, установленными на водостоках, имеющих ледостав, необходимо предусматривать устройства для обеспечения поддержания майны.

3.I.7. Расчеты и конструирование механического оборудования должны вестись с соблюдением требований СНиП, ГОСТ, СТП и других нормативных документов.

3.I.8. Общепромышленные подъемные механизмы, применяемые для маневрирования затворами и решетками должны иметь грузовое реле.

3.2. Закладные части

3.2.1. Закладные части следует устанавливать в местах передачи давлений от затворов и решеток на сооружение и в местах примыкания уплотнительных элементов.

3.2.2. Сечение закладных частей, определенное максимальной нагрузкой, должно выполняться только в пределах рабочей зоны, вне рабочей зоны следует устанавливать облегченные закладные часть.

3.2.3. Конструкция закладных частей затворов и решеток должна обеспечивать неизменяемость формы и размеров при транспортировке, монтаже и обетонировании, для чего необходимо предусматривать раскрепляющие элементы.

3.2.4. Для надежной работы закладных частей в местах установки уплотнений необходимо обеспечить градиент напора в бетоне для основных затворов 20, а для ремонтных и аварийно-ремонтных – 40.

3.2.5. При необходимости обогрева закладных частей должен применяться индукционный, либо масляный обогрев.

3.3. Сооружерживающие решетки и затворы

3.3.1. Сооружерживающие решетки должны быть рассчитаны на перепад в 2 м водяного столба для решеток, заглубленных не более 20 м под уровень водохранилища и на перепад в 3 м при заглублениях более 20 м. При обосновании решетки могут быть рассчитаны на полный напор.

3.3.2. Расстояния между стержнями решеток должны приниматься в пределах 60–200 мм в зависимости от типоразмера гидротурбины и других факторов.

3.3.3. Ригели и непоперечные диафрагмы сплошного сечения у решеток должны устанавливаться в направлении движения потока.

3.3.4. Предупреждение намерзания льда и шуги на решетках должно осуществляться обогревом элементов решетки.

3.3.5. В качестве ремонтных затворов применяются, как правило, плоские скользящие затворы. Подъем и опускание затворов происходит только при выравненных уровнях.

3.3.6. Маневрирование ремонтными затворами производится, как правило, с помощью грузоподъемных кранов.

3.3.7. Количество ремонтных затворов, устанавливаемых перед турбинами и на отсасывающих трубах, назначается из возможности прекращения доступа воды к двум агрегатам, а перед водосбросными отверстиями принимается, как правило, один ремонтный затвор на все сооружение.

3.3.8. Маневрирование ремонтными затворами; установленными на глубинах до 50 м, должно осуществляться посредством захватных балок. Применение штанг в этом случае должно быть специально обосновано. Маневрирование ремонтными затворами установленными на глубинах свыше 50 м, должно осуществляться посредством штанг.

3.3.9. Ремонтные затворы для отсасывающих труб принимаются, как правило, одиночные. Применение секционных затворов должно быть обосновано.

3.3.10. Расположение ремонтных затворов в пределах диффузора отсасывающей трубы не рекомендуется. При необходимости расположения ремонтных затворов в пределах диффузора отсасывающих труб, пазы этих затворов должны закрываться потоконаправляющими рамами.

3.3.11. Аварийно-ремонтные затворы, как правило, принимаются плоскими, применение других типов затворов должно быть обосновано.

3.3.12. Аварийно-ремонтный затвор должен обеспечивать перекрытие отверстия в потоке при полном расчетном напоре. Подъем происходит при выравненных уровнях.

3.3.13. Выравнивание уровней должно осуществляться байпасом, установленным на затворе, либо на сооружении.

3.3.14. Основные затворы водосбросов на совмещенных гидроэлектростанциях должны обеспечивать регулирование сбросных расходов и, в случае необходимости, сброс льда, мусора и др. Затвор должен опускаться и подниматься в текущей воде.

3.4. Подъемные механизмы

3.4.1. Стационарные механизмы должны оснащаться местным и дистанционным управлением, а также указателями положения затвора.

3.4.2. Козловые, полукозловые и мостовые специальные краны должны проектироваться, изготовляться и испытываться в соответствии с правилами Госгортехнадзора.

3.4.3. Мостовой кран машинного зала выбирается по ГОСТ 6711-81. При грузоподъемности, превышающей данные ГОСТ, краны следует изготовлять по индивидуальным проектам.

3.4.4. Испытание кранов следует производить гидродинамометрами. Краны грузоподъемностью 250 кН и ниже испытываются грузами. Испытания производятся в соответствии с правилами Госгортехнадзора.

3.4.5. Захватные приспособления, в том числе и траверсы, испытывают на электростанциях рабочими грузами.

3.4.6. Электропитание кранов, находящихся в помещениях, осуществляется при помощи троллейного токосъемника, а находящихся на открытом воздухе – при помощи лыжного токосъемника, при необходимости, с обогревом. При ходе крана длиной не более 200 м питание следует осуществлять посредством гибкого кабеля.

3.4.7. Очистка решеток производится решетко-очистной машиной, либо с помощью грейферов. При обосновании очистка может производиться подъемом решетки на поверхность.

3.4.8. При наличии в водохранилище плавающих торфяных полей, сплавляемого и несведенного леса должно быть предусмотрено траловое приспособление.

3.4.9. Необходимо предусматривать устройства для транспортирования мусора за пределы сооружений.

3.5. Напорные водоводы

3.5.1. Трубопроводы открытые, металлические и уложенные в бетонный массив с упругой прокладкой следует проектировать

в соответствии с "Указанием по проектированию стальных трубопроводов гидротехнических сооружений"; заделанные в горную породу, либо в бетонный массив – по "Руководству по проектированию гидротехнических тоннелей", а сталежелезобетонные – по СНиП "Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений".

3.5.2. Турбинные трубопроводы должны быть рассчитаны на нормальные эксплуатационные и аварийные условия.

3.5.3. В начале каждой открыто проложенной нитки металлического трубопровода устанавливается затвор, оснащенный дистанционным и автоматическим управлением, срабатывающим при повышении расчетной скорости воды в трубопроводе (максимальная защита) и при разности расходов воды в начале и конце трубопровода (дифференциальная защита).

3.5.4. Для освидетельствования и ремонта внутренней поверхности трубопровода должны быть предусмотрены устройства и приспособления.

4. ГИДРОМАШИНЫ, РЕГУЛИРОВАНИЕ, ПРЕДТУРБИННЫЕ ЗАТВОРЫ

4.I. Гидромашины

4.I.I. Выбор системы, мощности и типоразмера гидромашины и модификации рабочего колеса следует производить на основе государственных и отраслевых стандартов на турбины гидравлические. Для гидромашин, не вошедших в государственные и отраслевые стандарты, а также для вновь разрабатываемых модификаций, необходимо использовать универсальные характеристики, подтвержденные заводом-разработчиком оборудования.

Использование универсальных характеристик новых систем и модификаций гидромашин, не подтвержденных заводом-разработчиком технической документации, допускается только на предпроектных стадиях проектирования.

4.I.2. Гидромашины, системы регулирования и вспомогательное оборудование должны обеспечить надежную работу во всех режимах без вмешательства дежурного персонала.

4.I.3. Гидромашины должны удовлетворять требованиям государственных и отраслевых стандартов на гидравлические турбины, элементы их конструкций и проточной части.

4.I.4. Систему гидромашин для данной гидроэлектростанции необходимо выбирать в зависимости от максимального напора, по таблице № I с учетом заданных режимов работы и диапазона изменения напора.

Таблица I

№№ п/п	Напор, максимальный в м	Система гидромашин	Вариант исполнения
I	2	3	4
	Гидротурбины		
I	До 25	Осевая	Поворотно-лопастная и пропеллерная в вертикальном и горизонтальном исполнении, в том числе капсульная и прямоточная
2	от 25 до 45	Осевая	Поворотно-лопастная и пропеллерная в вертикальном исполнении
3	От 45 до 80	Осевая, диагональная	Поворотно-лопастная и пропеллерная в вертикальном исполнении
		Радиально-осевая	В вертикальном исполнении
4	от 80 до I50	Диагональная	Поворотно-лопастная и пропеллерная в вертикальном исполнении
		Радиально-осевая	В вертикальном исполнении

I	2	3	4
5	от I50 до 600	Радиально-осевая	В вертикальном исполнении
6	Свыше 400	Ковшовая	В вертикальном и горизонтальном исполнении
	Насос-турбины		
I	До 25	Диагональная и осевая	Поворотно-лопастная в вертикальном и горизонтальном исполнении
2	До 30	-"-	Поворотно-лопастная в вертикальном исполнении
3	От 30 до 80	Диагональная	Поворотно-лопастная в вертикальном исполнении
		Радиально-осевая	В вертикальном исполнении
4	От 80 до 600	Радиально-осевая одноступенчатая	В вертикальном исполнении
5	Свыше 300	Радиально-осевая многоступенчатая	В вертикальном исполнении
6	Свыше I200 м	Трехмашинный агрегат, включающий насос и ковшовую турбину	В вертикальном и горизонтальном исполнении

4.I.5. В том случае, если эффективная работа электростанции в заданном диапазоне изменения напора может быть обеспечена гидромашинами нескольких систем, окончательный выбор должен производиться на основе технико-экономического сопоставления вариантов.

4.I.6. Число и единичная мощность гидроагрегатов должны выбираться для каждой конкретной электростанции на основе технико-экономического сравнения вариантов.

В расчетах необходимо учитывать влияние величины мощности агрегата на: стоимость оборудования, стоимость строительной части, эксплуатационные затраты и общие характеристики электростанции.

Выбранная единичная мощность должна обеспечивать наибольшую энергоэкономическую эффективность сооружений гидроузла.

4.I.7. При равных технико-экономических показателях следует принимать наибольшую технически возможную мощность с учетом соображений по унификации оборудования, как по условиям изготовления, так и по условиям эксплуатации на каскаде.

Наибольшая технически возможная мощность гидромашины должна быть обоснована в результате анализа следующих факторов:

- характеристики энергосистемы и ее требований к режимам работы электростанции, в том числе к участию электростанции в покрытии пиков графика нагрузки, условиям аварийного отключения гидроагрегата и пропуска санитарного расхода;
- геоморфологических и геологических условий створа гидроэлектростанций;
- технологических возможностей изготовления, транспорта и монтажа оборудования;
- типа здания электростанции и конструкции водоподводящих устройств;
- возможности создания предтурбинных затворов.

4.I.8. При выбранной номинальной активной мощности гидроагрегата и заданных характеристик синхронной машины гидромашина при напорах выше расчетного должна развивать мощность, обеспечивающую работу синхронной машины с коэффициентом мощности, равным единице при его номинальной мощности в кВа.

4.I.9. Увеличение генераторной мощности ГЭС, при работе с напорами выше расчетного, в каждом конкретном случае должно быть экономически обосновано за счет получения дополнительной выработки энергии и возможной экономии ремонтной мощности на заменяемых электростанциях.

4.I.I0. Использование резерва по максимальному открытию направляющего аппарата для увеличения пропускной способности гидравлической турбины при работе на напорах ниже расчетного по мощности для данной гидроэлектростанции в пределах номинальной мощности согласовываться с заводом-разработчиком оборудования.

4.I.II. При выборе оборудования и составлении технических требований на разработку оборудования коэффициенты быстроходности, приведенные расходы и коэффициенты полезного действия (в зависимости от напора) должны быть не хуже указанных ниже в таблицах 2,3,4,5,6,7. Значения максимального коэффициента полезного действия, приведенные в таблицах, отнесены к модели рабочего колеса диаметром 460 мм.

4.I.I2. При определении параметров и габаритов обратимых гидромашин для ГАЭС необходимо произвести технико-экономические расчеты по выбору их оптимальной быстроходности.

Зависимость коэффициента быстроходности по насосному режиму от напора на предварительной стадии принимается по таблице 7.

Для насосного режима величина быстроходности вычисляется по формуле:

$$n_{sн} = \frac{3{,}65 \cdot n \cdot \sqrt{Q}}{H^{3/4}}$$

Для предварительной оценки быстроходности следует использовать эмпирическую зависимость $n_{sн} = K/\sqrt{H}$. Значение коэффициента К следует принимать, как правило, не меньше 2500.

При выборе параметров обратимой гидромашины следует учитывать, что наибольший КПД имеют насос-турбины быстроходностью I70-230. Использование машин с $n_{sн} < II0$ ведет к резкому снижению КПД агрегата.

Таблица 2

Осевые поворотно-лопастные гидротурбины в вертикальном исполнении

Напор максимальный, м	10	15	20	30	40	50	60	70	80
Коэффициент быстроходности	1200	1200–900	900–730	730–600	600–500	500–400	400–350	350–300	300
Расход приведенный, макс. $м^3/с$	2,25	2,13	2,03	1,95	1,88	1,80	1,70	1,60	1,50
Гидравлический коэффициент полезного действия модели, максимальный, %	–	–	91,4	91,7	91,6	90,6	89,7	89,5	89,4

Таблица 3

Осевые поворотно-лопастные гидротурбины в горизонтальном (капсульном) исполнении

Напор, максимальный, м	7	10	15	20	25
Коэффициент быстроходности	1200–1100	1100–1000	1000–850	900–800	800–650
Расход приведенный; $м^3/с$	3,2–3,5	2,9–3,3	2,4–3,0	2,0–2,75	1,7–2,5
Гидравлический коэффициент полезного действия модели, максимальный, %	–	91,8	91,8	90,8	90,8

Таблица 4

Диагональные поворотно-лопастные гидротурбины

Напор максимальный, м	30	50	75	100	125	150
Коэффициент быстроходности	480	420	380–330	290–260	250–230	225–215
Расход приведенный, $м^3/с$	1,50	1,30	1,10	1,00	0,90	0,80
Гидравлический коэффициент полезного действия модели, максимальный, %	91,0	91,5	91,8	92,0	91,8	91,5

Таблица 5

Радиально-осевые гидротурбины

Напор максимальный, м	45	75	115	170	230	310	400	500–600
Коэффициент быстроходности	350–300	350–300	300–250	250–220	220–175	175–155	155–125	125–115
Расход приведенный, $м^3/с$	1,40	1,25	1,15	0,85	0,6	0,42	0,30	0,26
Гидравлический коэффициент полезного действия модели, максимальный, %	92,8	93	93,1	93	93	90	90,3	90,3

Таблица 6

Ковшовые (приведенный расход и коэффициент быстроходности даны для односопловой турбины)

Напор максимальный, м	400-600	700	I650	2000
Коэффициент быстроходности	23	20	I3	8
Расход приведенный, макс. $м^3/с$	0,03	0,024	0,0II	0,007

Таблица 7

Обратимые гидромашины – одноступенчатые

Напор максимальный, м	45-60	80:I00	I50:	I70-230	300-400	500-600
Коэффициент быстроходности, насосный режим	380-320	280 250	2I0	200-I65	I45-I30	II0-95

Для турбинного режима величина быстроходности вычисляется по формуле:

$$n_{ST} = \frac{4,167 \cdot n \cdot \sqrt{N}}{H^{5/4}} \quad \ldots$$

4.I.I3. Приведенный расход при расчетном по мощности напоре и номинальной мощности должен определяться, как экономически целесообразная величина, по минимуму капитальных вложений и эксплуатационных затрат для конкретных условий размещения электростанции и выбранной модификации рабочего колеса с учетом изменения габаритов блока, веса оборудования и требуемых высот отсасывания.

4.I.I4. Технические требования на разработку новых систем турбин, обратимых гидромашин, а также новых модификаций суще-

ствующих систем гидромашин следует выдавать только при наличии соответствующего технико-экономического обоснования и подтверждения со стороны завода-разработчика оборудования прогнозных характеристик разрабатываемого оборудования.

4.I.I5. Основными расчетными параметрами гидромашин при заданных максимальном, расчетном по мощности и средневзвешенном по выработке напорах и мощности следует считать:

- номинальный диаметр рабочего колеса, $Д_1$;
- диаметр осей лопаток направляющего аппарата, $Д_0$; (для гидромашин вертикального исполнения),
- номинальную частоту вращения, $n_{ном.}$;
- угонную частоту вращения, $n_{уг.}$;
- коэффициент полезного действия, максимальный $\eta_{макс.}$;
- коэффициент полезного действия в расчетной точке, $\eta_{расч.}$;
- требуемая высота отсасывания, H_s;
- коэффициент быстроходности; n_s;

4.I.I6. Номинальный диаметр рабочего колеса гидравлической турбины должен определяться исходя из мощности гидроагрегата, экономически целесообразного значения приведенного расхода, определенного с учетом обеспечения требуемых высот отсасывания, в интервале заданного значения расчетного по мощности напора ГЭС и соответствующего ему значения коэффициента полезного действия.

Полученное значение номинального диаметра рабочего колеса гидромашины следует округлять до ближайшего, рекомендованного значения в соответствии с государственным стандартом на гидромашины.

4.I.I7. Номинальную частоту вращения гидроагрегата следует назначать из условия работы гидравлических турбин при средневзвешенном по выработке напоре с приведенной частотой вращения, соответствующей оптимуму коэффициента полезного действия универсальной характеристики.

При назначении номинальной частоты вращения следует учитывать рекомендации заводов-разработчиков гидрогенераторов.

Номинальная частота вращения обратимых агрегатов определяется по насосному режиму исходя из условий размещения рабо-

чего диапазона напоров в оптимальной зоне характеристики.

4.I.I8. Требуемые высоты отсасывания следует определять на основе данных модельных испытаний принятой модификации рабочего колеса в соответствии с отраслевым стандартом.

Для обратимых гидромашин заглубление определяется по насосному режиму при максимальном и минимальном напорах и соответствующим им уровням НБ и принимается наименьшее.

4.I.I9. Выбор отметки установки реактивной гидромашины должен производиться по требуемым высотам отсасывания с учетом графика нагрузки гидроэлектростанции, условий неустановившегося режима в нижнем бьефе, в частности, времени наполнения нижнего бьефа, прогнозируемых размывов в нижнем бьефе, согласованной с Заказчиком и разработчиком оборудования допустимой величины кавитационной эррозии, а также изменения режимов работы гидроагрегата в разные периоды эксплуатации.

4.I.20. При выборе оборудования допустимая величина кавитационной эррозии должна определяться в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии по объему унесенного металла, либо по глубине и площади кавитационных разрушений (публикация МЭК № 609).

4.I.2I. Пусковой напор на ГЭС необходимо определять:

– для осевых и диагональных поворотно-лопастных гидравлических турбин не менее 40%;

– для радиально-осевых гидравлических турбин не менее 60% от величины напора соответствующего приведенной частоте вращения совпадающей с оптимумом коэффициента полезного действия на универсальной характеристике гидротурбины.

В любом случае величина пускового напора и время его использования должны быть согласованы с заводом-разработчиком оборудования.

4.I.22. Необходимость ввода гидроагрегата на пониженных пусковых напорах должна иметь технико-экономическое обоснование, в зависимости от длительности наполнения водохранилища или строительства гидроузла.

4.I.23. Для ГЭС, на которых предполагается работа гидроагрегатов при пусковых напорах следует рассматривать:

- для ГЭС с напорами до I50 м применение гидротурбин двойного регулирования, в том числе диагональных поворотно-лопастных;

- для ГЭС с напорами выше I20 м использование радиально-осевых гидротурбин со смешенными рабочими колесами большой быстроходности. При этом должно быть обеспечено соответствие разгонной частоты вращения сменного рабочего колеса с разгонной частотой вращения штатного генератора.

Для ГЭС, возведение напорного фронта которых предполагается осуществить в несколько этапов, помимо упомянутых выше вариантов следует, рассмотреть возможность применения сменного гидрогенератора, устанавливаемого на фундамент штатного гидрогенератора и сменных рабочих колес гидротурбины.

4.I.24. Тип, форма и габариты спиральной камеры, а также скорость во входном сечении спиральной камеры, должны соответствовать отраслевым стандартам.

В тех случаях, когда для заданного максимального напора возможно применение двух типов спиральных камер, выбор их следует производить на основании технико-экономических расчетов.

Железобетонные спиральные камеры таврового сечения следует применять до максимального напора 80 метров.

Железобетонные спиральные камеры в диапазоне напоров от 50 до 80 метров следует полностью облицовывать металлом.

Металлические спиральные камеры круглого или эллиптического сечения с максимальным напором выше I00 метров, для которых произведение максимального динамического давления (в килоньютонах на метр квадратный) в спиральной камере на диаметр входного сечения спирали (в метрах) равен или больше I2000, следует рассматривать в сталежелезобетонном исполнении с передачей части нагрузки на охватывающий железобетон.

Спиральные камеры гидротурбин при площади входного сечения менее 3 $м^2$ независимо от величины действующего напора, как правило, должны выполняться металлическими круглого сечения.

4.I.25. Металлические спиральные камеры, полностью воспринимающие напор, а также металлические облицовки сталежелезобетонных спиральных камер, воспринимающие напор частично, должны подвергаться до бетонирования гидравлическому испытанию на соответствующую величину испытательного давления.

В отдельных специально обоснованных случаях, по согласованию с Заказчиком, гидравлические испытания могут быть заменены контролем 100% длины сварных швов методом гаммаграфирования по техническим условиям испытаний, разработанным заводом-изготовителем оборудования.

4.I.26. Тип, форма и габариты отсасывающей трубы должны соответствовать отраслевым стандартам.

Высоту изогнутых отсасывающих труб для насос-турбин следует принимать не менее $3{,}5\ Д_I$.

Для горизонтальных гидравлических турбин прямоосные отсасывающие трубы следует принимать длиной $(4{,}5\text{–}5{,}0)\ Д_I$, с углом конусности в пределах $I3^0\text{–}I6^0$. Форма сечения может быть круглой, овальной с переходом на прямоугольную.

4.I.27. Верхняя кромка выходного сечения отсасывающей трубы должна быть заглублена не менее чем на 0,5 м ниже минимального уровня нижнего бьефа, при котором возможна работа гидравлических турбин.

4.I.28. Отсасывающая труба должна иметь металлическую облицовку начального конуса, а в обоснованных случаях и колена.

4.2. Регулирование

4.2.I. Гидромашина должна быть снабжена системой автоматического регулирования работой гидроагрегата, включающей электрогидравлический регулятор, маслонапорную установку, панель автоматики, противоразгонные устройства, устройства, обеспечивающие работу гидроагрегата в схеме группового регулирования мощности и в режиме синхронного компенсатора, а также в случае необходимости, устройствами регулирования и ограничения мощности по напору и уровням бьефов.

4.2.2. В качестве основного противоразгонного устройства в дополнение к системе регулирования гидравлической турбины следует продусматривать закрытие направляющего аппарата от золотника аварийного закрытия.

В технически обоснованных случаях он может снабжаться устройством программного закрытия.

В дополнение к золотнику аварийного закрытия при соответствующем обосновании могут быть использованы другие средства противоразгонной защиты: предтурбинные затворы с аварийно-ремонтными функциями или быстродействующие затворы на водоприемнике.

При наличии нескольких видов противоразгонных защит их действие должно быть селективным.

4.2.3. Система регулирования поворотно-лопастных гидравлических турбин должна иметь устройство, обеспечивающее функции программного управления регулирующими органами при аварийном сбросе нагрузки и разгоне гидроагрегата.

4.2.4. Система регулирования должна обеспечивать:

- автоматический пуск одного из гидроагрегатов электростанции в условиях отсутствия напряжения переменного тока в системе собственных нужд электростанции;

- автоматическую остановку; пуск и повторную остановку гидроагрегата при отсутствии напряжения переменного тока в системе собственных нужд электростанции и при уровне масла в котле МНУ, соответствующем уставке включения рабочего насоса.

4.2.5. Типоразмер маслонапорной установки гидроагрегата должен выбираться в соответствии с требованиями п.4.2.4.

При наличии в гидроагрегате встроенного цилиндрического затвора или другого запорного органа, включенного оперативно в схему управления гидроагрегатом, маслонапорная установка гидроагрегата должна обеспечивать также работу запорного органа в соответствии с п.4.2.4.

4.2.6. Типоразмер маслонапорной установки, обслуживающей отдельную группу предтурбинных затворов, ведущих аварийные функции, должен выбираться из условия закрытия всех обслуживаемых затворов и обеспечения цикла открытие-закрытие одного из затворов.

4.2.7. Выбор режимов регулирования гидравлической машины должен производиться на основании расчетов и анализа переходных процессов с учетом конкретных условий работы электростанции, характеристик ее оборудования и системы водопроводящих сооружений электростанции в соответствии с "Руководством по проектированию технологических режимов регулирования гидроэлектростанций"(П-644-77. Гидропроект) и "Руководством по проектированию технологических режимов регулирования гидроаккумулирующих электростанций", МИСИ, 1984 г.

4.2.8. Расчеты переходных процессов рекомендуется производить в соответствии с работой "Определение параметров неустановившихся режимов в гидроэнергетических установках гидроэлектростанций" (П-700-78. Гидропроект.). При необходимости расчет переходных процессов может быть поручен специализированным организациям.

В результате расчетов переходных процессов должны быть определены:

- значения максимальных и минимальных давлений в характерных сечениях водопроводящего тракта;,
- предельные отклонения уровней в уравнительных резервуарах и шахтах затворов;
- изменение частоты вращения агрегата при сбросе нагрузки;
- изменение моментов и осевых сил, развиваемых гидромашиной, а также давлений в различных местах проточного тракта гидравлической турбины, особенно за рабочим колесом.

4.2.10. Турбина должна допускать при сбросах номинальной нагрузки и исправной работе системы регулирования гидравлической турбины повышение частоты вращения до 160% от номинальной. В обоснованных случаях, по согласованию с заводами-разработчиками гидравлических турбин и гидрогенераторов допускается повышение частоты вращения более 160% от номинальной.

4.2.11. Максимальное относительное повышение давления в спиральной камере при сбросе номинальной нагрузки и исправной работе системы регулирования не нормируется и должно быть выбрано путем технико-экономического сопоставления вариантов;

- Использование гидрогенератора с увеличенным маховым моментом;

- использование гидромашины повышенной прочности;

- применение программного управления закрытием направляющего аппарата;

- применение холостых выпусков;

- изменение гидравлических параметров по водопроводящему тракту, которые должны быть противопоставлены варианту с уравнительными резервуарами и гидросилового оборудования в обычном исполнении.

4.2.I2. При питании нескольких гидромашин от одного водовода максимальные повышения давления и заброс частоты вращения должны определяться для условия отключения всех гидроагрегатов, подключенных к данному водоводу.

4.2.I3. Значения повышения давления в спиральной камере гидравлической машины и повышение частоты вращения гидроагрегата (гарантии регулирования) принимаются по данным завода-разработчика гидромашины.

4.3. Предтурбинные затворы

4.3.I. Предтурбинными затворами следует считать запорные органы, устанавливаемые на напорных водоводах непосредственно перед входом в спиральную камеру гидравлической машины и входящие в единую систему управления технологическим процессом гидромашины.

4.3.2. Предтурбинные затворы должны обеспечивать:

- возможность проведения ремонтных работ в проточной части гидромашины под их защитой;

- защиту гидроагрегата от разгона в соответствии с командой системы регулирования гидромашины;

- защиту направляющего аппарата высоконапорных гидромашин от щелевой кавитации;

- возможность перевода гидроагрегата для работы в режиме синхронного компенсаторв или пуска в насосном режиме обратимой гидромашины с отжимом воды из камеры рабочего колеса сжатым воздухом.

4.3.3. Предтурбинные затворы следует принимать в соответствии с государственным стандартом "Затворы дисковые и шаровые гидравлических турбин".

- дисковые с плоскокошенным диском - на статический напор до 115 м;

- дисковые с диском типа "Биплан" - на статический напор до 230 м;

- шаровые - на статический напор до 800 м.

Предтурбинные затворы должны оснащаться панелями автоматики.

В качестве источников питания гидропривода предтурбинного затвора следует использовать маслонапорную установку гидромашины при соответствующем ее выборе и согласовании с заводом-разработчиком гидротурбинного оборудования.

4.3.4. В качестве предтурбинного затвора следует рассматривать возможность установки встроенного цилиндрического затвора.

5. ТЕХНИЧЕСКОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ

5.1. Система технического водоснабжения должна обеспечивать надежную подачу очищенной воды к потребителям для поддержания заданного температурного режима и смазки работающего оборудования гидроэлектростанции во всех стационарных и переходных режимах агрегата, включая режимы синхронного компенсатора и насосного.

5.2. Потребителями технической воды являются:

а) воздухоохладители гидрогенераторов с воздушным охлаждением;

б) теплообменники гидрогенераторов с водяным охлаждением;

в) теплообменники систем тиристорного возбуждения с водяным охлаждением;

г) маслоохладители подпятника и подшипников гидрогенераторов;

) маслоохладители подшипников гидротурбин с масляной смазкой;

е) подшипники гидромашин с водяной смазкой;

ж) уплотнение валов гидротурбин;

з) лабиринтные уплотнения рабочих колес РО турбин при работе в режиме синхронного компенсатора;

и) маслоохладители масснапорных установок;

к) маслоохладители трансформаторов;

л) теплообменники и узлы вспомогательного оборудования и другие технологические водопотребители (компрессоры, воздуходувки и т.п.).

5.3. В зависимости от располагаемых напоров на электростанциях следует применять следующие системы технического водоснабжения:

а) насосная - при напорах ниже 15 м и выше 200 м с забором воды их нижнего бьефа;

б) самотечная - при напорах от 10 до 60 м с забором воды из верхнего бьефа;

в) самотечная - с ограничением давления у потребителей при напорах от 60 до 150 м с забором воды из верхнего бьефа;

г) эжекторная - при напорах от 50 до 250 м с забором воды из верхнего и нижнего бьефов.

5.4. Допускается применение самотечных систем с водозабором из-под крышки радиально-осевой гидротурбины при отсутствии режима синхронного компенсатора.

Отбор воды из-под крышки радиально-осевой гидротурбины должен быть согласован с заводом-изготовителем гидротурбины.

5.5. Систему технического водоснабжения ГАЭС следует выполнять, как правило, насосной с забором воды из нижнего бьефа.

5.6. Техническое водоснабжение выполняется по следующим схемам:

а) поагрегатная (как правило);

б) централизованная;

в) групповая.

5.7. Окончательный выбор системы и схемы технического водоснабжения определяется технико-экономическим сравнением возможных вариантов. При наличии в воде дрейсены должны предусматриваться мероприятия по борьбе с ней.

5.8. Расчетный расход воды в системе принимается по суммарному расходу всех потребителей при максимальной мощности гидроагрегата и максимальной расчетной температуре воды на уровне водозабора.

5.9. При выборе схем следует отдавать предпочтение схемам с раздельным питанием потребителей с большим и малым расходом воды.

Водоснабжение крупных потребителей воды (воздухоохладители, маслоохладители подпятника и т.п.) целесообразно осуществлять по отдельным ветвям (водозабор-фильтр-потребитель-слив) с целью обеспечения независимого регулирования. Допускается осуществлять от этих систем резервное водоснабжение потребителей с малыми расходами воды.

5.10. С целью уменьшения общего расхода в системе целесообразно рассматривать схемы с последовательным соединением теплообменных аппаратов. Такие схемы, при необходимости, должны быть согласованы с заводами-изготовителями применяемого оборудования.

5.11. Следует рассматривать целесообразность применения как автоматического, так и ручного (по сезонам) регулирования расхода охлаждающей воды в зависимости от нагрузки и температуры расхода воды.

Регулирование расхода частичным открытием задвижек не рекомендуется; для этой цели следует применять специальную регулирующую арматуру.

5.12. Для экономии расхода технической воды и предотвращения отпотевания трубопроводов и воздухоохладителей рекомендуется предусматривать возможность применения рециркуляции воды.

5.13. Для непрерывной подачи воды к потребителям должны быть предусмотрены как основные, так и резервные водозаборы, фильтры, насосы, обеспечивающие расчетную подачу.

5.I4. Водозаборы

5.I4.I. Водозаборы должны располагаться в местах доступных для обслуживания. Водозаборы устанавливаются в туннеле, трубопроводе, спиральной камере, напорных стенках верхнего и нижнего бьефов.

5.I4.2. Водозаборы должны быть установлены в зонах, не подверженных закупорке шугой, льдом или мусором.

5.I4.3. Устройство водозаборов в верхних и нижних точках туннелей, трубопроводов или спиральных камер не допускается.

5.I4.4. Водозаборы должны быть оборудованы съемными решетками.

5.I4.5. Водозаборы непосредственно из верхнего и нижнего бьефов должны также оборудоваться приспособлениями, позволяющими устанавливать на них временные заглушки. Около водозаборов должны быть устроены скобы для удобства выполнения водолазных работ.

5.I4.6. В случае забора воды из нижнего бьефа следует рассматривать необходимость применения деаэраторов.

5.I4.7. На электростанциях, расположенных на реках с большим количеством наносов, следует рассматривать возможность забора воды из гидроциклонов, отстойников, уравнительных резервуаров, артезианских скважин и других источников.

5.I4.8. Водозаборы, используемые для питания водяного подшипника, уплотнения вала и лабиринтного уплотнения рабочего колеса гидротурбины с положительной высотой отсасывания должны обеспечить бесперебойное питание при опускании аварийно-ремонтного или предтурбинного затвора агрегата.

5.I5. Насосы следует устанавливать, как правило, ниже минимального уровня воды у водозабора. При необходимости установки насосов выше уровня воды должен быть предусмотрен автоматический залив насосов при пуске.

5.I6. Фильтры должны иметь фильтрующие элементы из коррозионностойкого материала. Тонкость фильтрации определяется требованиями водопотребителей.

Конструкция фильтра должна предусматривать возможность постоянной или периодической промывки.

5.17. Теплообменные аппараты

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

5.17.2. Система питания маслоохладителей трансформаторов должна обеспечивать условие: давление масла должно превышать давление воды во всех режимах.

5.17.3. Материал трубок теплообменных аппаратов выбирается в соответствии с химическим составом воды и, как правило, одной марки для всех теплообменников электростанции.

5.17.4. При заборе технической воды из водохранилищ имеющих дрейссену, материал трубок теплообменников должен быть не склонен к обрастанию.

5.17.5. Система должна предусматривать возможность обратного промыва теплообменных аппаратов и распределительных коллекторов.

5.18. Трубопроводы и арматура

5.18.1. Скорость воды в трубопроводах систем следует принимать от 1 до 8 м/с.

5.18.2. Сливные трубопроводы следует выводить под минимальный уровень воды в бьефе. Вывод сливных труб в зоны конусов и колен отсасывающих труб гидромашин не допускается.

5.18.3. При расположении потребителей системы ниже отметки выхода сливной трубы, необходимо предусмотреть на выходе возможность установки заглушки, либо захлопки и скобы для водолазных работ.

5.18.4. Трубопроводы, прокладываемые в бетоне, должны устанавливаться с учетом глубины промерзания открытого бетона.

5.18.5. В качестве трубопроводов в системе следует применять, как правило, сварные и газовые трубы. Фасонные части трубопроводов (колена, тройники и т.п.) должны применяться промышленного изготовления.

5.I8.6. При необходимости следует предусматривать теплоизоляцию напорных трубопроводов.

5.I8.7. Запорная и запорно-регулирующая арматура должна применяться общепромышленного изготовления. Задвижки, отсекающие систему непосредственно от бьефов, должны быть стальными независимо от действующего напора.

Автоматическую подачу воды в систему следует осуществлять с помощью задвижки с электро- и гидроприводом.

5.I8.8. На гидроприводах задвижек должны устанавливаться дроссели с целью ограничения времени срабатывания для предотвращения гидравлического удара в системе технического водоснабжения.

5.I9. Управление и контроль

5.I9.I. Управление и контроль за работой системы технического водоснабжения должны быть автоматизированы.

5.I9.2. Автоматическому контролю подлежат:

- расход воды в маслоохладителях подпятника;
- расход воды через подшипник гидротурбины;
- расход воды через уплотнение вала гидротурбины.

5.I9.3. Визуально контролируются:

- давление на напорном и сливных трубопроводах;
- давление до и после насосов;
- давление до и после фильтров;
- температура воды на входе и выходе теплообменников.

5.I9.4. Необходимо предусматривать на одном из агрегатов установку камерных дроссельных шайб и контрольных манометров для испытания и наладки системы технического водоснабжения.

6. ОТКАЧКА ВОДЫ ИЗ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ГИДРОМАШИН И ДРЕНАЖНЫХ КОЛОДЦЕВ

6.I. Система откачки воды из проточной части гидромашин должна обеспечить удаление воды и поддержание в осушенном состоянии напорных водоводов, спиральных камор, отсасывающих

труб и водосбросных трактов в здании гидроэлектростанции.

6.2. Система откачки включает:

- сливные трубопроводы с водозаборными устройствами и запорной арматурой;
- водоприемные емкости;
- насосные установки с всасывающими и напорными трубопроводами, приемной и запорной арматурой.

6.3. Сливные трубопроводы

6.3.1. Удаление воды из напорных водоводов, спиральных камер и водосбросных трактов осуществляется самотеком через водозаборные устройства, снабженные съемными сороудерживающими решетками. Водозаборные устройства должны обеспечить полное опорожнение указанных полостей. На сливных трубопроводах следует устанавливать стальные задвижки.

Слив воды должен осуществляться в водоприемную емкость, допускается слив из спиральной камеры и напорного водовода выполнять в отсасывающую трубу с последующим сливом в водоприемную емкость.

Сливные трубопроводы следует располагать с уклоном для исключения заиления.

6.3.2. Удаление воды из отсасывающих труб осуществляется самотеком в водоприемную емкость. Водозаборные устройства, снабженные съемной решеткой, следует располагать в боковых стенках отсасывающих труб. Удаление воды должно быть обеспечено полностью до дна отсасывающей трубы. Стальная задвижка на сливном трубопроводе устанавливается при наличии "сухой" потерны, в остальных случаях в качестве запорного органа применяются тарельчатые клапаны с гидроприводом, вынесенным в ближайшее помещение над отсасывающей трубой. Тарельчатые клапаны следует располагать в боковом приямке крайнего бычка отсасывающей трубы.

6.3.3. Слив воды из каждой полости, как правило, следует осуществлять по одному сливному трубопроводу. Допускается применять по два сливных трубопровода в зависимости от компонов-

ки, наличия наносов, унификации диаметров сливных трубопроводов и объема полости.

6.4. Объем водоприемной емкости должен быть не менее объема, необходимого для создания перепада уровней на затворе.

Перепад на затворе отсасывающей трубы создается для полного прилегания уплотнений затвора и должен быть не менее 1,5–2 м.

6.5. Насосные установки

6.5.1. Откачку воды из водоприемных емкостей следует производить стационарно установленными насосами в горизонтальном или вертикальном исполнении, а также артезианскими насосами.

Погружные артезианские насосы, как правило, не применяются. На высоконапорных гидроузлах допускается применение эжекторов. Тип насосной установки обосновывается технико-экономическим расчетом.

6.5.2. На всасывающем патрубке насоса, как правило, устанавливаются только решетки. На напорной линии каждого насоса следует устанавливать стальные обратные клапаны и задвижки. На сборном выбросном коллекторе, имеющем выход в нижний бьеф на отметках ниже его максимального катастрофического уровня, следует устанавливать стальную задвижку. Все задвижки диаметром более 250 мм рекомендуется снабжать гидравлическим или электрическим приводом, облегчающим их открытие и закрытие.

При расположении электродвигателя артезианского насоса выше максимального уровня нижнего бьефа допускается установка на напорной линии чугунной арматуры.

В климатических зонах, где в зимнее время температура воздуха снижается ниже $0^{\circ}C$, во избежание образования наледей, выброс воды от насосов должен располагаться ниже минимального уровня в нижнем бьефе примерно на 2 м. На концах выбросных трубопроводов необходимо предусматривать возможность установки временных заглушек или устанавливать автоматические гасители.

Для удобства работы водолаза при установке заглушек или осмотре захлопок предусматриваются скобы.

6.5.3. В помещении насосной необходимо предусматривать грузоподъемные средства для обслуживания насосов и крупных задвижек.

6.5.4. В насосной откачки должно быть установлено не менее двух насосов (эжекторов); резерв на период откачки основных объемов не предусматривается.

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

Расчетную величину фильтрации через уплотнения ремонтных затворов следует принимать 1 л/с на 1 м периметра уплотнения.

6.5.5. Управление и контроль за работой системы откачки должны быть автоматизированы. Пуск и остановка насосов должны осуществляться вручную и автоматически в зависимости от уровней воды в водоприемных емкостях или насосных приямках.

Автоматизируется подача воды на смазку подшипников и уплотнений насосов, а также охлаждение двигателей. В насосной откачки должна быть обеспечена возможность измерения уровней воды в опорожняемых полостях и водоприемной емкости.

6.5.6. В условиях большого количества наносов, с целью обеспечения очистки от них колодцев насосных потерн, следует предусматривать установку переносных грунтовых насосов и гидроактиваторов, подключаемых к системе пожаротушения.

6.6. Дренажные колодцы

6.6.1. Насосные установки дренажных колодцев должны обеспечивать автоматическую откачку только дренажной воды, фильтрующейся через бетон в помещения и потерны здания электростанции, расположенные ниже уровней бьефов.

6.6.2. Дренажная система должна быть изолирована от приема других стоков (при пожаротушении и мойке полов). Слив с крышки гидромашин должен проходить через маслоуловители.

6.6.3. Объем дренажного колодца рассчитывается на постоянную приточность воды в пределах от минимального до максимального уровня в колодце за 20–30 минут.

6.6.4. Периодичность включения насоса рекомендуется принимать не более трех раз в час.

6.6.5. В качестве стационарных откачивающих устройств допускается применять горизонтальные, вертикальные насосы или эжекторы. Двигатели к насосам следует применять во влагостойком исполнении. Установка резервного откачивающего устройства обязательна. Применение насосов с погружными электродвигателями не допускается.

6.6.6. Всасывающие патрубки откачивающих устройств снабжаются приемным клапаном с сеткой.

Напорные линии выводятся, как правило, под минимальный уровень нижнего бьефа, на трубопроводе устанавливаются стальные задвижки.

6.6.7. Работа насосов и эжектора должна быть автоматизирована в зависимости от уровней воды в дренажном колодце.

6.6.8. Следует предусматривать использование основных насосов осушения проточной части для удаления воды из дренажного колодца в случае появления аварийной приточности.

7. МАСЛЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

7.1. Общие положения

7.1.1. Масляное хозяйство должно обеспечивать технологическое оборудование электростанции турбинным, изоляционным, трансформаторным и кабельным маслами, маслами для гидроприводов, а также другими маслами и необходимыми консистентными смазками.

7.1.2. Масляное хозяйство должно проектироваться с учетом целесообразной организации в энергосистеме, каскаде или группе электростанций центрального масляного хозяйства.

7.I.3. Масляное хозяйство в зависимости от состава и выполняемых функций следует подразделять на:

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

- центральное 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.I.4. Все помещения основных сооружений гидроузла, помещения маслохозяйства и пристанционные площадки, где располагается маслонаполненное оборудование должны быть оборудованы специальной системой дренажа для сбора и последующей очистки замасляных стоков.

7.2. Состав и основные технологические операции масляного хозяйства

7.2.I. Состав масляного хозяйства в зависимости от его вида представлен в таблице 8.

7.2.2. Основные технологические операции масляного хозяйства в зависимости от его вида представлены в таблице 9.

Таблица 8

№ п/п	Наименование	Виды масляного хозяйства		
		СМХ	ЦМХ	ФМХ
I	2	3	4	5
I	Маслохранилище	+	+	-

Продолжение таблицы 8

I	2	3	4	5
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	Маслохимическая лаборатория	+	+	–
7[x]	Стационарные установки для вакуумной обработки изоляционного масла	+	–	–
8	Передвижные установки для вакуумной обработки изоляционного масла	–	+	–
9	Комплект транспортных средств для транспортировки требуемых объемов масла в пределах обслуживаемого района	–	+	–
I0	Емкость аварийного слива турбинного масла в здании электростанции	+	+	+
II[xx]	Доливочные емкости	–	–	+
I2	Необходимый набор сооружений и помещений для размещения требуемого оборудования, коммуникаций и обслуживающего персонала	+	+	+

x – при наличии специального обоснования

xx – также на подземных электростанциях

Таблица 9

№ п/п	Наименование операций	Виды масляного хозяйства		
		СМХ	ЦМХ	ФМХ
I	2	3	4	5
I	Прием масла из транспортных средств и выдача в транспортные средства	+	+	+
2	Распределение и хранение масла в баках склада масла	+	+	–
3	Обработка свежего масла и доведение его параметров до требований, предъявляемых к чистому маслу	+	+	–
4	Дегазация изоляционного масла	+	+	–
5	Азотирование изоляционного масла (при наличии электротехнического оборудования с азотной защитой)	+	+	–
6	Заполнение технологического оборудования чистым маслом и периодическая доливка его	+	+	+
7	Обработка масла непосредственно в маслонаполненном оборудовании	+	+	+
8	Прием (самотечный) эксплуатационного масла из технологического оборудования	+	+	+
9	Выдача эксплуатационного масла	–	+	+
IO	Выдача отработанного масла	+	+	+
II	Обработка эксплуатационного изношенного масла и доведение его параметров до требований, предъявляемых к чистому и сухому маслу	+	+	–

Продолжение таблицы 9

I	2	3	4	5
I2	Сбор, хранение и выдача отработанных масел	+	+	–
I3	Отбор проб и проведение анализа масла	+	+	–
I4	Мойка тары	+	+	–
I5	Вакуумирование трансформаторов	+	+	+[x]
I6	Выдача чистого и сухого масла	–	+	–
I7	Транспортировка чистого масла	–	+	–
I8	Прием отработанного масла от ФМХ	–	+	–
I9	Вакуумная сушка, дегазация и азотирование изоляционного масла передвижными установками	+	+	+[x]

Примечание к таблице:

I. Операции, отмеченные индексом [x], выполняются оборудованием из парка ЦМХ

2. Для ФМХ представлен минимально необходимый объем технологических операций.

7.3. Маслохранилище

7.3.I. Маслохранилище СМХ (ЦМХ) предназначено для приема, длительного хранения и выдачи различных сортов и видов масла и должно включать в себя резервуары: "свежего масла", поступающего с завода; "чистого масла (чистого сухого масла)" – отвечающего требованиям для заливки в оборудование; "эксплуатационного изношенного масла (эксплуатационное)" – слито-

го из оборудования и пригодного для восстановления в условиях электростанции; "отработанного масла"-не пригодного для восстановления в условиях электростанции и предназначенного для отправки на нефтебазы.

7.3.2. Маслохранилище стационного масляного хозяйства должно быть оборудовано следующим количеством резервуаров:

а) для турбинного масла - три резервуара: свежего, чистого, эксплуатационного изношенного масла;

б) для изоляционного трансформаторного масла - три резервуара: свежего, чистого, эксплуатационного изношенного масла;

в) для изоляционного масла баковых масляных выключателей - два резервуара: чистого и эксплуатационного изношенного масла;

г) для кабельного масла - два резервуара: чистого и эксплуатационного изношенного масла;

д) для масла гидроприводов - два резервуара: чистого и эксплуатационного изношенного.

7.3.3. Помимо резервуаров, расположенных в маслохранилище, целесообразно предусмотреть в пределах здания электростанции или монтажной площадки резервуары для самотечного слива масла из маслонаполненного оборудования.

7.3.4. Маслохранилище ЦМХ при соответствующем технико-экономическом обосновании может быть дополнительно оборудовано резервуарами свежего и эксплуатационного масла каждого вида.

7.3.5. Емкость каждого резервуара, кроме доливочных, для турбинного и изоляционного трансформаторного масла, должна быть не менее 110% объема заливаемого в гидроагрегат или наиболее крупный трансформатор.

Емкость резервуаров свежего масла при доставке его железнодорожным транспортом должна соответствовать емкости цистерны.

Емкость резервуаров изоляционного масла масляных выключателей должна соответствовать емкости баков трех фаз выключателя плюс 1% от всего объема масла, залитого в аппараты и выключатели электростанции.

Емкость резервуаров кабельного масла должна соответствовать емкости одной наибольшей строительной длины кабеля плюс 1% от всего объема масла, залитого в маслонаполненные кабели электростанции.

Емкость резервуаров масла гидроприводов должна соответствовать 110% объема масла, заливаемого в гидропривод одного затвора, включая маслонасосный агрегат.

7.3.6. Доливочные резервуары устанавливаются на ФМХ и в подземных зданиях электростанций. Емкость доливочных резервуаров чистого турбинного масла должна обеспечить 45-дневный запас турбинного масла на доливку всех гидроагрегатов, емкость резервуаров чистого сухого изоляционного трансформаторного масла должна составлять 10% от емкости самого крупного трансформатора.

7.3.7. Масляные резервуары должны быть оборудованы двумя люками, одним из них в крышке резервуара, наружными и внутренними лестницами, ограждениями и поручнями, площадками для обслуживания приборов и арматуры, воздухоосушительными фильтрами, указателями уровня, сливными, наливными и дыхательными патрубками, пробно-спускным краном на маслозаборном патрубке.

7.3.8. Маслохранилища выполняются с расположением масляных резервуаров в закрытых помещениях и на открытом воздухе.

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

7.3.9. Указатели уровня масла на масляных резервуарах должны обеспечивать визуальный контроль уровня у резервуара и дистанционный в аппаратной масляного хозяйства.

Применение стеклянных трубок для измерения уровня не допускается.

7.4. Аппаратная масляного - хозяйства и маслохими - ческая лаборатория

7.4.I. Аппаратная масляного хозяйства с входящими в нее оборудованием и коммуникациями должна обеспечивать выполнение всех требуемых технологических операций.

Аппаратную масляного хозяйства следует располагать в помещениях расположенных в пределах основных сооружений гидроузла или в отдельно стоящем здании.

7.4.2. Аппаратная масляного хозяйства должна включать в свой состав установки для вакуумной сушки турбинного и изоляционного масла. Следует предусматривать использование передвижных установок для дегазации и азотирования изоляционного трансформаторного масла при наличии на электростанции трансформаторов с пленочной или азотной защитой.

7.4.3. Аппаратная масляного хозяйства должна включать в свой состав набор передвижного оборудования, необходимый для обработки масла непосредственно в маслонаполненном оборудовании.

7.4.4. Операции по приему и выдаче различных сортов масла следует производить на одной колонке приема и выдачи масла, оборудованной различными штуцерами.

7.4.5. Все приборы и оборудование, установленные в аппаратной, должны иметь стационарное подсоединение. Использование гибких шлангов допускается только при подключении передвижной маслоочистительной аппаратуры.

7.4.6. Маслохимическая лаборатория помимо анализов, связанных с маслом, должна иметь оборудование для проведения анализов воды, включая дистиллированную.

7.4.7. На крупных электростанциях и головных электростанциях каскада, имеющих силовые трансформаторы напряжением II0-750 кВ, в маслохимических лабораториях должны быть предусмотрены хроматографы, для анализа газов, растворенных в трансформаторном масле.

7.5. Технологические трубопроводы масляного хозяйства

7.5.1. Технологические трубопроводы масляного хозяйства должны выполняться из бесшовных труб.

Соединение трубопроводов должно выполняться на сварке.

Технологические разъемы должны выполняться фланцевыми.

Применение разъбовых соединений на линиях не допускается за исключением присоединения приборов и аппаратов.

7.5.2. Технологические трубопроводы масляного хозяйства должны, как правило, прокладываться в специальных галереях (каналах) технологических трубопроводов.

Не допускается установка закладных масляных трубопроводов В случае необходимости масляные трубопроводы должны проходить через бетон и другие строительные конструкции в футлярах.

Не допускается прокладка масляных трубопроводов в засыпных траншеях.

7.5.3. Технологические трубопроводы масляного хозяйства должны прокладываться с уклоном в сторону их возможного опорожнения. В случае необходимости допускается устройство специальных выпусков для опорожнения масляных трубопроводов.

Технологические трубопроводы маслянсго хозяйства должны предусматривать возможность их промыва.

7.5.4. Технологические трубопроводы масляного хозяйства в местах подсоединения передвижной маслоочистительной аппаратуры или насосного оборудования должны быть снабжены заглушками.

7.5.5. Технологические трубопроводы, предназначенные для наполнения и слива масла из оборудования, должны быть подведены к гидроагрегату (подпятник, подшипник, МНУ) и трансформаторной мастерской. К главным трансформаторам, расположенным в пределах здания электростанции, стационарные трубопроводы, как правило, не прокладываются кроме случая, когда проектом предусматривается ревизия трансформатора на месте его установки.

8. ПНЕВМАТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО

8.I. Пневматическое хозяйство должно обеспечивать надежное снабжение сжатым воздухом требуемых параметров (давление, расход, влагосороудержание) всех потребителей и включает следующие системы:

а) торможения гидроагрегатов с давлением 0,8 МПа;

б) технических нуж- (пневмоинструментов, пескоструйная очистка и окраска металлоконструкций и т.п.) с давлением 0,8 МПа;

в) создания полыньи перед оперативными затворами водосбросов плотины с давлением 0,8 МПа;

г) пневмогидравлической аппаратуры с давлением 0,8–4 МПа, а также регулирующих клапанов с пневматическим мембранным или сильфонным исполнительными механизмами с давлением 0,I5–-I МПа;

д) пневматических уплотнений турбинных подшипников с давлением 0,8–4 МПа;

е) откатия воды из камер рабочих колес гидротурбин для работы гидроагрегатов в режиме синхронного компенсатора и в режиме перевода обратимых агрегатов в насосный режим с давлением 0,8–6,4 МПа;

ж) зарядки гидроаккумуляторов МНУ и периодической автоматической их подзарядки с давлением 4–6,4 МПа;

з) электрических воздушных и маломасляных выключателей, а также разъединителей высокого напряжения с пневматическим приводом, с рабочими давлениями 2–4 МПа;

и) уплотнения предтурбинных затворов с давлением 0,8–-4 МПа.

8.2. Воздухоснабжение водолазных скафандров; ввиду специфичности требований к воздуху, обеспечивается специальными компрессорными установками, как правило, передвижными.

Воздух к пневмотическим инструментам при подводных работах подается из систем технических нужд.

8.3. Целесообразно создание объединенной компрессорной станции с компрессорными установками для обслуживания неско-

льких потребителей сжатого воздуха, а также резервирование систем с применением автоматических редуцирующих устройств.

8.4. Питание сжатым воздухом каждой из систем, перечисленных в п.8.I. должно осуществляться по самостоятельной магистрали, подключенной к соответствующему воздухосборнику.

Допускается осуществлять питание пневматических уплотнений предтурбинных затворов высоконапорных электростанций непосредственно с магистрали зарядки гидроаккумуляторов МНУ.

8.5. Работа компрессорных установок для поддержания заданного уровня давлений в воздухосборниках и магистралях, а также управление и контроль за состоянием оборудования должны быть полностью автоматизированы.

Эксплуатация установок должна производиться без постоянного дежурного персонала.

8.6. Выбор оборудования для пневматического хозяйства

8.6.I. В системе торможения агрегатов устанавливается один воздухосборник, вместимостью достаточной для осуществления не менее двух циклов торможения (без учета включения компрессора) всех агрегатов, соединенных в один электрический блок При этом начальное давление в воздухосборниках при торможении принимается 0,7 МПа, а конечное – 0,6 МПа.

Расход воздуха на один цикл торможения принимается по техническим условиям на поставку гидрогенератора.

Выхлоп воздуха в атмосферу при расторможении агрегата выполняется индивидуальным для каждого агрегата, выхлопные трубы необходимо отводить в маслоулавливающее устройство.

8.6.2. Для технических нужд производительность компрессоров должна обеспечивать одновременную работу расчетного числа пневматических инструментов, предусмотренных проектом для производства капитальных ремонтов гидроагрегатов или здания электростанции, но быть не менее:

при числе агрегатов 2–4 — 5 м^3/мин,
5–8 — 10 м^3/мин,
9–12 — 15 м^3/мин,
13–15 — 20 м^3/мин.

Количество устанавливаемых компрессоров – не менее двух.

Объем (м^3) воздухосборников следует принимать равным не менее 1,6 , где – минутная производительность работающих на этот воздухосборник компрессоров. Резервные компрессоры не предусматриваются.

Для воздухоснабжения ремонтных работ на удаленных от стационарной компрессорной установки объектах (водобойные стенки и колодцы, пирсы и т.п.) должна предусматриваться одна серийная передвижная компрессорная станция, производительностью около 5 м^3/мин;

8.6.3. В системе создания полыньи подача компрессоров должна обеспечить расход воздуха 0,02–0,03 м^3/мин на 1 м длины незамерзающего фронта. Независимо от количества рабочих компрессоров предусматривается один резервный компрессор.

Вместимость воздухосборников этой установки в куб.м следует принимать равной значению минутной производительности рабочих компрессоров.

Давление в воздухосборниках должно приниматься с учетом необходимости термодинамической осушки сжатого воздуха, поступающего в магистральный воздухопровод.

8.6.4. В системе воздухоснабжения пневмогидравлической аппаратуры, как правило, устанавливается один воздухосборник вместимостью, обеспечивающей работу аппаратуры в течение не менее двух-трех часов без включения компрессора.

Ориентировочный расход воздуха на одну измерительную (импульсную) трубку следует принимать 15 л/ч. Питание воздухосборника рекомендуется осуществлять от компрессоров низкого давления других систем (торможения, технических нужд и др.).

8.6.5. В системе отжатия воды из камер рабочих колес вертикальных гидроагрегатов для работы в режиме синхронного компенсатора и для перевода в насосный режим обратимых агрегатов допускается использовать сжатый воздух давлением 0,8 МПа, либо

4-6,4 МПа. Выбор давления должен производиться на основании технико-экономического сравнения вариантов с учетом стоимости оборудования, наличия места для его размещения, расходов на эксплуатацию, стоимости электроэнергии и др.факторов.

Расход воздуха на первоначальное отжатие воды, а также на утечки после отжатия принимаются по данным завода-изготовителя турбин.

Для компенсации утечек сжатого воздуха из камеры рабочего колеса гидротурбины при работе агрегата в режиме синхронного компенсатора, когда для отжатия применяется давлением свыше 0,8 МПа, следует применять воздуходувки или компрессоры низкого давления.

Подвод воздуха от этих устройств к камере рабочего колеса должен осуществляться по самостоятельным трубопроводам, не связанным с трубопроводами первоначального отжатия.

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, которая для каждого конкретного объекта устанавливается соответствующей энергосистемой или институтом "Энергосетьпроект".

8.6.6. В системе зарядки гидроаккумуляторов МНУ производительность компрессоров должна обеспечивать первоначальную зарядку одного гидроаккумулятора не более, чем за 4 часа.

При установке в этой системе одного рабочего компрессора предусматривается второй резервный.

Допускается предусматривать первоначальную зарядку котлов МНУ от системы с давлением 0,8 МПа.

Вместимость воздухосборника ($м^3$) принимается равной расходу воздуха на утечки в системе за 8 часов, но не менее значения минутной производительности рабочих компрессоров. Необходимо предусматривать байпас для подачи воздуха в гидроаккумуляторы, минуя воздухосборник на период его периодического осмотра.

8.6.7. Выбор оборудования системы воздухоснабжения высоковольтных воздушных выключателей должен производиться в соответствии с ПУЭ, раздел IУ.

8.7. Магистральные воздуховоды следует выполнять по нижеуказанным схемам для систем:

а) торможения агрегатов – одинарная, без секционных вентилей, с резервированием щитов торможения от магистрали технических нужд или пневмогидравлической аппаратуры.

б) технических нужд – одинарные, без секционных вентилей, вдоль тех помещений, где требуются отводы для присоединения потребителей (помещения вспомогательного оборудования агрегатов, щитовое помещение, потерна и т.п.);

в) создания полыньи – одинарная, без секционных вентилей, вдоль незамерзающего фронта (в потерне, щитовом помещении или по мосту в верхнем бьефе);

г) пневмогидравлической аппаратуры – одинарная, без секционных вентилей, вдоль помещений, где установлена аппаратура, а к приборам, удаленным от здания ГЭС – в канале или по выступающим строительным конструкциям;

д) отжатия воды из камер рабочих колес – одинарная, без секционных вентилей, вдоль помещения ГЭС, где установлены краны выпуска воздуха;

е) зарядки гидроаккумуляторов МНУ – одинарная, без секционных вентилей, вдоль помещений, где сделаны отводы к гидроаккумуляторам;

ж) электрических распределительных устройств – кольцевая с секционными вентилями после каждого отвода, с двухсторонним питанием от компрессорной установки. Допускается, при расположении электрических аппаратов в один ряд, выполнение двойной магистрали без секционных вентилей с отводами к каждому потребителю от каждой магистрали. Разделение кольцевой магистрали секционными вентилями должно обеспечивать возможность ремонта любого участка трубопровода или элемента арматуры с отключением не более одного потребителя. По концам всех магистралей устанавливаются продувочные вентили.

Магистральные воздухопроводы распределительных устройств прокладываются с уклоном 0,3% с установкой в нижних точках вентилей для продувки сети. Ответвления к аппаратуре прокладываются с уклоном 0,3% в направлении магистрали.

8.8. Забор воздуха компрессорами, производительностью более 10 $м^3$/мин должен осуществляться снаружи. Для компрессоров меньшей производительности разрешается забор воздуха из помещения компрессорной.

Следует иметь в виду, что в случае, если компрессор засасывает воздух из теплого помещения и подает его в воздухосборники, работающие при более низкой температуре, то полезная производительность компрессора уменьшается пропорционально отношению абсолютных температур.

8.9. При проектировании воздуховодов следует руководствоваться "Инструкцией по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа" СН 527-80.

8.10. В качестве воздуховодов должны применяться стальные бесшовные трубы из материалов, соответствующих рабочим давлению и температуре, указанных в "Правилах устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

Для соединения фильтров, устанавливаемых в шкафах управления электрическими выключателями и разъединителями, с резервуарами этих аппаратов следует применять медные или латунные трубы.

8.11. Перерыв воздухоснабжения оперативных систем (торможения, электрических распределительных устройств) не допустим при ремонте отдельных элементов системы.

8.12. Сброс масляноводяного конденсата при продувке компрессоров и воздухосборников должен осуществляться через маслоулавливающие устройства.

9. ГЛАВНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ

9.I. Главные электрические схемы разрабатываются на основании работы института "Энергосетьпроект"–"Схема присоединения проектируемой электростанции к энергосистеме", выполненной с учетом перспективы развития соответствующего энергорайона на последующий, после ввода электростанции, период.

Указанной работой должны быть определены следующие данные:

а) напряжения, на которых выдается энергия электростанции в энергосистему (как правило, их должно быть не более двух); число и направлений линий электропередач на каждом напряжении; мощность, передаваемая по каждой линии; рекомендуемое распределение гидроагрегатов между напряжениями;

б) необходимость связи между двумя распределительными устройствами повышенных напряжений (с помощью трансформаторов или автотрансформаторов), а также возможность работы распределительных устройств разных напряжений без связи между ними;

в) графики активной нагрузки электростанции и участие ее в общем графике активной нагрузки энергосистемы по характерным периодам года на каждом напряжении;

г) перетоки мощности между распределительными устройствами разных повышенных напряжений электростанции;

д) наибольшая мощность, потеря которой допустима по наличию резервной мощности в энергосистеме и по пропускной способности линий электропередач внутри системы и межсистемных связей;

е) участие электростанции в покрытии графиков реактивной нагрузки (в том числе в период максимума активной нагрузки энергосистемы); необходимость работы гидроагрегатов в режиме синхронных компенсаторов, а также в режиме потребления реактивной мощности; необходимость установки шунтирующих реакторов, их мощность, номинальное напряжение и схема присоединения; значение номинального коэффициента мощности гидрогенераторов (двигателей–генераторов) по условиям работы энергосистемы;

к) токи короткого замыкания по основным линиям электропередачи и индуктивные сопротивления прямой и нулевой последовательности энергосистемы на шинах распределительных устройств повышенных напряжений для максимального и минимального режимов нагрузки энергосистемы, а также восстанавливающиеся напряжения на контактах выключателей соответствующего распределительного устройства;

з) необходимость установки на отходящих линиях электропередач аппаратов защиты от коммутационных перенапряжений, возникающих на этих линиях;

и) требования к гидроагрегатам (двигателям-генераторам) и другому электрооборудованию, определяемые условиями устойчивости параллельной работы электростанции в энергосистеме (параметры возбуждения, индуктивное сопротивление и механическая постоянная времени) и требования системной противоаварийной автоматики (собственное время отключения выключателей, необходимость секционирования шин повышенного напряжения, величина отключаемой мощности для разгрузки линий электропередачи);

к) допустимые колебания напряжения на шинах повышенных напряжений при различных режимах работы обратимых агрегатов ГАЭС, в том числе при прямом пуске;

л) рекомендуемая главная электрическая схема выдачи мощности.

9.2. Главная электрическая схема должна учитывать очередность ввода агрегатов электростанции и возможность расширения распределительных устройств повышенных напряжений в соответствии с перспективой развития энергосистемы. Выдача электроэнергии от гидроагрегатов первых очередей строящейся электростанции должна предусматриваться через соответствующие части постоянных распределительных устройств.

9.3. Выдача энергии от гидроагрегатов должна производиться, как правило, через трехфазные повышающие трансформаторы. В случае отсутствия в номенклатуре заводов трехфазных трансформаторов необходимых параметров или при транспортных ограничениях допускается применять группы из двух трехфазных тран-

сформаторов или группы однофазных трансформаторов.

9.4. Связь между двумя распределительными устройствами разных напряжений от 110 кВ и выше на ОРУ электростанции выполняется с помощью автотрансформаторов, а при одном из двух напряжений равном 35 кВ и ниже – с помощью двухобмоточных или трехобмоточных трансформаторов. К обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов допускается подключать генераторы. Целесообразность такого подключения генераторов должна быть обоснована технико-экономическим расчетом и анализом напряжений на обмотках высшего и среднего напряжений при разных режимах работы автотрансформаторов связи.

Количество автотрансформаторов (трансформаторов) связи распределительных устройств повышенных напряжений, а также схемы их присоединений к шинам ОРУ, обосновываются исходя из режима работы этой связи и из наличия связей этих напряжений в сетях энергосистемы.

9.5. К повышающим однофазным трансформаторам резервная фаза, как правило, не предусматривается. Для однофазных автотрансформаторов связи ОРУ разных напряжений, резервная фаза должна предусматриваться при установке на ОРУ только одной группы автотрансформаторов. Замена поврежденной фазы резервной должна осуществляться путем перекатки резервной фазы.

Для двух групп автотрансформаторов связи установка резервной фазы не предусматривается.

9.6. Все автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы связи распределительных устройств разных напряжений должны иметь устройства регулирования напряжения под нагрузкой на одном напряжении (ВН или СН); при необходимости регулирования напряжения на двух повышенных напряжениях предусматривается установка линейного вольтодобавочного трансформатора.

9.7. В главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков;

– одиночный блок (генератор – трансформатор);

– укрупненный блок (несколько генераторов, подключенных к одному общему повышающему трансформатору или к одной группе

однофазных трансформаторов через выключатели или без них);

- объединенный блок (несколько одиночных или укрупненных блоков, объединенных между собой без выключателей на стороне высшего напряжения повышающих трансформаторов).

9.8. Тип блока выбирается на основании технико-экономического сопоставления целесообразных вариантов с учетом режимов работы электростанции, затрат на оборудование генераторного и повышенного напряжений, стоимости потерь энергии в повышающих трансформаторах, удобств эксплуатации, конструктивно-компоновочных решений и др.

Мощность электрического блока не должна превышать значения мощности определенной пунктом 9.I "д" с учетом требований п.9.I0.

Возможность соединения всех гидрогенераторов с повышающими трансформаторами в один блок или выдачи всей мощности электростанции через одну линию электропередачи, должна быть проверена по условиям режима работы гидротехнических сооружений и экономически допустимого слива воды с учетом длительности замены поврежденного оборудования.

9.9. Выключатели или выключатели нагрузки между генераторами и повышающими трансформаторами должны устанавливаться в следующих случаях:

- при подключении гидрогенераторов к автотрансформаторам или к трехобмоточным трансформаторам;

- при подключении электрических блоков к ОРУ по схемам, в которых с отключением блока со стороны высшего напряжения изменяется схема подключения других присоединений, остающихся в работе (схемы с двумя системами шин с 4 выключателями на 3 цепи - схема "4/3", с двумя системами шин с 3 выключателями на 2 цепи - схема "3/2", многоугольники и др.);

- в укрупненных и объединенных блоках, когда это необходимо по режимным условиям или по условиям пуска, остановки и синхронизации гидроагрегатов;

- в единичных блоках, когда необходимо обеспечить работу главного или блочного трансформаторов собственных нужд при отключении генератора.

Отказ от установки генераторных выключателей в указанных блоках должен быть обоснован.

9.10. Главные электрические схемы электростанций должны удовлетворять следующим условиям:

- отказ любого выключателя (в том числе, и в период ремонта любого другого выключателя) не должен приводить к потере блоков суммарной мощностью большей мощности определенной пунктом 9.1.д. в тех линий электропередачи (двух и более), отключение которых может вызвать нарушение устойчивости энерго-системы или ее части;

- схемы, в которых на шины электростанции заводятся параллельные транзитные линии электропередачи, отказ любого выключателя схемы не должен приводить к выпадению обеих линий транзита одного направления;

- отключение линии электропередачи с одного конца должно производиться, как правило, не более чем двумя выключателями;

- отключение электрического блока может производиться четырьмя выключателями распределительного устройства повышенного напряжения с учетом секционного выключателя;

- отключение автотрансформаторов и трансформаторов связи распределительных устройств разных напряжений должно производиться не более чем четырьмя выключателями распределительного устройства одного напряжения и не более чем, шестью выключателями распределительных устройств двух повышенных напряжений;

- вывод в ремонт выключателей линейных присоединений и присоединений автотрансформаторов связи 110 кВ и выше, как правило, должен обеспечиваться без отключения соответствующего присоединения.

9.11. Для распределительных устройств электростанций напряжением 110 кВ и выше рекомендуется к разработке следующие схемы.

9.11.1. При напряжении 110-220 кВ:

а) одиночный мостик;

б) сдвоенный мостик (для РУ 110 кВ);

в) четырехугольник (для РУ 220 кВ);

г) одна секционированная выключателем система шин (до 10 присоединений для РУ 35 кВ);

д) одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин, с отдельными секционным и обходным выключателями (от 7 до 10 присоединений);

е) две рабочие и обходная системы шин (от 8 до 15 присоединений);

ж) две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя шиносоединительными и двумя обходными выключателями (более 15 присоединений).

9.11.2. При напряжении 330–750 кВ:

а) с двумя системами шин с жестким присоединением блоков к ним и с присоединением линий к шинам через два выключателя;

б) схемы "многоугольник";

в) с двумя системами шин, с 4 выключателями на 3 цепи (схема "4/3"), с секционированием сборных шин по условиям противоаварийной автоматики;

г) с двумя системами шин, с 3 выключателями на 2 цепи (схема "3/2"), с секционированием сборных шин по условиям противоаварийной автоматики;

д) схемы по п.9.11.2 "в" и "г" с жестким присоединением автотрансформаторов к сборным шинам.

9.12. Кроме схем электрических соединений, представленных в пункте 9.11, могут применяться другие схемы, имеющие лучшие технико-экономические показатели.

9.13. Технико-экономическим анализом по обоснованию варианта главной электрической схемы электростанции должны быть рассмотрены оперативные и ремонтные свойства схемы, надежность бесперебойного энергоснабжения, количество требуемой аппаратуры, стоимость распредустройства, удобство деления схемы противоаварийной автоматикой, количество операций с разъединителями, размер потерь электроэнергии на холостой ход трансформаторов и др.

9.14. При выборе типов выключателей для главной электрической схемы следует руководствоваться следующим:

а) выключатели нагрузки, устанавливаемые в цепи генераторов, генератор-двигателей, как правило, должны быть рассчитаны на отключение тока короткого замыкания от собственного генератора;

б) на ГАЭС и пиковых ГЭС для включения и отключения агрегатов выключатели или выключатели нагрузки должны выбираться с повышенным ресурсом работы, исключающим вывод агрегата из работы для планового ремонта или ревизии выключателя (выключателя нагрузки);

в) для включения (отключения) и реверсирования обратимого агрегата ГАЭС могут использоваться два выключателя (выключателя нагрузки) или выключатель (выключатель нагрузки) и разъединители с повышенным ресурсом работы;

г) для напряжений 110-220 кВ пиковых ГЭС при отсутствии генераторных выключателей, для генерирующих цепей - блочных трансформаторов следует рассматривать применение выключателей для частых коммутационных операций;

д) для напряжений 110-220 кВ следует отдавать предпочтение малообъемным масляным выключателям;

е) применение КРУЭ 110 кВ и выше определяется положениями пункта 2.5.5. настоящих норм;

ж) собственное время отключения выключателей должно удовлетворять требованиям устойчивости электропередачи (энергосистемы).

10. ГИДРОГЕНЕРАТОРЫ, ДВИГАТЕЛИ-ГЕНЕРАТОРЫ И ИХ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ

10.1. Параметры синхронных машин и их систем возбуждения должны соответствовать требованиям действующих ГОСТов 5616-81; 183-74; 17525-81; 21558-76 и настоящих "Норм", разделы 2,4,9,11.12.

10.2. Синхронные машины, их системы возбуждения и вспомогательное оборудование должны обеспечивать надежную работу электростанций во всех режимах без вмешательства дежурного персонала.

10.3. В аварийных условиях должен обеспечиваться останов и пуск синхронной машины при отсутствии напряжения собственных нужд переменного тока.

10.4. Гидрогенераторы, двигатели-генераторы.

10.4.1. Выбор напряжения обмотки статора, системы охлаждения и компоновочных решений синхронной машины производится на основе технико-экономического расчета.

При мощности синхронной машины 300 МВт и более необходимо рассматривать целесообразность применения напряжения до 24 кВ.

10.4.2. Целесообразность применения систем непосредственного водяного охлаждения обмоток статора, ротора и других активных частей, а также выносных маслоохладителей должна быть специально обоснована.

Для электростанций, имеющих синхронные машины с непосредственным водяным охлаждением обмоток, должна предусматриваться установка для приготовления дистиллированной воды необходимого качества и трубопроводы для ее подачи к агрегатам. Оборудование этой установки и требования к качеству дистиллированной воды должны определяться поставщиком синхронных машин.

10.4.3. На малоагрегатных электростанциях (до 4-х) целесообразно рассматривать применение гидрогенераторов с отъемным остовом ротора с целью снижения грузоподъемности кранов.

Отъемный остов ротора позволяет вынем остова ротора без обода и полюсов с целью выема крышки гидротурбины во время ремонтов. При такой конструкции ротора применяются краны машинного зала с меньшей грузоподъемностью, сборка ротора производится в кратере агрегата.

10.4.4. Для гидрогенераторов с механической постоянной времени более 8 сек., а также работающих с остропиковом режиме и для двигателей-генераторов следует рассматривать применение системы электрического торможения, основанной, как правило, на методе короткого замыкания.

При применении системы электрического торможения механическая система торможения является резервной.

10.4.5. Для обеспечения выдачи и потребления реактивной мощности следует предусматривать возможность работы синхронных машин (кроме капсульных) в режиме синхронных компенсаторов, а также в режимах выдачи активной мощности с потреблением реактивной мощности.

10.4.6. При определении минимальной допустимой величины механической постоянной времени синхронной машины следует исходить из расчетов гарантий регулирования гидроагрегата, обеспечение которых является определяющим фактором.

10.4.7. Для уникальных по мощности или габаритам синхронных машин с целью повышения эксплуатационной надежности при соответствующем обосновании, следует рассматривать целесообразность сборки активной стали статора в кольцо на месте их монтажа.

10.4.8. Для повышения надежности работы подпятников, как правило, следует применять сегменты с эластичным металлопластмассовым покрытием.

10.4.9. Отбор горячего воздуха от систем воздушного охлаждения синхронных машин для отопления здания электростанции рекомендуется принимать, по согласованию с предприятием-изготовителем, в пределах до 20% от общего расхода циркулирующего воздуха. При этом, в случае отбора более 15% горячего воздуха, установка пылеулавливающих фильтров в синхронную машину обязательна.

10.4.10. Пуск в двигательный режим двигателей-генераторов мощностью 100 МВт и выше следует осуществлять следующим образом:

– в нормальном режиме – пуск с помощью статического преобразователя частоты;

– в аварийном режиме – прямой асинхронный пуск от полного напряжения сети.

Применение прямого асинхронного пуска двигателей-генераторов мощностью более 100 МВт должно быть согласовано с заводом-изготовителем и энергосистемой.

Для агрегатов меньшей мощности должен, как правило, применяться прямой асинхронный пуск.

Применение других способов пуска должно быть обосновано технико-экономическими расчетами.

I0.5. Системы возбуждения

I0.5.I. Системы возбуждения, кроме требований пунктов подраздела I0.I, должны обеспечивать возбуждение синхронной машины во всех нормальных и аварийных режимах, предусмотренных техническими условиями на синхронную машину.

I0.5.2. Системы возбуждения вновь проектируемых синхронных машин должны разрабатываться на номинальный ток и номинальное напряжение, на I0 процентов превышающие номинальный ток и номинальное напряжение возбуждения синхронной машины.

I0.5.3. Системы возбуждения, предназначенные для замены физически и морально устаревших возбудителей на действующих электростанциях, допускается разрабатывать на параметры, соответствующие параметрам возбуждения синхронной машины без I0-процентного запаса.

I0.5.4. Параметры системы возбуждения, влияющие на устойчивость параллельной работы синхронной машины в энергосистеме (кратность форсировки), должны задаваться заводу-изготовителю, исходя из требований института "Энергосетьпроект" на основании утвержденных работ института или его отделений (см.п.9.I-и) и "Методических указаний" МУ 34-70-I29-85.

I0.5.5. Системы возбуждения двигателей-генераторов должны обеспечить регулируемое возбуждение в процессе пуска в двигательный режим и в процессе электрического торможения агрегата при останове.

I0.5.6. Системы возбуждения гидрогенераторов, оснащенных устройством электрического торможения при остановках (по пункту I0.4.4.) должны обеспечивать возбуждение генератора в режиме торможения.

I0.5.7. В качестве систем возбуждения должны применяться тиристорные системы возбуждения.

10.5.8. Тип системы возбуждения гидрогенератора должен приниматься в соответствии с ОСТ 0.800.418-84. Для всех гидрогенераторов, как правило, должны применяться системы параллельного самовозбуждения (питание тиристорных преобразователей от главных выводов гидрогенератора через выпрямительный трансформатор).

Для уникальных по мощности генераторов, а также для гидрогенераторов ГЭС, занимающих определяющее место в энергосистеме, допускается применение системы независимого возбуждения (питание тиристорных преобразователей от вспомогательного генератора на валу главного).

10.5.9. Для возбуждения вспомогательных генераторов должны применяться тиристорные системы самовозбуждения.

10.5.10. Для возбуждения двигателей-генераторов должны применяться статические тиристорные системы самовозбуждения.

10.5.11. Системы возбуждения гидрогенераторов должны, как правило, выбираться из серии комплектных унифицированных систем возбуждения, содержащих полный комплект оборудования и аппаратуры, включая устройства и аппаратуру управления, защиты, сигнализации и измерения.

10.5.12. Для гидрогенераторов мощностью до 50 МВт с параметрами возбуждения не выше 200 В и 1000 А следует применять типовую унифицированную систему возбуждения типа ТВГ-1000.

10.5.13. Аппараты и устройства, входящие в состав системы возбуждения (трансформаторы, преобразователи и др.) должны соответствовать требованиям соответствующих ГОСТов, техническим условиям на эти аппараты и устройства и условиям эксплуатации их в цепях возбуждения.

10.5.14. Выпрямительные трансформаторы, предназначенные для питания тиристорных преобразователей, должны, как правило, выполняться трехфазными, сухими. Допускается применение трансформаторов типовой мощностью 6000 кВА и более с охлаждающим агентом.

10.5.15. Выпрямительный трансформатор должен присоединяться к выводам двигателя-генератора за генераторным выключателем. Допускается при специальном обосновании присоединение вы-

прямительного трансформатора непосредственно к выводам двигателя-генератора (до генераторного выключателя). В этом случае система возбуждения должна содержать коммутационный аппарат для обеспечения питания тиристорных преобразователей от шин собственных нужд ГАЭС в процессе частотного пуска и в процессе электрического торможения гидроагрегата при останове.

10.5.16. В силовых цепях системы возбуждения двигателей-генераторов должны предусматриваться устройства (накладки, разъединители) для обеспечения отсутствия напряжения в цепях возбуждения при производстве работ на остановленном агрегате.

10.5.17. Системы возбуждения должны, как правило, выполняться одногрупповыми. Тиристорный преобразователь должен состоять из одинаковых независимых мостов (не более трех) с параллельным соединением их на стороне постоянного и переменного тока.

10.5.18. Допускается при кратности форсировки возбуждения 3,5 и более применять двухгрупповую систему возбуждения (с рабочей и форсировочной группой преобразователя). Применение двухгрупповой системы должно иметь технико-экономическое обоснование.

10.5.19. Системы возбуждения на номинальный ток до 2000 А должны комплектоваться тиристорными преобразователями с естественным воздушным охлаждением тиристоров.

Системы возбуждения на номинальный ток более 2000 А допускается комплектовать тиристорными преобразователями с принудительным охлаждением.

10.5.20. Системы охлаждения тиристорных преобразователей должны обеспечивать 100% резерв по числу насосов или вентиляторов (не менее 2-х насосов или вентиляторов).

Допустимая продолжительность работы системы возбуждения при полном прекращении потока охлаждающего агента должна быть не менее времени действия резервных защит.

10.5.21. Системы возбуждения синхронных машин с непосредственным охлаждением обмоток статора водой, должны иметь общую с генератором систему водоподготовки.

10.5.22. Системы возбуждения должны содержать устройства

и аппаратуру управления, защиты, сигнализации и контрольно-измерительные приборы в объеме, предусмотренном ПУЭ.

10.5.23. В качестве контрольно-измерительной аппаратуры в цепи постоянного тока следует применять измерительные преобразователи.

10.5.24. Защита цепей возбуждения синхронных машин от замыканий на землю в одной точке должна выполняться с действием на отключение.

10.5.25. Расчетные счетчики выработки электроэнергии синхронных машин с системой самовозбуждения должны, как правило, подключаться к трансформаторам тока, установленным на главных выводах гидрогенератора за ответвлением к выпрямительному трансформатору.

Допускается подключение счетчиков к трансформаторам тока, установленным на нулевых выводах синхронных машин при условии установки счетчиков энергии, потребляемой системой возбуждения.

10.5.26. На электростанции должна быть обеспечена возможность снятия характеристики короткого замыкания и холостого хода гидрогенератора. Должны быть указаны источник питания (шины генераторного напряжения, шины собственных нужд), место и средство подключения системы возбуждения к источнику питания.

II. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ И ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

II.1. Для электроснабжения собственных нужд необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания.

В качестве независимых источников питания могут приниматься:

- обмотка низшего напряжения повышающего (блочного) трансформатора, при наличии генераторного выключателя и режима постоянного включения повышающего трансформатора с высокой стороны;

- гидрогенератор при его подключении к повышающему трансформатору без выключателя;

– обмотка низшего напряжения автотрансформаторов свя и распределительных устройств повышенных напряжений;

– подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой; (как правило, на ГЭС принимается в качестве резервного источника, а на ГАЭС – основного);

– шины распределительного устройства электростанции 35, 110, 220 кВ при соответствующем технико-экономическом обосновании.

На время остановки всех гидроагрегатов допускается осуществлять питание электроприемников собственных нужд от одного источника с использованием в качестве второго источника остановленные гидроагрегаты, при запуске которых обеспечивается подача напряжения на собственные нужды.

II.2. Электроснабжение потребителей собственных нужд, перерыв питания которых может привести к снижению нагрузки электростанции, к отключению или повреждению основного оборудования и другим нарушениям технологического процесса производства и выдачи электроэнергии, к отказу в работе оборудования и устройств, выполняющих защитные функции (пожарные насосы, затворы холостых водосбросов, насосы откачки и т.п.) должно предусматриваться от распределительных устройств, имеющих автоматическое резервирование питания.

Взаимно резервирующие потребители, например, двигатели МНУ, должны присоединяться к разным секциям распределительных устройств, имеющим питание от независимых источников.

Электроснабжение оборудования и систем, обеспечивающих нормальные параметры и условия функционирования технологического оборудования и сооружений (вентиляция, отопление, дренажные насосы, освещение) предусматривается от распределительных устройств с автоматическим резервированием питания или без него в зависимости от допустимого времени перерыва питания.

Электроснабжение потребителей, связанных с обеспечением хозяйственных и ремонтных служб (ремонтные мастерские, лаборатории, душевые, хозяйственное водоснабжение и т.п.) осуществляется от распределительных устройств без автоматического резервирования питания.

II.3. Электрическая схема собственных нужд может выполняться либо с одним напряжением 0,4 кВ, либо с двумя напряжениями 0,4 и 6(10) кВ. Наличие напряжения 6(10) кВ определяется общей мощностью потребителей, единичной мощностью потребителей, наличием электроприемников на напряжение 6(10) кВ, удаленностью потребителей и их структурой.

II.4. Выбор напряжения 6 или 10 кВ определяется с учетом наличия того или иного напряжения электроприемников на станции, а также с учетом принятого напряжения в местном энергорайоне и в энергосистеме.

II.5. Распределение электроэнергии от источников питания на напряжении 6(10) кВ производится с помощью комплектных распределительных устройств - КРУ 6(10) кВ. КРУ 6(10) кВ выполняются с одной секционированной выключателем на две секции системой шин с устройством АВР. Каждая секция должна питаться от независимого источника питания.

II.6. Распределение электроэнергии на напряжении 0,4 кВ организуется, как правило, с помощью комплектных трансформаторных подстанций 6(10)/ 0,4 кВ (КТП СН), понижающие трансформаторы которых подключаются к различным секциям КРУ 6(10) кВ или к другим независимым источникам питания. Распределительные устройства указанных КТП СН выполняются секционированными, с АВР.

II.7. Питание электроприемников 0,4 кВ осуществляется или непосредственно от КТП СН, или от вторичных распределительных устройств 0,4 кВ (сборки, шкафы и др.) в зависимости от мощности электроприемников и требований к надежности их питания.

II.8. Наличие напряжения на каждой из секций КРУ-6(10)кВ, КТП СН и вторичных распределительных устройствах должно обеспечиваться независимо от режима работы электростанции (выдача или потребление мощности; режим СК) и состояния отдельных независимых источников питания (в работе или отключено); при этом АВР, как правило, должно вступать в действие только при аварийных отключениях источников или при отклонении параметров питания (напряжения и, при необходимости, частоты) выше допустимых.

II.9. Схема собственных нужд электростанции должна обеспечивать автоматическое восстановление питания собственных нужд при отсутствии напряжения на всех независимых источниках питания путем запуска одного или двух агрегатов.

II.IO. Количество и вид независимых источников питания, напряжения схемы собственных нужд, мощности и количества трансформаторов, КРУ-6(IO) кВ, КТП СН определяются при конкретном проектировании на основании технико-экономических расчетов.

II.II. Подключение трансформаторов собственных нужд к токопроводам, связывающим гидроагрегаты и повышающие трансформаторы, должно производиться между повышающими трансформаторами и генераторными выключателями.

Выключатели в цепи ответвления к трансформаторам собственных нужд, как правило, не устанавливаются.

II.I2. Для сети собственных нужд 0,4 кВ в закрытых помещениях должны применяться сухие трансформаторы с естественным воздушным охлаждением.

II.I3. Максимальную единичную мощность трансформаторов с обмотками низшего напряжения 0,4 кВ рекомендуется принимать 1000 кВА.

Коэффициенты трансформаций трансформаторов 6(IO)/0,4 кВ, как правило, принимаются 6,3(IO,5)/0,4 кВ.

При необходимости регулирования напряжения в сети собственных нужд 0,4 кВ в здании электростанции допускается применение масляных трансформаторов с РПН.

II.I4. Допускается резервирование питания электрических сетей поселка электростанции и шлюзов от распределительных устройств собственных нужд.

II.I5. Схема собственных нужд должна обеспечивать самозапуск электродвигателей ответственных механизмов после выхода из работы одного трансформатора и работы АВР.

II.I6. Питание сетей рабочего и аварийного освещения производственных помещений должно выполняться от двух независимых источников питания переменного тока. При значительных колебаниях напряжения в системе собственных нужд (более 5%) рекомендуется применение стабилизирующих устройств для сети освещения.

II.17. Трансформаторы обогрева сороудержизающих решеток и пазов затворов не резервируются и выбираются с учетом возможной их перегрузки.

II.18. Электроснабжение механизмов основных и аварийно-ремонтных затворов должно предусматриваться, как правило, от двух сборок (шкафов), каждая из которых должна подключ ться к разным секциям распределительных устройств, имеющим независимые источники питания.

II.19. При использовании троллеев для грузоподъемных кранов на открытом воздухе должна быть обеспечена их грозозащита.

II.20. В цепях электродвигателей 0,4 кВ независимо от их мощности, а также в цепях линий питания сборок, в качестве защитных аппаратов устанавливаются автоматы.

Установка предохранителей в качестве защитных аппаратов допускается в цепях освещения и сварки и в цепях неответственных электродвигателей 0,4 кВ, не связанных с основным технологическим процессом (мастерские, лаборатории, маслохозяйство и т.п.).

II.21. Электроснабжение потребителей потерн, галерей в теле плотины должно выполняться с соблюдением "Правил безопасности при строительстве подземных гидротехнических сооружений" Госгортехнадзор СССР.

II.22. В качестве источника оперативного тока, питания приводов постоянного тока, преобразовательных агрегатов бесперебойного питания, средств диспетчерского управления и связи, начального возбуждения генераторов, а также минимально необходимого аварийного освещения на электростанциях устанавливаются аккумуляторные батареи напряжением 220 В.

II.23. Емкость аккумуляторной батареи, выбранная по длительной нагрузке и по нагрузке получасового аварийного разряда, должна проверяться по уровню напряжения на шинах постоянного тока при совпадении суммарной толчковой нагрузки (сумма токов приводов, одновременно отключаемых или включаемых выключателей) и длительной нагрузки в конце получасового аварийного разряда.

II.24. Количество аккумуляторных батарей принимается в зависимости от мощности электростанции, количества агрегатов, напряжения распределительного устройства, предназначенного для выдачи мощности, и взаимного расположения здания станции и распределительного устройства с учетом места размещения устройств релейной защиты.

На электростанциях мощностью менее одного млн.кВт с ОРУ (ЗРУ) 110–330 кВ, расположенным в непосредственной близости от здания станции, как правило, устанавливается одна аккумуляторная батарея. При больших расстояниях между зданием станции и ОРУ (ЗРУ), когда не обеспечиваются допустимые напряжения на электроприемниках постоянного тока, устанавливаются две аккумуляторные батареи: одна – в здании станции, вторая – в здании ОРУ (ЗРУ), без взаимного резервирования.

На электростанциях мощностью один млн.кВт и более с ОРУ (ЗРУ) 110–330 кВ независимо от взаимного расположения станции и ОРУ (ЗРУ) должно устанавливаться, как минимум, две аккумуляторные батареи. Место их установки и целесообразность взаимного резервирования определяется проектом.

На электростанциях любой мощности с ОРУ (ЗРУ) 500 кВ и выше, расположенном в непосредственной близости от здания станции, устанавливаются две аккумуляторные батареи. При больших расстояниях ОРУ (ЗРУ) от здания станции на ОРУ (ЗРУ) 500 кВ и выше устанавливаются две аккумуляторные батареи, а в здании станции – в зависимости от мощности станции: при мощности менее одного млн.кВт. – одна, а при мощности один млн.кВт и более – две аккумуляторные батареи. Основные и резервные защиты линий электропередач 500 кВ и выше должны питаться раздельно от различных аккумуляторных батарей.

В зданиях электростанций мощностью менее одного млн.кВт с количеством агрегатов более 12 (с большой протяженностью здания) при технико-экономическом обосновании могут устанавливаться две и более аккумуляторных батареи.

II.25. Расчет и выбор аккумуляторных батарей производится с учетом эксплуатации их по методу постоянного подзаряда при напряжении 2,15 В на элемент батареи без тренировочных разря-

дов и уравнительных перезарядок. Для подзаряда, а также послеаварийного заряда аккумуляторных батарей, применяются два комплекта автоматизированных выпрямительных устройств. Для первоначальной формовки пластин они должны включаться параллельно.

Зарядные выпрямительные устройства должны обеспечивать послеаварийный заряд батареи в течение суток до 2,35 В на элемент. Необходимость применения элементных коммутаторов должна обосновываться расчетом вне зависимости от количества аккумуляторных батарей.

II.26. В целях снижения емкости и габаритов аккумуляторных батарей и сокращения сети постоянного тока допускается одновременно с постоянным оперативным током применение переменного оперативного для неответственных электроприемников собственных нужд, а также - питание соленоидов включения выключателей выпрямленным током с питанием цепей управления, защит и устройств связи от аккумуляторной батареи.

I2. АВТОМАТИЗАЦИЯ

I2.I. Общие положения.

I2.I.I. На электростанциях подлежит автоматизации технологический процесс (ТП) производства и выдачи (потребления, производства и выдачи) электроэнергии.

Автоматизация ТП должна разрабатываться в объеме:

а) автоматизация общестанционных процессов управления производством и выдачей электроэнергии;

б) автоматизация оборудования, участвующего в производстве и выдаче электроэнергии (автоматизация основного оборудования);

в) автоматизация оборудования, обеспечивающего функционирование основного оборудования (автоматизация вспомогательного оборудования).

Автоматизация общестанционных процессов управления, основного и вспомогательного оборудования должна разрабатываться в виде взаимоувязанных систем автоматизации, обеспечивающих

централизованное автоматизированное или автоматическое управление.

Технические средства для автоматизации должны выбираться на основании анализа их технико-экономических показателей: надежности; условий эксплуатации (требований к параметрам окружающей среды, механическим воздействиям, к защите от влияния электромагнитных полей), стоимости, срока службы, эксплуатационных затрат.

Разработка автоматизированных систем управления технологическим процессом электростанции с применением средств вычислительной техники – АСУ ТП производится при технико-экономическом обосновании и в соответствии с методическими указаниями по проектированию АСУ ТП ГЭС и каскадов ГЭС с применением ЭВМ (институт "Гидропроект" 1981 г.).

12.1.2. Автоматизация ТП разрабатывается, исходя из следующей структуры управления электростанцией:

а) задание режимов ТП электростанций осуществляется диспетчером районного энергетического управления (РЭУ) энергосистемы или диспетчером объединенного управления (ОДУ) энергосистем, а электростанцией каскада – диспетчером каскада;

б) оперативное управление ТП ГЭС с оперативным обслуживанием осуществляется дежурным инженером (начальником смены); оперативное управление ТП должно быть централизованным, т.е. осуществляться из одного места – центрального пункта управления (ЦПУ);

в) основное оборудование электростанции, определяющее режимы работы энергосистемы (агрегаты, выключатели линий, автотрансформаторы и др.) может находиться в оперативном ведении диспетчера ОДУ; проектом должны быть предусмотрены необходимые средства и каналы обмена информацией между проектируемой электростанцией и ОДУ;

г) управление технологическим процессом ГЭС мощностью до 200 МВт, с количеством агрегатов до 4-х, и когда эта мощность не превышает 8% от мощности энергосистемы, с упрощенной схемой электрических соединений, как правило, должно быть автоматическим или осуществляться диспетчером РЭУ (диспетчером каскада

ГЭС), т.е. должно осуществляться без вмешательства дежурного оперативного персонала на ГЭС. При организации дежурства "на дому" служебные квартиры для дежурного персонала должны оснащаться средствами вызывной сигнализации с ГЭС и связью с диспетчером РЭУ (диспетчером каскада ГЭС).

12.2. Автоматизация общестанционных процессов управления

12.2.1. Состав общестанционных средств управления определяется задачами управления ТП, зависящими от водохозяйственных и энергетических характеристик электростанций (наличие бассейна регулирования, ограничения по использованию водотока, установленной мощности, роль электростанции и ее линий электропередач для энергосистемы и др.).

Основными задачами управления ТП, которые должны быть рассмотрены в проекте, являются:

а) выполнение заданий по параметрам текущего режима (мощность, частота, напряжение, перетоки мощности, уровни верхнего и нижнего бьефов);

б) обеспечение наиболее полного использования энергии водотока и установленной мощности гидроагрегатов при оптимальном для энергосистемы участии электростанции в покрытии графика нагрузки;

в) обеспечение требований водопользователей и водопотребителей;

г) участие ГЭС, как мобильного и регулирующего источника электроэнергии, а для ГАЭС и потребителя электроэнергии, в предотвращении аварий в энергосистеме и в послеаварийном восстановлении энергосистемы.

12.2.2. В соответствии с п.12.1.2. и 12.2.1. на электростанции должны быть предусмотрены общестанционные средства управления:

а) централизованного автоматизированного управления основным оборудованием;

б) автоматического управления основным оборудованием в нормальных, предаварийных и аварийных режимах в энергосистеме и на электростанции;

в) централизованной информации дежурному инженеру электростанции, обеспечивающей выполнение заданного режима ТП и принятие дежурным инженером оперативных решений в аварийных ситуациях (повторное включение, ввод резерва, отключение, снижение нагрузки и др.);

г) представления информации вышестоящему уровню и получения информации от вышестоящего уровня управления;

д) связи (телефонной) с вышестоящим уровнем управления и с объектами управления на электростанции (см.раздел I3 "Связь" НТП).

I2.2.3. Средства централизованного автоматизированного управления основным оборудованием должны обеспечивать выполнение следующих функций:

а) дистанционное управление каждым агрегатом: пуск, останов и изменение режимов работы (генератор, насос - для ГАЭС, синхронный компенсатор);

б) групповое управление активной мощности;

в) групповое управление реактивной мощности;

г) дистанционное управление активной и реактивной мощностями каждого агрегата в качестве резерва группового управления;

д) управление выключателями главной схемы электрических соединений, вводными и секционными выключателями КРУ 6(I0) кВ общестанционных собственных нужд, разъединителями главной схемы электрических соединений, предназначенными для выполнения оперативных функций,

I2.2.4, Автоматические средства управления основным оборудованием в нормальных предаварийных и аварийных режимах в энергосистеме и на электростанции должны обеспечивать:

а) поддержание активной мощности в соответствии с заданным графиком с автоматической коррекцией по отклонению частоты за установленные пределы;

б) поддержание напряжения на шинах электростанции в соот-

ветствии с заданным режимом или в заданной точке сети;

в) реализацию управляющих воздействий автоматических устройств управления режимами энергосистемы (регулирование обменной мощности и частоты, ограничение перетоков по слабым внутренним и внешним связям энергосистемы);

г) реализацию на электростанции команд общесистемной противоаварийной автоматики, в соответствии с проектом противоаварийной автоматики;

д) автоматический перевод агрегатов из режимов синхронного компенсатора в генераторный режим, а для ГАЭС и в насосный режим при отклонении частоты за заданные пределы, в соответствии с проектом противоаварийной автоматики;

е) пуск агрегатов для восстановления собственных нужд при потере связи с энергосистемой.

12.2.5. Средства централизованной информации должны обеспечивать:

а) световую сигнализацию положения агрегатов, выключателей, оперативных разъединителей, как правило, совмещаемую с символами управляемого оборудования и аппаратов;

б) световую обобщенную сигнализацию неисправного состояния и аварийного состояния основного оборудования (агрегаты, повышающие трансформаторы, трансформаторы собственных нужд, автотрансформаторы, реакторы, линии электропередач, шины распределительного устройства высокого напряжения и др.); состав обобщающих сигналов, их количество, а также наличие специальных централизованных автоматизированных устройств, обеспечивающих по вызову расшифровку конкретных причин неисправностей и аварий, определяется проектом;

в) звуковую сигнализацию, раздельно для неисправного и аварийного состояния оборудования;

д) измерения электрических и гидравлических параметров текущего режима технологического процесса и основного оборудования, объем и способы измерений (непрерывно или по вызову); необходимость регистрации отдельных параметров определяются проектом с учетом требований ПУЭ.

I2.2.6. Объем информации, передаваемой на вышестоящий уровень управления, определяется объемом функций автоматического и оперативного управления с вышестоящего уровня.

Как правило, на вышестоящий уровень управления передаются: суммарная мощность агрегатов электростанции; напряжение на шинах; положение агрегатов, положение коммутационных аппаратов, определяющих связь электростанции с энергосистемой.

Для ГЭС без постоянного оперативного персонала объем информации должен соответствовать руководящим указаниям по выбору объемов информации и передачи информации в энергосистемах, утвержденных Научно-техническим Советом Минэнерго СССР 3I января I980 г. для данного класса ГЭС.

Для оборудования, находящегося в оперативном ведении ОДУ предусматривается сигнализация положения этого оборудования.

I2.2.7. При разработке АСУ ТП в первую очередь должны решаться задачи автоматизации управления теми процессами, автоматизация которых при применении традиционных средств вызывает большие технические трудности или вообще не решается, а именно:

а) сбор, обработка, хранение информации о параметрах технологического процесса, о состоянии основного оборудования; представление обработанной информации непрерывно или по вызову дежурному инженеру; передача обработанной информации на вышестоящий уровень; подготовка и передача информации о состоянии основного и др. оборудования для нужд эксплуатации;

б) решения задач оптимального использования водотока; прогнозирование режимов сработки водохранилищ;

в) автоматизация управления режимами работы агрегатов при выполнении заданного графика нагрузки и других заданных параметров режима ТП;

г) оптимизация распределения активной и реактивной нагрузок по агрегатам с учетом их индивидуальных характеристик;

д) выполнении функций противоаварийной автоматики.

Привлечение средств вычислительной техники для решения задач автоматизации должно сопровождаться достижением качественно новых или улучшенных показателей автоматизации, например более полное использование основного оборудования путем учета (расчета) перегрузочной способности оборудования, внедрения программирования управления, уменьшение объемов и габаритов средств автоматизации, сокращение кабельных связей и др.

I2.2.8. Общестанционные средства управления (п.I2.2.2) размещаются в ЦПУ, в помещениях прилегающих к ЦПУ, а также в помещениях специально для них предназначенных, например, в узле связи и в помещениях, где установка диктуется техническими соображениями, например, помещений с аппаратурой релейной защиты оборудования распределительных устройств высокого напряжения.

Средства управления и информации на ЦПУ выбираются с учетом положений п.I2.I.I. При использовании средств вычислительной техники допускается иное решение ЦПУ, например, без ГЩУ.

I2.2.9. На ЦПУ, как правило, должны устанавливаться:

- главный щит управления (ГЩУ) с мнемонической схемой главных цепей электрических соединений, со средствами информации режима и состояния элементов схемы и средствами управления оперативными элементами схемы;

- пульт - стол дежурного инженера, оснащенный средствами диспетчерской и технологической связи, средствами информации и управления режимами работы электростанции, например, групповое управление активной и реактивной мощностями.

Установка на ЦПУ вспомогательного щита определяется объемом средств управления и информации для общестанционных вспомогательных систем: оборудование для пропусков воды, собственные нужды переменного тока, пожаротушение, вентиляционные системы, гидравлические измерения и т.п.

Средства индивидуального управления режимами работы агрегатов, регулирования активной и реактивной мощностью агрегатов могут размещаться как на ГЩУ, так и на пульте-столе.

12.2.10. Размеры помещения ЦПУ, компоновка ПЩУ, пульт-стола, вспомогательного щита, а также размеры ПЩУ должны определяться с учетом эргономических требований для принятых средств и способов централизованного управления.

12.2.11. На ГЭС без постоянного дежурств оперативного персонала должны предусматриваться упрощенные ЦПУ, которые должны совмещаться с помещениями релейных щитов в здании ГЭС или в помещениях распределительного устройства высокого напряжения.

ПЩУ таких ГЭС может устанавливаться как отдельно, так и в ряду с релейными панелями. Средства централизованного управления оборудованием, участвующим в производстве и выдаче электроэнергии, средства централизованной информации должны предусматриваться в минимальном объеме, позволяющим контролировать исправное состояние оборудования и управлять агрегатами и выключателями главной схемы электрических соединений.

12.3. Автоматизация основного оборудования

12.3.1. Оборудование, участвующее в производстве и выдаче электроэнергии (агрегаты, повышающие трансформаторы, кабельные и воздушные линии высокого напряжения, оборудование и аппараты главной схемы электрических соединений), должно быть оснащено системами и устройствами автоматического управления, состоящими из: технологической автоматики, защиты, сигнализации, а также измерений и регистрации текущих параметров режима. Функционирование автоматических систем и устройств определяется командами централизованного и автоматического управления ТП.

12.3.2. Функционирование технологической автоматики должно обеспечиваться без каких-либо предварительных операций с оборудованием и его устройствами автоматики. Агрегаты, кроме автоматического управления, должны иметь местное, а также по-узловое (пооперационное управление) для проведения наладочных работ и опробований после ремонтных работ.

12.3.3. Устройство сигнализации должно обеспечивать: световую сигнализацию положения оборудования; обобщенную световую сигнализацию о неисправности и аварийном состоянии; сигнализацию, фиксирующую каждую неисправность и повреждение контролируемых устройств и элементов оборудования; звуковую сигнализацию раздельно для неисправности и аварии общую для оборудования, находящегося в одном помещении.

12.3.4. Объем измерений параметров оборудования должен быть минимальным и должен определяться условиями местного управления в режиме опробования и условиями периодического осмотра оборудования; для наладочных работ и опробования должно предусматриваться подключение переносных лабораторных приборов.

12.3.5. Технологические и электрические защиты разрабатываются в соответствии с требованиями заводов-изготовителей оборудования и ПУЭ.

12.3.6. В системах автоматического управления оборудованием должны предусматриваться средства передачи информации (сигнализация, измерения) для централизованного и автоматического управления технологическим процессом производства и выдачи электроэнергии.

12.3.7. Средства автоматического управления агрегатом размещаются на агрегатных щитах управления (АЩУ) вместе со средствами релейной защиты и устройствами технологической автоматики и регулирования.

Средства автоматического управления повышающими (блочными) трансформаторами размещаются на блочных щитах вместе со средствами релейной защиты.

Средства автоматического управления и защиты оборудования и аппаратов высоковольтной части главной схемы электрических соединений размещаются в помещениях релейных щитов распределительных устройств высокого напряжения - подстанционных пунктах управления (ПШУ).

I2.4. Автоматизация вспомогательного оборудования

I2.4.I. Вспомогательное оборудование и общестанционные технологические системы, обеспечивающие функционирование оборудования по п.I2.3.I. (техническое водо- и воздухоснабжение, масляное хозяйство, собственные нужды переменного и постоянного тока и др.), а также вспомогательное оборудование и технологические системы, обеспечивающие проектные параметры окружающей среды для персонала и оборудования (вентиляционные системы, отвод дренажных и фекальных вод и т.п.) должны оснащаться локальными устройствами автоматического управления, функционирование которых определяется режимами работы основного оборудования и параметрами среды (температура, давление, уровень), которые они обеспечивают.

I2.4.2. Локальные устройства автоматического управления должны обеспечивать функционирование вспомогательного оборудования и общестанционных технологических систем без вмешательства оперативного персонала.

Указанные устройства должны также иметь местное дистанционное управление для проведения наладочных работ и опробования.

I2.4.3. Локальные устройства автоматического управления должны иметь: световую сигнализацию о нахождении системы в автоматическом режиме работы при отсутствии режимных ключей; обобщенную световую сигнализацию о неисправном состоянии; сигнализацию, световую или блинкерную, фиксирующую каждую неисправность и повреждение контролируемых элементов вспомогательного оборудования и технологических систем; выходную обобщенную сигнализацию для общестанционной централизованной сигнализации.

I2.4.4. Оборудование, предназначенное для пропуска паводковых вод, для попуска воды на нужды водопотребителей и водопользователей (затворы холостых водосбросов, затворы плотин), как правило, оснащаются местным дистанционным управлением.

Оснащение указанного оборудования централизованным дистанционным управлением или автоматическими системами управления

определяется технологической характеристикой режимов попусков воды для конкретной ГЭС.

12.4.5. Для оборудования водоприемников должны предусматриваться устройства сигнализации возможности появления шуги и устройства автоматического включения обогрева решеток, пазов водоприемников.

12.4.6. Контроль за состоянием гидротехнических сооружений должен выполняться, как правило, в виде самостоятельных систем, обеспечивающих измерения контролируемых параметров, их регистрацию и передачу в соответствующие службы электростанции.

12.4.7. Локальные системы и устройства автоматического управления вспомогательным оборудованием и общестанционными технологическими системами (п.12.4), а также устройства, указанные в пп.12.4.4., 12.4.5., 12.4.6. размещаются вблизи от управляемого оборудования и путей обхода оборудования эксплуатационным персоналом.

13. С В Я З Ь

13.1. Средства связи для электростанции должны предусматриваться в соответствии с принятой схемой оперативно-диспетчерского управления и организации эксплуатации.

13.2. Средства связи, в зависимости от значения электростанции в энергосистеме и объединенной энергосистеме, структуры диспетчерского и административно-хозяйственного управления должны обеспечивать:

а) диспетчерскую, технологическую и внутриобъектную связь;

б) связь совещаний;

в) телетайпную и фототелеграфную связь;

г) каналы телеинформации, противоаварийной автоматики и релейной защиты;

д) каналы передачи данных.

13.3. Регулирующие электростанции, оборудование которых находится в непосредственном оперативном управлении ДП ОДУ, ЦДУ ЕЭС СССР согласно структуре диспетчерского управления, как

правило, должны обеспечиваться средствами связи на уровне электростанций - ДП РЭУ - ДП ОДУ - ЦДУ ЕЭС СССР.

I3.4. Средства электрической связи и каналы телеинформации должны обеспечивать:

а) диспетчерское и технологическое управление на уровне ДП РЭУ - электростанция и (см.пункт I3.3) на уровне ДП СДУ - ДП РЭУ - электростанция;

б) внутриобъектную оперативно-технологическую связь на электростанции;

в) внутриобъектную оперативно-технологическую связь, связь с объектами культурного и бытового назначения поселка электростанции;

г) связь электростанции с общегосударственной сетью связи Министерства связи СССР.

I3.5. Диспетчерское и технологическое управление на уровне ДП РЭУ - электростанция должно обеспечиваться средствами и каналами для передачи на ДП РЭУ информации о состоянии оборудования электростанции.

I3.6. Диспетчерское и технологическое управление на уровне ДП каскада электростанций - электростанция должно обеспечиваться средствами и каналами для передачи на ДП каскада информации о состоянии оборудования на электростанциях, входящих в каскад.

I3.7. Объем внутриобъектной оперативно-технологической связи на электростанциях, с обслуживающим персоналом, должен обеспечивать:

а) оперативную (диспетчерскую) связь дежурного инженера станции (ДИС) с дежурным персоналом станции (телефонную, громкоговорящую, радиопоисковую связи и др.);

б) технологическую телефонную связь (связь общего пользования);

в) громкоговорящую связь для предупреждения водных запретных зон (ВЗЗ);

г) радиофикацию служебных помещений с возможностью ведения местных передач и трансляцию передач центрального радиовещания;

д) связь директора и главного инженера;

е) часофикацию;

ж) охранную сигнализацию.

I3.8. При соответствующем технико-экономическом обосновании электростанции должны обеспечиваться установками промышленного телевидения и оперативной связью начальников смен цехов или начальников цехов.

I3.9. Связь электростанции без постоянного оперативного персонала должна решаться в соответствии с принятой схемой оперативного управления и должна обеспечивать:

а) передачу телеинформации на пункт управления;

б) охранную сигнализацию;

в) внутриобъектную связь на период наладки и ремонтных работ.

I3.I0. Объем каналов диспетчерской и технологической связи и телеинформации для электростанции должен определяться "Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах".

I3.II. Оперативное управление электростанцией на уровне ОДУ должно осуществляться по каналам связи электростанция – ДП РЭУ и далее по существующим каналам связи ДП РЭУ – ДП ОДУ.

I3.I2. Средства оперативной, технологической и внутриобъектной связи должны определяться конкретным проектированием.

В некоторых случаях возможна организация прямого канала электростанция – ДП ОДУ.

I3.I3. Абонентская телефонная нумерация на электростанции должна осуществляться в соответствии с "Руководящими указаниями по единой нумерации абонентов АТС энергообъектов Минэнерго СССР".

13.14. Средства связи должны размещаться:

а) общестанционной связи-в СПК;

б) оперативной связи-в ЦПУ;

в) аппаратура в.ч.связи по ЛЭП (в.ч.стойки)-в СПК, а при значительном удалении ОРУ - в ЩПУ.

13.15. Перечень помещений узла связи электростанции определяется "Нормами технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем".

13.16. Средства связи общесистемного назначения должны предусматриваться с учетом перспективных схем развития энергосистем.

13.17. На пусковой период должен предусматриваться объем средств связи с учетом ввода их в эксплуатацию к пуску первых агрегатов.

13.18. Для надежного резервирования каналов оперативно-диспетчерской связи и телеинформации должно обеспечиваться прохождение основного и резервного каналов по независимым трассам.

13.19. Связь электростанции с объектами культурного и бытового назначения должна выполняться по нормам Министерства связи СССР.

13.20. Организация каналов оперативно-диспетчерской, технологической связи и телемеханики должна предусматривать использование в.ч.каналов по ЛЭП, кабельных и радиорелейных линий, а в отдельных случаях, воздушных линий связи, а также междугородной телефонной сети Министерства связи и других ведомств. Использование конкретных каналов определяется месторасположением проектируемого объекта. В отдельных случаях могут использоваться системы УКВ радиосвязи.

13.21. Организация связи между АТС и городской АТС должна осуществляться в соответствии с "Рекомендациями по организации связи между учрежденческо-производственными и городскими АТС, с учетом автоматизации междугородной телефонной сети".

13.22. Электропитание средств связи должно осуществляться от сети переменного тока собственных нужд по двум независимым фидерам. Резервное питание должно обеспечиваться от аккумуляторной батареи оперативного тока электростанции через соответствующие преобразователи.

Допускается при значительной мощности средств связи, резервирование которых требует увеличения емкости станционной аккумуляторной батареи, устанавливать для резервного питания средств связи аккумуляторные батареи 24 и 60 В.

13.23. Организация схем электропитания средств связи должна осуществляться в соответствии с "Руководящими указаниями по проектированию электропитания средств диспетчерского и технологического управления в энергосистемах" и с учетом "Рекомендаций по схемам электропитания СДТУ".

14. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

14.1. Общие требования

14.1.1. Мероприятия, предусматриваемые в проекте по организации эксплуатации, должны обеспечить четкое управление подразделениями эксплуатации, надежное обслуживание и своевременный ремонт оборудования и сооружений с учетом технико-энергетических показателей и значения гидроузла в энергосистеме.

14.1.2. Мероприятия, предусматриваемые в проекте по организации эксплуатации, следует выполнять в соответствии с "Отраслевыми требованиями и нормативными материалами по научной организации труда, которые должны учитываться при проектировании новых и реконструкции действующих гидроэлектростанций", "Руководящими указаниями по проектированию организации и механизации ремонтного обслуживания оборудования и сооружений гидроэлектростанций", "Требованиями к проектируемым и модернизируемым гидравлическим турбинам для снижения трудоемкости ремонта" с учетом настоящих норм.

14.1.3. В проекте организации эксплуатации должно быть предусмотрено максимальное использование действующих ремонтных предприятий, лабораторий, транспортных организаций, служб связи, военизированной и пожарной охраны и других служб, принадлежащих управлению энергосистемы непосредственно или другим электростанциям и предприятиям электрических сетей данной энергосистемы, расположенным вблизи от проектируемого объекта.

14.1.4. Эксплуатация гидроузла должна осуществляться на основе рационально разработанной организационной структуры административного, технического и хозяйственного управления, штатного расписания и создания необходимых условий, обеспечивающих нормальные условия труда персонала.

14.2. Структура

14.2.1. Организационная структура управления эксплуатацией гидроузла должна соответствовать "Типовым организационным структурам управления гидроэлектростанциями" и обеспечивать:

а) надежное оперативное управление технологическим процессом производства и выдачи электроэнергии с наименьшим числом оперативного персонала в смене;

б) увязку с организационной структурой эксплуатации и оперативного управления на вышестоящем уровне;

в) четкое разделение ответственности всех структурных подразделений за надежную и безаварийную работу оборудования и сооружений гидроузла и безопасность работы обслуживающего персонала;

г) своевременное высококачественное ремонтное обслуживание оборудования и сооружений и оперативное управление работой с наименьшим числом эксплуатационного и привлеченного персонала;

д) надежную охрану и противопожарную безопасность гидроузла со всеми основными и вспомогательными устройствами.

14.2.2. Каскадным (групповым) управлением могут быть объединены от двух и выше гидроузлов, подчиненных одному районному энергетическому управлению, расположенных на одной или нескольких реках или каналах, связанных удобными транспортными условиями и надежными устройствами связи. Решение об организации каскадного (группового) объединения гидроузлов должно приниматься исходя из оптимальных форм организации ремонтного и эксплуатационного обслуживания по местным условиям.

В каскадном (групповом) объединении создается единая дирекция с централизованным административным и техническим руководством и централизованными службами по ремонту оборудования и сооружений, по лабораторному обслуживанию, транспорту, снабжению и другим подсобным хозяйствам.

Управление гидроузлов мощностью каждого до 500 тыс.кВт собственной дирекцией с непосредственным административно-техническим подчинением каждой районному энергетическому управлению, допускается при обоснованной нецелесообразности объединения всех или некоторых из них в каскадное (групповое) управление по местным условиям.

I4.2.3. Цеховые подразделения в составе производственного персонала гидроузла должны быть организованы в следующем порядке:

а) в каскадных (групповых) объединениях на базисном гидроузле организуются электрический, гидротурбинный и гидротехнический цехи, каждый из которых обслуживает и отвечает за работу соответствующих частей всех гидроузлов каскада (группы). На каскадах (группах) с общей численностью промышленно-производственного персонала до 60 человек гидротурбинное и электротехническое оборудование может обслуживаться одним электромашинным цехом.

На всех гидроузлах каскада (группы), как правило, создаются участки возглавляемые мастерами подчиненными начальникам соответствующих цехов каскада (группы).

б) На гидроузлах с собственной дирекцией, непосредственно подчиненной районному энергетическому управлению, с общей численностью промышленно-производственного персонала больше I50 человек, организуются три цеха: электрический, гидромашинный и гидротехнический; при общей численности промышленно-производственного персонала от 60 до I50 человек - создаются два цеха: электромашинный и гидротехнический, а при общей численности промышленно-производственного персонала до 60 человек эксплуатация гидроузла организуется по бесцеховому принципу.

14.2.4. Оперативное управление работой основного оборудования гидроузла должно осуществляться начальником смены гидроузла, или непосредственно диспетчером энергосистемы с использованием автоматических систем управления. Оперативное управление работой основного оборудования гидроузлов, включенных в состав каскадного (группового) объединения, осуществляется, как правило, начальником смены этого гидроузла или начальником смены базисного гидроузла каскадного (группового) объединения при наличии на нем централизованного управления агрегатами и выключателями распределительного устройства высокого напряжения.

14.3. Численность персонала

14.3.1. Общая численность эксплуатационного персонала гидроузла определяется численностью промышленно-производственного персонала (в том числе персонала охраны; подразделений дальней связи и т.п.), а также численностью персонала занятого капитальным ремонтом оборудования и гидротехнических сооружений. Кроме того, в состав эксплуатационного персонала должны быть включены работники, обслуживающие жилой фонд, культурные и детские учреждения, эксплуатация которых сохранена за дирекцией гидроузла.

Численность промышленно-производственного персонала гидроузла, предусмотренная соответствующим приказом Минэнерго СССР, должна быть уменьшена на величину среднегодовой численности привлеченного персонала для плановых ремонтных работ, а также на среднегодовую численность работников центральных служб районного энергетического управления, выполняющих функции соответствующих служб электростанции (лаборатории, служба связи, снабжение и др.).

В проектных расчетах численности эксплуатационного персонала должны быть учтены задания постановлений Правительства по росту производительности труда на период ввода гидроузла в эксплуатацию.

Площади служебных и культурно-бытовых помещений определяются, как правило, по численности постоянного состава эксплуатационного персонала проектируемого гидроузла с учетом привлеченного персонала.

I4.4. Ремонтные мастерские

I4.4.I. Капитальные и текущие ремонты технологического оборудования на электростанциях, как правило, должны производиться силами производственных ремонтных предприятий энергосистем (ПРП), цехами централизованного ремонта электростанций (каскадов электростанций).

В энергосистемах, где нецелесообразно создание ПРП или выполнение работ силами электростанций, выполнение капитальных ремонтов оборудования возлагается на предприятия Главэнергоремонта или монтажно-ремонтных организаций.

Выполнение расширения, реконструкции или технического перевооружения, а также специализированных работ по ремонту должно осуществляться предприятиями Главэнергоремонта и строительно-монтажными организациями.

Для гидроузлов, расположенных в труднодоступных местах, удаленных от энергоремонтных баз энергосистем, производство всех ли части ремонтов по капитальному ремонту оборудования и сооружений допускается производить ремонтным персоналом электростанций.

I4.4.2. На гидроузле должны предусматриваться запасные узлы (гасительные камеры выключателей, рабочие колеса некоторых насосов, охладители генераторов и трансформаторов и др.) для замены ими соответствующих узлов действующего оборудования при капитальных ремонтах.

I4.4.3. Капитальный ремонт механизмов и оборудования массового производства (автомобили, тракторы, электродвигатели и пр.) следует, как правило, предусматривать на соответствующих специализированных районных предприятиях или в мастерских районного энергетического управления.

I4.4.4. На гидроузлах с собственными штатными водолазными станциями должно быть предусмотрено водолазное снаряжение с компрессорными установками, декомпрессионными камерами и медицинским обслуживанием.

I4.4.5. На всех гидроузлах должны быть предусмотрены и оснащены необходимым оборудованием ремонтные мастерские, предназначенные для ремонта и восстановления поврежденных деталей оборудования, изготовления простейших запчастей, крепежных изделий и разных приспособлений для нужд эксплуатации гидроэлектростанции.

При этом:

а) на гидроузлах, не имеющих цеховых подразделений, создается одна ремонтная мастерская для всех видов ремонтов оборудования и подсобочных работ;

б) на гидроузлах с двумя цехами (электромашинный и гидротехнический) создаются две ремонтные мастерские: слесарно-механическая и электротехническая, а также ремонтно-строительная база с небольшой слесарной мастерской для текущего ремонта средств транспорта и строймеханизмов;

в) на гидроузлах с тремя цехами, кроме перечня мастерских указанных в п."б" настоящего пункта должны предусматриваться мастерская точной механики в составе электроцеха, а также деревообрабатывающая мастерская и передвижной бетонно- растворный узел в составе гидротехнического цеха.

I4.4.6. Общие площади слесарно-механических мастерских в зависимости от числа и мощности агрегатов даны в следующей таблице I4.I.

Таблица I4.I

Единичная мощность гидроагрегатов МВт	Общая площадь слесарно-механических мастерских в расчете на один агрегат м²	Максимальная площадь мастерских независимо от числа агрегатов м²
до 50	От I0 до I2	I00
свыше 50 до I50	от I2 до I8	I40
свыше I50	от I8 до 20	I70

x) Приведенные в таблице площади мастерских на один агрегат уточняются в указанных пределах в зависимости от мощности и типа агрегатов данной группы.

Слесарно-механическую мастерскую следует разместить в одном из следующих мест: в здании гидроузла, на монтажной площадке, в пристройке к зданию гидроузла или в отдельном здании на отметке монтажной площадки. К слесарно-механической мастерской должен быть предусмотрен подъезд внутристанционного транспорта. Электросварочные и газосварочные аппараты должны быть размещены в специальных помещениях, оборудованных вытяжной вентиляцией, с площадью от I0 до 30 м^2 или на приспособленном участке монтажной площадки. Кузницу следует разместить в отдельном помещении огражденной территории гидроэлектростанции. Площадь кузницы, в зависимости от намечаемого объема работ определяется в пределах от 20 м^2 до 50 м^2. По специальному обоснованию на очень крупных многоагрегатных гидроэлектростанциях мощностью свыше 2-х миллионов кВт допускается устройство специальных площадок со стеллажами для хранения и резки профильного и листового металла с соответствующими грузоподъемными устройствами.

Электротехническая мастерская размещается, как правило, в здании гидроузла. Размеры площадей электротехнических мастерских в зависимости от единичной мощности и числа агрегатов даны в следующей таблице I4.2.

Таблица I4.2

Единичная мощность агрегатов МВт	Площадь мастерских в расчете на один агрегат м^2 x).	Максимальная общая площадь мастерских независимо от числа агрегатов, м^2
до 50	8-I0	70
свыше 50 до I50	I0-I2	I00
свыше I50 до 300	I2-I5	I40
свыше 300	I5-I8	200

х) Приведенные в таблице площади мастерских на один агрегат уточняются в указанных пределах в зависимости от мощности и типа агрегатов

Площади единых мастерских для ремонта оборудования на гидроузлах с численностью промышленно-производственного персонала до 60 человек, не имеющих цеховых подразделений, в зависимости от мощности и числа агрегатов даны в следующей таблице I4.3.

Таблица I4.3.

Единичная мощность агрегатов МВт	Общая площадь единых ремонтных мастерских в расчете на I агрегат м2х)	Максимальная площадь мастерских независимо от числа агрегатов м2
до 50	от I2 до I6	I20
свыше 50 до 80	от I4 до 20	I50

х) Площади единых мастерских на один агрегат уточняются в указанных пределах в зависимости от мощности и типа агрегатов.

На гидроузлах с численностью промышленно-производственного персонала I50 человек и более, в слесарно-механических и электротехнических мастерских, предусматривать по одной комнате мастера мастерских и небольшие кладовые для инструментов и материалов повседневного пользования.

При комплектации оборудованием мастерских следует учитывать следующие общие положения:

а) работу металлорежущих станков (токарно-винторезных, фрезерных, строгальных и др.) следует предусматривать в две смены при капитальных ремонтах;

б) все металлорежущие станки, указанные в п. а) (кроме заточных сверлильных и других небольших станков), должны быть сосредоточены в одной слесарно-механической мастерской гидроузла.

I4.4.7. При значительном (более 500 м) удалении открытого распределительного устройства высокого напряжения (ОРУ) от электротехнической мастерской электростанции и нецелесообразности сосредоточения на последней, работ по обслуживанию эксплуатации и ремонтов оборудования ОРУ, на ней должна быть организована отдельная электротехническая ремонтная мастерская.

Площади электротехнических мастерских открытых высоковольтных распределительных устройств принимаются в следующих размерах в зависимости от числа ячеек и напряжения их (см.табл.I4.4)

Таблица I4.4

Напряжение в ячейках кВ	Площадь мастерских в расчете на одну ячейку	Максимальная площадь (общая) м² для ячеек одного напряжения, м2	общая площадь для ОРУ всех напряжений
II0-220	2	40	80
320-500	4	50	90

При этом, если на ОРУ предусматривается сооружение трансформаторной мастерской, то электротехническая мастерская ОРУ совмещается с трансформаторной мастерской. В мастерской ОРУ должна быть создана кладовая для хранения инструментов, некоторых материалов и запчастей к оборудованию, смонтированному на ОРУ.

I4.4.8. В зданиях электростанций и на территориях ОРУ длиной более 500 м, как правило, допускается создание местных слесарных мастерских, оснащенных простейшим слесарным оборудованием.

I4.4.9. Ремонт блочных повышающих трансформаторов до 220кВ включительно следует предусматривать на монтажной площадке или на месте их установки.

Ремонт блочных повышающих трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 330 кВ и выше следует предусматривать на монтажной площадке или в специально сооружаемой трансформаторной мастерской, связанной железнодорожным путем с местом установки трансформаторов.

Допускается, в случае необходимости, по климатическим или другим местным условиям, устройство трансформаторной мастерской для блочных повышающих трансформаторов напряжением ниже 330 кВ, если для них невозможно организовать доставку на монтажную площадку.

I4.4.I0. Доставка трансформаторов к месту ремонта и его ремонт должны быть механизированы: предусмотрены анкеры, рымы и другие приспособления для закрепления такелажных средств при передвижении трансформаторов, специальные площадки под домкраты для перестановки катков трансформаторов и грузоподъемные средства для ремонта.

Устройство сушильных камер – не предусматриваются.

При невозможности доставки трансформаторов, автотрансформаторов напряжением до 220 кВ включительно из ОРУ на монтажную площадку или в трансформаторную мастерскую, ревизия и ремонт их следует производить на месте их установки с помощью передвижных кранов или совмещенных порталов для ошиновки. При этом должны быть обеспечены откатка активной части из-под поднимаемого кожуха или кожуха при выемке активной части и место для установки инвентарного шатра для укрытия активной части.

Для ревизии и ремонта трансформаторов и автотрансформаторов ОРУ напряжением 330 кВ и выше, должно быть сооружено стационарное устройство (с шня) с мостовым краном рассчитанным на подъем кожуха или активной части.

I4.4.II. На всех гидроузлах должны быть предусмотрены специальные площадки для ремонта, очистки и окраски затворов и сороудерживающих решеток, которые должны быть размещены в местах удобных для подачи затворов и решеток. На этих площадках должно быть предусмотрено необходимое оборудование и приспособления для механизации очистки и антикоррозийного покрытия оборудования, вулканизации уплотняющей резины и для ремонта металлоконструкций.

На гидроэлектростанциях со среднегодовым объемом работ по ремонту и антикоррозийному покрытию затворов и решеток, который не может быть выполнен в период времени с положительной температурой воздуха, следует предусматривать для этих работ закрытые

отапливаемые помещения с обязательным устройством вентиляции. Для этих целей, в частности, могут быть использованы соответственно приспособленные затворохранилища.

I4.4.I2. Средствами грузового и пассажирского автомобильного и водного транспорта, а также передвижными грузоподъемными механизмами, тракторами, бульдозерами, экскаваторами и другими механизмами гидроузлы должны, как правило, обслуживаться централизованными автохозяйствами и базами механизации районных энергетических управлений. Для их временного хранения необходимо предусматривать соответствующие навесы.

I4.4.I3. В проектах ремонтно-строительных баз гидротехнических цехов гидроузлов, кроме работ по эксплуатации и ремонту гидротехнических сооружений и зданий, следует предусматривать выполнение вспомогательных работ при ремонте оборудования: устройство подмостей, ограждений, окраска конструкций и др.

I4.5. С к л а д ы

I4.5.I. На гидроузлах должен предусматриваться комплекс складских помещений, навесов и открытых площадок для хранения оборудования, запасных частей, ремонтных приспособлений и материалов.

Склады горючесмазочных и лакокрасочных материалов должны быть вынесены на отдельную территорию примыкающую к стройдвору. гидроузла и запроектированы по нормативам соответствующих СНИПов.

Закрытые складские помещения для оборудования, материалов, запчастей и ремонтно-монтажных приспособлений, хранение которых обязательно в закрытых помещениях, должны быть предусмотрены, как правило, в едином помещении с отделениями отапливаемого и холодного, а также помещением для газонаполненных баллонов, конторой заведующего складом и помещением для обогрева грузчиков , если в штатном расписании предусмотрено не менее 3-х грузчиков склада.

I4.5.2. Размер площади складских помещений для разных гидроузлов в зависимости от числа и мощности агрегатов приведен в следующей таблице I4.5.

Таблица I4.5

Единичная мощность агрегатов МВт	Площадь складского помещения в расчете на один агрегат $м^2$	Максимальная площадь складского помещения независимо от числа агрегатов $м^2$
до 50	от I5 до 20	I20
свыше 50 до I50	свыше 20 до 30	300
свыше I50 до 300	свыше 30 до 40	400
свыше 300	свыше 40 до 50	500

Навес для хранения труб, металлопроката, пиломатериалов, извести, мела и других материалов открытого хранения предусматривается общей площадью от 60 до 300 м2 в зависимости от обоснованной потребности эксплуатации гидроузла.

На огражденной территории гидроузла должна быть предусмотрена открытая площадка размером от 200 до 800 м2 для хранения грузов.

Номенклатура, количество и площади хранения запасных частей и основных сборочных единиц, необходимых для капитальных ремонтов, определяются по данным Главэнергоремонта.

Размеры складов и площадок уточняются в указанных пределах в зависимости от размеров турбин, гидротехнических сооружений, ОРУ и других параметров.

I4.6. Служебные и бытовые помещения

I4.6.I. Служебные помещения для персонала управления гидроузлом, помещения общественных организаций, залы собраний, ка-

бинеты политического просвещения, бытовые помещения, комнаты отдыха и другие рассчитываются по соответствующему СНиП и "Отраслевым требованиям и нормативным материалам по научной организации труда, которые должны учитываться при проектировании новых и реконструкции действующих электростанций".

Указанные в "Отраслевых требованиях" помещения создаются на базисных гидроузлах каскадов, а также на отдельных гидроузлах, не входящих в каскад, в зависимости от мощности электростанции и числа промышленно-производственного персонала.

Устройство специальных залов, холлов, вестибюлей и расширение служебных кабинетов сверх нормативов принятых СНиПами возможно только по специальным разрешениям Минэнерго СССР.

I4.6.2. Для персонала, работающего на всех основных и вспомогательных сооружениях гидроузла, в зависимости от его численности, предусматриваются столовые, буфеты или комнаты приема пищи.

Обслуживание столовыми и буфетами привлеченного ремонтного персонала осуществляется за счет увеличения сменности посадок. Размещать столовые следует, как правило, в первых этажах служебно-производственных или других вспомогательных зданий.

I4.6.3. Прачечные для стирки и химической чистки рабочей одежды создаются на гидроузлах с общим количеством рабочих выше 200 человек, в случаях когда характер загрязнения одежды исключает возможность стирки в прачечных общего назначения и мощность прачечных других предприятий энергосистемы недостаточна для удовлетворения соответствующих потребностей гидроузла. Проект прачечной разрабатывается по соответствующему СНиПу.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

I. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ 3

2. КОМПОНОВКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ 5

2.I. Состав и общие требования 5

2.2. Компоновка механического оборудования и стальных конструкций гидротехнических сооружений 8

2.3. Компоновка гидросилового оборудования I4

2.4. Компоновка вспомогательного оборудования 20

2.5. Компоновка электротехнического оборудования 25

2.6. Транспортные и технологические коммуникации 30

2.7. Компоновка общестанционных помещений 3I

3. МЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И СТАЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ 32

4. ГИДРОМАШИНЫ, РЕГУЛИРОВАНИЕ , ПРЕДТУРБИННЫЕ ЗАТВОРЫ 36

5. ТЕХНИЧЕСКОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ 5I

6. ОТКАЧКА ВОДЫ ИЗ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ГИДРОМАШИН И ДРЕНАЖНЫХ КОЛОДЦЕВ 56

7. МАСЛЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО 60

8. ПНЕВМАТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО 69

9. ГЛАВНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ 75

I0. ГИДРОГЕНЕРАТОРЫ, ДВИГАТЕЛИ-ГЕНЕРАТОРЫ И ИХ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ 8I

II. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ И ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК 87

I2. АВТОМАТИЗАЦИЯ 93

I3. СВЯЗЬ I03

АЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ I07

gost.e-ecolog.ru

Зак. I554 Тир. 400 Тип. ин-та "Гидропроект"