

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

УТВЕРЖДАЮ:
Министр энергетики и электрификации СССР
И.С. Непорожний
"8" октября 1981 г.

НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

ВНТП 81

Утверждены. Протокол научно-технического Совета Минэнерго СССР от 17 августа 1981 г. №99 по согласованию с Госстроем СССР письмо № АБ-3430-20/4 от 29.06.81.
Москва, 1981 г.

Настоящие нормы разработаны Всесоюзным Государственным ордена Ленина и ордена Октябрьской революции проектным институтом "Теплоэлектропроект", с учетом отзывов и предложений ВТИ им. Ф.Э. Дзержинского, ВНИПИэнергопрома, Союзтехэнерго, ЦКБ Главэнергоремонта, ЦДУ ЕЭС СССР, Госгортехнадзора СССР, НПО ЦКТИ, Минэнергомаша, а также других проектных, научно-исследовательских, эксплуатационных и ремонтных организаций Минэнерго СССР.

Нормы рассмотрены, одобрены Научно-техническим Советом Минэнерго СССР и согласованы с Госстроем СССР письмо № АБ-3430-20/4 от 29 июня 1981 г. и являются обязательными при технологическом проектировании тепловых электрических станций.

Министерство энергетики и электри- фикации СССР (Мин- энерго СССР)	Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций	ВНТП-81 Взамен норм технологического проектирования тепловых электростанций и тепловых сетей, утвержденных 8 мая 1973г.
---	--	---

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Настоящие нормы обязательны при проектировании всех вновь сооружаемых паротурбинных тепловых электростанций с турбоагрегатами мощностью 50 тыс. кВт и выше при начальных параметрах пара у турбин до 24 МПа (240 кгс/см²) и 510-560 °С.

Нормы распространяются также на расширяемые реконструируемые паротурбинные электростанции и газотурбинные установки с соответствующими коррективами, обуславливаемыми существующими технологическими схемами, компоновками оборудования, зданиями и сооружениями.

Примечание: Настоящие нормы не распространяются на проектирование атомных, дизельных и геотермальных электростанций.

При проектировании следует руководствоваться действующими нормативными документами, перечень которых приведен в приложении к настоящим нормам.

Настоящие нормы являются оснополагающим документом при проектировании электростанций.

1.2. в комплекс зданий и сооружений тепловых электростанций входят:

- а) здания и сооружения производственного назначения (главный корпус с дымовыми трубами, сооружения электрической части, технического водоснабжения, теплоснабжения и газомазутное хозяйство);
- б) подсобно производственные здания и сооружения (объединенно вспомогательный корпус, склады, пусковая котельная, административно-бытовой корпус, ремонтные мастерские, маслохозяйство);
- в) вспомогательные здания и сооружения (жел. дор. Станция, гараж, сооружения по сбору и очистке сточных, замасленных и фекальных вод, внеплощадочные сооружения, дороги, ограждения и благоустройство территории, сооружение гражданской обороны, временные сооружения).

Внесены институтом "Теплоэлектропроект"	Утверждены Министерством энергетики и электрификации СССР Протокол от "17" августа 1981 г. №99	Срок введения в действие "8" октября 1981 г.
--	--	---

1.3. Проектирование тепловых электрических станций должно вестись на высоком научно-техническом уровне, с применением прогрессивного высокоэкономичного оборудования.

1.4. Основные технические решения должны приниматься с учетом: обеспечения надежности работы оборудования; максимальной экономии первоначальных капиталовложений и эксплуатационных затрат; снижения металлоемкости; повышения производительности труда в строительстве, эксплуатации и ремонте; охраны природы, а также создания нормальных санитарно-бытовых условий для эксплуатационного и

ремонтного персонала.

Объемно-планировочные и конструктивные решения вновь сооружаемых, расширяемых и реконструируемых ТЭС должны приниматься в соответствии со СНиП.

В проектах должны учитываться возможности максимального использования отходов производства сточных вод, сбросного тепла и золошлаков в народном хозяйстве страны.

В проектах электростанций разрабатываются разделы организации эксплуатации и ремонта. Указанные разделы разрабатываются в соответствии: по эксплуатации с "Правилами технической эксплуатации тепловых электростанций и сетей", а по ремонтам с "Инструкцией по проектированию организации и механизации ремонта оборудования, зданий и сооружений на тепловых электростанциях".

1.5. Компонировка технологического оборудования должна обеспечивать нормальные условия обслуживания и ремонта оборудования при его высокой механизации с минимальным использованием ручного труда.

1.6. Для электростанций, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха для отопления минус 20 °С и выше, допускается проектирование главных корпусов электростанций с открытым котельным отделением, а также с полуоткрытой установкой пиковых водогрейных котлов, работающих на твердом топливе.

Полуоткрытая установка водогрейных котлов на газообразном и жидком топливах применяется в районах с расчетной температурой наружного воздуха для отопления минус 25 °С и выше.

1.7. Служебные и вспомогательные помещения с постоянным пребыванием в них должны располагаться в местах, отделенных от действующего оборудования стенами. Внутри помещений запрещается прокладка технологических трубопроводов, за исключением трубопроводов отопления, водопровода, вентиляции и трубопроводов, необходимых для технологии проводимых в помещении работ.

Запрещается размещение служебных и вспомогательных помещений ниже отм. 0,0 м, в зоне расположения фланцевых соединений трубопроводов и арматуры под избыточным давлением окружающей среды, под бункерами угля, пыли, золы, аккумуляторными, газоходами котлоагрегатов, на площадках обслуживания технологического оборудования.

При расположении служебных и вспомогательных помещений вблизи мест потенциальной травмоопасности из них должны быть предусмотрены два выхода с противоположных сторон.

Вспомогательные помещения следует размещать в местах с наименьшим воздействием шума, вибрации и других вредных факторов, по возможности в местах с естественным освещением.

Уровни вредных факторов внутри помещений не должны превышать величин, установленных соответствующими научно-техническими документами:

микроклимат - ГОСТ 12.1.05-76 "ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования". ГОСТ 12.1.007-76 "ССБТ. Вредные вещества. Классификация общие требования безопасности";

шум - ГОСТ 12.1.003-76 "ССБТ. Общие требования безопасности";

вибрация - ГОСТ 12.1.012-78 "ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности".

Освещенность во вспомогательных помещениях должна отвечать требованиям СНиП II-4-79. "Естественное и искусственное освещение".

1.8. Газопроводы, подводящие горячий газ к ТЭС, в том числе, проходящие по территории электростанции до задвижки на вводе в ГРП, не входят в состав сооружений электростанции и относятся к магистральным газовым сетям.

2. ОХРАНА ПРИРОДЫ

2.1. Охрана земель

2.1.1. Выбор площадки для строительства электростанции должен производиться с соблюдением "Основ земельного законодательства Союза ССР и союзных республик" законодательных актов по охране природы и использованию природных ресурсов, норм и правил строительного проектирования, увязывается со схемой районной планировки или генеральной схемой промышленного узла.

2.1.2. При разработке проектов электростанций следует:

- использовать, как правило, земли несельскохозяйственного назначения и малопродуктивные угодья;
- предусматривать снятие и хранение плодородного слоя почвы (на землях временного и постоянного отвода) с целью нанесения его на рекультивируемые (восстанавливаемые) земли и малопригодные угодья;
- предусматривать компенсацию за изымаемые сельскохозяйственные угодья;
- при отводе земельных участков во временное пользование следует предусматривать последующую рекультивацию этих участков.

2.1.3. Площадь отводимых земельных участков для сооружения объектов электростанции должна использоваться рационально и определяться следующими условиями:

- оптимальной блокировкой производственных зданий и сооружений;

- размещением вспомогательных служб и подсобных производств в многоэтажных зданиях;
- соблюдением нормативной плотности застройки в соответствии с требованиями главы СНиП;
- учетом необходимого резерва площадей для расширения электростанций в соответствии с заданием на проектирование и при соответствующем технико-экономическом обосновании;
- определением площади золошлакоотвалов с учетом использования золы и шлака в народном хозяйстве.

2.1.4. Отвод земель следует производить очередями с учетом фактической потребности в них объектов строительства. Временно отводимые земли под карьеры, отвалы грунта и т. д. после проведения на них всех необходимых работ по рекультивации должны возвращаться землепользователям.

2.1.5. В составе проекта электростанции должен быть раздел по рекультивации земель, отводимых во временное пользование, и улучшению малопродуктивных угодий, как компенсации за изымаемые сельскохозяйственные угодья. Проекты рекультивации выполняются с привлечением проектных организаций Минсельхоза СССР, Гослесхоза СССР и Минрыбхоза СССР. Проекты улучшения малопродуктивных угодий должны выполняться с привлечением проектных институтов по землеустройству (гипроземам) Минсельхоза СССР.

2.1.6. При размещении электростанций в развитых энергосистемах следует рассматривать в проектах возможность отказа от строительства или сокращения объемов строительства на площадке электростанции центральной ремонтной мастерской, материальных складов и ремонтно-строительного цеха на ТЭС, имея в виду централизованное обеспечение нужд электростанции.

2.1.7. При проектировании электростанции следует рассматривать возможность использования существующих строительных баз и укрупнительных площадок близ расположенных предприятий Минэнерго СССР.

2.1.8. Подъездные железные и автомобильные дороги, а также внешние инженерные коммуникации, трассы теплопроводов, линии электропередачи и связи, подводящие и отводящие каналы технического водоснабжения и т. д., если они совпадут по направлению, следует, как правило, размещать в одной полосе отвода земель и по возможности трассировать их, не нарушая существующих границ сельскохозяйственных угодий и полей севооборота.

2.1.9. Золоотвалы должны проектироваться с учетом их консервации или рекультивации после заполнения их золошлаками до проектной высоты.

2.2. Охрана воздушного бассейна

2.2.1. В проектах тепловых электростанций должны быть предусмотрены мероприятия обеспечивающие снижение концентрации вредных веществ и пыли в приземном слое атмосферного воздуха, до величин, не превышающих допустимые санитарными нормами ПДК).

Это условие должно быть обеспечено с учетом работы электростанции при ее конечной мощности, а также с учетом фонда создаваемого другими источниками загрязнения атмосферы.

Расчет концентрации ведется при режиме работы электростанции на полной ее электрической и тепловой нагрузке, соответствующей средней температуре наиболее холодного месяца.

При расчете для летнего режима работы электростанции в случаях установки на ней трех и более турбин учитывается остановка одной из них на ремонт.

2.3. Охрана водного бассейна

2.3.1. Для защиты водного бассейна от загрязнений различными производственными сточными водами, должны быть предусмотрены соответствующие очистные сооружения, обеспечивающие соблюдение санитарных норм Минздрава СССР.

2.3.2. Выбор метода и схемы обработки производственных сточных вод производится в зависимости от конкретных условий проектируемой станции: мощности и устанавливаемого оборудования. Режимы работы, вида топлива, способа золошлакоудаления, системы охлаждения, системы водоподготовки, местных климатических, гидрогеологических и прочих факторов с соответствующими технико-экономическими расчетами.

Сброс сточных вод в водоемы должен проектироваться с соблюдением "Правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами" и в установленном порядке согласовываться с органами по регулированию использования и охране вод, государственного санитарного надзора, по охране рыбных запасов и регулированию рыбоводства и другими заинтересованными органами.

2.3.3. Проектирование водохранилищ-охладителей, золошлакоотвалов, шламоотвалов, прудов-испарителей, водоподготовок и др. Должно осуществляться с учетом разработки комплексных мероприятий по защите поверхностных и грунтовых вод от загрязнения сточными водами.

При разработке мероприятий необходимо рассматривать:

- возможность уменьшения количества загрязненных производственных сточных вод за счет применения в технологическом процессе электростанции совершенного оборудования и рациональных схемных

решений;

- применение частично или полностью оборотных систем водоснабжения, повторного использования отработанных в одном технологическом процессе вод на других установках;

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

- в проекте должна быть исключена фильтрация из золошлаковых хранилищ загрязненных вод в грунтовый поток.

3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН И ТРАНСПОРТНОЕ ХОЗЯЙСТВО

3.1. Генеральный план

3.1.1. Район или пункт строительства тепловой электростанции определяется схемой развития энергосистем или схемой теплоснабжения района. Выбор площадки для строительства, а также определение основных характеристик электростанции производится на основании технико-экономического сопоставления конкурирующих вариантов, выполняемого в соответствии с требованиями "Инструкции по разработке проектов и смет для промышленного строительства", а также соответствующих глав строительных норм и правил.

3.1.2. Площадка для строительства электростанции должна по возможности удовлетворять следующим условиям:

- грунты, слагающие площадку, должны допускать строительство зданий и сооружений, а также установку тяжелого оборудования без устройства дорогостоящих оснований;

- уровень грунтовых вод должен быть ниже глубины заложения подвалов зданий и подземных инженерных коммуникаций;

- поверхность площадки должна быть относительно ровной с уклоном, обеспечивающим поверхностный водоотвод;

- площадка не должна располагаться в местах залегания полезных ископаемых или в зоне обрушения выработок, на закарстованных или оползневых участках и участках, загрязненных радиоактивными отбросами, а также в охранных зонах в соответствии с действующим законодательством;

- при ориентации на прямоточную схему технического водоснабжения площадку следует размещать у водоемов и рек на прибрежных незатапливаемых паводковыми водами территориях с учетом наименьшей высоты подъема охлаждающей воды;

- для теплофикационных электростанций площадка должна быть максимально приближена к потребителям тепла.

3.1.3. Планировочные решения по размещению объектов электростанций, включая жилпоселок, должны учитывать преобладающее направление ветров, а также существующую и перспективную жилую и промышленную застройку.

3.1.4. Компонировка генерального плана стройплощадок должна решаться с учетом подходом железных и автомобильных дорог, выводов ЛЭП и других коммуникаций по наиболее рациональной схеме в увязке с генсхемой развития района с учетом архитектурных требований и требований по зондированию территории.

3.1.5. Генеральный план электростанции выполняется с учетом:

- развития электростанции на полную мощность;

- оптимальной технологической зависимости подсобно-производственных вспомогательных служб по отношению к основному производству с соблюдением необходимых санитарных, противопожарных и других норм, регламентирующих расстояние между зданиями, сооружениями и инженерными коммуникациями;

- расположения железнодорожных станций и топливных складов, как правило, вне ограды промплощадки (при расположении склада топлива за железнодорожной станцией электростанции должен предусматриваться пешеходный мост (тоннель) для перехода персонала и пропуска коммуникаций);

- архитектурного оформления площадки основного въезда на электростанцию, свободного от застройки временными зданиями и сооружениями.

К зданиям и сооружениям, а при необходимости и вокруг них, предусматривается автодорога для проезда пожарных машин.

3.1.6. Строительная и монтажная базы, как правило, должны размещаться со стороны временного торца главного корпуса. Набор временных зданий и сооружений должен предусматривать их максимальную блокировку, а также использование по возможности постоянных сооружений электростанции подходящего назначения. Монтажные площадки следует располагать не далее 100м от временного торца главного корпуса полной мощности.

При сооружении в одном районе нескольких электростанций место расположения их общей строительной, монтажной и ремонтной районной производственной комплектовочной (РПКБ) базы электростанций и поселка определяется схемой районной планировки.

Строительная, монтажная и ремонтная база принимаются минимальных размеров с рациональной

блокировкой производственных и вспомогательных зданий с учетом дальнейшего их использования.

3.1.7. Выбор отметки главного корпуса должен осуществляться на основании технико-экономического сравнения вариантов по приведенным затратам с учетом капитальных затрат на строительство и эксплуатационных расходов по подъему охлаждающей воды.

3.1.8. Для обеспечения поверхностного водоотвода, как правило, следует применять открытую систему путем устройства кюветов, лотков и канав. Применение закрытой системы водоотвода должно быть обосновано.

3.2. Транспортное хозяйство

3.2.1. Выбор вида пассажирского транспорта необходимо определять на основании технико-экономического сопоставления вариантов.

3.2.2. Выбор вида транспорта для внешних и внутренних перевозок грузов электростанций (железнодорожного, конвейерного, автомобильного, водного, трубопроводного и др.), а также типа подвижного состава при железнодорожной или автотранспортной доставке топлива должен производиться на основании технико-экономических сравнений вариантов.

3.2.3. Для пассажирских перевозок в периоды строительства и эксплуатации следует применять наиболее эффективные виды транспорта, обеспечивающие наименьшие затраты времени для передвижения трудящихся между местами жительства и работы.

3.2.4. Для электростанций, размещаемых в промышленном районе или при промышленных предприятиях, железнодорожный транспорт увязывается с генеральной схемой развития железнодорожного транспорта промышленного узла.

3.2.5. Следует предусматривать кооперирование с соседними предприятиями и МПС по строительству и эксплуатации объединенных железнодорожных станций, подъездных путей, общих экипировочных устройств и локомотиво-вагонных депо.

3.2.6. Все объекты железнодорожного транспорта надлежит проектировать на полное развитие мощности электростанций с выделением объемов работ по очередям строительства.

3.2.7. Сооружение подъездных железнодорожных путей для газомазутных электростанций при поступлении мазута по трубопроводам или водным транспортом должно определяться максимальным объемом перевозок грузов в периоды строительства и монтажа электростанции.

3.2.8. Полезные длины приемо-отправочных путей на станциях примыкания и железнодорожных станциях электростанций принимаются, как правило, из расчета установки маршрутов перспективной весовой нормы поезда.

В отдельных случаях при соответствующем обосновании и согласовании с Управлением железной дороги на железнодорожных станциях электростанций допускается сокращение полезных длин путей, но при условии обеспечения приема маршрута не более чем в две-три подачи.

3.2.9. Число путей на железнодорожной станции электростанции определяется количеством поступающих маршрутов в сутки с учетом коэффициента неравномерности движения поездов 1,2.

Поступление на электростанцию прочих хозяйственных и строительных грузов учитывается с коэффициентом неравномерности движения поездов 1,5.

3.2.10. При определении количества маршрутов суточный расход топлива принимается исходя из 24-часовой работы всех установленных котлов при их номинальной производительности.

3.2.11. Для нужд строительства следует максимально использовать постоянные железнодорожные пути.

Постоянные въезды железнодорожных путей в турбинное и котельное отделение предусматриваются только с временного торца главного корпуса. С постоянного торца главного корпуса и вдоль фронта установки трансформаторов предусматривается устройство путей перекачки трансформаторов. Для ТЭЦ допускается устройство путей перекачки трансформаторов со стороны временного торца.

3.2.12. Для надвига вагонов на вагоноопрокидыватели должны применяться электротолкатели, или, при соответствующих обоснованиях, электровозы с дистанционным управлением.

Для откатки порожняка должны применяться специальные маневровые устройства.

Пути надвига и откатки вагонов должны быть ограждены в соответствии с требованиями техники безопасности.

3.2.13. Все поступающие на электростанцию вагоны с твердым и жидким топливом должны взвешиваться, при этом следует применять весы, позволяющие производить взвешивание вагонов на ходу без остановки состава.

Вес жидкого топлива, поступающего в железнодорожных цистернах периодически определяется взвешиванием или обмером.

3.2.14. Для маневровой работы на путях электростанции должны применяться тепловозы или электровозы.

На электростанциях, при невозможности кооперирования с другими предприятиями, предусматривается сооружение экипировочно-ремонтного блока для локомотивов и механизмов угольного склада, или локомотивного депо для газомазутных станций. В случаях приобретения для электростанции парка специализированных вагонов должно предусматриваться локомотивно-вагонное депо.

На железнодорожной станции ТЭС должно быть предусмотрено служебно-техническое здание, пункт контрольно-технического обслуживания вагонов, в необходимых случаях пост электрической централизации или стрелочные посты.

Заправка бункеров вагонов смазкой и производство безотцепного ремонта вагонов должны производиться на отправочных пунктах железнодорожной станции ТЭС, для чего должно быть предусмотрено смазочное хозяйство, стеллажи для хранения запасных частей, асфальтирование дорожки вдоль ремонтных путей для подвоза запасных частей при соответствующем увеличении расстояния между путями.

При необходимости отправочные пути должны быть оборудованы устройствами опробования автотормозов.

Отцепочный ремонт вагонов должен производиться на специальном железнодорожном пути.

Железнодорожные пути станции, пути технического обслуживания подвижного состава, пассажирские платформы и переезды должны быть освещены в соответствии с требованиями норм МПС.

3.2.15. В случае доставки топливных маршрутов непосредственно локомотивами МПС, подъездные железнодорожные пути электростанции, примыкающие к электрифицированным магистралям, должны быть также электрифицированы.

При электрификации железнодорожных путей электростанций следует использовать возможность подключения к тяговым подстанциям МПС, блокирования тяговых подстанций с общепромышленными трансформаторными подстанциями, а также блокирования дежурных пунктов и мастерских контактной сети с локомотиво-вагонными депо или пунктами осмотра вагонов.

Следует также проверять возможность использования перегрузочной способности имеющихся тяговых трансформаторов и выпрямительных агрегатов МПС.

3.2.16. Выбор системы СЦБ железнодорожной станции (электрическая централизация, ключевая зависимость стрелок и сигналов или другая система) определяется технико-экономическим расчетом.

Малодеятельные стрелки следует оставлять на ручном обслуживании маневровой бригадой.

3.2.17. Железнодорожные пути и стрелки, связанные с работой вагоноопрокидывателя, должны оборудоваться электрической централизацией.

Стрелочными переводами, определяющими выход электротолкателя для надвига вагонов, должен управлять только дежурный по железнодорожной станции с обязательным контролем положения электротолкателя.

3.2.18. Разгрузочные и растормаживающие устройства должны быть оборудованы автоматической выездной и въездной световой и звуковой сигнализацией.

3.2.19. Автомобильные дороги проектируются на полное развитие электростанции. Конструкция дорожной одежды и ширина проезжей части автодорог выбирается в соответствии со СНиП, исходя из размеров движения и типов автомашин как в период строительства, так и при эксплуатации.

3.2.20. При выборе направления внешних автомобильных дорог учитываются перспективы развития района и наиболее эффективное сочетание проектируемой дороги с сетью существующих и проектируемых путей сообщения. Трассы и основные параметры проектируемых автомобильных дорог выбираются на основе технико-экономического сравнения вариантов.

3.2.21. основной автомобильный подъезд, связывающий площадку электростанции с внешней сетью автомобильных дорог, проектируется на две полосы движения с усовершенствованным покрытием капитального типа и, как правило, должен подходить со стороны постоянного торца главного корпуса.

3.2.22. Внешние автомобильные дороги для обслуживания водозаборных и очистных сооружений, ОРУ, артскважин, золошлакопроводов, открытых отводящих и подводящих каналов должны проектироваться на одну полосу движения с усовершенствованным покрытием облегченного типа или переходными типами покрытий.

Подъездные автомобильные дороги к складам топлива следует предусматривать с усовершенствованным облегченным покрытием.

3.2.23. На площади у главного въезда на электростанцию предусматриваются площадки для стоянок общественного транспорта, а также личных автомобилей, мотоциклов, мотороллеров, и велосипедов. Размеры площадок (их вместимость) определяются в зависимости от численности эксплуатационного персонала.

4. ТОПЛИВНОЕ И МАСЛЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

4.1. Разгрузка, подача и хранения твердого топлива

4.1.1. Суточный расход топлива определяется исходя из 24 часов работы всех энергетических котлов при их номинальной производительности. Расход топлива водогрейными котлами определяется исходя из 24 часов работы при покрытии тепловых нагрузок при средней температуре самого холодного месяца.

4.1.2. Часовая производительность каждой нитки топливоподачи определяется по суточному расходу топлива электростанции, исходя из 24 часов работы топливоподачи с запасом 10%.

Для электростанций мощностью 4000 МВт и выше или при расходе топлива более 2000 т/ч топливоподача выполняется с двумя самостоятельными выводами в главный корпус.

4.1.3. При производительности топливоподачи 100 т/ч и более, для разгрузки ж.д. вагонов с углем и сланцем применяются вагоноопрокидыватели.

4.1.4. При производительности топливоподачи от 100 до 400 т/ч устанавливается один вагоноопрокидыватель, от 400 до 1000 т/ч - два вагоноопрокидывателя.

Количество вагоноопрокидывателей для электростанций с производительностью топливоподачи свыше 1000 т/ч определяется, исходя из 12 опрокидываний в час вагонов средневзвешенной грузоподъемности, в которых поставляется на эти электростанции топливо плюс один резервный вагоноопрокидыватель.

4.1.5. При установке двух вагоноопрокидывателей и более на складе предусматривается разгрузочная эстакада длиной 60 м, предназначенная для разгрузки неисправных вагонов.

4.1.6. Для электростанций, работающих на фрезерном торфе, тип разгрузочного устройства (безъемкостное, траншейное с многоковшовыми перегружателями и пр.) определяется в каждом конкретном случае с учетом расхода торфа и типа вагонов.

4.1.7. Для электростанций производительностью топливоподачи менее 100 т/ч, как правило, применяются безъемкостные разгрузочные устройства.

4.1.8. При обеспечении снабжения электростанции сухим несмерзающимся углем или фрезерным торфом, доставка топлива может осуществляться в саморазгружающихся вагонах, оборудованных дистанционным управлением открывания и закрывания люков. В этом случае вагоноопрокидыватели не устанавливаются.

4.1.9. Для разгрузки шлама используется ж.д. эстакада на складе топлива, рядом с которой должна быть предусмотрена площадка для складирования шлама.

4.1.10. При поставке на электростанцию смерзающегося топлива сооружаются размораживающие устройства. В случае отсутствия вагоноопрокидывателя дополнительно к размораживающему устройству предусматривается механизация разгрузки топлива. Вместимость размораживающего устройства должна определяться с учетом времени разогрева вагонов, суточного расхода топлива и увязываться с длинами пути навигации и поступающих маршрутов топлива.

4.1.11. В разгрузочных устройствах для дробления на решетках смерзающегося и крупнокускового топлива, включая фрезерный торф, предусматривается установка специальных дробильных машин. Решетки над бункерами вагоноопрокидывателей должны иметь ячейки размером не более 350x350 мм, расширяющиеся книзу. В остальных случаях размеры ячеек над бункерами принимаются в соответствии с требованиями Правил техники безопасности.

При соответствующем обосновании допускаются размеры решеток под вагоноопрокидывателем с ячейкой более 350x350 мм; при этом кроме дробильных машин должны предусматриваться дополнительно дробилки грубого дробления.

4.1.12. Подача топлива в котельную осуществляется, как правило, двухниточной системой ленточных конвейеров, рассчитанных на трехменную работу, из которых одна нитка является резервной; при этом, должна быть обеспечена возможность одновременной работы обеих ниток системы. Подача топлива на склад осуществляется одностроичной системой.

4.1.13. Подача топлива от каждого вагоноопрокидывателя осуществляется одним ленточным конвейером с производительностью равной производительности вагоноопрокидывателя.

4.1.14. При установке одного вагоноопрокидывателя производительность каждой нитки системы подачи топлива в котельную принимается равной 50% производительности вагоноопрокидывателя.

4.1.15. В тракте топливоподачи электростанций, работающих на всех видах твердого топлива, включая фрезерный торф, устанавливаются молотковые дробилки тонкого дробления, обеспечивающие измельчение топлива до размера 25 мм. При работе на торфе и другом мелком топливе (0 - 25 мм) предусматривается возможность подачи топлива помимо дробилок.

Производительность всех установленных дробилок тонкого дробления должна быть не меньше производительности всех ниток топливоподачи в котельное отделение.

При техническом обосновании производительность дробилок выбирается с учетом отсева мелочи с применением грохота.

4.1.16. В тракте топливоподачи на конвейерах для улавливания из угля металла устанавливаются :

- в узле пересыпки - подвесной саморазгружающийся электромагнитный металлоделитель и металлоискатель;

- перед молотковыми дробилками - подвесной саморазгружающийся электромагнитный металлоделитель и металлоискатель, а после молотковых дробилок шкивной и подвесной электромагнитные металлоотделители.

При среднеходных мельницах после молотковых дробилок дополнительно устанавливаются уловители немагнитного металла.

При шаровых барабанных мельницах металлоуловители устанавливаются только до дробилок.

4.1.17. Для улавливания из угля древесины устанавливаются:

- в узле пересыпки конвейеров до дробилок - уловители длинномерных предметов;

- на конвейерах после молотковых дробилок - уловители щепы.

Уловленные предметы должны удаляться механизированным способом.

4.1.18. В тракте топливоподачи на конвейерах после дробилок тонкого дробления предусматриваются пробоотборные и проборазделочные установки для определения качества топлива, подаваемого в котельную.

4.1.19. Для взвешивания топлива, поступающего в котельное отделение, на конвейерах устанавливаются ленточные весы.

4.1.20. Перекрестные пересыпки в системе топливоподачи предусматриваются:

- после конвейеров разгрузочного устройства;
- после конвейеров со склада;
- в башне пересыпки главного корпуса.

4.1.21. Угол наклона ленточных конвейеров принимается не более 18° для всех типов твердого топлива. В местах загрузки крупнокускового топлива угол наклона конвейеров принимается 12° , а при обосновании допускается не более 15° .

4.1.22. Для распределения топлива по бункерам котлов применяются, как правило, стационарные плужковые сбрасыватели.

4.1.23. Угол наклона стенок приемных бункеров разгрузочных устройств с вагоноопрокидывателями и пересыпных бункеров принимается для антрацитов, каменных углей и сланцев не менее 55° , для торфа и бурых углей - 60° , для высоковлажных углей, промпродукта и шлама - не менее 70° . Стенки бункеров разгрузочных устройств и склада топлива должны иметь обогрев.

4.1.24. Угол наклона пересыпных коробов и течек для угля и сланца принимается не менее 60° , а для торфа и высоковлажных углей не менее 65° . Короба и течи выполняются по возможности круглыми, без переломов и изгибов.

Для замазывающихся углей пересыпные рукава, течи и тройники, за исключением шиберов, выполняются с обогревом.

Рабочие поверхности течек выполняются из утолщенного листа или со специальными средствами защиты от износа.

4.1.25. Ленточные конвейеры, как правило, устанавливаются в закрытых галереях. Высота галерей в свету по вертикали принимается не менее 2,2 м. Ширина галерей выбирается исходя из необходимости иметь проходы между конвейерами не менее 1000 мм, а боковые - 700 мм. При расположении между конвейерами колонн проход с одной колонны должен быть 700 мм. Допускаются местные сужения боковых проходов до 600 мм.

При одном конвейере проход должен быть с одной стороны 1000, а с другой 700 мм (все размеры указаны до выступающих частей строительных конструкций и коммуникаций).

В галереях через каждые 100 м необходимо предусматривать переходные мостики через конвейеры. В этих местах высот галерей должна обеспечивать свободный проход.

4.1.26. Уровень механизации угольных кладов должен обеспечивать их работу с минимальной численностью персонала как для выполнения складских операций, так и для ремонта механизмов.

На угольных складах должны применяться:

- механизмы непрерывного действия (роторные погрузчики, штабелеукладчики) на гусеничном или рельсовом ходу с максимальной автоматизацией их работы;

- мощные бульдозеры, в комплексе с штабелеукладчиком или конвейерами необходимой длины.

Рекомендуется принимать пробег бульдозера при выдаче угля со склада до 75 м.

Выбор системы механизации угольных складов в каждом конкретном случае определяется технико-экономическим обоснованием с учетом климатических условий района размещения электростанций, часовой расхода и качества топлива.

Склады торфа оборудуются погрузочными машинами непрерывного действия или грейферными кранами.

Машины непрерывного действия не резервируются.

Другие складские механизмы, кроме бульдозеров, резервируются одним механизмом. При механизации склада только бульдозерами резерв должен быть в размере 30% их расчетного количества.

При механизации угольных складов машинами непрерывного действия для разравнивания угля и уплотнения его в штабеле, предусматриваются 2-3 бульдозера, которые используются также для выдачи угля из буферного штабеля.

4.1.27. Во избежание простоев груженых вагонов в период, когда бункеры котельного отделения заполнены, на электростанциях с безъемкостными разгрузочными устройствами должен предусматриваться буферный штабель емкостью на два-четыре железнодорожных маршрута.

4.1.28. Выдача топлива со склада осуществляется однониточной системой ленточных конвейеров. Выдача топлива из буферного штабеля в основной тракт топливоподачи осуществляется бульдозерами или другими механизмами и самостоятельным однониточным конвейером.

4.1.29. Часовая производительность всех механизмов, выдающих топливо со склада, должна быть не менее производительности однониточной системы конвейеров.

4.1.30. Для ремонта бульдозеров и их технического обслуживания предусматриваются закрытые отапливаемые помещения, оборудованные необходимыми средствами ремонта на количество машин, равное

30% расчетного парка бульдозеров, но не менее чем на две машины. Средний ремонт бульдозеров, как правило, производится в экипировочно-ремонтном блоке.

4.1.31. Емкость складов угля и сланца принимается (без учета госрезерва), как правило, равной 30-суточному расходу топлива.

Для электростанций, располагаемых в районе угольных разрезов или шахт на расстоянии 41-100 км емкость склада принимается равной 15-суточному расходу, а на расстоянии до 40 км - равной 7-ми суточному расходу.

4.1.32. На проектируемых электростанциях при перспективе их расширения должна предусматриваться возможность расширения склада.

4.1.33. Резервный запас торфа предусматривается на 15-суточный расход. Склад торфа может быть удален от территории электростанции на расстояние в пределах 5 км.

Склад должен иметь непосредственную связь с основным трактом топливоподачи, выполняемую однониточными конвейерами или железнодорожными путями, не входящими на железнодорожные пути общего пользования. В этом случае вблизи электростанции сооружается расходный склад торфа емкостью на 5 суточный расход, но не более 60000 т.

4.1.34. Закрытые склады допускаются для электростанций, расположенных в больших городах в условиях стесненной территории, а также при специальном обосновании в отдаленных северных районах.

4.1.35. Все устройства по перевалке топлива внутри помещений, а также бункера сырого топлива проектируются с герметизацией от пыления и установками по обеспыливанию.

Обеспыливающие установки предусматриваются в узлах пересыпки, дробильных устройствах и в бункерной галерее главного корпуса. Для разгрузочных устройств выбор системы обеспыливания в каждом конкретном случае определяется индивидуально.

При обеспыливании с помощью аспирационных установок воздух, удаляемый ими из помещений топливоподачи, следует возмещать потоком очищенного воздуха, а в холодный период года и подогретого. Неорганизованный приток наружного воздуха в холодный период года допускается в объеме не более однократного воздухообмена в час.

4.1.36. Уборка пыли и осыпки угля в помещениях топливоподачи должна быть механизированной. Все отапливаемые помещения топливоподачи должны проектироваться с учетом уборки пыли и осыпи угля с помощью гидросмыва.

Рекомендуется предусматривать устройства для утилизации шлама.

4.1.37. В целях предотвращения скоплений пыли на строительных конструкциях следует максимально ограничивать количество выступающих элементов, а там, где выступающие части неизбежны, они должны иметь угол наклона не менее 60°.

4.1.38. Галереи ленточных конвейеров, помещения узлов пересыпок, а также подземная часть разгрузочных устройств должны быть оборудованы отоплением для поддержания в них температуры +10 °С; помещения дробильных устройств +15 °С.

Надземная часть разгрузочных устройств (за исключением здания вагонопрокидывателя и других устройств с непрерывным движением вагонов), оборудуется отоплением для поддержания в них температуры не ниже +5 °С.

Галерея конвейеров, подающих топливо на склад для районов с расчетной температурой минус 20 °С и ниже, оборудуются отоплением для поддержания в них температуры не ниже +10 °С, в остальных районах они не отапливаются, а конвейеры оборудуются морозостойкой лентой.

Кабины машинистов вагонопрокидывателей должны выполняться закрытыми с отоплением и вентиляцией.

4.1.39. На топливоподаче для производства ремонтных работ должны предусматриваться соответствующие площадки и помещения.

4.2. Прием, подача и хранение мазута

4.2.1. Мазутное хозяйство сооружается для снабжения топочным мазутом (далее мазут) энергетических и водогрейных котлов электростанций. Используемых мазут в качестве основного топлива, а также электростанций, для которых основным топливом является газ, а мазут является резервным или аварийным топливом.

Расчетный суточный расход мазута определяется исходя из 20-часовой работы всех энергетических котлов при их номинальной производительности и 24-часовой работы водогрейных котлов при покрытии тепловых нагрузок при средней температуре самого холодного месяца.

4.2.2. Для электростанций, работающих на твердом топливе при его камерном сжигании, сооружается растопочное мазутное хозяйство. В случае установки на таких электростанциях газомазутных пиковых водогрейных котлов их мазутное хозяйство объединяется с растопочным.

Снабжение мазутом пусковой котельной производится соответственно от основного или растопочного мазутного хозяйства.

4.2.3. Для разогрева и слива мазута из цистерн могут применяться как сливные эстакады с разогревом мазута "открытым" паром или горячим мазутом, так и закрытые сливные устройства-тепляки. Выбор типа сливного устройства определяется технико-экономическим расчетом.

Слив мазута из цистерн производится в межрельсовые каналы (лотки). Из них мазут направляется в приемную емкость, перед которой должны предусматриваться грубая фильтр-сетка и гидрозатвор.

4.2.4. Приемно-сливное устройство мазутохозяйства рассчитывается на прием цистерн грузоподъемностью 50, 60 и 120 т. Длина фронта разгрузки основного мазутохозяйства должна приниматься исходя из слива расчетного суточного расхода мазута, времени разогрева и слива одной ставки не более 9 часов и весовой нормы железнодорожного маршрута, но не менее 1/3 длины маршрута. При этом доставка мазута принимается цистернами расчетной грузоподъемностью 60 т с коэффициентом неравномерности подачи 1,2.

Длина фронта разгрузки растопочного мазутохозяйства для электростанций с общей производительностью котлов до 8000 т/ч принимается - 100 м, а при производительности котлов свыше 8000 т/ч - 200 м.

4.2.5. На приемно-сливном устройстве предусматривается подвод пара или горячего мазута к цистернам, на обогрев сливных лотков и к гидрозатвору.

По всей длине фронта разгрузки основного и растопочного мазутохозяйства предусматриваются эстакады на уровне паровых разогревательных устройств цистерн.

По обеим сторонам сливных и отводящих лотков выполняются бетонные отмостки с уклоном в сторону лотков. Уклон лотков принимается однопроцентным.

4.2.6. При подаче мазута на электростанцию по трубопроводам от близрасположенных нефтеперерабатывающих заводов устройства для приема мазута по железной дороге не предусматриваются.

4.2.7. Величина приемной емкости основного мазутохозяйства принимается не менее 20% емкости цистерн, устанавливаемых под разгрузку. Насосы должны обеспечить перекачку мазута, слитого из цистерны, установленных под разгрузку, не более чем за 5 часов. Насосы, откачивающие мазут из приемной емкости, устанавливаются с резервом.

Приемная емкость растопочного мазутохозяйства должна быть не менее 120 м³; насосы, откачивающие мазут из нее, устанавливаются без резерва.

4.2.8. Разогрев мазута в резервуарах мазутного хозяйства принимается циркуляционной, при этом разогрев осуществляется, как правило, по отдельному специально выделенному контуру. Допускается применение местных паровых разогревающих устройств.

Схема подачи мазута (одно- или двухступенчатая) в основном и растопочном мазутохозяйствах принимается в зависимости от требуемого давления перед форсунками.

4.2.9. В мазутных хозяйствах электростанций используется пар давлением 0,8-1,3 МПа (8-13 кгс/см²) с температурой 200-250 °С. Конденсат пара должен использоваться в цикле электростанции и подвергаться контролю и очистке от мазута. Конденсат от мазутоподогревателей, спутников и тепляков должен подаваться отдельно от конденсата паропроводов разогрева лотков и емкостей.

4.2.10. Оборудование основного мазутного хозяйства должно обеспечивать непрерывную подачу мазута в котельное отделение при работе всех рабочих котлов с номинальной производительностью.

Вязкость подаваемого в котельную мазута должна быть:

- при применении механических и паромеханических форсунок не более 2,5°УВ, что для мазута марки "100" соответствует температуру примерно 135 °С;

- при применении паровых и ротационных форсунок не более 6°УВ.

4.2.11. Для обеспечения циркуляции мазута в магистральных мазутопроводах котельной и в отводах к каждому котлу предусматривается трубопровод рециркуляции мазута из котельной в мазутохозяйство.

4.2.12. В насосной основного мазутохозяйства, кроме расчетного количества рабочего оборудования, должно предусматриваться:

- по одному элементу резервного оборудования - насосы; подогреватели, фильтры тонкой очистки;

- по одному элементу ремонтного оборудования - основные насосы I и II ступени.

Количество мазутных насосов в каждой ступени основного мазутного хозяйства должно быть не менее четырех (в том числе по одному резервному и одному ремонтному).

4.2.13. Производительность основных мазутных насосов при выделенном контуре разогрева выбирается учетом дополнительного расхода мазута на рециркуляцию в обратной магистрали при минимально-допустимых скоростях. Производительность насоса циркуляционного разогрева должна обеспечивать подготовку мазута в резервуарах для бесперебойного снабжения котельной.

Для циркуляционного разогрева мазута предусматривается по одному резервному насосу и подогревателю.

4.3.14. Схема установки подогревателей мазута и фильтров тонкой очистки должна предусматривать работу любого подогревателя фильтра с любым насосом I и II ступени.

4.2.15. В мазутохозяйствах должна предусматриваться выносная (за пределы мазутонасосной) дренажная емкость.

4.2.16. Подача мазута к энергетическим и водогрейным котлам из основного мазутохозяйства должна производиться по двум магистралям, рассчитанным каждая на 75% номинальной производительности с учетом рециркуляции.

4.2.17. Подача мазута к мазутному хозяйству производится по двум магистралям, рассчитанным каждая на 75% расчетного расхода пара.

Устанавливается не менее двух конденсатных насосов, один из них резервный.

4.2.18. На всасывающих и нагнетательных мазутопроводах должна быть установлена запорная арматура на расстоянии 10-50 м от мазутонасосной для отключений в аварийных случаях.

На вводах магистральных мазутопроводов внутри котельного отделения, а также на отводах к каждому котлу должна устанавливаться запорная арматура с дистанционным электрическим и механическим приводами, расположенными в удобных для обслуживания местах.

4.2.19. Для поддержания необходимого давления в магистральных мазутопроводах устанавливаются регулирующие клапаны "до себя" в начале линии рециркуляции из котельной в мазутное хозяйство.

4.2.20. Дистанционное аварийное выключение мазутных насосов должно производиться со щита, расположенного в главном корпусе.

В котельном отделении и в мазутонасосной должна предусматриваться автоматическая сигнализация аварийного понижения давления мазута в магистральных мазутопроводах.

4.2.21. Подача мазута на мазутохозяйство от нефтеперерабатывающего завода должна производиться по одному трубопроводу; в отдельных случаях при обосновании допускается подача мазута по двум трубопроводам, при этом пропускная способность каждого из них принимается равной 50% максимального часового расхода топлива всеми рабочими котлами при их номинальной производительности.

4.2.22. Прокладка всех мазутопроводов выполняется, как правило, наземной.

Все мазутопроводы, прокладываемые на открытом воздухе и в холодных помещениях, должны иметь паровые или другие обогревательные спутники в общей с ними изоляции.

На мазутопроводах должна применяться только стальная арматура.

На мазутопроводах котельных отделений фланцевые соединения и арматура (места вероятных попусков) должны быть заключены в стальные кожухи с отводом пропускаемого мазута в специальные емкости.

4.2.23. На газомазутных электростанциях необходимо предусматривать стенд для тарировки форсунок, расположенный в котельном отделении.

4.2.24. Металлические резервуары мазутного хозяйства должны иметь тепловую изоляцию в районах со среднегодовой температурой +9°C и ниже.

4.2.25. Емкость мазутохранилища (без учета госрезерва) для электростанций, у которых мазут является основным, резервным или аварийным топливом, принимается следующей:

Мазутохозяйство	Емкость резервуаров
Основное для электростанций на мазуте	
- при доставке по железной дороге	На 15-суточный расход
- при подаче по трубопроводам	На 3-суточный расход
Резервное для электростанций на газе	На 10-суточный расход
Аварийное для электростанций на газе	На 5-суточный расход
Для пиковых водогрейных котлов	На 10-суточный расход

Для электростанций на газе при обеспечении круглогодичной подачи его от двух независимых источников, мазутохозяйство может при соответствующем обосновании не сооружаться.

4.2.26. Для электростанций, на которых в качестве основного топлива выделен уголь, а для пиковых водогрейных котлов мазут, емкость совмещенного мазутохранилища определяется по расходу на водогрейные котлы с учетом запаса мазута на растопку и подсветку.

Для электростанций на газе при круглогодичной подаче его от одного источника предусматривается аварийное мазутное хозяйство, а при сезонной подаче газа - резервное мазутохозяйство.

4.2.27. В мазутном хозяйстве электростанций необходимо предусматривать устройства для приема, слива, хранения подготовки и дозирования жидких присадок в мазут.

4.2.28. Растопочное мазутное хозяйство выполняется для электростанций на твердом топливе с общей производительностью котлов:

- более 8000 т/ч - с тремя резервуарами емкостью по 3000 м³;
- от 4000 до 8000 т/ч - с тремя резервуарами емкостью по 2000 м³;
- менее 4000 т/ч - с тремя резервуарами емкостью по 1000 м³.

4.2.29. Подача мазута в котельное отделение из растопочного мазутохозяйства производится по одному трубопроводу.

Число мазутных насосов в каждой ступени растопочного мазутохозяйства принимается не менее двух, в том числе один резервный.

4.2.30. Пропускная способность мазутопроводов и производительность насосов растопочного мазутного хозяйства выбираются с учетом общего количества и мощности агрегатов (энергоблоков) на электростанции, режима работы электростанции в энергосистеме и особенностей района размещения электростанции.

При этом число одновременно растапливаемых агрегатов не должно превышать:

- на ГРЭС - блоков 4x200 МВт, 3x300 МВт и более с нагрузкой до 30% их номинальной производительности;

- на ТЭЦ двух наибольших котлов с нагрузкой до 30% их номинальной производительности.

4.2.31. Склад растопочного мазутного хозяйства допускается выполняться совмещенным со складом масла и горюче-смазочных материалов.

Для тракторов (бульдозеров) топливного хозяйства пылеугольных электростанций предусматривается склад горюче-смазочных материалов, включающий один подземный резервуар емкостью 75-100 м³ для дизельного топлива и один-два подземных резервуара емкостью по 3-5 м³ для бензина.

4.2.32. Отвод замазученной воды из нижней части любого резервуара основного и растопочного мазутного хозяйства производится в рабочий резервуар, или в приемную емкость, или на очистные сооружения.

4.2.33. Топливные хозяйства электростанций для других видов жидкого топлива (дизельное, газотурбинное, сырая нефть, отбензиненная нефть и др.) должны проектироваться по специальным нормативным документам.

4.3. Газовое хозяйство

4.3.1. Газорегуляторный пункт (ГРП) предусматривается на электростанциях, работающих на газе, который применяется в качестве основного и сезонного топлива. Производительность ГРП на электростанциях, где газовое топливо является основным, рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими котлами, а на электростанциях, сжигающих газ сезонно, - по расходу газа для летнего режима.

ГРП располагаются на территории электростанции в отдельных зданиях или под навесами.

4.3.2. Подвод газа от газораспределительной станции (ГРС) к ГРП производится по одному газопроводу на каждый ГРП, резервный подвод газа не предусматривается.

4.3.3. На газомазутных конденсационных электростанциях мощностью до 1200 МВт и ТЭЦ с расходом пара до 4000 т/ч может сооружаться один ГРП. На электростанциях большей мощности сооружается соответственно два или более ГРП.

Для электростанций на газе при отсутствии мазутного хозяйства сооружается не менее двух ГРП независимо от мощности электростанции.

Число параллельных установок, регулирующих давление газа, в каждом ГРП выбирается с учетом одной резервной.

4.3.4. Прокладка всех газопроводов в пределах ГРП и до котлов выполняется наземной.

Подвод газа от каждого ГРП к магистрали котельного отделения и от магистрали к котлам не резервируется и может производиться по одной нитке.

Газовый коллектор, распределяющий газ по котельным агрегатам, прокладывается вне здания котельного отделения.

4.3.5. На газопроводах должна применяться только стальная арматура.

4.3.6. Газовое хозяйство электростанций, сжигающих доменный или коксовый газ, а также газы газогенераторные, сбросно-технологические, природные-влажные и сернистые и др., должно проектироваться по специальным нормативным документам.

4.4. Масляное хозяйство

4.4.1. Каждая электростанция оборудуется централизованным масляным хозяйством турбинного и трансформаторного масел, включающих в себя аппаратуру, баки свежего, регенерированного и отработанного масел, насосы для приема и перекачки масла и установки для сушки масел и восстановления цеолита или силикагеля.

Передвижные установки для дегазации трансформаторного масла должны предоставляться энергосистемам на период заливки трансформаторов, оборудованных азотной или пленочной защитой.

4.4.2. В масляном хозяйстве устанавливаются по четыре бака турбинного и трансформаторного масел и два бака машинного масла для мельничных систем. Емкость баков для турбинных и трансформаторных масел должна быть не менее емкости железнодорожной цистерны, т.е. 60м³, кроме того, емкость каждого бака должна обеспечивать:

- для турбинного масла - масляную систему одного агрегата с наибольшим объемом масла и доливку масла в размере 45-суточной потребности всех агрегатов;

- для трансформаторного масла - один наиболее крупный трансформатор с 10% запасом; если объем каждого бака для турбинного и трансформаторного масел будет меньше указанных величин, то необходимо установить двойное количество баков;

- для машинного масла - масляные системы четырех мельниц и доливку масла в размере 45-суточной потребности всех агрегатов.

Хранение вспомогательных смазочных средств предусматривается в размере 45-суточной потребности.

4.4.3. Подача турбинного и трансформаторного масел к основным агрегатам и слив их производится раздельно по одинарным трубопроводам, снабженным обогревом в необогреваемой зоне.

4.4.4. Для аварийного слива турбинного масла из агрегатов на электростанции предусматривается специальная емкость, равная емкости системы наибольшего агрегата.

5. КОТЕЛЬНОЕ ОТДЕЛЕНИЕ

5.1. Котлоагрегаты

5.1.1. На конденсационных и теплофикационных электростанциях с промежуточным перегревом пара применяются блочные схемы (котел-турбина).

На ТЭЦ без промперегрева пара с преимущественно отопительной нагрузкой применяются, как правило, блочные схемы.

На ТЭЦ без промперегрева пара с преобладающей паровой нагрузкой применяются блочные схемы и при соответствующем обосновании с поперечными связями.

5.1.2. Энергетические котельные агрегаты паропроизводительностью 400 т/ч и выше, а также пиковые котлы теплопроизводительностью 100 Гкал/ч и выше должны выполняться газоплотными; газомазутные энергетические и водогрейные котлоагрегаты указанной мощности выполняются или под наддувом или под разрежением, а пылеугольные котлоагрегаты только под разрежением.

5.1.3. Паропроизводительность котельных агрегатов, устанавливаемых в блоке с турбоагрегатами, выбирается по максимальному пропуску острого пара через турбину с учетом расхода пара на собственные нужды и запаса в размере 3%.

Паропроизводительность и число котельных агрегатов, устанавливаемых на теплофикационных электростанциях с поперечными связями, выбирается по максимальному расходу пара машинным залом с учетом расхода пара на собственные нужды и запаса в размере 3%.

5.1.4. Теплопроизводительность и число пиковых водогрейных и паровых котлов низкого давления выбирается исходя из условия покрытия ими как правило 40-45% максимальной тепловой нагрузки отопления, вентиляция и горячего водоснабжения.

На электростанциях с блочной схемой предусматривается установка резервных водогрейных котлов в количестве, при котором при выходе из работы одного энергетического блока или одного котла дублирующего блока, оставшиеся в работе энергетические блоки и все установленные пиковые котлы должны обеспечивать максимально-длительный отпуск пара на производство и отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в размере 70% от отпуска тепла на эти цели при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха.

На электростанциях с поперечными связями установка резервных водогрейных и паровых котлов низкого давления не предусматривается. Для электростанций этого типа в случае выхода из работы одного энергетического котла оставшиеся в работе энергетические котлы и все установленные водогрейные котлы должны обеспечивать максимально-длительный отпуск пара на производство и отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в размере 70% от отпуска тепла на эти цели при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха; при этом для электростанций с поперечными связями, входящих в состав энергосистем, допускается снижение электрической мощности на величину мощности самого крупного турбоагрегата ТЭЦ.

5.1.5. Энергетические и пиковые котлы как правило устанавливаются в безподвальном помещении. Для этих котлов предусматривается сухая очистка поверхностей нагрева (обдувка, дробеочистка и др.).

5.1.6. Для ТЭЦ с докритическим давлением пара, а также для ГРЭС, работающих на морской воде, как правило, применяются барабанные котлы.

5.1.7. Для электростанций на твердом топливе, независимо от вида топлива, как правило, применяются замкнутая индивидуальная система пылеприготовления.

5.1.8. При шаровых барабанных мельницах пылеприготовительная установка выполняется, как правило, по схеме с промежуточными бункерами. На котел паропроизводительностью 400 т/ч и более устанавливается не менее двух мельниц. Для котлов меньшей паропроизводительности, а также для водогрейных котлов мощностью 180 Гкал/ч и ниже принимается установка одной мельницы на котел. При этом во всех случаях осуществляется связь по бункерам пыли с соседними котлами. Производительность мельниц выбирается из расчета обеспечения 110% номинальной паропроизводительности (теплопроизводительности) котла.

5.1.9. При среднеходных мельницах, мельницах-вентиляторах, а также молотковых мельницах пылеприготовительная установка, как правило, выполняется по схеме с прямым вдуванием. Применение пылевых бункеров при этих мельницах допускается при соответствующем обосновании.

Количество мельниц в системах с прямым вдуванием для котлов паропроизводительностью 400 т/ч и

более выбирается не менее трех; для котлов меньшей паропроизводительности, а также водогрейных котлов 180 Гкал и ниже выбирается не менее двух мельниц. Производительность этих мельниц выбирается с расчетом, чтобы при остановке одной из них оставшиеся без учета возможности форсировки, обеспечили: при двух установленных мельницах не менее 60%, при 3-х мельницах - не менее 80%, при 4-х мельницах не менее 90%, при 5-и и более мельницах - 100% номинальной производительности котла. При установке этих мельниц в системе пылеприготовления с пылевым бункером коэффициент запаса производительности мельниц выбирается при двух установленных мельницах на котел 1,35, при трех - 1,2, при четырех и более - 1,1.

5.1.10. Взвешивание топлива производится в тракте топливоподачи. Автоматические весы перед мельницами не устанавливаются.

5.1.11. Производительность питателей сырого угля принимается с коэффициентом запаса 1,1 к производительности мельниц.

Производительность питателей пыли выбирается из расчета обеспечения номинальной производительности котла при работе всех питателей с нагрузкой 70-75% их номинальной производительности.

Питатели сырого угля для молотковых мельниц при схемах с прямым вдуванием и питатели для снабжаются электродвигателями с возможностью широкого регулирования числа оборотов (до 1:5).

5.1.12. Полезная емкость бункеров сырого топлива котельной Принимается из расчета не менее:

для каменных углей и АШ - 8 - часового запаса по АШ;

для торфа - 3-х часового запаса.

Угол наклона стенок бункеров и размеры их выходных отверстий принимаются:

а) для углей с нормальными сыпучими свойствами (угол естественного откоса не более 60°) угол наклона стенок 60°, размеры отверстия не менее 1,1 м во всех направлениях;

б) для углей с ухудшенными сыпучими свойствами (угол естественного откоса больше 60°) угол наклона стенок 65°, размеры отверстия не менее 1,6 м, во всех направлениях;

в) для шлама, промпродукта и других углей, имеющих угол естественного откоса более 70° - угол наклона стенок не менее 70° и размер отверстия не менее 1,8 м во всех направлениях.

Допускается применять меньшие размеры выходных отверстий бункеров в зависимости от конструкции и размеров питателей угля и производительности мельниц при сохранении площади выходных отверстий.

Выходное сечение бункеров сырого угля и течек на питатель принимается не менее 1000 мм в любом направлении.

Внутренние грани углов бункеров закругляются или перекрываются плоскостью.

Бункера сырого угля и торфа котельной снабжаются пневмообрушителями.

5.1.13. Полезная емкость промежуточных бункеров пыли в котельной должна обеспечить не менее 2-2,5 часового запаса номинальной потребности котла, сверх "несрабатываемой" емкости бункера, необходимой для надежной работы пылепитателей.

При установке одной мельницы на котел полезная емкость бункера пыли должна обеспечить 4-часовой запас пыли.

5.1.14. Характеристика дымососов и дутьевых вентиляторов выбирается с учетом запасов против расчетных величин: 10% по производительности и 20% по напору для дымососов и для вентиляторов по напору 15%. Указанные запасы включают также необходимые резервы в характеристиках машин для целей регулирования нагрузки котла.

При номинальной нагрузке котла дымососы должны работать при кпд не ниже 90%, а вентиляторы не ниже 95% максимального значения.

5.1.15. При установке на котел двух дымососов и двух дутьевых вентиляторов производительность каждого из них выбирается по 50%. Для котлов на АШ и тощих углях в случае работы одного дымососа или одного дутьевого вентилятора должна быть обеспечена нагрузка котла не менее 70%.

Для котлов паропроизводительностью 500 т/ч и менее, а также для каждого котла дубль-блока устанавливаются один дымосос и один вентилятор, установка двух дымососов и двух вентиляторов допускается только при соответствующем обосновании.

5.1.16. Для регулирования работы центробежных дымососов и дутьевых вентиляторов у котлов блочных установок применяются направляющие аппараты с поворотными лопатками в сочетании с двух скоростными электродвигателями. Для остальных котлов целесообразность установки двухскоростных двигателей проверяется в каждом конкретном случае.

Для осевых дымососов применяются направляющие аппараты с односкоростными электродвигателями.

5.1.17. Открытая установка дымососов и дутьевых вентиляторов применяется для электростанций, работавших на жидком или газообразном топливе районах с расчетной температурой отопления выше минус 30°С.

Воздуходувки с турбоприводами устанавливаются в закрытых помещениях.

Открытая установка вынесенных трубчатых и регенеративных воздухоподогревателей применяется в климатических районах с расчетной температурой отопления выше минус 30°С.

5.1.18. При сжигании сернистых топлив предусматривается мероприятия и устройства для защиты

поверхностей нагрева котлов и газоходов от коррозии.

При установке на ТЭЦ водогрейных котлов, для которых в качестве основного или резервного выделено топливо с приведенным содержанием серы ($S^{пр}$) более или равным 0,1%, температура сетевой воды на входе в котел должна быть не ниже 110°C.

5.1.19. В котельных отделениях ГРЭС и ТЭЦ предусматривается тупиковый железнодорожный заезд нормальной колеи; длина заезда должна обеспечивать снятие грузов с железнодорожной платформы посредством грузоподъемных механизмов. При соответствующем обосновании, допускается устройство тупикового железнодорожного пути совмещенного с автотранспортным по всей длине котельного отделения. В котельных отделениях предусматривается сквозной проезд автотранспорта. При количестве энергоблоков шесть и более предусматривается один боковой заезд автотранспорта со стороны дымовых труб.

Габариты автопроездов устанавливаются в техпроекте при разработке вопросов механизации монтажных и ремонтных работ и компоновки котельного отделения.

5.1.20. В котельном отделении на нескольких отметках (нулевой, площадке управления) должны предусматриваться ремонтные зоны для транспортировки и размещения при ремонте материалов и оборудования с нагрузками на перекрытие 0,5-1,5 т/м².

5.1.21. Независимо от типа грузоподъемных механизмов для ремонтных работ в котельном отделении должны предусматриваться лифты для эксплуатационного персонала из расчета по одному грузопассажирскому лифту на два блока мощностью 500 МВт и более и по одному на четыре блока меньшей мощности.

Ремонтные лифты одновременно используются и для эксплуатации.

5.1.22. Для уборки пыли в помещениях котельной пылеугольных электростанций предусматривается пневматическая всасывающая система с разводкой трубопроводов, а для уборки полов система гидросмыва.

5.2. Золоулавливание

5.2.1. Все котлоагрегаты, сжигающие твердое топливо, оборудуются золоулавливающими установками.

Коэффициент золоулавливания в зависимости от мощности электростанции и приведенной зольности сжигаемого топлива принимается соответственно:

- для конденсационных электростанций мощностью 2400 тыс. кВт и выше и ТЭЦ мощностью 500 тыс. кВт и выше должны применяться высокоэффективные электрофильтры со степенью очистки газов не ниже 99% при приведенной зольности 4% и менее и, 99,5% при приведенной зольности выше 4%;

- для конденсационных электростанций мощностью 1000-2400 тыс. кВт и ТЭЦ мощностью 300-500 тыс. кВт - не ниже 98% и 99% соответственно приведенной зольности;

- для конденсационных электростанций мощностью 500-1000 тыс. кВт и ТЭЦ мощностью 150-300 тыс. кВт не ниже 96% и 98% соответственно приведенной зольности;

- для КЭС и ТЭЦ меньшей мощности коэффициент очистки газов принимается 93% и 96% соответственно приведенной зольности.

5.2.2. Высота дымовых труб выбирается в соответствии с утвержденной методикой расчета рассеивания в атмосфере выбросов и проверяется по допустимой запыленности перед дымососом.

Расчет ведется по расходу топлива при максимальной электрической нагрузке электростанции и тепловой нагрузке при средней температуре наиболее холодного месяца. При летнем режиме, в случае установки пяти турбин и более, расчет ведется с учетом останова одной из них на ремонт.

5.2.3. В качестве золоуловителей на электростанциях, как правило, применяются:

- для очистки газов со степенью выше 97% - электрофильтры;

- для очистки газов со степенью 95-97% - мокрые золоуловителя типа МС-ВТИ и МВ-УООР ГРЭС. При невозможности применения мокрых аппаратов (из-за свойств золы или для дальнейшего ее использования и др.) устанавливаются электрофильтры со степенью очистки не менее 98%;

- для очистки газов со степенью 93-95% - батарейные циклоны типа БЦУ-М или БЦРН.

Применение золоуловителей других типов допускается при соответствующем обосновании.

5.2.4. Как правило, следует применять открытую установку золоуловителей с закрытием во всех климатических зонах нижней бункерной части и верхних сопел орошения мокрых золоуловителей.

В районах с расчетной температурой отопления минус 20°C и ниже мокрые золоуловители устанавливаются в помещении.

5.2.5. Система газоходов перед и после золоуловителей, а также их компоновка, должны обеспечивать равномерную раздачу дымовых газов по аппаратам при минимальном сопротивлении газового тракта.

В газоходах, при необходимости, устанавливаются направляющие лопатки или другие газораспределительные устройства.

5.2.6. Температура и влагосодержание дымовых газов, поступающих в электрофильтры, должны обеспечивать возможность высоко-эффективной очистки газов от золы сжигаемого топлива, с учетом ее электрофизических свойств.

Если температура и влагосодержание дымовых газов за парогенератором не обеспечивают благоприятных электрофизических свойств золы, необходимых для эффективной работы электрофильтров,

требуемые температура и влагосодержание газов достигаются соответствующими мероприятиями по котлу или устройством специальной установки перед электрофильтром.

5.2.7. Высоковольтные агрегаты питания электрофильтров размещаются в специальной помещении.

5.2.8. Не допускается сброс в бункера электрофильтров воздуха или газов из системы аспирации, дробеочистки и др. Сброс сушильного агента из разомкнутой системы пылеприготовления в дымовые газы перед электрофильтром допускается при условии выполнения требований взрыво- и пожаробезопасности.

5.2.9. Температура дымовых газов за мокрыми золоуловителями при любых режимах работы парогенератора должна быть не менее, чем на 15°C выше точки росы газов по водяным парам.

5.2.10. На газоходах каждого золоуловителя по заданию организации, проектирующей золоуловители, предусматриваются люки и площадки для определения эффективности золоулавливания.

5.2.11. Электрофильтры и батарейные циклоны оборудуются системой сбора и транспорта сухой золы. Под бункерами золоуловителей устанавливаются устройства, исключающие присосы воздуха в бункера. Эти устройства должны обеспечивать нормальную работу систем сухого и мокрого золоудаления при всех режимах встряхивания осадительных электродов.

5.2.12. Сухие золоуловители должны иметь теплоизоляцию и систему обогрева нижней части бункера, обеспечивающий температуру стенки бункеров не менее, чем на 15°C выше точки росы дымовых газов по водяным парам.

5.3. Внутростанционное золошлакоудаление

5.3.1. Внутростанционное золошлакоудаление до насосных станций осуществляется раздельным с использованием пневмогидравлических или гидравлических способов.

При наличии на ТЭС сухих золоуловителей принимается внутростанционное пневмогидравлическое золоудаление, при котором зола из-под золоуловителей собирается пневмосистемами в промбункер.

Из промбункера зола подается через каналы гидроудаления в насосную станцию. При наличии потребителей золы она пневматическим способом транспортируется из промбункера на склад сухой золы или выдается непосредственно из промбункеров в транспортные средства потребителя.

При мокрых золоуловителях принимается гидравлическое удаление золы каналами в насосную станцию.

При соответствующем обосновании могут применяться и другие способы внутреннего золошлакоудаления.

5.3.2. Шлаковые и золовые каналы в пределах площадки, включая расположенные в насосной станции, принимаются, как правило раздельными.

Шлаковые каналы при твердом шлакоудалении выполняются с уклоном не менее 1,5% и при жидком шлакоудалении - не менее 1,8%. Золовые каналы выполняются с уклоном не менее 1%.

Каналы, как правило, выполняются железобетонными с облицовкой из камнелитых изделий. По длине каналов устанавливаются побудительные сопла. Каналы должны быть перекрыты легкоъемными конструкциями на уровне пола.

5.3.3. Багерная насосная станция располагается в котельном отделении. В случае невозможности расположения насосной в главном корпусе, при соответствующем обосновании допускается располагать багерную насосную за пределами главного корпуса.

На всасе багерных насосов предусматривается приемная емкость не менее чем на две минуты работы насоса для насосной, расположенной в главном корпусе, и не менее трех минут - для выносной багерной насосной.

5.3.4. К одной багерной насосной подсоединяется не менее 6 котлов паропроизводительностью 320-500 т/ч; не менее 4 котлов по 640-1000 т/ч, не менее 2 котлов по 1650-2650 т/ч.

5.3.5. Насосное оборудование систем золошлакоудаления принимается по возможности крупных типоразмеров. Насосы орошающей, смывной, эжектирующей, уплотняющей воды и шламовые (золовые) насосы устанавливаются с одним резервным агрегатом в каждой группе насосов.

Багерные насосы устанавливаются с одним резервным и одним ремонтным агрегатом в каждой насосной станции.

При опасности образования минеральных отложений в системе в каждой группе насосов (кроме багерных и шламовых) устанавливается по одному дополнительному насосу для возможности проведения очисток.

При необходимости перекачки шлакозоловой пульпы несколькими ступенями багерных и шламовых насосов в одной насосной станции устанавливается 2 ступени насосов.

5.3.6. При РН осветленной воды $\geq 12,0$ не допускается смешение ее с технической подпиточной водой.

5.3.7. Шлакодробилки, как правило, устанавливаются под котлами. Установка шлакодробилок в багерной насосной предусматривается при необходимости получения более мелких фракций шлака по условиям применения на золошлакоотвале рассредоточенного намыва.

5.3.8. При проектировании электростанций, необходимо предусматривать возможность сбора и выдачи золошлаков потребителям. Следует выявлять потребителей золошлаков и с учетом их заявок проектировать

устройства для выдачи золы и шлака.

5.3.9. Для сбора сухой золы в промбункер и транспорта ее на склад принимаются пневмосистемы с аэрожелобами и пневмоподъемниками, вакуумные системы, низконапорные трубные системы. При значительной приведенной длине транспорта до склада (до 1000 м) применяются напорные пневмосистемы с пневмовинтовыми или камерными насосами.

Склад сухой золы для выдачи ее потребителям принимается емкостью не более двухсуточного запаса при среднегодовой выдаче золы.

5.3.10. При необходимости выдачи шлака потребителям предусматриваются гидравлические системы с трехсекционным шлакоотстойником, системы намыва шлака в бурты или в расходные отвалы.

Шлакоотстойник выполняется железобетонным, с дренируемым основанием. Емкость одной секции отстойника принимается не менее суточного запаса и отстоя шлака.

5.3.11. Для промывки пульпопроводов, подачи воды на уплотнения багерных и шламовых насосов и регулировки уровня в приемной емкости перед багерными насосами используется обратная ответвленная вода.

5.3.12. При опасности образования минеральных отложений в пульпопроводах и трубопроводах осветленной воды следует предусматривать установку для очистки трубопроводов гидрозолаудаления смесью воды и дымовых газов или другие способы очистки трубопроводов.

5.3.13. Отвод сточных вод от гидросмыва из помещений топливоподачи предусматривается в систему гидрозолаудаления - в багерную насосную станцию или в самотечные лотки.

6. ТУРБИННОЕ ОТДЕЛЕНИЕ

6.1. Единичная мощность турбоагрегатов конденсационных блоков на электростанциях, входящих в объединенные энергосистемы, выбирается возможно более крупной для данного вида топлива с учетом перспективного развития объединенной системы, а на электростанциях, входящих в изолированные системы, - на основе технико-экономического анализа с учетом величины аварийного резерва и затрат на сетевое строительство, а также перспективного развития.

6.2. Единичная мощность и тип теплофикационных агрегатов на ТЭЦ, входящих в энергосистемы, выбираются возможно более крупными с учетом характера и перспективной величины тепловых нагрузок района.

Турбины с производственным отбором пара выбираются с учетом длительного использования этого отбора в течение года.

Турбины с противодавлением выбирается для покрытая базовой части производственной паровой и отопительной нагрузок и не устанавливаются первым агрегатом ТЭЦ.

В схеме трубопроводов ТЭЦ предусматривается (в случае необходимости) возможность осуществления мероприятий по максимальной загрузке противодавленческих турбин за счет сокращения производственных и отопительных отборов у конденсационных турбин.

Для изолированных электростанций выбор агрегатов производится таким образом, чтобы при выходе одного из них оставшиеся обеспечили покрытие электрических нагрузок с учетом допускаемого потребителями регулирования.

6.3. При установке турбин с двойным значением номинальной мощности (например, Т-250/300-240), установленная электрическая мощность ТЭЦ определяется по максимальному значению мощности турбин.

Рабочая мощность таких агрегатов и выработка ими электроэнергии определяется в проекте ТЭЦ в соответствии с графиком тепловой нагрузки. В зимнем режиме использование максимальной электрической мощности агрегата в проекте не учитывается, так как оно допускается только в аварийных ситуациях.

6.4. Тепловая схема блочных электростанций должна обеспечивать возможность пуска блока на скользких параметрах и из любого температурного состояния котлоагрегата, трубопроводов и турбины с минимальными потерями тепла и конденсата, а также деаэрацию питательной воды в процессе пуска.

Тепловая схема и оборудование блоков с закритическим давлением пара должны обеспечивать возможность работы блока на скользком давлении.

6.5. Для пуска первых двух блоков на электростанциях предусматриваются пусковые котельные или другие устройства, которые должны обеспечивать паром отопление зданий, деаэрацию питательной воды, разогрев мазута, приводные турбины вспомогательных механизмов при отсутствии пускорезервных агрегатов с электроприводами и другие предпусковые нужды.

Для теплоэлектроцентралей, а также неблочных конденсационных электростанций рекомендуется использовать в качестве пусковой временную котельную, сооружаемую для обслуживания строительно-монтажных работ.

6.6. Загрязненные дренажи должны подвергаться очистке для их повторного использования в цикле.

6.7. Схемы трубопроводов должны предусматривать возможность проведения паровых продувок, предпусковых и эксплуатационных химических промывок, а также консервацию оборудования.

6.8. Производительность и число регенеративных подогревателей для основного конденсата определяются числом имеющихся у турбин для этих целей отборов пара. При этом каждому отбору пара

должен соответствовать один корпус подогревателя (за исключение деаэраторов). Для блоков мощностью 800 МВт и более подогреватели высокого давления допускается выполнять в двух корпусах.

Регенеративные подогреватели низкого давления, как правило, принимаются смешивающего типа. Число их определяется технико-экономическим обоснованием.

6.9. Количество и производительность питательных насосов должны соответствовать нижеследующим нормам.

Для электростанций с блочными схемами:

- производительность питательных насосов определяется максимальными расходами питательной воды на питание котлов с запасом не менее 5%;

- на блоках с давлением пара 13 МПа (130 кг/см²) на каждый блок устанавливается, как правило, один питательный насос производительностью 100%, на складе предусматривается один резервный насос для всей электростанции. Питательные насосы принимаются с электроприводами и гидромuftами; при соответствующем обосновании допускается применение турбопривода;

- на блоках с критическим давлением пара устанавливаются питательные насосы с турбоприводами, один производительностью 100% или два по 50%; при установке на блок одного турбонасоса производительностью 100% дополнительно устанавливается насос с электроприводом и гидромuftой производительностью 30-50%. При установке на блок двух турбонасосов производительностью по 50% насос с электроприводом не устанавливается, к турбонасосам предусматривается резервный подвод пара.

Для электростанций с общими питательными трубопроводами:

- на электростанциях, включенных в энергосистемы, суммарная производительность всех питательных насосов должна быть такой, чтобы в случае останова любого из них оставшиеся должны обеспечивать номинальную производительность всех установленных котлов.

Резервный питательный насос на ТЭЦ не устанавливается, а предусматривается на складе, один питательный насос для всей электростанции (на каждый тип насоса).

- на электростанциях, не включенных в энергосистемы, суммарная производительность питательных насосов должна обеспечивать работу всех установленных котлов при номинальной паропроизводительности, кроме того, должно устанавливаться не менее двух резервных питательных насосов с паровым приводом, или электроприводом, имеющим независимое питание;

- допускается применение турбонасосов в качестве основных, постоянно работающих питательных насосов, с установкой по крайней мере одного питательного насоса с электроприводом для пуска электростанции с нуля.

6.10. В турбинном отделении устанавливаются мостовые электрические краны:

Грузоподъемность мостовых кранов турбинного отделения принимается из расчета подъема самой тяжелой детали турбоагрегата, кроме статора генератора, для которого предусматривается бескрановый монтаж. Грузоподъемность одного крана, как правило, принимается из расчета подъема и транспортировки самой тяжелой детали при ремонте.

В турбинном отделении устанавливается два крана независимо от числа турбоагрегатов. Для турбоагрегатов мощностью 250/300 МВт и выше допускается установка трех кранов при числе турбогенераторов семь и более при этом, третий кран должен применяться пониженной грузоподъемности.

Вспомогательное оборудование, расположенное в турбинном отделении, компоуется с учетом обслуживания его краном.

При расположении вспомогательного оборудования, деаэраторов, арматуры трубопроводов и др. вне зоны действия кранов для его обслуживания и ремонта, применяются соответствующие грузоподъемные устройства с возможностью погрузки на транспортные средства основных грузопотоков.

В турбинном отделении со стороны постоянного и временного торцов предусматриваются монтажно-ремонтные площадки со сквозным проездом автотранспорта. Через каждые четыре турбины предусматривается промежуточная ремонтная площадка. В тех случаях, когда по условиям компоновки котлоагрегатов между турбоагрегатами образуются свободные площадки, которые могут быть использованы для ремонта, промежуточные ремонтные площадки через четыре турбоагрегата не предусматриваются.

В турбинной отделении электростанции с временного торца предусматривается железнодорожный въезд.

6.11. Суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному ее расходу.

На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор. На неблочных электростанциях обеспечивается возможность ремонта любого деаэратора при работе остальных.

Сопротивление водяного тракта от деаэратора до насоса питательных или бустерных насосов не должно превышать 10 кПа (1000 мм.в.ст.).

Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу блочных электростанций в течение не менее 3,5 минут и для неблочных электростанций - 7 минут.

На конденсационных электростанциях, а также на ТЭС с малыми добавками воды в цикл в качестве первой ступени деаэрации питательной воды, как правило, используются конденсаторы турбин. На ТЭЦ с большими добавками воды в цикл в качестве первой ступени деаэрации, как правило, применяются вакуумные деаэраторы.

Деаэрации подлежат:

- а) обессоленная вода для восполнения потерь в цикле;
- б) вода из дренажных баков, куда должны направляться все потоки, имеющие открытый слив;
- в) слив конденсата от привода систем регулирования турбин, охлаждения электродвигателей, привода арматуры БРОУ, РОУ и т.д.

К основным деаэраторам предусматривается подвод резервного пара для удержания в них давления при сбросах нагрузки и деаэрации воды при пусках. На линиях подвода резервного пара устанавливается автоматически действующая арматура.

Тепло выпара деаэраторов питательной воды используется в тепловой схеме электростанции.

В проекте должны быть приняты меры по предотвращению присосов кислорода в конденсатных насосах и конденсатном тракте путем применения рациональных схем вакуумной части конденсатного тракта, а также соответствующего типа арматуры и фланцевых соединений.

6.12. На электростанциях создается дополнительный запас обессоленной воды в баках без давления, устанавливаемых вне зданий. На блочных электростанциях емкость баков принимается на 30 минут работы электростанции с максимальной нагрузкой, но не менее 4000 м³. На стальных электростанциях на 40 минут, но не менее 2000 м³. Указанные емкости включают емкость для сбора загрязненного конденсата.

Баки должны иметь антикоррозионную и тепловую защиту и систему контроля за состоянием металла.

Производительность и количество насосов, откачивающих воду из указанных баков, обеспечивает одновременно нормальную подпитку цикла и 30% расхода питательной воды в наибольшей турбоустановке. Насосы устанавливаются в количестве не менее двух без резерва.

Емкость баков и производительность насосов должны обеспечивать совмещенный пуск блоков:

- для ГРЭС трех блоков по 200 МВт и двух блоков по 300 МВт и более;
- для ТЭЦ не более 2 котлов наибольшей паропроизводительности.

6.13. На каждый блок предусматривается установка одного дренажного бака емкостью 15 м³ с двумя насосами и регулятором уровня. На неблочных электростанциях допускается установка одного такого бака на две-три турбины. Откачка воды из дренажных баков должна производиться в баки запаса обессоленной воды или деаэратор.

6.14. На электростанциях устанавливается, как правило, на каждые четыре-шесть котлов один общий бак слива емкостью 40-60 м³

К каждому баку слива из котлов устанавливается по одному насосу, производительность которого должна обеспечить откачку сливаемой воды в течение 1-1,5 часа в баки запаса конденсата.

6.18. На ТЭЦ подогрев сырой воды, поступающей на химводоочистку, для подпитки сетей с открытым водозабором осуществляется, как правило, в выделенных пунктах конденсаторов теплофикационных труб.

6.16. Редукционно-охладительные установки, предназначенные для резервирования регулируемых отборов пара для производства, устанавливаются во одной для данных параметров пара (производительности) равной максимальному отбору наиболее крупной турбины. Резервные РОУ на давление отопительных отборов не устанавливаются.

При выходе из работы одной из турбин остальные турбины, пиковые котлы в РОУ для пиковых сетевых подогревателей должны обеспечить отпуск тепла отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в размере 70% от отпуска тепла на эти цели при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха.

Для обеспечения необходимого напора на всасе сетевого насоса II ступени рабочее давление в горизонтальных встроенных бойлерах теплофикационных турбин принимается не менее 0,8 МПа (8 кгс/см²).

6.17. Для неблочных электростанций главные паропроводы выполняются по схеме с переключательной перемычкой, как правило, однониточной, секционированной задвижками.

Диаметр перемычки выбирается таким образом, чтобы при пропуске по ней пара к любой турбине от соседнего котла давление перед турбиной не падало ниже оговоренного ГОСТ минимального предела.

Отключение котлов, турбин, турбонасосов и другого оборудования от работающей системы производится двумя последовательно установленными запорными органами.

Для электростанций с моноблоками при однобайпасной схеме запорные задвижки в системе промперегрева не устанавливаются и отключение промежуточных перегревателей для опрессовки производится заглушками или арматурой турбины.

Для неблочных электростанций всасывающая магистраль, напорная магистраль питающих насосов перед подогревателями высокого давления и напорная питательная магистраль в котельной выполняются одинарными с секционирующими задвижками.

6.19. При проектировании трубопроводов, включая трубопроводы малых диаметров, их прокладка производится с учетом кабельной раскладки. Трассы основных потоков кабелей должны быть свободными от трубопроводов и другого оборудования.

Не допускается применение чугунной арматуры:

- на газопроводах горючего газа, мазутопроводах с условным проходом 50 мм и более;
- на трубопроводах воды и пара с условным проходом 80 мм и более и температурой теплоносителя 120°С;
- на маслопроводах;

- на трубопроводах от деаэраторов к питательному насосу;
- на трубопроводах всех диаметров с температурой теплоносителя 120°C при арматуре, имеющей электрические приводы.

При разработке проектов выхлопных устройств от предохранительных клапанов прорабатываются специальные устройства для снижения шума.

6.20. Поверхность теплосилового оборудования с температурой теплоносителя выше 50°C внутри помещений и выше 60°C вне помещений должны иметь тепловую изоляцию. При температуре наружного воздуха плюс 25°C температура на поверхности изоляции должна быть в пределах 45-48°C в помещении и 60°C на открытом воздухе. Конструкция тепловой изоляции фланцевых соединений, арматура трубопроводов и участков, подвергающихся периодическому контролю, должна быть съемной. Тепловая изоляция основных трубопроводов, а также трубопроводов диаметром 100 м и более при теплоносителе выше 100°C, участков поверхностей, находящихся вблизи маслопроводов, мазутопроводов и против их фланцевых соединений, вблизи кабельных линий, а также изоляции циклонов, сепараторов, баков запасного конденсата и деаэраторов, установленных снаружи, должна иметь металлические и другие водонепроницаемые негорючие покрытия.

6.21. Для маслоохладителей турбоагрегатов применяется система охлаждения масла, исключая попадание масла в природные источники водоснабжения (реки, водоемы и др.).

7. ВОДОПОДГОТОВКА И ХИМИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

7.1. Выбор способа обработки добавочной воды котлов тепловых электростанций производится в зависимости от качества исходной воды.

На конденсационных электростанциях и отопительных ТЭЦ.

При среднегодовом суммарном содержании анионов сильных кислот ($\text{SO}_4 + \text{Cl} + \text{NO}_3 + \text{NO}_2$) в исходной воде до 5,0 мг-экв/л, а также при отсутствии специфических органических соединений, которые не могут в должной мере удаляться при коагуляции и известковании, - химически обессоленной водой, независимо от условий сброса регенерационных вод.

Применение испарителей взамен обессоливания допускается при технико-экономическом обосновании целесообразности такого решения, а также при наличии в исходной воде упомянутых органических загрязнений.

При среднегодовом содержании анионов сильных кислот в исходной воде более 5,0 мг-экв/л - химически обессоленной водой, получаемой путем сочетания химобессоливания с мембранными методами обработки, или дистиллатом испарителей. Выбор метода производится на основе технико-экономического анализа.

При невозможности сброса нейтрализованных стоков с водоочистительной установки последняя дополняется устройством для обработки стоков в испарителях или в аппаратах использующих мембранные методы. Производительность обессоливающей установки определяется с учетом возвращаемого дистиллата.

На ТЭЦ с отдачей пара на производство, восполнение потерь может производиться химически обессоленной водой (при необходимости в сочетании с мембранным и другими методами) или дистиллатом испарителей в зависимости от качества исходной воды и при технико-экономическом обосновании; возможен вариант с использованием паропреобразователей.

На электростанциях при восполнении потерь питательной воды дистиллатом испарителей, последние, независимо от типа применяемых котлов, дополняются общестанционной испарительной или обессоленной установкой.

С первым блоком ГРЭС включается водоподготовительная установка на производительность, обеспечивающую восполнение потерь конденсата первой очереди электростанции.

С первым котлоагрегатом ТЭЦ включается водоподготовка на производительность, определяемую конкретными условиями развития обслуживаемых теплосетей и промпредприятий.

7.2. На электростанциях для приготовления исходной добавочной воды котлов следует применять при соответствующем технико-экономическом обосновании;

- воды поверхностных источников;
- воды артезианских скважин не питьевого качества, если по основным показателям они не хуже вод открытых водоемов;
- воды прямоточных и циркуляционных систем охлаждения конденсаторов турбин;
- очищенные промышленные сточные воды, очищенные сточные воды электростанций, хозяйственно-бытовые сточные воды после их биологической очистки и проверки возможности их использования.

7.3. Расчетную производительность обессоливающей или испарительной установки для конденсационных электростанций и отопительных ТЭЦ следует принимать равной 2% паропроизводительности устанавливаемых котлов. Производительность общестанционной испарительной установки или величина дополнительной производительности обессоливающей установки (сверх 2%) принимаются:

- для электростанций с прямоточными котлами:

Мощность блоков, МВт	Дополнительная производительность установки, т/ч
200. 250, 300	25
500	50
800	75

- для электростанций с барабанными котлами - 25 т/ч.

На газомазутных электростанциях, при использовании пара на разогрев мазута без возврата конденсата, преимущественно предусматриваются испарители (паропреобразователи), устанавливаемые без резерва. Для покрытия потерь химвеществами водой производительность химвеществообезвреживающей установки увеличивается на 0,15 т на каждую тонну сжигаемого мазута.

Расчетная производительность химической водоподготовки для питания испарителей принимается равной максимальной полезной производительности всех установленных испарителей с учетом их продувки и за вычетом используемых для питания испарителей других вод (вод продувки барабанных котлов, загрязненные конденсаты из дренажных баков, загрязненные производственные конденсаты и т.д.).

7.4. Устройство по обработке конденсатов, возвращаемых с производства, должно обеспечивать соблюдение норм питательной воды котлов в соответствии с ПТЭ.

Необходимость сооружения конденсатоочисток в каждом случае обосновывается технико-экономическими расчетами в сопоставлении с установкой испарителей или паропреобразователей, питаемых возвращаемым конденсатом.

Возвращаемый на конденсатоочистку ТЭЦ производственный конденсат должен отвечать следующим требованиям не более:

жесткость общая	50 мкг-экв/л
содержание железа	100 мкг/л
содержание меди	20 -"
содержание цинка	20 -"
содержание никеля	20 -"
содержанием кремнекислоты	150 мкг/л
содержание нефтепродуктов (типа масел и мазута)	0,5 мг/л
сухой остаток за вычетом окислов металлов (Fe, Cu, Zn, Ni)	1 мг/л
хроматная окисляемость по кислороду	20 мг/л

Если предприятие не может обеспечить качество конденсата, обусловленное этими величинами или если конденсат содержит или может содержать вещества, не вошедшие в указанный перечень, то следует применять испарители.

Те потоки конденсата, которые могут быть загрязнены соединениями, содержащими органически связанные серу, селен, мышьяк, фосфор, азот и другие элементы, образующие при термолитическом разложении минеральные кислоты используются только для питания испарителей или паропреобразователей если их полная кислотность в результате 100% термолитического разложения будет выше 200 мкг-экв/л. При более низких значениях кислотности конденсаты могут направляться на конденсатоочистку.

Для снижения интенсивности коррозии конденсатопроводов предприятия, возвращающие конденсат, должны обеспечивать значение pH конденсата в пределах 8,5-9,5. В тех случаях, когда производственный конденсат имеет pH ниже 8,5 значение этой величины приводится потребителем к указанным пределам дозированием в конденсат аммиака или едкого натра. Допускается введение в конденсат или пар, направляемый на производство, веществ, ослабляющих коррозию (амины, этилен и т.п.).

Потребитель пара должен обеспечивать непрерывный и равномерный возврат конденсата; насосы, подающие конденсат, должны обеспечивать течение жидкости по трубопроводам полным сечением.

Для приема производственного конденсата устанавливаются два бака каждый на двухчасовой возврат конденсата.

7.5. Производительность водоподготовительной установки для ТЭЦ с отдачей пара на производство рассчитывается исходя из покрытия внутристанционных потерь конденсата в размере 2% установленной

паропроизводительности котельной, покрытия потерь конденсата на производстве с 50%-ным запасом на невозврат конденсата и покрытия потерь с продувкой котлов и испарителей, а для мазутных ТЭС с учетом потерь конденсата в мазутной хозяйстве.

7.6. При проектировании установок для очистки добавочной воды котлов, тепловых сетей, питательное воды испарителей, очистка производственных конденсатов предусматривается максимальная блокировка их с очистными сооружениями, а также со складскими помещениями. Должна предусматриваться возможность дальнейшего расширения установок водоподготовки с учетом подвоза реагентов к складу без промежуточной перегрузки на территории электростанции. При размещении вне здания осветителей, промежуточных баков, декарбонизаторов, применяется обогрев и тепловая изоляция. Для обогрева баков, как правило, используется обратная вода теплосети. Целесообразность расположения указанного оборудования вне здания определяется технико-экономическими расчетами. При установке любого оборудования вне здания арматура для управления этим оборудованием размещается в закрытом помещении.

На всех водоочистках, предусматривается механизация работ по ремонту оборудования, арматуры и трубопроводов. Для проведения ремонтных работ предусматривается помещение площадью не менее 50 м² с оборудованием для восстановления химических покрытий.

7.7. Трубопроводы воды и растворов реагентов диаметром 100 мм и менее прокладываются к осветлителю в пределах здания и теплых переходов. При этом должны быть соблюдены необходимые уклоны реагентных трубопроводов.

Все трубопроводы, располагаемые вне здания, должны быть утеплены, чтобы предохранить реагенты от замерзания и кристаллизации. В случае размещения трубопроводов в каналах предусматриваются съемные плиты и люки для ревизии и ремонта.

7.8. Для электростанций с барабанными котлами в зависимости от параметров пара, способа регулирования температуры перегретого пара и качества холодной воды применяются при соответствующем технико-экономическом обосновании различные схемы одно или двух ступенчатого химического обессоливания при необходимости совмещаемые с мембранными методами. На электростанциях с прямоточными котлами применяется трехступенчатое обессоливание добавочной воды. Третьей ступенью обессоливания добавочной воды, являются фильтры смешанного действия установки очистки турбинного конденсата.

7.9. Выбор ионитов (катионитов и анионитов) производится в зависимости от качества исходной воды и схемы обессоливания.

При питании обессоливающей установки водой поверхностного источника предусматривается предварительная ее очистка в осветлителях и механических фильтрах.

Для электростанций с барабанными котлами необходимость известкования воды перед обессоливанием решается с учетом качества исходной воды и вопросов, связанных с нейтрализацией кислых сбросных вод. Для электростанций с прямоточными котлами преимущественно применяется известкование.

7.10. Для подготовки подпиточной воды закрытых систем теплоснабжения могут применяться, как правило, вода поверхностных водоисточников и очищенные сбросные воды.

Для очистки подпиточной воды теплосетей с закрытой системой горячего водоснабжения могут применяться следующие схемы:

а) при наличии на ТЭЦ водогрейных котлов:
- известкование с коагуляцией или без нее с последующим катионированием; при наличии ограничений по сбросам минерализованных стоков рассматриваются схемы обработки воды содоизвестковым методом;
- известкование или в отдельных случаях содоизвесткование для вод с высокой карбонатной и некарбонатной жесткостью;

б) при подогреве сетевой воды только в основных и пиковых сетевых подогревателях:
- известкование с коагуляцией или без нее. Для подпитки открытых систем теплоснабжения должна применяться вода, удовлетворяющая по своим качествам ГОСТ на питьевую воду.

Для очистки подпиточной воды теплосетей с открытой системой горячего водоснабжения при наличии на ТЭЦ водогрейных котлов могут применяться следующие схемы:

- Н-катионирование с голодной регенерацией для вод с $J_{карб.} = J_{общ.}$;
- подкисление серной или соляной кислотой для вод $J_{карб.} = J_{общ.} - (0+3)$ мг-экв/л;
- подкисление сырой воды серной или соляной кислотой с полным или частичным натрий-катионированием;
- известкование (при необходимости с коагуляцией) или содоизвесткование с подкислением при наличии ограничений по сбросу минерализованных стоков и невозможности ограничиться одним подкислением.

Выбор той или иной схемы водоподготовки, в том числе и подкисление, должны производиться, исходя из требования растворимости сульфата кальция ($CaSO_4$) при максимальной температуре воды.

7.11. При проектировании ионитной части водоочистительных установок различного назначения их расчет производится по полным зимним анализам исходной воды (декабрь, январь, февраль) за последние 5 лет с учетом прогнозных данных. Осветлители и реагентное хозяйство для предварительной очистки выбираются по наименее благоприятному качеству воды для проведения коагуляции и известкования. Технико-экономические подсчеты для оценки вариантов обработки добавочной воды котлов производятся исходя из

среднегодовых показателей качества исходной воды.

7.12. Система подачи воды в осветлители (каждого потока, если их несколько) должна исключать подсос воздуха подающими насосами и самопроизвольные колебания расхода воды. Увеличение подачи, при необходимости регулирования производительности осветлителей, должно быть плавным. Система должна обеспечивать соблюдение установленного соотношения составляющих потоков и возможность его изменения в процессе эксплуатации.

7.13. В предочистках, работающих по методу осаждения, устанавливается не менее двух осветлителей. Колебания температуры воды, поступающей в осветлитель, допускается в размере $\pm 1^\circ\text{C}$. Суммарная производительность осветлителей, трубопроводов, перекачивающих насосов и декарбонизаторов выбирается с запасом 10% против расчетной потребности в осветленной воде.

Емкость баков осветленной воды должна учитывать, кроме часового запаса, возможность промывки одного механического фильтра.

7.14. На водоочистках с осветлителями количество механических фильтров выбирается из расчета скорости фильтрования 10, а без осветлителей - 5 м/ч. Предусматривается один фильтр для перегрузки фильтрующего материала (он же является резервным).

7.15. Промывка однокамерных и многокамерных механических фильтров предусматривается, как правило, осветленной водой в течение 20 мин. при интенсивности не менее 12 л/с.м².

Для повторного использования промывочных вод механических фильтров устанавливается специальный бак и насос для равномерной подачи этой воды (вместе с осадком) в течение суток в линию исходной воды перед осветлителями (при известковании в нижнюю часть осветлителя).

7.16. Дозирование на водоочистках растворов и суспензий реагентов осуществляется с помощью двух насосов-дозаторов (рабочий и резервный) для подачи каждого реагента в каждую точку ввода.

Рекомендуется индивидуальная импульсная система управления электродвигателями дозаторов.

7.17. Расходные емкости растворов и суспензий реагентов принимается не менее двух на всю водоочистку для каждого реагента, причем общая расходная емкость для каждого реагента принимается в размере 12-24 часового его расхода. Принятые устройства должны обеспечивать заданную крепость приготавливаемых рабочих растворов и суспензий реагентов, а также сохранение ее значения при срабатывании расходных емкостей между зарядками.

7.17 Для обеспечения минимальных удельных расходов реагентов (кислоты и щелочи) на регенерацию ионитов при требуемой глубине обессоливания и обескремнивания добавочной воды котлов применяются:

- противоточный Н-катионирование в Н-катионитных фильтрах первой ступени при использовании в них сульфогля или КУ-2 (при соотношении HCO_3^- А меньшим или равном 0,15);

- ступенчато-противоточное Н-катионирование воды;

- повторное использование кислых регенерационных растворов Н-катионитных фильтров второй ступени для регенерации Н-катионитных фильтров первой ступени;

- при наличии на водоочистке наряду со схемой химического обессоливания, схемы частичного Н-катионирования воды (например, для подпитки закрытой теплосети) подача кислых регенерационных вод, от Н-фильтров обессоливающей установки к Н-фильтрам, обслуживающим нужды теплосети, которые эксплуатируются в режиме "голодной" регенерации;

- ступенчато-противоточное анионирование воды с применением сильноосновного анионита второго типа на первой стадии анионирования и анионита первого типа на второй стадии при одновременной (варкой) регенерации;

- повторное использование щелочного регенерационного раствора путем одновременной регенерации пары фильтров (второй и первой ступени) и при обязательном наличии бака для сбора щелочных вод от фильтров с сильноосновным анионитом и насоса для прокачивания этих вод через анионитные фильтры первой ступени;

- подача щелочных и кислых регенерационных отмывочных вод от ионитных фильтров, конденсатоочистки для регенерации ионитных фильтров установка, обессоливающей добавочную воду котлов (на тех электростанциях, где это возможно по условиям компоновки оборудования);

- ионитные фильтры непрерывного действия;

- блочное включение ионитных фильтров (цепочки), когда это экономически обосновано.

7.18. При проектировании химических водоподготовительных установок необходимо принимать минимальное количество оборудования за счет высокой его единичной производительности.

7.19. При производительности химводоочистки свыше 400 м³/ч предусматривается разбивка механических и ионитных фильтров (при параллельном их включении) на блоки, производительностью от 200 до 500 м³/ч каждого блока. Количество цепочек блочной ионитной установки должно выбираться из условий обеспечения номинальной (расчетной) производительности водоочистки по обессоленной воде при принятом для расчета качества исходной воды и при выходе на ремонт одной цепочки. При этих условиях рабочий цикл каждой цепочки должен быть не менее 10 час и не более 24 час. При этом для гидрперегрузки ионитов предусматриваются два пустых фильтра.

При параллельной схеме включения размеры и количество ионитных фильтров первой ступени выбираются такими, чтобы при расчетном качестве исходной воды и при выводе в ремонт одного из одноименных фильтров, расчетное количество регенераций каждого фильтра было, как правило, не более трех и

не менее одной в сутки в зависимости от степени автоматизации водоочистки.

При выборе числа и размеров ионитных фильтров на установках для очистки добавочной воды котлов, принимаются:

- высота слоя загрузки анионитов, сильно- и слабокислотных катионитов не менее 0,8 м; сульфоугля - не менее 1,0 м;

- расчетная скорость фильтрования воды в катионитных фильтрах второй ступени, а также в ФСД с внутренней регенерацией 40-50 м/ч, в анионитных фильтрах с анионитом АН-31 15-20 м/ч, а во всех остальных ионитных фильтрах 20-30 м/ч.

В целях уменьшения капитальных затрат в обессоливающей установке допускается применение ионитных фильтров разных типоразмеров. При этом в каждой группе следует укрупнять фильтры.

Фильтры гидроперегрузки катионита и анионита обеспечиваются подводом растворов кислоты, сохи, щелочи и сжатого воздуха.

При проектировании на электростанции водоочисток разного назначения (добавочная вода котлов, питательная вода испарителей, добавочная вода теплосетей без непосредственного водозабора и т.д.) предусматриваются перемычки между отдельными группами одноименного оборудования, позволяющие, в случае необходимости, использовать их в схеме водоочистки того или иного назначения.

7.20. На электростанциях с прямоточными котлами любых параметров пара и производительности предусматривается обезжелезивание и обессоливание конденсата турбин. У каждой турбины предусматривается установка для очистки 100% конденсата, выходящего из конденсатора (или конденсаторов) турбин.

7.21. На электростанциях с барабанными котлами предусматривается обессоливание всего турбинного конденсата при охлаждении конденсаторов водой с общим содержанием более 5000 мг/л. В остальных случаях обезжелезивание или обезжелезивание с обессоливанием всей питательной вода допускается при соответствующем технико-экономическом обосновании.

7.22. Для обессоливания турбинных конденсатов применяются, как правило, ФСД с выносной регенерацией ионов при расчетной скорости фильтрования 100 м/ч (при одном фильтре выведенном на регенерацию).

В целях уменьшения расхода конденсата на собственные нужды конденсатоочисток разного назначения предусматриваются устройства (баки, коммуникации, механический фильтр, насосы для рециркуляции и т.д.), необходимые для повторного использования конденсата расходуемого на выполнение отдельных технических операций в процессе гидроперегрузки, разделения и отмывки ионов.

7.23. На электростанциях с прямоточными котлами применяется обезжелезивание и обессоливание дистиллата испарителей.

7.24. В тех случаях, когда сооружаются вспомогательные котельные, конденсат пара от них, используемый на питание прямоточных котлов электростанций, подвергается обезжелезиванию и обессоливаю.

7.25. Для электростанций с прямоточными, а также с барабанными котлами, работающими в режиме частых пусков и остановов, предусматривается обезжелезивание и обессоливание всех общестанционных загрязненных конденсатов на автономной конденсатоочистке. Вопрос о способе охлаждения этих конденсатов решается при проектировании конкретных станций. Автономная конденсатоочистка для электростанций с прямоточными котлами рассчитывается на многократную циркуляцию через нее загрязненных конденсатов с расходом 150 м³/ч для блоков мощностью до 500 МВт и 300 м³/ч - для блоков большей мощности. Для обессоливания конденсатов применяются ФСД с внутренней регенерацией при расчетной скорости фильтрования 50 м/ч.

Для электростанций с барабанными котлами производительность и расход циркулирующего конденсата для автономной конденсатоочистки определяется расчетом.

7.26. Для очистки конденсатов от продуктов коррозии, с учетом температуры конденсата могут применяться:

- механические фильтры, а также катионитные фильтры, загруженные либо сульфоуглем при температуре конденсата не выше 50°C, либо катионитом КУ-2 при температуре до 100°C;

- электромагнитные аппараты;

- намывные ионитовые фильтры;

- целлюлозные намывные фильтры.

В случае применения механических фильтров, а также катионитовых фильтров о сульфоуглем или КУ-2 предусматривается периодическая гидровыгрузка этих материалов в специально устанавливаемый для этого катионитный фильтр с подводом к нему растворов кислоты и сжатого воздуха.

Скорость фильтрации конденсата принимается, м/ч:

в целлюлозных и ионитных фильтрах намывного типа - 10,

в механических и в катионитных фильтрах - 50

7.27. Для котлов должны предусматриваться устройства для обработки питательной воды аммиаком и гидразингидратом. При необходимости подачи пара на пищевые, фармацевтические и подобные предприятия должно быть предусмотрено независимое пароснабжение этих предприятий.

7.28. Для прямоточных котлов с закритическим давлением пара, работающих на газомазутном топливе могут предусматриваться устройства для коррекционной обработки питательной воды комплексонами.

Для барабанных котлов, при отсутствии обессоливания турбинного конденсата, предусматривается устройство для коррекционной обработки котловой воды фосфатами. Для поддержания щелочности котловой воды на уровне норм ПТЭ при необходимости предусматривается дозирование нелетучих щелочей. При обессоливании добавочной воды сепараторы непрерывной продувки и расширители периодической продувки принимаются по два комплекта на электростанцию.

7.29. При доставке реагентов железнодорожным транспортом склада реагентов должны обеспечивать прием не менее одного 60-тонного вагона или цистерны при наличии на складе к моменту разгрузки 15-суточного запаса соответствующего реагента с учетом обеспечения общего запаса не менее, чем на месяц. При доставке реагентов автотранспортом или по трубопроводу запас реагентов принимается не менее, чем на 15 суток. На складе предусматриваются места и емкости для хранения реагентов, которые необходимы для проведения водно-химической промывки любого котла и его питательного тракта.

7.30. Склад реагентов оборудуется устройствами для механизированной выгрузки реагентов из вагонов и цистерн, механизированной транспортировкой реагентов внутри склада и механизированного приготовления растворов и суспензий с очисткой их от посторонних примесей. Удаление отходов также должно быть механизировано. В складе реагентов и фильтрующих материалов температура не должна быть ниже +10°C.

7.31. Для хранения кислот и щелочей устанавливаются не менее двух баков для каждого реагента, для реагентов водно-химической промывки - по одному баку для каждого реагента.

7.32. Трубопроводы кислот и щелочей (растворов любых концентраций), а также токсичных жидкостей прокладываются как внутри склада, так и вне его с учетом обеспечения безопасности работы персонала электростанции.

7.33. Предусматриваются защитные покрытия внутренней поверхности следующего оборудования: деаэрационных баков вакуумных и атмосферных; баков запаса и сбора конденсата; осветлителей в схемах без известкования; верхней части осветлителей в схемах с известкованием на 500 мм ниже распределительной решетки; ионитных фильтров водоочистки для приготовления подпиточной воды котлов независимо от схемы водоподготовки; Н-катионитных фильтров установок по подготовке добавочной воды тепловых сетей; Н-катионитных фильтров водоочистительных установок, проектируемых, по схемам Н-Na-катионирования питательной воды испарителей;

катионитных фильтров при совместном Н-Na-катионировании воды; механических фильтров в схеме без известкования механических и ионитных фильтров и регенераторов на установках по обессоливанию конденсата турбин, механических, ионитных фильтров на установках по обезжелезиванию и очистке производственных конденсатов; декарбонизаторов; баков кислых вод, кислых реагентов и баков нейтрализаторов; баков осветленной, известкованной, химически очищенной и химически обессоленной воды; трубопроводов очищенного производственного конденсата, трубопроводов водоочисток, соприкасающихся с агрессивной водой (рН ниже 7), а также с обессоленной водой.

Допускается выполнять из полимерных материалов трубопроводы растворов кислот, соли, коагулянта, известкового молока, реагентов для химической очистки оборудования, а также трубопроводов безнапорных сбросов.

Для всех емкостей, соприкасающихся с коррозионноактивными средами (ячейки соли и коагулянта, баки коагулянта, баки кислот и пр.), а также строительных конструкций, соприкасающихся с коррозионными породами (фундаменты насосов, дренажные каналы, приямки и прочее) должны быть предусмотрены кислотостойкие покрытия.

7.34. На всех трубопроводах, по которым транспортируются растворы реагентов и вода с рН ниже 7, устанавливается коррозионно-стойкая арматура.

7.35. Баки водоподготовительных установок, баки запаса питательной воды и конденсата защищаются от попадания внешних загрязнений (пыли, золы, песка и т. д.), а устройства для распределения в них воды, пара и воздуха изготавливаются из нержавеющей стали или других коррозионно-стойких материалов.

7.36. Установки для обработки воды и пароводяной тракт электростанций должны быть оснащены необходимыми устройствами для отбора и подготовки проб и приборами химического и технологического контроля. Дистанционное управление и автоматизация химконтроля и технологических процессов подготовки воды принимаются в объеме, определяемом технологическими требованиями.

Пробоотборные линии на химводоочистке выполняются из полимерных труб, а в главном корпусе для среды с t более 40°C из нержавеющей стали.

7.37. На электростанциях предусматриваются центральные химические лаборатории площадью от 280 до 300 м² и в главном корпусе экспресслаборатории: на блочной станции 100 м² на каждые два блока, а на неблочной станции 120 м² на всю электростанцию предусматривается также экспресслаборатория на химводоочистке общей площадью 50 м².

Экспресслаборатории в главном корпусе должны иметь изолированные три помещения: для узла подготовки проб, для первичных преобразователей (датчиков) и вторичных приборов автоматического контроля и для выполнения анализов.

7.38. На электростанциях предусматривается аппаратура, насосы, трубопроводы и другое оборудование для предпусковых и эксплуатационных водно-химических промывок, а также устройства для предупреждения стояночной коррозии паровых и водогрейных котлов, турбин и другого оборудования.

8. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Главные схемы электрических соединений

8.1. Главные схемы электрических соединений тепловых электростанций выбираются на основании утвержденной схемы развития энергосистемы и участка последней, к которому присоединяется данная электростанция, а также с учетом общей и единичной мощности устанавливаемых агрегатов.

При разработке главной схемы в основу принимаются следующие исходные данные:

8.1.1. Напряжения, на которых выдается электроэнергия станции, графики нагрузки в рабочие и выходные дни на каждом из напряжений (летний, зимний, число часов использования максимума, пиковый период); предварительная величина перетоков между РУ различных напряжений и распределение генераторов между напряжениями; схемы сетей и число линий, отходящих от электростанций на каждом напряжении; наличие, характер и размер потоков обменной мощности.

8.1.2. Токи коротких замыканий для каждого из РУ повышенных напряжений, а также восстанавливающиеся напряжения на контактах выключателей соответствующего РУ; специальные требования к схеме соединений в отношении устойчивости параллельной работы; необходимость секционирования схемы и установки шунтирующих реакторов; требования к регулированию напряжений на РУ; требования, вытекающие из системы противоаварийной автоматики.

8.1.3. Значение наибольшей мощности, которая может быть потеряна при повреждении любого выключателя (в том числе шиносоединительного или секционного), допустимой по наличию резервной мощности в энергосистеме и по пропускной способности как линий внутри системы, так и межсистемы связей.

8.1.4. Возможность присоединения одного или нескольких блоков данной электростанции непосредственно к РУ ближайших районных подстанций.

8.1.5. Применение, как правило, на электростанции не более двух РУ повышенных напряжений и возможность отказа от автотрансформаторов связи между ними, а также возможность применения двух РУ одного напряжения с параллельной работой этих РУ через районные сети.

8.1.6. Возможность выделения части собственных нужд станции на питание от изолированного источника при системных авариях.

Все перечисленные выше сведения (кроме п.8.1.6) даются институтом "Энергосетьпроект" для каждого их характерных этапов развития электростанции и энергосистемы.

Главные схемы теплофикационных электростанций проектируются в увязке со схемами распределительных сетей и схемами электроснабжения промышленных предприятий или городов.

Схема соединения электростанций приводится для каждого из этапов их постепенного развития.

8.2. При наличии на электростанции двух распределительных устройств повышенного напряжения связь между ними может выполняться с помощью трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов, если мощность, отдаваемая на одном напряжении, составляет 15% и более мощности, отдаваемой на другом напряжении, при этом учитываются перспективы нагрузок на обоих напряжениях.

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы могут использоваться для связи двух РУ повышенных напряжений как по схеме блока генератор-трансформатор, так и в виде отдельных трансформаторов. Выбор варианта связи производится технико-экономическим сравнением.

Для каждого сочетания напряжений устанавливается, как правило, по два трехобмоточных трансформатора или автотрансформатора. Присоединение каждого трансформатора или автотрансформатора через отдельные или общие выключатели, а равно и установка одного трехобмоточного трансформатора или отказ от трансформаторов связи применяются на основе технико-экономического обоснования.

8.3. На электростанциях, имеющих РУ генераторного напряжения, суммарная мощность трансформаторов, связывающих это РУ с РУ повышенного напряжения, должна обеспечить выдачу в сеть повышенного напряжения системы всей активной и реактивной мощности генераторов за вычетом нагрузок собственных нужд и нагрузок РУ генераторного напряжения в период минимума последних, а также выдачу в сеть активной мощности, вырабатываемой по тепловому графику в нерабочие дни.

Мощность указанных трансформаторов определяется также условиями обеспечения потребителей, присоединенных к РУ генераторного напряжения, в период максимума нагрузок при выходе из работы наиболее мощного генератора, присоединенного к РУ генераторного напряжения. Мощность трансформаторов выбирается также с учетом возможности питания потребителей в летний период, если при снижении тепловых нагрузок требуется остановка теплофикационных агрегатов.

Для тепловых электростанций, входящих в энергосистемы с гидростанциями значительной мощности, при выборе мощности трансформаторов связи учитывается также возможность снижения нагрузок генераторов, присоединенных к РУ генераторного напряжения в период паводка.

8.4. При выборе числа и суммарной мощности трансформаторов связи для резервирования энергосистемой нагрузок, присоединенных к РУ генераторного напряжения, учитывается выход из работы по любым причинам только одного из генераторов, работавших на РУ генераторного напряжения. Во всех случаях число выбранных трансформаторов обосновывается технико-экономическим расчетом.

8.5. Трансформаторы на электростанциях принимаются трехфазными. В случае невозможности поставки заводами трехфазных трансформаторов необходимой мощности или при наличии трансформаторных ограничений допускается применение группы из двух трехфазных трансформаторов или группы из однофазных трансформаторов.

8.6. Для группы из однофазных трансформаторов, устанавливаемых в блоке с генератором, резервная фаза предусматривается при девяти и более фазах. В отдельных случаях (например, при одной группе автотрансформаторов связи и т.п.) установка резервной фазы допускается при наличии обоснования и при меньшем числе фаз. При установке резервной фазы ее присоединение осуществляется, как правило, путем перекачки трансформатора.

При установке в блоках с генераторами повышающих трехфазных трансформаторов предусматривается резервный, неприсоединенный трехфазный трансформатор, один на восемь и более рабочих трансформаторов. Резервный трансформатор находится на хранении в энергосистеме.

8.7. Все повышающие трансформаторы (кроме двухобмоточных, включаемых в блоки с генераторами) и автотрансформаторы, как используемые в качестве автотрансформаторов связи, так и включаемые в блок с генераторами, должны иметь регулирование напряжения под нагрузкой на одном из напряжений (НН или СН). При необходимости регулирования и на другом напряжении предусматривается установка линейного вольтодобавочного трансформатора либо регулирование напряжения осуществляется на трансформаторах, приключенных к шинам другого напряжения.

8.8. Для ограничения токов короткого замыкания при распределении электроэнергии на генераторном напряжении рекомендуется применять сдвоенные реакторы.

Для распределительных устройств с реактированными линиями применяется, как правило, схема шины - реактор-выключатель-линия; для расширяемых распределительных устройств может применяться также схема шины - выключатель-реактор-линия.

При необходимости ограничения токов короткого замыкания допускается раздельная работа секций РУ генераторного напряжения при параллельной работе на повышенном напряжении, если при этом обеспечивается надежное питание потребителей.

8.9. Каждый генератор мощностью 300 КВт и выше присоединяется, как правило, через отдельные трансформаторы на стороне повышенного напряжения.

В отдельных случаях, при наличии технико-экономического обоснования, разрешается попарное присоединение трансформаторов двух блоков на стороне повышенного напряжения, либо присоединение двух генераторов к одному трансформатору с расщепленными обмотками.

Во всех случаях объединения блоков между генераторами и трансформаторами должны устанавливаться выключатели.

Генераторы пиковых газотурбинных блоков могут приключаться по 2-4 шт. к одному присоединению РУ повышенного напряжения, с установкой на каждом генераторе выключателя.

8.10. Схемы соединений распределительных устройств 35-750 кВ должны удовлетворять требованиям по надежности электроснабжения.

8.10.1. На электростанциях с блоками 300 МВт и более повреждение или отказ любого из выключателей, кроме секционного и шиносоединительного, не должны, как правило, приводить к отключению более одного блока и одной или нескольких линий, если при этом обеспечивается устойчивость энергосистемы или ее части.

При повреждении или отказе секционного или шиносоединительного выключателей, а также при совпадении повреждения или отказа одного из выключателей с ремонтом любого другого допускается одновременное отключение двух блоков и линий, если при этом сохраняется устойчивость работы энергосистемы или ее части.

В отдельных случаях, при специальном обосновании, допускается отключение более двух блоков мощностью по 300 МВт и ниже, если это возможно по условиям устойчивости энергосистемы или ее части, исключает полную остановку электростанции и обеспечивает нормальную работу остальных ее блоков.

8.10.2. На теплоэлектроцентралях допускаемое число и суммарная мощность одновременно отключаемых агрегатов или повышающих трансформаторов при повреждении или отказе любого выключателя определяются как по условиям сохранения устойчивости работы энергосистемы, так и обеспечения электро- и теплоснабжения потребителей с учетом резерва системы в других источниках электро- и теплоснабжения.

8.10.3. Повреждение (отказ) любого выключателя не должно, как правило, приводить к отключению более одной цепи (двух линий) транзита напряжением 110 кВ и выше, если транзит состоит из двух параллельных цепей.

8.10.4. Отключение линии, как правило, производится не более чем двумя выключателями, отключение повышающих трансформаторов, трансформаторов связи, трансформаторов собственных нужд производится, как правило, не более чем тремя выключателями РУ каждого повышенного напряжения.

При прочих равных условиях предпочтение должно отдаваться схеме, в которой отключение отдельных цепей осуществляется меньшим числом выключателей.

8.10.5. Ремонт любого из выключателей напряжением 110 кВ и выше должен быть возможен без отключения присоединения.

8.10.6. При питании от данного РУ двух пускорезервных трансформаторов собственных нужд электростанций с блочной тепловой схемой должна быть исключена возможность потери обоих таких трансформаторов при повреждении или отказе выключателя, в том числе и секционного или шиносоединительного.

8.10.7. При наличии нескольких вариантов схем, удовлетворяющих перечисленным выше требованиям, предпочтение отдается:

- более простому и экономическому варианту как по конечной схеме, так и по этапам ее развития;
- варианту, по которому требуется наименьшее количество операций с выключателями и разъединителями РУ повышенного напряжения при режимных переключениях, выводе в ремонт отдельных цепей и при отключении поврежденных участков в аварийных режимах.

8.11. При выборе схемы электростанции следует проверять возможность присоединения одного или нескольких блоков к районным подстанциям по схеме повышающий трансформатор - линия с выключателем генераторного напряжения и с выключателем или без выключателя в цепи линии на электростанции. Для распределительных устройств с числом присоединений не более четырех рекомендуется применение схем треугольника, четырехугольника, мостика в зависимости от условий сети.

Присоединение электростанции к магистральным линиям электропередачи напряжением 220 кВ и выше (так ТЭЦ, так и блочных ГРЭС) по схеме ответвления допускается только при наличии достаточных обоснований. Компонировка распределительных устройств с указанными схемами должна предусматривать возможность перехода на схему полного развития.

8.12. Для распределительных устройств с большим числом присоединений могут применяться различные схемы в зависимости от напряжений.

При напряжениях 35-220 кВ:

- с двумя основными и третьей обходной системами шин, с одним выключателем на цепь; для РУ 36 кВ обходная система шин не предусматривается;
- с одной секционированной и обходной системами шин; для РУ 35 кВ обходная система шин не предусматривается;
- блочные схемы генератор-трансформатор-линия.

В РУ с двумя основными и третьей обходной системами шин, при числе присоединений (линий, трансформаторов) не менее 12- системы шин не секционируются; при числе присоединений от 12 до 16 секционируется выключателем на две части одна система шин и при большем числе присоединений секционируется выключателями на две части каждая из двух рабочих систем шин.

При напряжениях 330-750 кВ:

- блочные (генератор-трансформатор - ВЛ-РУ) понижающей подстанции;
- 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/");
- блочные схемы генератор-трансформатор- линия (ГТЛ) с уравнительно-обходным многоугольником;
- схема с одним или двумя многоугольниками с числом присоединений к каждому многоугольнику до шести включительно, объединенными двумя перемычками с выключателями в перемычках;
- другие схемы - при надлежащем обосновании.

8.13. В распределительных устройствах 110-220 кВ, выполненных по схеме со сборными шинами и одним выключателем на присоединение, при любой числе присоединений выполняется обходная система шин, охватывающая выключатели всех линий и трансформаторов.

В качестве обходных выключателей используются:

- отдельные выключатели на каждой секции шин - в схемах с одной системой шин;
- седельные выключатели - в схеме с двумя основными и третьей обходной системами шин при отсутствии секционирования;
- совмещенный обходной шиносоединительный выключатель на каждой секции - в схеме с двумя основными и третьей обходной системами шин при наличии секционирования.

Для закрытых распределительных устройств с секционированной системой шин в тех случаях, когда конструктивно невозможно выполнить совмещенные ШСВ и обходной выключатель допускается иметь отдельные ШСВ и обходной выключатель (на каждой секции шин).

8.14. РУ генераторного напряжения выполняется, как правило, с одной системой шин, с применением КРУ и групповых сдвоенных реакторов для питания потребителей. В отдельных случаях целесообразно питание потребителей на генераторном напряжении выполнить с помощью ответвлений от генераторов без их параллельной работы на шинах генераторного напряжения.

8.15. При соединении генераторов в блоки с трехобмоточными трансформаторами или автотрансформаторами между генератором и трансформатором устанавливается выключатель.

Установка выключателя в блоке между генератором и двухобмоточным повышающим трансформатором допускается при обосновании технико-экономическими расчетами. Такое решение может оказаться целесообразным:

- для повышения: надежности питания собственных нужд генераторов с турбинами, работающими с противодавлением;
- для обеспечения резервного питания собственных нужд;
- для возможности применения схемы генератор-трансформатор-линия без установки выключателя на стороне повышенного напряжения;
- для уменьшения количества операций выключателями РУ повышенного напряжения и повышения надежности последнего;
- для сокращения количества операций выключателями вводов рабочего и резервного питания на секциях с.н. 6 кВ и использования рабочего трансформатора (реактора) с.н. блока также для пуска и останова блока.

8.16. При выполнении ответвлений от генератора к рабочему источнику питания собственных нужд гибкими открытыми или закрытыми комплектными пофазными токопроводами и при наличии вплоть до выключателей на низкой стороне трансформаторов собственных нужд закрытых шинопроводов с отдельными фазами низкой коммутационной аппаратуры на ответвлении перед трансформаторами собственных нужд не устанавливается, а предусматриваются лишь шинные разъемы. На ответвлениях от блоков генератор-трансформатор к трансформаторам собственных нужд, выполняемых жесткой открытой ошиновкой устанавливаются выключатели, рассчитанные на короткое замыкание до трансформатора собственных нужд.

8.17. В открытых распределительных устройствах должно применяться высоковольтное оборудование, соответствующее ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543-70. При размещении открытых распределительных устройств в микроклиматических районах с холодным климатом, определяемых по ГОСТ 15150-69 (п.2.3), следует применять только холодостойкое оборудование исполнений ХЛ или УХЛ.

Выключатели и другое высоковольтное оборудование, в стандартах или технических условиях на которые имеется ограничение по температуре окружающей среды (неполное соответствие ГОСТ 15150-69), могут быть применены только в климатических районах, допускающих такое ограничение.

Схемы электрических соединений собственных нужд

8.18. Электродвигатели собственных нужд применяются, как правило, асинхронные с короткозамкнутым ротором.

Электродвигатели для котельной, топливоподачи, гидрозолоудаления основных насосов турбинного отделения (конденсатные, циркуляционные, питательные и сетевые 630 кВ и выше) применяются закрытые обдуваемые или с замкнутым циклом вентиляции (по мере освоения их промышленностью).

Для крупных механизмов собственных нужд в случае, когда это дает технико-экономический эффект, могут применяться синхронные двигатели.

Для питания крупных электродвигателей собственных нужд применяется напряжение 6-10 кВ. Напряжение 3 кВ допускается при расширении станций, имеющих напряжение 3 кВ, причем целесообразность применения этого напряжения обосновывается.

Для остальных электродвигателей переменного тока собственных нужд применяется напряжение 0,4 или 0,66 кВ; сеть 0,4 кВ выполняется с заземленной нейтралью. Питание сети освещения и сети электродвигателей 0,4 кВ производится от общих трансформаторов.

Следует широко применять газоразрядные источники света. При использовании ртутных ламп ДРЛ в основных цехах следует предусматривать мероприятия по их сохранению в работе в случаях кратковременных снижений напряжения питающей сети. В магистралях сетей освещения основных цехов устанавливаются стабилизаторы напряжения.

8.19. На электростанциях, на которых все генераторы включены на сборные шины генераторного напряжения, электроснабжение собственных нужд осуществляется от этих шин.

На электростанциях, на которых все генераторы включены по схеме блоков генератор-трансформатор, питание собственных нужд осуществляется путем устройства ответвлений от блока с установкой в цепях этих ответвлений реакторов или трансформаторов.

При наличии выключателя между генератором и трансформатором ответвление присоединяется между выключателем и трансформатором.

На электростанциях со смешанной схемой включения генераторов питание собственных нужд осуществляется частично от шин генераторного напряжения и частично от блоков генератор-трансформатор.

Рекомендуется по возможности избегать ответвлений от блоков генератор-трансформатор, генераторы которых приводятся от турбин типа Р (работающих с противодавлением).

8.20. При питании собственных нужд от сборных шин генераторного напряжения и ответвлений от блоков генератор-трансформатор, резервный источник питания собственных нужд (реактирование линий, трансформатор) присоединяется, как правило, к шинам генераторного напряжения.

При питании собственных нужд только ответвлениями от блоков генератор-трансформатор резервный трансформатор собственных нужд присоединяется к сборным шинам РУ повышенного напряжения с низким номинальным напряжением при условии, что эти шины могут получать электроэнергию от внешней сети при остановке генераторов станций, в том числе и через трехобмоточные трансформаторы (автотрансформаторы), соединенные в блок с генераторами.

Резервный трансформатор может присоединяться к посторонним источникам питания, расположенным вблизи электростанции (сетевая подстанция или другая электростанция) с проверкой обеспеченности самозапуска электродвигателей собственных нужд.

Для проверки обеспеченности самозапуска электродвигателей суммарный номинальный ток неотключаемых электродвигателей в расчетах принимается равным, как правило, полуторакратному номинальному току пускорезервного трансформатора, а длительность перерыва питания собственных нужд составляет 2,5 с.

Резервные трансформаторы собственных нужд электростанций с блоками 160 МВт и более присоединяются к разным источникам питания (РУ разных напряжений, разные секции сборных шин РУ одного напряжения, третичные обмотки автотрансформаторов). Должно обеспечиваться сохранение в работе одного из резервных трансформаторов собственных нужд при повреждении любого из элементов главной схемы электрических соединений.

Допускается присоединение резервных трансформаторов собственных нужд к обмотке среднего напряжения автотрансформаторов с установкой на ответвления к резервному трансформатору собственных нужд отдельного выключателя.

Использование обмотки третичного напряжения автотрансформаторов связи в качестве источника резервного питания собственных нужд допускается, если обеспечиваются:

- допускаемые колебания напряжения на шинах РУСН при регулировании напряжения автотрансформатора;
- допустимое по условию самозапуска электродвигателей суммарное реактивное сопротивление автотрансформатора и резервного трансформатора собственных нужд (реактированной линии).

Допустимо резервирование собственных нужд при помощи ответвления от блока генератор-трансформатор с установкой выключателя между генератором и трансформатором.

Для обеспечения разворота электростанций с блочной тепловой схемой при системной аварии с потерей значительной части генерирующих мощностей предусматриваются соответствующие мероприятия, согласованные с энергосистемой.

8.21. Распределительные устройства собственных нужд выполняются с одной системой сборных шин.

Сборные шины 6 и 10 кВ разделяются на секции, количество которых выбирается:

- на станциях с поперечными связями по пару и на станциях с блочной тепловой схемой при мощности блоков до 120 МВт включительно - по числу котлов; необходимость двух секций на котел должна быть обоснована;
- на станциях с блочной тепловой схемой при мощности блоков 160 МВт и выше - две секции на блок.

Каждая из секций или секции попарно присоединяются к отдельному источнику рабочего питания: на каждой секции предусматривается ввод автоматически включаемого резервного источника питания необходимость выделения дополнительных секций должна быть обоснована.

I

8.22. На станциях с поперечными связями по пару, принимается по одному резервному трансформатору или реактированной линии питания собственных нужд 6-10 кВ на каждые шесть рабочих трансформаторов или линий.

Число источников рабочего питания собственных нужд, присоединяемых к одной секции ГРУ, не должно быть более двух, и они должны быть присоединены к шинам ГРУ таким образом, чтобы источник рабочего питания и резервирующий его источник были присоединены к разным секциям ГРУ; источник резервного питания может также присоединяться к ответвлению от трансформатора связи; при ГРУ с двумя системами шин резервный источник питания может также присоединяться ко второй системе шин вместе с трансформатором связи.

Число резервных трансформаторов собственных нужд на станциях без поперечных связей по пару принимается:

8.22.1. При отсутствии генераторных выключателей:

- один резервный трансформатор собственных нужд - при числе блоков один или два;
- два резервных трансформатора собственных нужд - при числе блоков от трех до шести включительно;
- два резервных трансформатора собственных нужд, присоединенные к источнику питания и один резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, но установленный на фундаменте и готовый к перекачке - при числе блоков семь и более;

8.22.2. При наличии генераторных выключателей в цепи каждого блока ТЭС:

- один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания - при числе блоков один или два;

- один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания и один трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, но установленный на фундаменте и готовый к перекачке - при числе блоков три и более;

8.22.3. При установке на электростанции части блоков без генераторных выключателей и другой части с генераторными выключателями, число резервных трансформаторов определяется для общего числа блоков согласно изложенному в п.8.22.1.

8.22.4. Собственные нужды до 4-х пиковых газотурбинных установок могут питаться одним трансформатором с.н., присоединенным к одному из повышающих трансформаторов блоков, либо от посторонних, например, существующей части электростанции и т.п., допускается питание с.н. пиковых газотурбинных установок от нескольких секций с.н. существующей части станции.

8.23. Магистраль резервного питания с.н. 6(10) кВ секционируются выключателями при одном резервной трансформаторе с.н. - через 3-4 блока, а при двух резервных трансформаторах (присоединенных к источнику питания) и при наличии поперечных связей в тепловой части - на 2 части. На блочных электростанциях, при двух резервных трансформаторах магистраль резервного питания с.н. 6(10) кВ секционируются через 2-3 блока.

На стороне низшего напряжения резервных трансформаторов собственных нужд станций всех типов устанавливаются выключатели; при использовании в качестве источника резервного питания реактивной линии аналогичные выключатели не устанавливаются.

8.24. При выборе мощности рабочих источников питания собственных нужд (трансформаторов или реактированных линий) электростанций всех типов необходимо исходить из условий обеспечения питания всей присоединенной к соответствующей секции (или двум секциям нагрузки собственных нужд без перегрузки линий или отдельных обмоток трансформаторов собственных нужд. При отсутствии общестанционных секций электродвигатели 6 кВ общестанционных механизмов блочных электростанций, как правило, распределяются (по назначению) по возможности равномерно между всеми секциями РУ собственных нужд электростанции.

На электростанциях с блочной тепловой схемой, при наличии на блок одного питательного электронасоса, секции блоков, резервируемых от несекционированных участков магистрали резервного питания, присоединяются к двум магистралям резервного питания таким образом, чтобы электродвигатель питательного насоса одного блока был связан с одной магистралью, а с другого блока - со второй.

8.25. Мощность резервных источников питания собственных нужд электростанций с поперечными связями по пару должна выбираться исходя из следующего:

- при питании рабочих и резервных источников питания собственных нужд от шин ГРУ и присоединении к секции ГРУ одного источника не менее мощности наиболее крупного рабочего трансформатора собственных нужд (или реактора);

- при питании рабочих и резервных источников питания от шин ГРУ и присоединении к секции ГРУ двух источников рабочего питания мощность резервного источника должна быть равной полуторакратной мощности наиболее крупного рабочего трансформатора собственных нужд (или реактора);

1

- при присоединении рабочих источников питания собственных нужд ответвлением от блоков генератор-трансформатор без выключателя генераторного напряжения выбор мощности резервного источника питания производится исходя из режима, когда резервный источник заменяет наиболее крупный рабочий источник питания собственных нужд и одновременно обеспечивает пуск одного котла или турбины; при наличии выключателя генераторного напряжения резервные трансформаторы собственных нужд выбираются такой же мощности, как и рабочий трансформатор собственных нужд.

8.26. Мощность каждого резервного трансформатора с.н. на электростанциях без поперечных связей в тепловой части, без генераторных выключателей в цепях блоков, должна обеспечить замену рабочего трансформатора одного блока и одновременно пуск или аварийный останов второго блока.

На электростанциях с блоками, имеющими пускорезервные питательные насосы с электроприводами, в качестве расчетных для выбора резервного трансформатора принимаются следующие случаи: замена рабочего трансформатора собственных нужд блока, работающего с нагрузкой 100% (при работе блока на турбопитательном насосе) с одновременным пуском второго блока, замена рабочего трансформатора собственных нужд блока (при работе на электропитательном насосе) с одновременным пуском второго блока или одного котла при дубль-блоке.

При наличии выключателя генераторного напряжения резервные трансформаторы собственных нужд выбираются такой мощности, как и рабочий трансформатор собственных нужд.

На электростанциях всех типов должен быть обеспечен самозапуск электродвигателей без мероприятий по ступенчатому включению последних.

8.27. На электростанциях, где генераторы соединены в блоки с трансформаторами, питание станционного поселка осуществляется от местной сети 35-110 кВ через трансформаторы, присоединенные к третичной обмотке трансформатора связи.

Допускается резервирование питания поселка от собственных нужд станции; при наличии воздушных сетей это выполняется через разделительные трансформаторы.

Для обеспечения опережающего ввода на электростанциях пусковых котельных, водогрейных котлов, а также электроснабжение строительства, их электропитание рекомендуется осуществлять от местных сетей 35-110 кВ. При этом выбор мощности трансформаторов должен, как правило, производиться из условий их взаимного резервирования (по схеме неявного резерва).

8.28. Нагрузка 0,4 кВ питается и резервируется от трансформаторов 6-10/0,4 кВ, подключаемых к секциях РУ собственных нужд.

На всех электростанциях питание резервных трансформаторов производится от секций 6-10 кВ, от которых не питается резервируемые рабочие трансформаторы.

Резервные трансформаторы 6-10/0,4 кВ блочных электростанций питаются от секций 6-10 кВ блоков, рабочие трансформаторы которых жми не резервируются.

При наличии на станции распределительных устройств разных повышенных напряжения резервный трансформатор 6-10/0,4 кВ, питающийся от шин РУ собственных нужд 6-10 кВ блока, приключенного к распределительному устройству одного из повышенных напряжений, как правило, должен резервировать рабочие трансформаторы блоков, подключенных к распределительному устройству другого повышенного напряжения. Если это вызывает затруднения, резервный и резервируемый ими рабочие трансформаторы 6-10/0,4 кВ должны быть присоединены к шинам РУ собственных нужд блоков, присоединенных к разным системам шин одного РУ повышенного напряжения.

8.29. На блочных станциях до ввода в эксплуатацию блока №3 питание резервного трансформатора собственных нужд 6-10/0,4-0,66 кВ блоков №1 и 2 осуществляется от независимого источника питания.

После ввода блока №3 в эксплуатацию этот трансформатор при необходимости переключается на секции собственных нужд 6-10 кВ блока № 3.

На станциях с поперечными связями по пару до установки резервного трансформатора №2 резервный трансформатор №1 питается от источника, который не питает рабочие трансформаторы 6-10/0,4 кВ; после установки резервного трансформатора №2 питание резервного трансформатора №1 переносится на секцию собственных нужд 6-10 кВ, от которой не питаются трансформаторы им резервируемые.

8.30. На станциях с блочной тепловой схемой число секций 0,4 кВ в главном корпусе должно быть не менее двух для каждого блока.

На станциях с поперечными связями по пару количество секций 0,4 кВ в главном корпусе принимается по числу котлов или турбин, если число турбин превышает число котлов. Необходимость двух секций на котел должна быть обоснована.

Электродвигатели 0,4 кВ общестанционных механизмов, располагаемых в главном корпусе, рекомендуется распределять равномерно (по назначению) между секциями РУ собственных нужд.

Допускается сооружение в главном корпусе отдельных общестанционных секций РУ собственных нужд 0,4 кВ, число которых должно быть не менее двух.

Шины щитов 0,4 кВ цехов, бесперебойная работа которых обязательна для выдачи энергии станции (например, мазутонасосных электростанций, работающих на мазуте и т.п.), а также вспомогательных цехов, перерыв питания которых не ведет за собой немедленного или очень быстрого снижения выработки энергии электростанции, но длительный простой которых, вследствие отсутствия напряжения, может привести к развитию аварии (например, химводоочистка, топливоподача, растопочная мазутонасосная, компрессорная воздушных выключателей и т.п.) - должны разделяться не менее чем на две секции.

Шины щитов 0,4 кВ вспомогательных цехов, не связанных с основным технологическим процессом, могут не разделяться на отдельные секции.

Все электродвигатели одноименных механизмов одного агрегата или устройства должны присоединяться к разным секциям (непосредственно к сборным швам РУ 0,4 кВ или к разным вторичным сборкам, присоединенным в свою очередь к разным секциям).

Присоединение линий питания сборок, для которых предусмотрено АБР, производится к двум разным секциям.

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

В случае применения автоматов без дистанционных приводов в качестве коммутационных аппаратов используется контакторы или магнитные пускатели.

Схемы управления контакторов и магнитных пускателей, устанавливаемых в цепях ответственных электродвигателей, должны обеспечивать в течение необходимого времени их повторное включение при восстановлении напряжения после его кратковременного снижения.

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

8.32. Каждая из секций РУ 0,4 кВ, за исключением РУ вспомогательных цехов, не влияющих непосредственно на выработку электроэнергии (мастерские и т.п.), должны иметь два источника питания - рабочий и резервный.

Переключение питания с рабочего на резервный источник для секций, не допускающих длительного перерыва питания, осуществляется с помощью устройства АБР.

В качестве рабочего источника питания РУ 0,4 кВ может применяться резервирование от отдельных резервных трансформаторов (явный резерв) или взаимное резервирование двух рабочих трансформаторов (скрытый резерв).

При схеме с явным резервом на станциях с поперечными связями по пару в качестве резервных трансформаторов вспомогательных цехов могут быть использованы резервные трансформаторы главного корпуса, если при этом длина кабеля 0,4 кВ не превышает величины, допустимой по условиям пуска электродвигателей, и если это экономически оправдано.

На станциях с блочной тепловой схемой в качестве резервного трансформатора вспомогательных цехов используется отдельный трансформатор.

8.33. Мощность резервного трансформатора 6-10/0,4 кВ по схеме с явным резервом принимается равной мощности наиболее крупного рабочего трансформатора, им резервируемого; по схеме со скрытым резервом мощности каждого из взаиморезервируемых трансформаторов должна быть выбрана по полной нагрузке двух секций.

В последнем случае между секциями должен быть предусмотрен секционный автомат, на которой осуществляется АБР.

Максимальная мощность трансформаторов 6-10/0,4 кВ принимается 1000 КВА при напряжении короткого замыкания $E_k = 8\%$. Трансформаторы меньшей мощности принимаются с напряжением короткого замыкания $E_k = 4,5-5,5\%$.

8.34. Источники резервного питания шин РУ 0,4 кВ должны обеспечивать одновременный запуск ответственных электродвигателей этого напряжения, от которого зависит сохранение оборудования в работоспособном состоянии, а также средств пожаротушения и освещения в случае потери собственных нужд 6-10 кВ на блоках, резервируемых этим источником.

Для этого часть секции РУ 0,4 кВ каждого блока секционируется автоматами на две полусекции, к одной из которых и присоединяются указанные выше ответственные электродвигатели. При длительной потере напряжения на этих секциях секционные автоматы отключаются защитой минимального напряжения и полусекции с ответственными электродвигателями автоматически подключаются к источнику резервного питания.

На случай полной и длительной потери переменного тока на электростанции (более 30 мин) должно быть обеспечено надежное питание ответственных электродвигателей 0,4 кВ, от которых зависит сохранение оборудования блоков в работоспособном состоянии, в том числе электродвигателей валоповоротных устройств, подзарядных агрегатов аккумуляторных батарей, аппаратуры КИП и автоматики, включая автоматику запуска системы пожаротушения и аварийного освещения. Питание осуществляется либо от неблочной части электростанции (при наличии таковой), либо от ближайших тепловых электростанций и гидроэлектростанций. При отсутствии указанных резервных источников питания, принимается резервный дизель генератор.

8.35. Число резервных трансформаторов 6-10/0,4 кВ принимается:

- один резервный трансформатор для секций РУ 0,4 кВ главного корпуса станций с блочной тепловой схемой для резервирования секций этого напряжения двух блоков, управляемых с одного блочного щита, при числе рабочих трансформаторов до шести включительно; по одному для каждого блока при общем числе рабочих трансформаторов более шести; при наличии отдельных блочных щитов на каждый блок по одному для резервирования секций РУ 0,4 кВ каждого блока;

- для станций с поперечными связями по пару, но с блочной электрической схемой - два резервных трансформатора 6/0,4 кВ в главном корпусе при количестве рабочих трансформаторов от 2 до 6;

- для всех секций РУ 0,4 кВ станций с поперечными связями по пару и для секций этого напряжения вспомогательных цехов станций всех типов - 1 резервный трансформатор при числе рабочих трансформаторов 6 и менее и 2 резервных трансформатора при числе трансформаторов от 7 до 12 включительно; при числе рабочих трансформаторов сверх 12 - по 1 резервному трансформатору на каждые 6 рабочих трансформаторов.

В цепи резервного трансформатора перед сборкой резервного питания устанавливается рубильник.

Перемычки между сборками 0,4 кВ разных резервных трансформаторов не выполняются.

На станции предусматривается также складской резервный трансформатор 6-10/0,4 кВ.

8.36. Для генераторов с высокочастотными, тиристорными и машинными возбудителями устанавливается по одному резервному возбудительному агрегату на каждый из типов генераторов.

Для бесщеточных возбудителей предусматривается соответствующий резервный агрегат на складе.

Для газотурбинных агрегатов, работающих в пиковом и полупиковом режимах, резервные агрегаты для возбуждения не устанавливаются.

8.37. Управление основными элементами схемы электрических соединений должно производиться централизованно из следующих пунктов:

- на электростанциях с поперечными связями по пару - с главного щита управления и групповых технологических щитов; в отдельных случаях для электростанций с поперечными связями по пару может быть принята блочная структура управления;

- на электростанциях с блочными тепловыми схемами - с центрального щита управления и блочных щитов управления.

Размеры помещения центрального и главного щитов управления, а также релейных щитов ОРУ принимаются исходя из конечной мощности электростанций.

8.38. С главных щитов управления электростанций с поперечными связями по пару производится управление выключателями и АГП генераторов и блоков генератор-трансформатор, выключателями трансформаторов связи с системой, шиносоединительными, секционными выключателями всех напряжений главной схемы электрических соединений, выключателями всех напряжений главной схемы электрических соединений, выключателями линий, отходящих от шин распределительных устройств повышенных напряжений, трансформаторов и линий питания шин основного напряжения собственных нужд и устройствами РПН трансформаторов, а также выключателями трансформаторов с.н. 6/0,4 кВ главного корпуса.

Кроме того, на ГЩУ предусматривается сигнализация вызова персонала при неисправностях на общестанционных местных щитах управления, не имеющих постоянного дежурства, а также вызова персонала в различные электрические помещения, распределительные устройства и пр.

На ГЩУ выводится общий сигнал "пожар на станции" с указанием соответствующего агрегата, в зоне которого он произошел.

С ГЩУ производится контроль работы и дистанционное управление стационарными установками пожаротушения.

8.39. С центральных щитов управления электростанций с блочной тепловой схемой производится управление выключателями линий, отходящих от шин повышенного напряжения, автотрансформаторов связи этих шин, шиносоединительными секционными и обходными выключателями, а также выключателями высшего и среднего напряжений блоков генератор-трансформатор с выключателем в цепи генератора и выключателями блоков, общими с другими присоединениями (при "полупорной" схеме и схеме "многоугольника").

С ЦЩУ также предусматривается управление элементами обще-станционного назначения, в том числе выключателями резервных трансформаторов собственных нужд для секций 6-10 кВ, включая магистральные и секционные выключатели магистралей резервного питания, выключателя электродвигателей резервных возбuditелей, и выбор перевода цепей управления регулирования резервного возбuditеля на тот блок, который с ним работает.

Для информации о работе генераторов и блоков, управляемых с блочного щита, на ЦЩУ предусматривается:

- сигнализация положения выключателей генераторов;
- измерение активной и реактивной мощностей генераторов;
- одно общее табло на каждый блок "Неисправность на блоке".

На ЦЩУ предусматривается панель сигнализации и автоматики общестанционных средств пожаротушения.

8.40. С блочных щитов управления электростанций производится управление выключателями и АГП генераторов блока, выключателями вводов рабочих трансформаторов питания шин основного напряжения собственных нужд, вводами резервного питания собственных нужд 6-10 кВ, выключателями и автоматами рабочих и резервных трансформаторов питания шин собственных нужд 0,4 кВ главного корпуса (включая трансформаторы для питания электрофильтров), а также электродвигателей собственных нужд блоков.

С БЩУ производится дистанционный пуск и останов дизель-генераторных установок резервного питания и управление вводами других источников автономного питания с.н. блока.

При блоках с генераторами, соединенными с двухобмоточными повышающими трансформаторами, в тех случаях, когда отсутствует выключатель между генератором и трансформатором, на блочный щит выносятся управление выключателем стороны высшего напряжения.

В случае, если выключатели со стороны высшего напряжения блока являются общими и для других присоединений, они управляются с блочного и центрального щитов.

Кроме этого, с БЩУ производится управление системой возбуждения соответствующих генераторов.

На БЩУ предусматривается сигнализация вызова персонала при неисправностях на местных щитах управления, в электротехнических устройствах и пр., относящихся к данному блоку.

Управление выключателями 6 кВ и вводами 0,4 кВ трансформаторов 6/0,4 кВ вспомогательных сооружений производится из помещений распределительных устройств или, при наличии местных технологических щитов - с этих щитов.

С БЩУ производится контроль работы и дистанционное управление стационарными установками пожаротушения в кабельных сооружениях и агрегатах соответствующего блока.

8.41. Дистанционное управление и сигнализация положения разъединителей с пунктов централизованного управления элементами главной схемы электрических соединений, как правило, не предусматривается.

Управление разъединителями напряжением 220 кВ и выше производится со специальных шкафов управления, размещаемых в соответствующих РУ. При этом разъединители, предназначенные для отключения тока холостого хода трансформаторов, установленные, например, в цепях спаренных блоков, должны иметь пофазное отключение.

Про схемах с подключением цепей через два выключателя (например, "полоторная"), для обеспечения возможности быстрого восстановления схемы, после отключения выключателей данного присоединения, линейные разъединители всех присоединений должны иметь дистанционное отключение с ЦЩУ.

8.42. Для перевода генераторов с рабочего возбуждения на резервное и обратно предусматриваются автоматы с дистанционным управлением с БЩУ и ГЩУ.

8.43. Сигнализация в пунктах централизованного управления выполняется в следующем объеме:

- световая сигнализация положения объектов управления;
- индивидуальная световая сигнализация аварийного отключения и автоматического включения;
- световая предупредительная сигнализация об отключении от нормального режима работы оборудования и о нарушении исправности цепей;
- световая сигнализация вызова персонала в помещения различных электротехнических устройств и технологических щитов вспомогательных цехов, действующая при нарушениях нормального режима работы этих устройств и при неисправности в них;
- центральная звуковая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при действии предупредительной, аварийной и вызывной сигнализации.

8.44. Для элементов главной схемы электрических соединений и собственных нужд тепловых электростанций предусматриваются следующие виды автоматических устройств:

- устройства автоматического повторного включения (АПВ) выключателей линий всех типов и напряжений и устройства АПВ шин повышенного напряжения;
- устройства автоматического включения резервного питания (АВР) шин собственных нужд, ответственных силовых сборок и сборок задвижек, а также устройства АВР питания оперативным переменным и выпрямленным током; кроме того предусматривается АВР парных ответственных механизмов в соответствии с требованиями, вытекающими из условий сохранения в работе основного технологического оборудования;
- устройства для включения генераторов на параллельную работу одного с другим и с сетью системы - автоматические синхронизаторы; устройства полуавтоматической самосинхронизации для генераторов, работающих в блоке с трансформатором; для генераторов, работающих непосредственно на сборные шины, предусматриваются устройства полуавтоматической самосинхронизации, используемые для включения генераторов на параллельную работу при аварийных режимах в энергосистеме; в качестве резерва к устройствам автоматической синхронизации предусматривается аппаратура ручной синхронизации с блокировкой от несинхронных включений;
- устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ) и быстродействующей форсировки (УБФ) возбуждения генераторов; при работе генераторов на резервном возбуждении должно предусматриваться только устройство форсировки возбуждения;
- устройства автоматической частотной разгрузки, действующие при аварийном понижении частоты в системе на отключение заранее избранных линий питания потребителей, с их автоматическим обратным включением после восстановления частоты;
- устройства автоматического регулирования активной мощности в нормальных и аварийных режимах для блоков 220 МВт и выше;
- в случае необходимости, определяемой по согласованию с ОДУ, устройства автоматического регулирования частоты, перетоков мощности, распределения нагрузки между энергоблоками или турбоагрегатами и ограничения мощности в аварийных режимах;
- устройства группового управления возбуждением (ГУВ) для станций, имеющих блочную тепловую схему;
- автоматическое регулирование напряжения трансформаторов под нагрузкой и автоматическое включение и отключение охлаждающих устройств по температуре и нагрузке для трансформаторов, оборудованных указанными устройствами;
- автоматические осциллографы для записи токов и напряжений в аварийных режимах в местах, определяемых по согласованию с энергосистемами;
- в случае необходимости дополнительные устройства противоаварийной системы автоматики.

8.45. В цепях электродвигателей независимо от их мощности амперметры устанавливаются только в тех случаях, когда электродвигатели используются для привода механизмов, подверженных перегрузкам по технологическим причинам, или когда по амперметрам ведется основной технологический процесс.

Амперметры устанавливаются в цепях электродвигателей дымососов, всех вентиляторов котельного агрегата, всех типов мельниц, ленточных конвейеров, дробилок, питателей пыли, питателей сырого угля

шахтных мельниц, питательных, шламовых, конденсатных и циркуляционных насосов, маслонасосов системы сказки, мазутных насосов и валоповоротного устройства.

8.46. В помещении релейных панелей на ОРУ предусматривается прибор для определения места повреждения на линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше.

8.47. В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд станции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей, резервных, особо ответственных, механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на электростанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

Включение аккумуляторной батареи на шины щита постоянного тока осуществляется через селективный автомат.

Питание электродвигателей маслонасосов смазки и регулирования турбин, а также маслонасосов водородных уплотнений генераторов осуществляется от шин постоянного тока отдельными линиями, в цепи которых устанавливаются автоматы.

От аккумуляторной батареи должны питаться также технологические защиты, электроприводы отсечных клапанов газопроводов, электрогидравлические преобразователи (ЭГП) системы регулирования и электромагниты стопорных клапанов турбин и преобразовательный агрегат связи.

Для устройства управления, релейной защиты, автоматики и контроля допускается применение оперативного постоянного тока напряжением 48 и 24 В, если при этом обеспечивается применение надежных систем с использованием малогабаритных реле и бесконтактных элементов. В этом случае в качестве источника используется преобразователи, питаемые от аккумуляторной батареи напряжением 220 В.

Для объектов с.н., удаленных от главного корпуса, может применяться выпрямленный ток 220 В.

Сеть оперативного постоянного тока должна быть оборудована селективной защитой.

8.48. В качестве оперативного тока в системе собственных нужд 0,4 кВ применяется переменный ток при напряжении 220 В (фазное напряжение сети 0,4 кВ). В качестве источника оперативного тока используется силовая сеть вторичного напряжения собственных нужд. В схемах с центральным питанием оперативного переменного тока выполняется резервирование питания: шинок переменного оперативного тока от разных источников, обеспечивающее сохранение их питания при практически возможных аварийных режимах (питание шинок от одной секции РУСН 0,4 кВ блока, резервирование от другой секции данного блока и от секции РУСН другого блока). Сеть переменного оперативного тока должна быть оборудована селективной защитой.

Управление автоматами вводов рабочего и резервного питания секции РУСН 0,4 кВ осуществляется на постоянном оперативном токе 220В от аккумуляторной батареи. Для вводов питания на секции РУСН 0,4кВ малоответственных вспомогательных сооружений, находящихся на значительном расстоянии (свыше 1000 м) от главного корпуса электростанции, следует применять питание оперативным выпрямленным током от отдельных выпрямителей. Для вводов питания на секции РУСН 0,4 кВ малоответственных цехов может применяться, при соответствующем обосновании, переменный оперативный ток. Допускается управление, сигнализацию и блокировку на переменном оперативном токе выполнять и в некоторых других случаях, например, управление разъединителями, схемы сигнализации на местных щитах управления и т.п.

На выпрямленном токе выполняется:

- блокировка разъединителей;
- технологическая сигнализация на блочных и групповых щитах управления.

8.4. Емкость аккумуляторной батареи определяется длительностью питания нагрузки электродвигателей, нагрузки аварийного освещения и преобразовательных агрегатов. Номер батареи, выбранный по условию питания длительной нагрузки, должен проверяться по уровню напряжения на шинах при действии суммарной толчковой и длительной нагрузок. При этом должны учитываться пусковые характеристики одновременно включаемых электродвигателей постоянного тока и суммарные токи приводов выключателей.

Расчетная длительность питания нагрузки аварийного освещения принимается равной 30 мин. для электростанций, связанных с энергосистемой, и 1 ч для изолированных электростанций.

Расчетная длительность питания электродвигателей нагрузки, постоянного тока принимается равной времени, необходимому для аварийной остановки всех основных агрегатов электростанции, обслуживаемых данной аккумуляторной батареей.

8.50. На электростанциях с поперечными связями в тепловой части мощностью до 200 МВт включительно устанавливается одна аккумуляторная батарея, а при мощности более 200 МВт - две аккумуляторные батареи одинаковой емкости, которые совместно должны обеспечить питание маслонасосов смазки турбин и водородного уплотнения генераторов всех агрегатов станции, а также преобразовательного агрегата связи и всех нагрузок аварийного освещения.

8.51. На электростанциях с блочными схемами для каждого двух блоков, управляемых с блочных щитов, размещаемых в общем помещении, предусматривается установка, как правило, одной аккумуляторной батареи; для блоков мощностью 300 МВт и выше в тех случаях, когда установка одной батареи на два блока

невозможна по условиям выбора коммутационной аппаратуры постоянного тока, допускается установка отдельной батареи для каждого блока.

Все блочные аккумуляторные батареи связываются между собой общей сетью взаиморезервирования, имеющей пропускную способность, соответствующую полной нагрузке получасового аварийного режима одной батареи. Резервирование не учитывается при выборе емкости каждой батареи.

8.52. Питание оперативным током устройств управления, сигнализации и релейной защиты элементов повышенных напряжений станции, управляемых с ЦЩУ, ГЩУ, БЩУ и БТШ, а также общестанционных устройств производится, как правило, от аккумуляторных батарей главного корпуса станции.

При значительном удалении распределительных устройств повышенных напряжений от главного корпуса электростанции допускается установка специальной аккумуляторной батареи в зоне размещения распределительных устройств для питания оперативным током аппаратуры их присоединений. При этом должно предусматриваться резервное питание элементов ОРУ от батарей главного корпуса с помощью специальной сети резервирования.

Аккумуляторная батарея для обслуживания ОРУ предусматривается без элементного коммутатора в соответствии с нормами технологического проектирования понижающих подстанций.

Питание оперативным током элементов повышенных напряжений станции производится от шин оперативного тока, предусматриваемых в помещениях релейных щитов распределительных устройств, где также размещаются защитные аппараты оперативных цепей отдельных присоединений и устройств.

Кольцевое питание указанных оперативных шин обеспечивается от аккумуляторных батарей главного корпуса или от батарей, расположенных на ОРУ.

Для ОРУ напряжением 500 кВ и выше, при соответствующем обосновании, допускается установка двух батарей.

8.53. Все стационарные аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда. В связи с этим для каждой из них предусматриваются отдельные подзарядные устройства. Для зарядки всех аккумуляторных батарей устанавливается один общестанционный зарядный агрегат. При этом для возможности его подключения к любой батарее предусматривается специальная сеть заряда. Регулирование напряжения зарядного агрегата обеспечивается со щита постоянного тока каждой батареи.

Предусматривается автоматическое регулирование напряжения на шинах установок постоянного тока как в режиме постоянного подзаряда, так и в режиме аварийного разряда. Также предусматривается автоматический или полуавтоматический подзаряд хвостовых элементов аккумуляторной батареи.

8.54. Аппаратура релейной защиты, счетчики энергии, телеметрические датчики, а также другая релейная аппаратура, относящаяся к элементам главной схемы электрических соединений, включая все элементы собственных нужд станции всех напряжений (0,4-750 кВ), устанавливаются в помещениях соответствующих распределительных устройств или в специально предусмотренных помещениях релейных щитов (при ОРУ).

Релейная защита и счетчики электроэнергии генераторов и блоков генератор-трансформатор, а также аппаратура системы возбуждения генераторов размещаются в главном корпусе в специальных помещениях.

Во всех этих помещениях или шкафах круглый год должна поддерживаться положительная температура для чего в случае необходимости предусматриваются электроподогреватели.

Для возможности испытания релейной защиты в помещениях релейной защиты предусматриваются щитки постоянного и переменного тока.

8.55. Рабочие чертежи устанавливаемых на тепловых электростанциях устройств релейной защиты сетевых и системных элементов (отходящие линии и обходные выключатели), устройств противоаварийной системы автоматики, а также устройств регулирования частоты и мощности, частотной разгрузки, ограничения мощности и др. разрабатываются по согласованным с энергосистемой и ОДУ принципиальным схемам.

8.56. На электростанциях предусматриваются устройства телеизмерения, телеуправления, телесигнализации в объеме, необходимом для осуществления диспетчерского управления по согласованным с энергосистемой и ОДУ принципиальным схемам.

Распределительные устройства, кабельное хозяйство и вспомогательные сооружения

8.57. Распределительные устройства 6 и 10 кВ с неактивированными отходящими линиями и распределительные устройства собственных нужд 0,4-3,6 и 10 кВ выполняются с помощью КРУ.

Распределительные устройства топливоподдачи, а также преобразовательные устройства располагаются в изолированных помещениях с отдельным входом.

Для распределительных устройств 6 и 10 кВ с активированными отходящими линиями, а также для распределительных устройств 35-200 кВ рекомендуется применение распределительных устройств и отдельных узлов заводского изготовления по мере разработки их промышленностью.

8.58. Месторасположение ОРУ относительно главного корпуса электростанции должно быть технически и экономически обосновано. При прочих равных условиях ОРУ располагается перед фронтом машинного зала. При расположении ОРУ за дымовыми трубами высоковольтные связи между ОРУ и

трансформаторами могут осуществляться с использованием опор, устанавливаемых на главном корпусе, или другими способами.

8.59. Распределительные устройства (35-750 кВ) выполняются открытыми, за исключением случаев, оговоренных ниже.

Открытые распределительные устройства для тепловых электростанций принимаются с усиленной изоляцией в следующих случаях: при использовании твердого топлива и высоты дымовых труб 120м и менее; при использовании сланцев независимо от высоты дымовых труб.

Распределительные устройства 110-330 кВ могут выполняться закрытыми, если:

- относ их на необходимое расстояние неэкономичен;
- площадка электростанции стеснена;
- климатические условия суровы (на Крайнем Севере).

При выполнении в закрытом распределительном 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.

ОРУ 330, 500 и 750 кВ могут выполняться как с подвесными разъединителями, так и с опорными разъединителями; в одном ОРУ могут быть применены разъединители обоих указанных типов.

8.60. Во всех распределительных устройствах 3-750 кВ предусматриваются стационарные заземлители и разъединители с заземляющими ножами, изготавливаемых заводами.

8.61. Компонки и конструкция открытых распределительных устройств 110 кВ и выше выполняются с учетом применения автокранов, телескопических вышек и других средств для механизация ремонтных работ высоковольтного оборудования. Конструкции закрытых распределительных устройств 6-330 кВ выполняются также с учетом использования средств механизации ремонтных работ.

8.62. В закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) 6-330 кВ не допускается установка масляных баковых выключателей.

8.63. Здания ЗРУ 110-330 кВ выполняются с застекленными верхними ярусами ограждающих панелей, общей площадью одну треть поверхности одной продольной стены, которые и предназначаются для разгрузки основных конструкций от недопустимых усилий, возникающих при взрыве. ЗРУ напряжением до 35 кВ включительно выполняются без окон. Здания ЗРУ выполняются неотапливаемыми.

Для закрытых распределительных устройств 35-330 кВ, 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). В остальных случаях для шкафов управления оборудованием и релейной аппаратуры в закрытых распределительных устройствах должен предусматриваться местный электроподогрев для районов, где внутри помещений ЗРУ температура может быть ниже минус 20°С.

8.64. Сборные шины закрытых распределительных устройств 6-35 кВ отделяются от шинных разъединителей перегородками с проходными изоляторами.

8.65. Соединение генераторов 60 МВт и выше с трансформаторами рекомендуется выполнять с помощью закрытых комплектных токопроводов с разделенными фазами.

На участке между стеной машинного отделения и трансформаторами при генераторах до 200 МВт комплектные токопроводы применяются только в случае расположения трансформаторов не более чем в 30 м от машинного отделения. Для этих машин при больших расстояниях до трансформаторов соединения вне машинного отделения выполняются гибкими подвесными токопроводами.

8.66. Для турбогенераторов 60 и 100 МВт, работающих на шины ГРУ, соединение генератора в пределах машинного отделения выполняется закрытыми однофазными комплектными токопроводами (за исключением участка с трансформаторами тока нулевой последовательности), а на участке между машинным залом и ГРУ - гибкими подвесными токопроводами.

8.67. Ремонт повышающих трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, автотрансформаторов связи и шунтирующих реакторов производится на ремонтной площадке турбинного отделения, оснащенной всем необходимым технологическим оборудованием для ремонта трансформаторов или в трансформаторной мастерской, также оснащенной необходимым оборудованием.

Если ремонт трансформаторов предусмотрен на ремонтной площадке турбинного отделения электростанции с блочной тепловой схемой, то должна обеспечиваться возможность одновременного ремонта турбины, генератора и трансформатора.

Доставка трансформаторов с места их установки на ремонтную площадку предусматривается по рельсовым путям на собственных катках с помощью средств механизации без демонтажа вводов.

Для снятия с фундамента и перекачки трансформаторов на место ремонта и обратно должны быть предусмотрены "якоря" для крепления лебедок, полиспастов и блоков.

8.66. Компонка турбинного отделения выполняется с учетом монтажа, демонтажа и вывоза в ремонт статора генератора без нарушения нормальной работы других машин.

8.69. Под всем помещением постов централизованного управления (ЦЦУ, ГЦУ, БЦУ, БТЦ) выполняется кабельный этаж с необходимой теплоизоляцией, освещением, вентиляцией и герметичностью.

В случае если в кабельном этаже предусматривается установка шкафов с рядами зажимов, кабельными сборками и пр., то местное освещение в районе размещения указанных шкафов выполняется по нормам для помещений щитов управления.

8.70. Кабельные помещения под блочный щитом управления, в котором размещаются кабели различных энергоблоков, должны быть разделены перегородками с пределом огнестойкости не менее 0,75ч с целью отделения кабелей каждого блока от другого.

В кабельных помещениях под центральным щитом управления (ЩЦУ), главным щитом управления (ГЩУ) и релейным щитом на ОРУ, указанные перегородки выполнять не требуется.

Для электростанций с поперечными связями по пару для избежания большой концентрации кабельного хозяйства не допускается сосредоточение в одном помещении групповых щитов (ГрТЩ) более четырех котлов и четырех турбоагрегатов. Кабельные помещения под ГрТЩ котлов и турбин разделяются на две части перегородкой с пределом огнестойкости 0,75 ч, отделяющей кабели половины котлов и турбоагрегатов, управляемых с общего группового щита. Кабельные помещения под елочным, центральным и главным щитами управления, а также групповым щитом управления котлов и турбоагрегатов отделяются от других кабельных помещений перегородками с пределом огнестойкости 0,75 ч.

Перегородки в местах входа кабелей в помещения закрытых распределительных устройств (ЗРУ), щитов управления и релейных щитов открытых распределительных устройств (ОРУ) должны предусматриваться несгораемыми с пределом огнестойкости не менее 0,75 часа. Все отверстия в перегородках после прокладки кабелей должны уплотняться несгораемыми материалами.

8.71. Кабельные сооружения выполняются с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей в размере 15% от числа кабелей, предусмотренных проектом (замена кабелей в процессе монтажа, дополнительные прокладки в процессе эксплуатации).

8.72. В целях повышения пожарной безопасности крупных электростанций предусматриваются силовые и контрольные кабели только с негорючими покровами; применение кабелей с полиэтиленовой изоляцией запрещается.

При соединении и оконцевании силовых кабелей предусматриваются конструкции муфт, соответствующие условиям их работы и окружающей среды.

8.73. Прокладка силовых и контрольных кабелей на электростанциях производится в металлических коробах, туннелях, подвесных галереях, каналах, блоках, лотках, трубах, на подвесках и в траншеях.

Прокладка кабелей к ОРУ, мазутонасосным сооружениям топливоподачи и другим вспомогательным цехам и сооружениям, рекомендуется выполнять по наземным эстакадам.

8.74. В помещениях топливоподачи прокладываются только те кабели, которые относятся к оборудованию, устанавливаемому в данном помещении. При укладке этих кабелей на горизонтальных консолях или лотках она располагается с просветом не менее диаметра кабеля.

Рекомендуется располагать кабели открыто в один ряд в вертикальной плоскости (впредь до освоения уплотнительных коробов).

8.75. Прокладка кабелей, идущих к общестанционным ответственным объектам: ОРУ (ЗРУ, ГРУ), центральной циркуляционной насосной, мазутонасосной (если мазут является основным топливом), пожарной насосной, а также вспомогательным цехам, перерыв в энергоснабжении которых не ведет за собой немедленного или очень быстрого снижения выработки энергии всей станцией, но длительный простой которых, вследствие отсутствия напряжения, может привести к развитию аварии (например, химводоочистка, топливоподача, растопочная мазутонасосная, компрессорная воздушных выключателей и т.п.), должна осуществляться по двум разным трассам. Трассы указанных кабелей, если они проходят в одних и тех же кабельных сооружениях (этажах, тоннелях, каналах), должны разделяться перегородкой с огнестойкостью не менее 0,75 часа). Кабели общестанционной оперативной связи прокладываются по двум разным трассам.

При прокладке кабеля вне главного корпуса применяются, в первую очередь, непроходные металлические короба самонесущей конструкции блочного исполнения. Для установки в крепления коробов используются технологические эстакады, строительные конструкции сооружений (например, эстакады топливоподачи и т.п.), а также специальные кабельные эстакады.

Расположение кабельных коробов с двух сторон технологической или специальной кабельной эстакад следует считать как две независимые трассы. При этом расстояние между коробами должно быть не менее одного метра. Исключение составляют кабели, проложенные в коробах, установленных на специальной кабельной эстакаде и идущие к вспомогательным цехам, прекращение подачи электроэнергии к которым ведет к немедленному прекращению выдачи мощности всей станции (циркуляционная насосная, если она одна на станции, а также кабели от главного корпуса на ОРУ (ЗРУ)). В этом случае трассы взаиморезервирующих кабелей указанных потребителей должны прокладываться либо по отдельным эстакадам, либо одна из трасс должна проходить в канале, тоннеле и т.п. ...

На территории электростанции разрешается прокладка небронированных кабелей в закрытых стальных коробах по наружным эстакадам с технологическими трубопроводами, включая трубопроводы с горячими газами и легко воспламеняющимися жидкостями (ЛВЖ), при соблюдении требований "ПУЭ".

В случае необходимости прокладки силовых общестанционных кабелей с кабелями блоков по одним трассам, допускается совместная прокладка их в одном кабельном сооружении (этаже, туннеле, коробе, канале, шахте) только в пределах одного блока.

При прохождении силовых общестанционных кабелей по трассам других блоков они должны отделяться от блочных кабелей конструкциями с огнестойкостью не менее 0,75 часа.

8.76. На открытых распределительных устройствах кабели прокладываются в каналах или наземных лотках и при соответствующем числе кабелей в потоке - в туннелях. При высоком уровне грунтовых вод предпочтение отдается наземными лотками.

При применении кабельных лотков должен обеспечиваться проезд по распределительным устройствам и подъезд к оборудованию машин и механизмов, необходимых для выполнения ремонтных и эксплуатационных работ.

При выполнении проезда механизмов через лотки, расположение лотков должно сохраняться на одном уровне.

При применении кабельных лотков прокладка других кабелей под дорогами и переездами для машин в трубах, каналах и траншеях, расположенных ниже лотков, не допускается.

Выход кабелей из лотков к шкафам управления и защиты выполняется в трубах без заглибления их в землю.

Прокладка кабельных перемычек в пределах одной ячейки открытого распределительного устройства допускается в траншее. Защита кабелей при подводке их к шкафам управления от механических повреждений выполняется путем применения уголка, швеллера и других конструкций.

8.77. Постоянные маслопровода трансформаторного масла на электростанции прокладываются от аппаратной маслохозяйства:

- на монтажную площадку турбинного отделения в случае ремонта в нем трансформаторов;
- к трансформаторной башне в случае ее сооружения;
- к месту разгрузки железнодорожных цистерн с маслом.

8.78. На электростанциях предусматриваются лаборатории для проверки и испытания реле и измерительных приборов с необходимым комплектом измерительных приборов и испытательной аппаратуры в соответствии с типовым проектом лаборатории.

Для проверки высоковольтного оборудования предусматривается испытательный трансформатор с напряжением 50-100 кВ.

Для электростанций с агрегатами 160 МВт и выше предусматривается трансформатор и другое оборудование для испытания обмоток генератора повышенным напряжением.

8.79. Генераторы с водородным охлаждением обеспечиваются водородом в баллонах при условии доставки их по дорогам с твердым покрытием до 100 км для электростанций мощностью до 600 МВт и до 50 км для электростанций мощностью 600 МВт и выше. Центральная электролизерная установка при этом должна находиться на одной из крупных электростанций системы. Во всех других случаях на электростанции сооружается своя электролизерная установка.

8.80. При генераторах с давлением водорода менее 0,2 МПа (2 кг/см^2) электролизерная установка выполняется с одним электролизером; номинальная производительность ее при двухсменной работе рассчитана на покрытие утечек и продувок всех генераторов. При этом предусматриваются две преобразовательные установки (полупроводниковые выпрямители), мощность каждой из которых рассчитана на номинальную производительность электролизера; при параллельной работе они должны обеспечивать максимальную производительность электролизера.

8.81. При генераторах с давлением водорода 0,2 МПа (2 кг/см^2) и выше электролизерная установка наполняется с двумя электролизерами с номинальной производительностью каждого при трехсменной работе, рассчитанной на покрытие утечек генераторов и продувок. При этом предусматриваются две преобразовательные установки, мощность каждой из них рассчитана на номинальную производительность одного электролизера, и при одновременной работе обеих преобразовательных установок они должны обеспечить работу двух электролизеров с номинальной производительностью или одного электролизера с максимальной производительностью.

8.82. В открыто установленных ресиверах на электростанции должен храниться запас водорода одного генератора, имеющего наибольший газовый объем плюс:

- 10-дневный запас на покрытие утечек и продувок всех генераторов при снабжении водородом от постоянного источника или при электролизной с одним электролизером;
- 5-дневный запас на покрытие тех же утечек и продувок при электролизной с двумя электролизерами.

8.83. Снабжение генераторов углекислотой проводится от ресиверов централизованной установки электростанций. Минимальный запас углекислого газа на электростанции определяется из расчета трехкратного заполнения турбогенератора, имеющего наибольший газовый объем. От централизованной углекислотной установки предусматривается разводка углекислоты к масляным бакам турбин, подшипникам и комплектным закрытым токопроводам генераторов с водородным охлаждением.

При наличии на станции электролизной установки в цепях использования кислорода для ремонтных нужд предусматриваются отдельные ресиверы для кислорода с объемом, равным половине объема устанавливаемых ресиверов для водорода.

Для вытеснения углекислоты из генератора используется сжатый воздух из стационарной компрессорной. Допускается применение азота вместо углекислоты.

8.84. Осушка сжатого воздуха для воздухоснабжения воздушных выключателей и пневматических приводов масляных выключателей и разъединителей осуществляется путем расширения сжатого воздуха.

На электростанции, как правило, предусматривается одна компрессорная установка для снабжения сжатым воздухом воздушных выключателей.

При двух и более распределительных устройствах с большим числом выключателей, при большой протяженности воздушной сети и при числе рабочих компрессорных агрегатов более трех производительностью 2-3 м³/мин каждый предусматривается вариант сооружения двух компрессорных установок.

Средства диспетчерской, технологической связи и телемеханики

8.85. Диспетчерская, технологическая связь и телемеханизация электростанций проектируются на оснований утвержденных схем развития диспетчерского управления энергосистемы, а при отсутствии таковых - по заданию заказчика (дирекции), согласованному с энергосистемой.

8.86. Основное оборудование связи электростанций располагается в помещениях узла связи.

Узел связи размещается в изолированном помещении в одном из зданий, сооружаемом в первую очередь, в инженерном или объединенно-вспомогательном корпусе, в проходной или другом здании административного назначения.

Средства оперативной и командно-поисковой связи располагаются в помещениях соответствующих цехов. Оборудование оперативной связи щитов управления (ЦЩУ, БЩУ, ГЩУ), как правило, должно размещаться в отдельных выделенных для этого помещениях.

Высокочастотные стойки аппаратуры высокочастотной связи по линиям электропередачи располагаются в зданиях релейных панелей ОРУ в отдельных помещениях.

8.87. Оперативная связь блочных, групповых и технологических щитов должна быть зарезервирована путем установки ограниченного числа телефонных аппаратов общестанционной АТС на рабочих местах: для обеспечения надежности, кабели этих связей прокладываются по отдельным трассам.

8.88. Электропитание устройств связи электростанции осуществляется от сети ответственных собственных нужд переменного тока через соответствующие выпрямительные устройства.

Резервирование электропитания от других источников тока (общестанционных аккумуляторных батарей 220 В) осуществляется только для средств диспетчерской связи, АТС общестанционной связи транзитных каналов.

При этом для всех указанных выше устройств используются статистические преобразователи, обеспечивающие безинерционное переключение с основных источников электропитания на резервные.

8.89. В подготовительный период строительства связь осуществляется в следующем объеме:

- устанавливается комплектный (инвентарный) узел связи в составе АТС или РТС емкостью 100 номеров и радиотрансляционного узла мощностью 100 В для телефонной и радиопоисковой связи на территории стройдвора и временного жилого поселка;

- соединительные линии сооружаются, как правило, воздушные с ближайшим узлом Министерства связи или другого ведомства для обеспечения телефонной связи стройки с райцентром, перевалочной базой, питающей подстанцией.

Временные сооружения связи должны предусматриваться в минимальном объеме с учетом использования для связи строительства средств постоянной связи электростанции и жилого поселка после ввода их в эксплуатацию. С этой целью средства связи электростанции и жилого поселка должны сооружаться в первую очередь.

9. УПРАВЛЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

9.1. На тепловой электрической станции предусматривается автоматизированная система управления (АСУ) технологическими процессами, обеспечивающая выполнение функций контроля, сигнализации, вычисления, дистанционного управления, автоматического регулирования, автоматического дискретного управления и защиты технологических объектов управления, а также оперативную связь.

9.2. Объем контроля, сигнализации, автоматического регулирования, технологических защит и оперативной связи принимается в соответствии с руководящими указаниями.

9.3. Объем автоматического дискретного управления определяется, главным образом, задачами автоматизации технологических процессов при пуске, глубоких изменениях нагрузки и останове блоков и агрегатов.

9.4. Организация постов управления принимается двух типов: для электростанций блочных и с поперечными связями.

9.5. Для блочных электростанций основными постами управления являются:

- центральный щит (ЦЩУ);
- блочные щиты управления (БЩУ);
- щиты управления (ЩУ) вспомогательных цехов (топливно-транспортного, водоприготовления и очистки воды), а также общестанционных установок (компрессорной, электролизерной и др.).

9.6. С центрального щита управления производится управление элементами связи электростанции с энергосистемой, автотрансформаторами связи, резервными трансформаторами собственных нужд 3-10 кВ и резервными возбудителями (подробный объем управления указан в п.8.39 "Электротехнической части"), управление неблочной циркуляционной насосной и другими объектами, предусмотренными ПТЭ, а также аварийное отключение мазутных насосов.

На ЦЩУ предусматривается информация о работе блоков и сигнализация о неисправности не обслуживаемых постоянным персоналом участков электростанции.

9.7. Блочный щит управления служит для централизованного управления всем входящим в блок оборудованием: котлоагрегатом, турбоагрегатом, генератором, блочным трансформатором, трансформатором собственных нужд со всеми относящимися к ним вспомогательными устройствами и механизмами во время пуска блока, его нормальной эксплуатации, планового останова и аварийных ситуаций.

Щиты управления блоков располагаются совместно в одном общем изолированном помещении, между блоками на отметке основного обслуживания. В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании допускается установка в одном помещении щитов большего или меньшего числа блоков. Для блоков мощностью 500 МВт и более БЩУ может размещаться в изолированных помещениях вне главного корпуса.

Блочный щит управления состоит из оперативной и неоперативной частей. В оперативной части располагаются панели и пульта с приборами и аппаратурой, обеспечивающими контроль основных показателей работы блока и выполнение основных операций по управлению.

В видимой оператору неоперативной части располагаются панели, в отдельных случаях с активной пневмосхемой, оснащенные показывающими и самопишущими приборами, а в невидимой части панели с электронными регуляторами, приборами технологических защит, реле, устройствами логического управления первого уровня и вспомогательной аппаратурой различного назначения.

Приборы и аппаратура управления размещаются на панелях и пультах по принципу их технологической принадлежности. В оперативном контуре допускается выделение основных приборов и аппаратов управления в центральную часть щита.

Последовательность расположения панелей в пультах, а также установка приборов на них для всех блоков электростанции принимаются идентичными.

9.8. Энергоблоки оснащаются приборами автоматического хим. контроля водного режима, устанавливаемыми в двух смежных помещениях общей площадью до 100 м² с организованными стоками и вентиляцией - одно для устройств подготовки проб и другое для приборов автоматического контроля. Устройства подготовки проб и приборы автоматического контроля двух блоков располагаются в общих помещениях между котельным и турбинным отделениями.

На БЩУ выводится сигнализация о нарушении водного режима блока.

9.9. Для электростанций с поперечными связями основными постами управлений являются:

- главный щит управления (ГЩУ);
- групповые щиты управления (ГрЩУ);
- щиты управления (ЩУ) вспомогательных цехов (топливно-транспортного, водоприготовления и очистки воды) и общестанционных установок (компрессорной, электролизерной и др.).

9.10. С главного щита управления производится управление генераторами и элементами главной схемы электрических соединений, включая питающие элементы собственных нужд 3-10 кВ (объем управления указан в п.8.38 "Электротехнической части"), управление циркуляционной насосной и другими объектами, предусмотренными ПТЭ, а также аварийное отключение мазутных насосов. При наличии на ТЭЦ только ГрЩУ, управление циркуляционными насосами может выполняться с ГрЩУ.

На ГЩУ предусматривается информация о работе основных агрегатов и сигнализация о неисправности не обслуживаемых постоянным персоналом участком электростанции.

9.11. Для управления четырьмя агрегатами, как правило, сооружается один групповой щит. Групповые щиты управления котлами и турбинами располагаются в одном изолированном помещении по возможности центрально к обслуживаемым агрегатам. Из этого помещения, как правило, осуществляется также управление питательными насосами, деаэраторами и РОУ.

9.12. Электростанции с поперечными связями оснащаются приборами автоматического химконтроля водного режима, устанавливаемыми в двух смежных помещениях с организованными стоками и вентиляцией - одно для устройств подготовки пробы, другое - для автоматических приборов химконтроля. Устройства подготовки пробы и приборы химконтроля группы котлов и турбин располагаются в общих помещениях между котельным и турбогенераторным отделениями. На ГрЩУ выводится сигнал нарушения водного режима.

9.13. Для электростанций с агрегатами мощностью до 200 МВт включительно теплотехнический контроль осуществляется в основном индивидуальными средствами.

Для электростанций общей мощностью 500 МВт и выше выполнение необходимых расчетов, включая сбор и обработку требуемых для расчетов данных, производится средствами вычислительной техники, устанавливаемой для всей станции в целом.

Для электростанций с блоками мощностью 300 МВт и более основной объем теплотехнического контроля, технологической сигнализации, необходимых вычислений и регистрации данных осуществляются с помощью информационно-вычислительного комплекса (ИВК). Дублирование измерений индивидуальными приборами применяется ограниченно только для наиболее ответственных технологических параметров.

9.14. На электростанциях с БЩУ, располагаемым в изолированных помещениях вне главного корпуса, средства вычислительной техники и устройства логического управления вышестоящих уровней размещаются в тех же помещениях.

На электростанциях, БЩУ (ГрЩУ) которых располагаются в главном корпусе, средства вычислительной техники размещаются в специальном помещении, выбираемом с учетом допустимых расстояний и допустимого для аппаратуры уровня вибрации и запыленности.

9.15. На БЩУ и ГрЩУ предусматривается необходимая свето-звуковая сигнализация с выделением вновь появившегося сигнала миганием.

9.16. Для блоков мощностью 300 МВт и более выполняется регистрация событий при срабатывании защит, и производится регистрация параметров в аварийных ситуациях.

9.17. Для агрегатов мощностью до 300 МВт включительно дистанционное управление выполняется индивидуальным, избирательным и в отдельных случаях групповым.

9.18. Для блоков мощностью 500 МВт и более в основном применяется функционально-групповое управление. Наиболее ответственные механизмы, охваченные функционально-групповым управлением, оснащаются дублированным индивидуальным или избирательным управлением с БЩУ.

Управление механизмами, не входящими в функциональные группы, может быть индивидуальным или избирательным.

9.19. Допускается применение для дистанционного управления аппаратуры пониженного напряжения (24-60В).

9.20. Управление общестанционным оборудованием, находящимся вне главного корпуса (топливоподача, мазутонасосная, пиковая котельная, химводоочистка, золоудаление, электролизерная, компрессорная и др.) и контроль работы этого оборудования осуществляется со щитов управления, расположенных в помещениях, где это оборудование установлено или непосредственно по месту соответствующих механизмов.

Во всех случаях, за исключением топливоподачи и химводоочистки, контроль и управление выполняются, исходя из отсутствия на этих участках постоянного дежурного обслуживающего персонала, вследствие чего при появлении неисправности в работе оборудования на центральный (главный) щит управления подается общий для каждого участка сигнал. Расшифровка причин сигнала осуществляется в помещении соответствующего участка.

9.21. В тракте топливоподачи автоматизируются управление механизмами и процесс загрузки бункеров топливом.

Дистанционное управление механизмами выполняется с центрального щита топливоподачи, располагаемого в изолированном помещении с допустимым для аппаратуры уровнем вибрации и запыленности.

9.22. В химводоочистке предусматривается автоматизация технологических процессов, производительности ХВО, режимов регенерации, восстановления фильтров и процесса нейтрализации сточных вод.

9.23. В мазутохозяйстве осуществляется автоматизация технологического процесса. Дистанционное управление механизмами выполняется со щита мазутонасосной.

9.24. Помещения центрального (главного), блочного и группового щитов управления, а также помещения для средств вычислительной техники выполняются со звукоизоляцией и кондиционированием воздуха. Из помещений щита предусматривается два выхода.

Перекрытие щитового помещения должно иметь гидроизоляцию.

Высота центральной части помещения (ЦЩУ, БЩУ, ЩУ и ГрЩУ) в которой располагается оперативный контур, принимается 4 м.

Интерьер щита выполняется по специальному проекту.

В случае установки реле или иной аппаратуры системы управления вне БЩУ в обособленных изолированных помещениях - последние выполняются вентилируемыми.

Вблизи помещения блочного щита управления предусматриваются помещения для дежурного персонала цеха ТАИ и санузел.

9.25. В инженерно-вспомогательном корпусе предусматривается помещение для измерительных лабораторий и ремонта приборов общей площадью:

- для ГРЭС мощностью 1200-2400 МВт и ТЭЦ мощностью 600-1200 кВт - порядка 400 м²;
- для ГРЭС мощностью 2400 тыс. кВт и более порядка 600 м².

10. ГИДРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

10.1. Системы охлаждения и водоснабжения

10.1.1. На тепловых электростанциях применяются следующие системы водоснабжения: прямоточная, обратная с естественными или искусственными водоемами-охладителями, градирнями или брызгальными установками и комбинированная.

Выбор системы охлаждения и источника водоснабжения производится в соответствии с указаниями главы СНиП "Электростанции тепловые" и обосновывается технико-экономическим расчетом.

10.1.2. Главный корпус электростанции следует располагать возможно ближе к берегу водоема, а также к открытому подводящему каналу.

Отметку конденсационного пола машзала электростанций следует принимать на основании технико-экономического расчета с учетом затрат на подачу охлаждающей воды, условий производства работ и затрат по подземной части машзала, объемов планировочных работ, геологических и гидрогеологических условий.

С целью снижения напора циркуляционных насосов следует предусматривать максимальное использование сифона (разность отметок верхней точки конденсатора и минимального пьезометрического уровня в сливной трубе до 8,5 м). Присоединение к сливным трубам конденсаторов других сбросов при этом не допускается.

10.1.3. При проектировании водохранилищ-охладителей следует предусматривать расположение и конструкцию водозаборных и водовыпускных сооружений, трассировку каналов и струенаправляющих дамб с учетом гидрологических особенностей водоемов; стоковых, ветровых, плотностных и др. течений, а также возможности использования и создания вертикальной циркуляции охлаждаемой воды.

С целью снижения температуры, повышения качества забираемой воды и защиты рыбной молоди следует проверять целесообразность устройства глубинных водозаборов.

10.1.4. Класс гидротехнических сооружений надлежит принимать в соответствии со СНиП "Гидротехнические сооружения речные. Основные положения проектирования".

10.1.5. Расчетную обеспеченность среднемесячных расходов воды источников прямоточного водоснабжения и оборотного с водоемами охладителями следует принимать 95%.

Расчетную обеспеченность среднесуточных расходов воды источников подпитки систем оборотного водоснабжения с градирнями или брызгальными установками (бассейнами) следует принимать 95%.

Расчетную обеспеченность минимальных уровней воды в источниках водоснабжения следует принимать 97%.

10.1.6. Расчетные расходы охлаждающей воды при всех системах охлаждения водоснабжения и параметры охладителей при оборотных системах принимаются на основании технико-экономического выбора оптимальной кратности охлаждения пара, выполненного при среднемесячных гидрологических и метеорологических факторах среднего года с учетом суточного графика электрических нагрузок и графика ремонта турбин. При этом для теплофикационных турбин типа Т и ПТ расчетный расход охлаждающей воды и параметры охладителей определяются по расходу пара в конденсаторы в летний период при условии обеспечения номинальной электрической мощности и покрытия летних нагрузок.

10.1.7. Условия работы электростанций при оборотных системах водоснабжения с водохранилищами-охладителями определяются по среднемесячным гидрологическим и метеорологическим факторам среднего года с учетом теплоаккумулирующей способности водохранилища, графиков нагрузок и ремонта турбин. Проверяется располагаемая мощность электростанции в летний период жаркого и среднего года обеспеченностью 10%, устанавливаются пределы и длительность ограничения мощности по максимальным суточным температурам охлаждающей воды.

10.1.8. При оборотной системе водоснабжения с градирнями для конденсационных электростанций следует, как правило, применять башенные градирни. При этом проверяется располагаемая мощность электростанции в летний период жаркого и среднего года обеспеченностью 10%, устанавливаются пределы и длительность ограничения мощности по максимальным часовым температурам.

Для ТЭЦ с резким колебанием расхода пара в конденсаторы турбин в зимнее время проверяются условия работы градирен или возможность использования открытых бассейнов и каналов для охлаждения циркуляционной воды в зимнее время.

10.1.9. Для обеспечения работы первых двух турбин типов Т и ПП по конденсационному режиму при временном отсутствии расчетных отборов пара необходимо предусматривать опережающее строительство охладителей циркуляционной воды.

10.1.10. На охладители масла и газа, а также на охлаждение подшипников может использоваться вода из циркуляционной системы и добавочная вода других источников с более низкой температурой.

10.1.11. При всех системах водоснабжения предусматриваются мероприятия для предотвращения механического, биологического и минерального загрязнений конденсаторов и других теплообменников, а также каналов, водоприемников и водоводов.

10.1.12. Число головных сооружений и подводящих каналов принимается в зависимости от устойчивости русла реки, ее шугоносности, количества насосов, схемы обогрева водозабора и способа борьбы с биологическими загрязнениями.

10.1.13. При заборе воды из рек или водоемов, имеющих рыбо-хозяйственное значение, следует предусматривать рыбозащитные устройства.

10.1.14. При прямоточных и оборотных с водохранилищами системах водоснабжения для предотвращения затруднений, вызываемых шугой и льдом, предусматривается в случае необходимости подвод теплой вода к водозаборным сооружениям.

10.1.15. При трубчатых водозаборах число водозаборных трубопроводов должно быть не менее двух.

10.1.16. Водоприемные сооружения при прямоточном и оборотном водоснабжении с водохранилищами-охладителями оборудуются грубыми решетками, решеткоочистными машинами и очистными вращающимися сетками, помещения которых совмещаются с циркуляционными насосными станциями. Для водоприемников предусматриваются затворы в ремонтные заграждения.

При водоснабжении с насосными 1-го в 2-го подъемов и наличии длинных промежуточных открытых каналов допускается установка вращающихся сеток только у насосной станции 2-го подъема.

В оборотных системах водоснабжения с градирнями и закрытыми подводящими каналами, при необходимости допускается установка плоских водоочистных сеток в центральных насосных либо у градирен.

10.1.17. При проектировании блочных электростанций установку циркуляционных насосов, как правило, следует предусматривать в блочных насосных станциях.

На каждый корпус или поток конденсатора, как правило, устанавливается один насос, при этом число насосов на турбину должно быть не менее двух, а их суммарная подача должна быть равна расчетному расходу охлаждающей воды на блок.

При большой геодезической высоте подъема воды в оборотных системах с градирнями, расположенными на большом расстоянии от главного корпуса, проверяется целесообразность ступенчатой подачи воды.

При рельефе площадки, допускающем расположение подводящего канала на высоких отметках или при сооружении напорного бассейна может применяться самотечная подача воды. При этом допускается сооружение одной насосной станции.

10.1.18. При проектировании неблочных электростанций установку циркуляционных насосов, следует предусматривать в центральных насосных станциях или в главном корпусе.

Число циркуляционных насосов в центральных насосных станциях, следует принимать не менее четырех с суммарной подачей, равной расчетному расходу охлаждающей воды без резерва.

Установка резервного насоса предусматривается только при водоснабжении морской водой.

10.1.19. Мощность электродвигателей центробежных насосов выбирается с учетом самозапусков насосов при открытых задвижках, а осевых насосов с учетом возможности работы при всех режимах, отвечающих характеристикам насосов. В случае невозможности обеспечить все расчетные режимы работы насоса односкоростным двигателем применяются двухскоростные электродвигатели.

10.1.20. В насосных станциях добавочной воды устанавливаются, как правило, два рабочих насоса. Число резервных насосов определяется по СНиП "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения".

При кооперировании насосных установок, работающих сезонно (насосные разбавления сбросных вод, брызгательных бассейнов и градирен предварительного охлаждения и т. п.) рекомендуется применять погружные (капсульные) электронасосы.

10.1.22. При заглубленных циркуляционных насосных станциях и насосных добавочной воды обратные клапаны с переключающими задвижками устанавливаются в камере переключений вне насосного помещения.

При блочных насосных станциях обратные клапаны, задвижки и переключки на напорных линиях не устанавливаются.

10.1.23. Циркуляционные (блочные и центральные) насосные станции следует проектировать с надземным строением и подъемно-транспортным оборудованием.

Насосные станции добавочной и осветленной воды с горизонтальными насосами и камеры переключения, как правило, следует проектировать без надземного строения. Для монтажа и ремонта оборудования в таких насосных станциях следует предусматривать подъемно-транспортные средства.

10.1.24. В насосных станциях добавочной воды, совмещенных с водоприемниками, и в отдельно стоящих водоприемниках, оборудованных вращающимися водоочистными сетками, устанавливаются два насоса для подачи воды на очистку всех сеток.

В заглубленных насосных станциях устанавливаются два дренажных насоса - один рабочий, один резервный.

10.1.25. Насосные станции и водоприемники, предусматриваются без постоянного обслуживающего персонала.

Управление работой циркуляционных насосов принимается, как правило, дистанционным со щита, расположенного в главном корпусе.

Работа вращающихся сеток, промывных устройств и дренажных насосов автоматизируется.

10.1.26. В циркуляционных насосных станциях, в насосных станциях добавочной и осветленной воды предусматривается вентиляция и дежурное отопление.

10.1.27. Отводящие каналы в пределах пристанционного узла и вне площадки выполняются, как правило, открытыми в одну нитку. Для ТЭЦ допускается сооружение закрытых каналов. В случае применения

закрытых отводящих водоводов узлы отключения и перепусков должны быть расположены с таким расчетом, чтобы отключение участка водовода требовало остановки не более чем одной турбины.

10.1.28. От каждой центральной насосной станции следует предусматривать, как правило, не менее двух напорных водоводов.

10.1.29. На отводящих каналах сооружаются, как правило общие для всех турбин водосливные устройства, обеспечивающие необходимую высоту сифона в конденсаторах.

10.1.30. Следует предусматривать возможность опорожнения напорных и самотечных водоводов. Опорожнение водоводов в дренажные приемки насосных станций не допускаются.

10.1.31. При проектировании трубопроводов на вечномёрзлых, просадочных, обводненных, илистых грунтах, на заболоченных территориях и т. п. Следует, как правило, предусматривать наземную прокладку.

10.1.32. Трубопроводы добавочной воды, как правило, следует проектировать в одну нитку: про этом на площадке ТЭС следует предусматривать емкость запаса воды на период ликвидации аварии в системе подачи добавочной воды или подвод воды от резервного источника. Допускается проектировать два водовода добавочной воды при соответствующем обосновании.

10.1.33. Трубопроводы добавочной воды, как правило, следует проектировать из железобетонных, асбестоцементных труб или труб из полимерных материалов.

10.1.34. Глубина вновь проектируемых водохранилищ-охладителей при летних уровнях воды принимается не менее 3,5 м на 80% площади зоны циркуляции водохранилища. Предусматривается мероприятия по ликвидации мелководий, а также мероприятия, обеспечивающие необходимое качество охлаждающей воды, обоснованные гидрохимическими прогнозами, выполняемыми с учетом проектируемого теплового и гидрологического режима водоема,

10.1.35. При сооружениях водохранилищ предусматривается подготовка их ложа, свалка леса, кустарников и др. Состав и объем мероприятий определяются с учетом предъявляемых требований в каждом отдельном случае в соответствии с действующими нормами.

10.1.36. При оборотных системах водоснабжения с градирнями устанавливается не менее двух градирен. При комбинированных системах водоснабжения допускается установка одной градирни.

10.1.37. Градирни с башнями из монолитного или сборного железобетона следует применять в районах с расчетной температурой холодной пятидневки минус 28°C и выше.

10.1.38. Деревянные элементы градирен следует антисептировать.

10.1.39. Бассейны градирен и брызгальных установок снабжаются устройствами для очистки бассейна.

Следует предусматривать сигнализацию максимальных и минимальных уровней воды в бассейнах.

Допускается транзитный пропуск воды через бассейны нескольких градирен и брызгальных установок с обеспечением возможности отключения любого бассейна.

10.1.40. Брызгальные устройства, предназначенные для периодической параллельной работы с водохранилищами-охладителями или предварительного охлаждения воды, сбрасываемой в водоем, рекомендуется выполнять безъемкостными и размещать их над поверхностью водохранилищ или каналов.

10.1.41. При оборотных системах водоснабжения с градирнями или брызгальными бассейнами следует проверять целесообразность использования вод продувки для подпитки котлов.

10.1.42. Для всех систем водоснабжения следует рассматривать возможность использования сбросного тепла циркуляционной воды для рыбоводства и сельского хозяйства.

10.2. Внешнее золошлакоудаление

10.2.1. Совместный внешний транспорт золы и шлака на отвал осуществляется гидравлическим способом с использованием багорных насосов, эрлифтов или сухогрузным транспортом.

Раздельное внешнее удаление и складирование золы и шлака применяется при технико-экономическом обосновании или при наличии соответствующих требований потребителей золы и шлака.

10.2.2. От каждой багерной насосной станции золошлакопроводы на отвал принимаются с одной резервной ниткой. Допускается устройство одного резервного золошлакопровода на две багерные насосные и рекомендуется общий резервный пульпопровод для шлака и золы при разности их диаметров не более 50 мм.

10.2.3. Сооружения золошлакоотвалов проектируются с учетом емкости золоотвала достаточной для работы станции в течение 5 лет полной мощностью. Высота первичных ограждающих дамб определяется расчетом с учетом проектируемого способа складирования золошлаков.

При гранулометрическом и химико-минералогическом составе золошлаков, позволяющем их использование для наращивания дамб, высота первичных ограждающих дамб определяется, исходя из возможности накапливания золошлакового материала для последующего наращивания дамб.

10.2.4. Устойчивость ограждающих дамб золоотвалов следует рассчитывать аналогично плотинам соответствующего класса с учетом предельной высоты заполнения золошлакоотвала. Класс дамбы определяется по СНиП "Электростанции тепловые".

Дамбы наращивания, как правило, следует проектировать из золошлаков. С целью обеспечения прочности основания и накопления золошлакового материала для дамб наращивания следует

предусматривать намыв пляжей из крупных фракций золошлаков рассредоточенным выпуском пульпы у дамб.

При гранулометрическом составе с преобладанием мелких частиц, для накопления крупного материала у дамб, следует применять классификацию золошлаков по фракциям.

10.2.5. В пределах золошлакоотвала золошлаководы следует предусматривать на гребне дамбы или на эстакаде вдоль дамб со стороны верхнего бьефа.

Для уменьшения диаметра золошлакопроводов рекомендуется применять сгустители, которые следует устанавливать в котельном отделении или вблизи ТЭС.

10.2.6. При абразивных золошлаках предусматриваются меры для увеличения срока службы золошлакопроводов.

10.2.7. Водный баланс системы ГЗУ следует проектировать нулевым. Подпитку оборотной системы ГЗУ (до нулевого водного баланса) следует предусматривать технологическими сточными водами ТЭС.

Сточные воды ТЭС, включая от гидроборки, разрешается подавать в систему ГЗУ в тех случаях, когда это допустимо по водному балансу системы и химсоставу сточных вод.

Поверхностный сток с водосборной площади золошлакоотвала, как правило, перехватывается и отводится за пределы отвала, а при дефицитном водном балансе используется для подпитки системы.

Водоотводящие коллекторы следует проектировать вне территории, заполняемой золошлаками.

10.2.8. В проекте должен быть раздел по организации эксплуатации золошлакоотвалов с разработанными годовыми и сезонными схемами заполнения золоотвалов, а также выполнены расчеты намыва придамбовых пляжей для наращивания дамб из золошлаков или использования пляжей в качестве основания дамб.

10.2.9. Возможность и целесообразность аккумуляции в золоотвале технологических сточных вод электростанции в течение всего времени до ввода ее полной мощности должна проверяться технико-экономическим расчетом.

10.2.10. При опасности образования в коммуникациях осветленной воды отложений гидрата окиси кальция, должны предусматриваться бассейн или отсек золоотвала для выдерживания в нем осветленной воды в течение 250-300 часов, а при образовании отложений карбоната кальция - 100-150 часов.

10.2.11. При проектировании золошлакоотвалов, емкости которых создаются намывом золошлаков на дренированное основание, необходимо предусматривать опережающий рассредоточенный намыв золошлаков с целью создания в безморозный период емкости, достаточной для складирования золошлаков в зимний период. Для интенсификации намыва могут применяться гидроклассификаторы и сгустители пульпы.

10.2.12. Рассредоточенный намыв может проектироваться по однотрубной и двухтрубной схеме.

10.2.13. Диаметр выпусков пульпы для рассредоточенного намыва рекомендуется принимать равным трем поперечникам расчетного пуска шлака. Для уменьшения диаметра выпусков следует применять дробилки тонкого дробления шлака (± 10 мм) или шлакоотборники.

10.2.14. В насосных станциях осветленной воды следует предусматривать два рабочих насоса и один резервный. Производительность насосной осветленной воды вместе с резервным насосом, следует принимать равной сумме производительности рабочих и резервных багерных насосов плюс отборов осветленной воды на нужды ТЭС.

Допускается применение плавучих насосов осветленной воды при соответствующем обосновании.

В проекте должна быть предусмотрена полная автоматизация насосной.

10.2.15. При опасности образования отложений в тракте осветленной воды следует предусматривать дополнительный ремонтный насос и один резервный.

10.2.16. Диаметр, способ прокладки и материал водовода осветленной воды следует проектировать с учетом химического состава и способа борьбы с отложениями солей. Водовод осветленной воды следует принимать, как правило, в одну нитку. При химическом составе осветленной воды приводящем к зарастанию водоводов интенсивностью свыше 5% живого сечения водовода в год, допускается укладка резервной нитки.

10.2.17. Необходимость защиты золошлакопроводов и водовода осветленной воды от замерзания при работе, а также в режиме их опорожнения определяется технологическим расчетом.

10.2.18. Опорожнение золошлаководов и системы канализации в водоемы не допускается. Для опорожнения золошлакопроводов по их трассе при неблагоприятном ее профиле предусматриваются простейшие емкости или используются бессточные понижения рельефа местности.

10.2.19. Для борьбы с пылением золошлакоотвалов следует предусматривать смачивание намывных поверхностей (золовых пляжей) путем рассредоточенного выпуска пульпы до всему фронту ограждающих дамб или смачивание пляжей разбрызгиванием осветленной воды, либо закреплением их противоэрозийным составом.

При необходимости следует предусматривать защиту подземных и поверхностных вод от загрязнения сточными водами золошлакоотвалов.

10.2.20. При расположении золошлакоотвалов в пределах застроенной территории следует предусматривать устройство сетчатых ограждений и освещения вокруг части или всей территории золошлакоотвала.

10.2.21. Для обеспечения выдачи потребителям золошлаков из действующих отвалов следует предусматривать их секционирование и дренаж, а также средства борьбы с пылением золы, дороги по дамбам и съезды в секции. Следует рассматривать возможность перекачки шлаковой пульпы в дренированный отстойник на территории потребителя, с возвратом осветленной воды на электростанцию.

10.2.22. В проектах гидротехнических сооружений всех систем водоснабжения и гидрозолоудаления следует предусматривать установку контрольно-измерительных устройств с указанием периодичности замеров и предельно допустимых по условиям надежности работы сооружений значений контролируемых параметров.

10.3. Водопровод, канализация и противопожарные мероприятия

10.3.1. Проектирование сетей и сооружений водопровода площадок и жилых поселков ТЭС производится в соответствии со СНиП.

10.3.2. Противопожарный водопровод на площадках ТЭС, как правило, объединяемый с производственным, надлежит проектировать высокого давления.

Давление в наружной сети противопожарного водопровода не должно превышать 1 МПа (10 кгс/см²).

10.3.3. Насосы производственно-противопожарного водоснабжения, как правило, надлежит размещать в блочных или центральных насосных станциях.

Насосы хозяйственно-питьевого водоснабжения следует размещать в производственных или служебно-административных помещениях.

10.3.4. Проектировании сетей и сооружений бытовой и дождевой канализаций производится в соответствии с нормами проектирования (СНиП);

"Канализация, наружные сети и сооружения", "Внутренняя канализация и водостоки зданий".

Проектирование сооружений канализации производственных сточных вод ТЭС производится в соответствии с "Руководством по проектированию обработки и очистки производственных сточных вод тепловых электростанций".

10.3.5. При проектировании стационарных и полустационарных систем и установок пенного, газового и водного пожаротушения следует руководствоваться: "Указаниями по проектированию противопожарных мероприятий, систем пожаротушения и обнаружения пожаров на энергетических объектах"; "Инструкцией по проектированию установок автоматического пожаротушения" и "Указаниями по проектированию установок пожаротушения в кабельных помещениях распыленной водой".

11. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

11.1. Проект теплофикационных электростанций разрабатывается, как правило, одновременно с проектом тепловых сетей на основе утвержденной схемы теплоснабжения города и промышленного района и, выполняется на расчетный срок, установленный схемой теплоснабжения.

11.2. Существующие и сооружаемые в городе или промышленном районе котельные, мощностью 100 Гкал/ч и более должны, как правило, использоваться для совместной работы с ТЭЦ в качестве пиковых источников теплоснабжения.

11.3. Тепловые нагрузки горячего водоснабжения в балансах ТЭЦ учитываются:

- бытовые - по среднечасовому расходу за отопительный период;
- технологические - по среднечасовому расходу за смену с наибольшей тепловой нагрузкой.

11.4. Схема теплофикационных установок ТЭЦ должна быть секционирована по сетевой воде.

Количество секций определяется числом турбоагрегатов и тепломагистралей.

11.5. При проектировании сетевых станционных трубопроводов следует предусматривать возможность локализации отдельных участков сетевых станционных трубопроводов и предотвращения затопления помещений и оборудования электростанций в случае их повреждения, а также создание условий для удобной, безопасной их эксплуатации и ремонта.

11.6. Наружная поверхность сетевых станционных трубопроводов должна иметь антикоррозионное покрытие.

11.7. Производительность основных подогревателей сетевой воды на ТЭЦ выбирается по номинальной величине тепловой мощности теплофикационных отборов.

Основные подогреватели сетевой воды на ТЭЦ устанавливаются индивидуально у каждой турбины без резерва и общая паровая магистраль 0,12 МПа (1,2 кг/см²) не предусматривается. При установке на ТЭЦ пиковых водогрейных котлов пиковые подогреватели сетевой воды, как правило, не устанавливаются.

В целях использования паровой мощности котлов и производственных отборов турбин типа ПТ и Р допускается установка резервных пиковых сетевых подогревателей суммарной теплопроизводительностью не более 25% от расчетной тепловой нагрузки ТЭЦ в горячей воде для целей отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Подогрев сетевой воды в основных сетевых подогревателях выполняется преимущественно в двух ступенях.

На ГРЭС подогреватели сетевой воды устанавливаются не менее чем на двух блоках. При выходе из работы одной из установки сетевых подогревателей оставшиеся должны обеспечить 70% максимальной тепловой нагрузки.

11.8. Насосы системы теплофикации выбираются:

- сетевые насосы принимаются, как групповые (не привязанные к турбоустановкам), так и индивидуальные;

- при групповой установке трех и менее рабочих сетевых насосов дополнительно устанавливается один резервный насос, при установке четырех рабочих сетевых насосов и более резервные насосы не устанавливаются;

- при установке сетевых насосов индивидуально у турбин число рабочих насосов принимается по два у каждой турбины производительностью по 50% каждый, при этом на складе предусматривается один резервный сетевой насос для всей электростанции или один на каждый тип сетевых насосов;

- конденсатные насосы сетевых подогревателей при двух ступенчатом подогреве выбираются с резервным насосом на первой ступени подогрева, при одноступенчатом подогреве устанавливается два конденсатных насоса без резерва;

- подпиточные насосы принимаются при закрытых системах не менее двух насосов и при открытых системах не менее трех насосов, в том числе один резервный насос;

- сетевые и подпиточные насосы выбираются в соответствии с гидравлическим расчетом зимних и летних режимов работы тепловых сетей;

11.9. При изменении нагрузок, зависящих от развития системы теплофикации или от сезонности года следует (временно) изменять характеристику насосов, путем изменения числа или диаметра колес.

11.10. Электроснабжение сетевых и подпиточных насосов производится из двух независимых источников.

11.11. Производительность химводоочистки и соответствующего оборудования для подпитки тепловых сетей принимается:

- в закрытых системах теплоснабжения - 0,75% от объема воды в тепловых сетях и, 0,5% от объема транзитных магистралей;

- в открытых системах теплоснабжения - по расчетному среднечасовому расходу воды на горячее водоснабжение за отопительный период с коэффициентом 1,2 плюс 0,75% суммарного объема воды в тепловых сетях и 0,5% от объема в транзитных магистралях.

При отсутствии фактических данных, объем воды тепловых сетей принимается на расчета:

50 м³ на 1 Гкал/ч при наличии транзитных магистралей и

66 м³ на 1 Гкал/ч при их отсутствии.

Объем воды в транзитных магистралях определяется по фактической емкости.

11.12. Для открытых систем теплоснабжения предусматривается установка баков-аккумуляторов подготовленной воды емкостью равной 10 кратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение за отопительный период. Число баков принимается не менее двух по 50% расчетной емкости в каждом.

Размещение баков-аккумуляторов подпиточной воды, возможна как на площадке ТЭЦ, так и в районах теплопотребления.

Для закрытых систем теплоснабжения предусматривается установка на ТЭЦ 2-х баков запаса подготовленной подпиточной воды емкостью равной 3% от объема воды в тепловых сетях.

11.13. Для закрытых и открытых систем теплоснабжения предусматривается дополнительная аварийная подпитка тепловых сетей необработанной водой в размере 2% от объема воды в тепловых сетях.

11.14. При применении открытой системы теплоснабжения подвод воды к площадке электростанций из городского питьевого водопровода производится за счет средств организаций потребителей тепла, согласие которых должно быть подтверждено документально.

При окисляемости воды более 4 мгО/л, как правило, следует применять закрытую систему теплоснабжения.

При карбонатной жесткости воды 7 мг экв/л и более следует принимать открытую систему теплоснабжения.

11.15. Водяные тепловые сети ТЭЦ от сетевых насосов второго подъема выполняются на расчетное давление 2,5 МПа (25 кгс/см²).

11.16. Тепловые сети внешних потребителей тепла ТЭС и ГРЭС, проходящие на территории станции от задвижек коллекторов (или выходных задвижек пиковых котлов), не входят в состав сооружений ТЭЦ и ГРЭС и относятся к магистральным тепловым сетям.

11.17. Проектирование тепловых сетей осуществляется на основе: "Строительные нормы и правила. Часть II. Нормы проектирования. Глава 36. Тепловые сети. СНиП II-36-73".

11.18. Тепловые сети жилых поселков ТЭЦ и ГРЭС не входят в состав промышленного строительства и относятся к комплексу жилищного строительства.

11.19. Тепловые сети собственных нужд ТЭЦ присоединяются к общим коллекторам сетевой воды через центральный тепловой пункт. Присоединение к выводам магистральных тепловых сетей, расположенных на территории ТЭЦ отдельных зданий не допускается.

Тепловые сети собственных нужд ГРЭС и ее жилого поселка выполняются, как правило, общими и регулируются по общему температурному графику.

Местные системы горячего водоснабжения жилых и общественных зданий поселков ТЭЦ и ГРЭС присоединяется к тепловым сетям.

Приложение:
к нормам технологического проектирования тепловых
электростанций

ПЕРЕЧЕНЬ
действующих нормативных документов

	Утверждение
1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей". Минэнерго СССР	1976 г.
2. "Правила безопасности в газовом хозяйстве" Госгортехнадзор СССР	1980 г.
3. "Правила и устройства и безопасности эксплуатации паровых и водогрейных котлов" Госгортехнадзор	1974 г.
4. "Правила устройства и безопасности эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" Госгортехнадзор	1971 г.
5. "Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" Госгортехнадзор	1975 г.
6. "Правила техники безопасности при обслуживании теплосилового оборудования электростанции"	1972 г.
7. "Правила техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования электростанций"	1973 г.
8. "Правила устройства электроустановок". Минэнерго СССР	1976 г.
9. "Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов"	1971 г.
10. "Основные положения по автоматизированной системе управления электрическими станциями"	1980 г.
11. "Инструкция по пожарной защите энергетических объектов" Минэнерго СССР	1980 г.
12. Закон СССР "Об охране атмосферного воздуха"	1980 г.
13. Закон СССР "Об основах земельного законодательства"	1968 г.
14. Закон СССР "Об охране и использовании животного мира"	1980 г.
15. Закон СССР "Об основах водного законодательства"	1970 г.

- | | |
|--|---------|
| 16. Закон СССР "Об основах лесного законодательства" | 1977 г. |
| 17. Закон СССР "О мерах по усилению охраны недр и улучшению использования полезных ископаемых" | 1975 г. |
| 18. Постановление ЦК КПСС и Совмина СССР "Об усилении использования природных ресурсов" | 1978 г. |
| 19. Закон СССР "О мерах по снижению шума на промышленных предприятиях, в городах и других населенных пунктах" | 1973 г. |
| 20. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок электростанций и подстанций" Минэнерго СССР | 1965 г. |
| 21. Правила взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии" | 1975 г. |
| 22. "Правила взрыво-пожаробезопасности топливоподач электростанций" | 1975 г. |
| 23. "Технические требования по взрывобезопасности котельных установок, работающих на мазуте или природном газе" | 1975 г. |
| 24. "Руководство по проектированию обработки и очистки производственных сточных вод тепловых электростанций" | 1976 г. |
| 25. "Устав железных дорог Союза ССР" | 1964 г. |
| 26. "Правила технической эксплуатации железных дорог Союза ССР" | 1970 г. |
| 27. "Инструкция по сигнализации на железных дорогах Союза ССР" | 1971 г. |
| 28. "Правила перевозки отдельных видов грузов и выполнения коммерческих операций на станциях в железнодорожных подъездных путях" | 1975 г. |
| 29. "Инструкция по хранению ископаемых углей, горючих сланцев и фрезерного торфа на открытых складах электростанций" | 1974 г. |
| 30. "Указания по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий" (СН-369-74) | 1974 г. |
| 31. "Типовые организационные структуры управления и укрупненные нормативы численности персонала тепловых электростанций с энергоблоками мощностью 150, 200 и 300 тыс. кВт" | 1977 г. |
| 32. "Типовые организационные структуры управления и укрупненные нормативы численности персонала тепловых электростанций с поперечными связями мощностью свыше 25 тыс. кВт" | 1977 г. |
| 33. "Нормативы численности эксплуатационного и ремонтного персонала ГРЭС, оборудованных энергоблоками" | |

- 300, 500 и 800 МВт и ТЭЦ с турбинами мощностью 250 МВт (для проектных организаций)" 1973 г.
34. "Нормативы численности промышленно-производственного персонала районных котельных в составе электростанций и предприятий тепловых сетей" 1979 г.
35. "Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и механизмов" 1973 г.
36. "Правила защиты устройств проводной связи, железнодорожной сигнализации и телемеханики от опасного и мешающего влияния линий электропередачи" 1965 г.
37. "Технические условия. Сооружения гражданских предприятий проводной и почтовой связи. Нормы проектирования (ТУ-588)" 1972 г.
38. "Электростанции тепловые. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования" (СНиП II-58-75) 1976 г.
39. "Тепловые сети. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования" (СНиП II-36-73)" 1974 г.
40. "Инструкция по разработке проектов и смет для промышленного строительства" (СН-202-76) 1976 г.
41. "Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий" (СН-245-71) 1972 г.
42. "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Строительные нормы и правила". Нормы проектирования (СНиП II-3-79) 1979 г.
43. Строительная климатология и геофизика. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования (СНиП II-A.7-72) 1972 г.
44. "Строительная тепломеханика. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования "(СНиП II-3-79) 1979 г.
45. "Инструкция по проектированию комплекса инженерно-технических средств охраны на предприятиях Минэнерго СССР" (ВСН 03-77) 1978 г.
46. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Защита от шума СНиП II-12-77 1977 г.

Строительные нормы и правила. Нормы проектирования.

47. СНиП II-A-12-69 1972 г.
Гидротехнические сооружения. Строительство в сейсмических районах
48. СНиП II -33-75 1975 г.
Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
49. СНиП II -30-76 1976 г.
Внутренний водопровод и канализация зданий

50. СНиП II -31-74 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения	1976 г.
51. СНиП II -32-74 Канализация. Наружные сети и сооружения	1976 г.
52. СНиП II -34-76 Горячее водоснабжение	1976 г.
53. СНиП II -39-76 Железные дороги колеи 1520 мм	1976г.
54. СНиП II -91-77 Сооружение промышленных предприятий	1977 г.
55. СНиП II -106-79 Склады нефти и нефтепродуктов	1979 г.
56. СНиП II -М.1-71 Генеральные планы промышленных предприятий	1971 г.
57. СНиП II -46-75 Промышленный транспорт	1975 г.
58. СНиП II-М.2-72 Производственные здания промышленных предприятий	1972 г.
59. II.Д.1-62	1962 г.
60. II.Д.5-72	1972 г.

Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий

61. СН 245-71 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями	1971 г.
62. ГОСТ 17.2.3.02.78 Указания по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий	1971 г.
63. СН 369-74	1974 г.
64. "Руководящие указания по проектированию, строительству и приемке в эксплуатацию газопроводов, подающих природный газ к котлам районных электростанций	1962 г.
65. Правила проектирования и вентиляции главных корпусов тепловых электростанций. Руководящий технический материал (РТМ34-9ТЭП-02-77)	1977 г.
66. Правила проектирования отопления и вентиляции помещений водоподготовки и складов реагентов тепловых и атомных электростанций. Руководящий технический материал (РТМ34-9ТЭП-06-79)	1979 г.
67. Руководящие указания по выбору и эксплуатации изоляции в районах с загрязненной атмосферой	1975 г.

68. "Инструкция по проектированию организации и механизации ремонта оборудования, зданий и сооружений на тепловых электростанциях" 1980 г.
69. "Правила проектирования отопления и вентиляции (обеспыливание и уборка помещений) топливных трактов тепловых электростанций. Стандарт предприятия (СТПЗ4-245-72) 1973 г.
70. "Правила проектирования кондиционирования воздуха блочных щитов тепловых и атомных электростанций
Руководящий технический материал
(РТМЗ4-243-74) 1975 г.
71. Правила проектирования вентиляции кабельных тоннелей. Руководящий технический материал
(РТМЗ4-245-75) 1975 г.
72. Автоматизация отопительно-вентиляционных устройств в зданиях ТЭС и вводов тепловых сетей. Руководящий технический материал
(РТМЗ4-253-75) 1975 г.
73. Правила теплотехнического и экономического расчета ограждающих конструкций отапливаемых зданий тепловых и атомных электростанций. Руководящий технический материал
(РТМЗ4-345а-76) 1976 г.
74. "Указания по проектированию и монтажу трубопроводов газообразного кислорода" 1970 г.
75. "Санитарные правила работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений" 1969 г.
76. Руководящие указания по коагуляции воды на электростанциях 1973 г.
77. Руководящие указания во известкованию воды на электростанциях 1973 г.
78. Руководящие указания по применению гидразина на теплоэнергетических установках электростанций 1972 г.
79. Руководящие указания по очистке производственного конденсата 1978 г.
80. Инструкция по консервации барабанных котлов высокого давления в режиме останова 1977 г.
81. Указание о системах противокоррозионных покрытий оборудования и технологических конструкциях тепловых электростанций 1980 г.
82. Руководящие указания по автоматическому дозированию гидразина и аммиака на энергоблоках с прямоточными котлами 1972 г.
83. Руководящие указания по предпусковой химической очистке теплоэнергетического оборудования 1968 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	1
2. ОХРАНА ПРИРОДЫ	2
2.1. <u>Охрана земель</u>	2
2.2. <u>Охрана воздушного бассейна</u>	3
2.3. <u>Охрана водного бассейна</u>	3
3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН И ТРАНСПОРТНОЕ ХОЗЯЙСТВО	4
3.1. <u>Генеральный план</u>	4
3.2. <u>Транспортное хозяйство</u>	5
4. ТОПЛИВНОЕ И МАСЛЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО	6
4.1. <u>Разгрузка, подача и хранения твердого топлива</u>	6
4.2. <u>Прием, подача и хранение мазута</u>	9
4.3. <u>Газовое хозяйство</u>	12
4.4. <u>Масляное хозяйство</u>	12
5. КОТЕЛЬНОЕ ОТДЕЛЕНИЕ	13
5.1. <u>Котлоагрегаты</u>	13
5.2. <u>Золоулавливание</u>	15
5.3. <u>Внутростанционное золошлакоудаление</u>	16
6. ТУРБИННОЕ ОТДЕЛЕНИЕ	17
7. ВОДОПОДГОТОВКА И ХИМИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ	20
8. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	26
<u>Главные схемы электрических соединений</u>	26
<u>Схемы электрических соединений собственных нужд</u>	29
<u>Управление, сигнализация и автоматика</u>	33
<u>Распределительные устройства, кабельное хозяйство и вспомогательные сооружения</u>	37
<u>Средства диспетчерской, технологической связи и телемеханики</u>	41
9. УПРАВЛЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ	41
10. ГИДРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	44
10.1. <u>Системы охлаждения и водоснабжения</u>	44
10.2. <u>Внешнее золошлакоудаление</u>	46
10.3. <u>Водопровод, канализация и противопожарные мероприятия</u>	48
11. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	48
Приложение:	50