

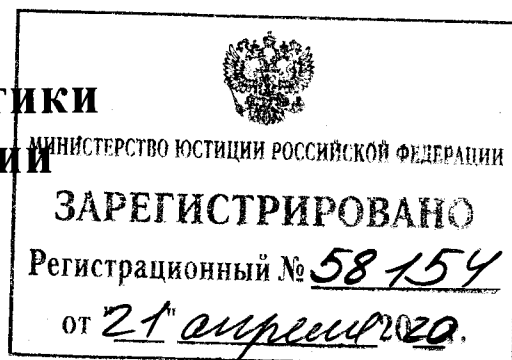


**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(Минэнерго России)

П Р И К А З

16 августа 2019 г.

Москва



№ 858

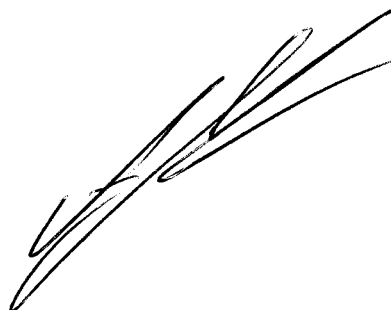
Об утверждении Методических указаний по технологическому проектированию тепловых электростанций

В соответствии с подпунктом «в» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483, № 51, ст. 8007) и пунктом 1 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562; 2018, № 34, ст. 5483) п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по технологическому проектированию тепловых электростанций.

2. Настоящий приказ вступает в силу по истечении трех месяцев со дня его официального опубликования.

Врио Министра



А.Б. Яновский

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по технологическому проектированию тепловых электростанций**

I. Общие положения

1. Методические указания по технологическому проектированию тепловых электростанций (далее – Методические указания) устанавливают требования к определению при разработке проектной документации технических и технологических решений, обеспечивающих возможность использования проектируемых тепловых электростанций (далее – ТЭС) по их функциональному назначению и их надежной и безопасной работы в составе энергосистемы, в том числе решений по составу и выбору оборудования, его компоновке, определению электрических схем, оснащению объекта системами и устройствами технологического управления, релейной защиты и автоматики, телемеханики и связи, обеспечению работоспособности, надежности и живучести ТЭС.

Указанные в абзаце первом требования должны учитываться при планировании развития электрических сетей, технологическом присоединении ТЭС к электрическим сетям, соблюдаться при определении основных характеристик вновь вводимого (реконструируемого, модернизируемого) оборудования ТЭС, разработке технических условий, проектной и рабочей документации на строительство (реконструкцию, модернизацию) ТЭС.

2. Настоящие Методические указания не распространяются на проектирование, строительство, реконструкцию атомных, дизельных, газопоршневых, геотермальных, биотопливных электростанций, мобильные (передвижные) электростанции, а также энерготехнологические установки промышленных предприятий, работающие с ТЭС совместно или в отдельном

производственном цикле.

Требования настоящих Методических указаний также не распространяются на случаи проектирования строительства, реконструкции ТЭС:

разработка проектной документации по которым начата до даты принятия настоящих Методических указаний;

по которым до даты вступления в силу настоящих Методических указаний получено положительное заключение государственной экспертизы проектной документации.

3. Разработка проектной документации на строительство (реконструкцию) ТЭС должна осуществляться в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 1 (ч. I), ст. 16; 2019, № 31, ст. 4453), Федеральным законом Российской Федерации от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 1, ст. 5; 2013, № 27, ст. 3477), Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 8, ст. 744; 2019, № 28, ст. 3788), Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – Правила технологического функционирования электроэнергетических систем), нормативными правовыми актами Минэнерго России, устанавливающими требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, а также в соответствии с иными техническими регламентами, нормативными правовыми актами и настоящими Методическими указаниями.

При проектировании ТЭС должно быть обеспечено осуществление комплекса специальных мер по безопасному функционированию объекта в соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности

объектов топливно-энергетического комплекса» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 30 (ч. I), ст. 4604; 2016, № 28, ст. 4558) и Федерального закона от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» (далее – Закон № 187-ФЗ) (Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 31 (ч. I), ст. 4736).

4. В настоящих Методических указаниях используются термины и определения в значениях, установленных законодательством Российской Федерации, а также термины и определения, приведенные в приложении к Методическим указаниям.

5. При проектировании ТЭС разработка технических и технологических решений должна осуществляться с целью обеспечения:

надежности и безопасности работы оборудования и ТЭС в целом;

использования типовых схемных решений;

безопасности эксплуатации и ремонта;

соблюдения санитарно-бытовых условий труда для всех категорий персонала;

экономической и экологической эффективности производства.

6. Требования Методических указаний должны учитываться при разработке разделов проектной документации на строительство, реконструкцию ТЭС, содержащих функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения.

7. Помещения с постоянным пребыванием в них персонала 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.

8. Типы транспорта (включая трубопроводный) и параметры транспортной инфраструктуры (схемы транспортных коммуникаций) принимаются из расчета обеспечения электростанции топливом, исходя из задания на проектирование, утвержденного заказчиком строительства.

9. В случае если реализацию мероприятий по строительству (реконструкции) ТЭС, вводу ее в работу в составе энергосистемы предполагается осуществлять поэтапно, соответствующие этапы должны быть выделены при проектировании строительства (реконструкции) ТЭС в составе проектной документации.

10. Проектирование системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора (далее – СОТИАССО) осуществляется на основании технических требований по организации систем обмена технологической информацией между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами, устанавливаемых субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

II. Топливное и масляное хозяйство

11. Суточный расход основного топлива и условия его разгрузки определяются исходя из работы 100 % топливопотребляющего оборудования при его номинальной производительности согласно заданию на проектирование, утвержденному заказчиком строительства.

12. Часовая производительность каждой нитки топливоподачи определяется по суточному расходу основного топлива электростанции, исходя из режима работы топливоиспользующего оборудования с резервом, обоснованным проектировщиком.

13. Разгрузка твердого топлива и его подача к топливоиспользующим установкам должна выполняться механизированным способом.

14. При поставке на электростанцию смерзающегося топлива сооружаются размораживающие устройства. Вместимость размораживающего устройства должна определяться с учетом суточного расхода топлива и необходимого времени для разогрева вагонов.

15. На конвейерах тракта топливоподачи должны быть предусмотрены устройства для отделения из угля металлов, дерева и прочих посторонних нетопливных фракций.

Отделенные нетопливные фракции должны удаляться механизированным

способом. Во всех отапливаемых помещениях топливоподачи, а также в помещении башни пересыпки и надбункерной галереи главного корпуса надлежит проектировать механизированную гидравлическую уборку полов и смыв пыли со стен, перекрытий, конструкций и оборудования.

16. В тракте топливоподачи твердого топлива должны быть предусмотрены точки размещения пробоотборных и проборазделочных установок для определения качества подаваемого топлива.

17. Склад твердого топлива и тракт топливоподачи должны быть оснащены весами или иными приборами (устройствами) для определения количества топлива, поступающего на склад и в топливоиспользующие установки.

18. Приемные бункеры, пересыпные короба и течи должны обеспечивать ссыпку топлива без его удержания (налипания) на стенках.

Необходимость оборудования стенок бункеров разгрузочных устройств и склада топлива, пересыпных коробов, течек и тройников тракта топливоподачи обогревом и механизмами встряхивания определяется проектом.

19. Узлы пересыпки, измельчения топлива, бункерные галереи должны оснащаться обеспыливающими устройствами.

Тип, производительность и эффективность применяемого устройства обеспыливания должна удовлетворять требованиям обеспечения взрывобезопасности узла тракта топливоподачи и определяться проектом.

20. Рабочая температура внутри галерей ленточных конвейеров, помещений узлов пересыпок, а также подземной части разгрузочных устройств должна обеспечивать транспортировку топлива без его смерзания.

Необходимость применения отопления галерей, помещений узлов пересыпок, разгрузочных устройств определяются проектной документацией или в соответствии с гарантийными параметрами эксплуатации, установленными изготовителем оборудования.

21. Проекты тепловых электростанций должны предусматривать сооружение резервного топливного хозяйства и создание запасов топлива для тепловых электростанций или обеспечение подачи газа на них не менее чем от 2

магистральных газопроводов.

Если проектом предусмотрено сооружение резервного топливного хозяйства, то газоиспользующее оборудование должно быть приспособлено к работе на газе и на резервном (аварийном) топливе.

Вид резервного топлива выбирается на основании технических характеристик выбранного топливоиспользующего оборудования.

Емкость баков запаса резервного топлива выбирается исходя из:

требуемой длительности работы топливоиспользующего оборудования на резервном топливе;

способа и периодичности доставки резервного топлива (восполнения запасов).

Емкость и место расположения аварийного резервуара для перекачки нефтепродуктов в случае аварии или пожара должны быть определены проектом исходя из условий площадки ТЭС.

22. Длина фронта разгрузки резервного топливного хозяйства (основного мазутохозяйства) должна определяться с учетом суточного расхода резервного топлива (мазута) и необходимого времени для разогрева и слива топлива (мазута).

23. Оборудование резервного топливного хозяйства (основного мазутохозяйства) должно обеспечивать:

подачу резервного топлива (мазута) в котельное отделение при работе заданного состава топливоиспользующего оборудования, предназначенного для сжигания резервного топлива, с номинальной производительностью;

однократное резервирование насосов, подогревателей и фильтров тракта подачи резервного топлива (мазута) для возможности выполнения их технического обслуживания и ремонта.

24. На всасывающих и нагнетательных трубопроводах резервного топливного хозяйства (основного мазутохозяйства) должна быть установлена запорная арматура для отключения участков трубопроводов для их технического обслуживания или ремонта, а также при аварийных ситуациях.

25. Схемы управления арматурой и насосами должны обеспечивать безопасное управление в нормальных схемах и при аварийных ситуациях, и иметь

двойное управление – с местного щита управления и центрального щита управления ТЭС.

Сигналы аварийной сигнализации должны выводиться как на местный щит управления, так и на центральный щит управления ТЭС.

26. На ТЭС, использующих в качестве топлива природный газ, предусматривается установка газорегуляторного пункта (далее – ГРП). Производительность ГРП рассчитывается на максимальный расход газа всего газопотребляющего оборудования, а на ТЭС, сжигающих газ сезонно или неполным составом газоиспользующего оборудования – по максимальному расходу газа из всех сезонных режимов или выбранного состава газоиспользующего оборудования.

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

27. Подвод газа от газораспределительной станции к ГРП производится по одному газопроводу на каждый ГРП, резервный подвод газа не предусматривается.

28. На газомазутных конденсационных электростанциях мощностью до 1200 МВт и теплоэлектроцентралях (далее – ТЭЦ) с расходом пара до 4000 т/ч допускается сооружать один ГРП. На электростанциях большей мощности сооружается соответственно два или более ГРП.

29. Для электростанций на газе при отсутствии резервного топливного хозяйства (мазутного хозяйства) должно предусматриваться не менее двух ГРП.

Для электростанций на газе при отсутствии на них резервного топливного хозяйства (мазутного хозяйства) и предназначенных для обеспечения преимущественно собственных нужд производственных установок предприятий допускается установка одного ГРП с обязательным резервированием установок регулирования давления газа.

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

31. Выбор технических и технологических устройств, материала и конструкции труб и соединительных деталей, защитных покрытий, вида и способа прокладки газопроводов должен осуществляться с учетом требуемых по условиям

эксплуатации параметров давления и температуры природного газа, гидрогеологических данных, природных условий и техногенных воздействий.

32. Газовое хозяйство электростанций, сжигающих доменный или коксовый газ, а также газы газогенераторные, сбросно-технологические, влажные природные и сернистые природные, должно проектироваться с учетом требований технического регламента «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 29.10.2010 № 870 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 45, ст. 5853; 2018, № 52, ст. 8288), а также приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности при получении, транспортировании, использовании расплавов черных и цветных металлов и сплавов на основе этих расплавов» от 30.12.2013 № 656 (зарегистрирован Минюстом России 15.05.2014, регистрационный № 32271).

33. Каждая электростанция должна иметь централизованное место хранения турбинного и трансформаторного масел и оборудование, используемое для приема и перекачки масел.

Форма организации централизованного места хранения масел (баковое хозяйство или склад маслотары) определяется заказчиком.

34. Объем емкостей, находящихся на центральном складе, должен 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;

для вспомогательных смазочных средств – в размере 45-суточной потребности.

35. Схема подачи и слива турбинного и трансформаторного масел к основным агрегатам определяется проектом и должна исключать их смешение и

замерзание при подаче или сливе.

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

III. Котельное отделение

37. Все котлоагрегаты, сжигающие твердое топливо, должны быть оборудованы золоулавливающими установками. Степень очистки газов должна выбираться для проектных значений приведенной зольности сжигаемого топлива.

38. 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.

39. 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.

IV. Турбинное отделение

40. Единичная мощность турбоагрегатов выбирается на основе анализа с учетом Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с подпунктом «в» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (далее – Методические указания по проектированию развития энергосистем).

41. Единичная мощность и тип теплофикационных агрегатов на ТЭЦ,

входящих в энергосистемы, выбираются с учетом характера и перспективной величины тепловых нагрузок, в том числе с учетом схемы теплоснабжения.

42. Тепловая схема блочных электростанций должна обеспечивать возможность пуска блока из любого температурного состояния и одновременный пуск не менее двух энергоблоков электростанции.

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

44. Количество и производительность питательных насосов определяется из расчета обеспечения максимального расхода питательной воды на котел с запасом не менее 5 %, с учётом их резервирования.

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

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.

46. На электростанциях должен предусматриваться 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 остальных электростанциях на 40 минут, но не менее 2000 м³. Указанные емкости включают емкость для сбора загрязненного конденсата.

47. На электростанциях устанавливается один общий бак слива емкостью 40-60 м³ на каждые четыре-шесть котлов.

48. При выходе из работы одной турбины с наибольшей тепловой мощностью остальные тепловые источники должны обеспечить отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха.

49. 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.

50. Для маслоохладителей турбоагрегатов должна применяться система охлаждения масла, исключая попадание масла в природные источники водоснабжения (реки, водоемы).

V. Водоподготовка и химический контроль

51. Способ обработки добавочной воды котлов, выбор технологической схемы водоподготовительной установки для питания ТЭС и тепловых сетей должен обеспечить качество воды, соответствующее требованиям изготовителя котельного оборудования или тепловой сети соответственно, с учетом:

качества исходной воды;

капитальных и эксплуатационных затрат на подготовку воды и утилизацию сточных вод и отходов, возникающих при очистке воды.

На блочных электростанциях при восполнении потерь питательной воды дистиллятом испарителей блочных испарительных установок, последние, независимо от типа применяемых котлов, дополняются общестанционной испарительной или обессоливающей ионитной (мембранной) установкой.

Водно-химический режим котлов-утилизаторов выбирается с учетом особенностей тепловой схемы энергоблока ПГУ (газотурбинной, газопоршневой установки с утилизацией тепла выхлопных газов) и требований, предъявляемых к качеству питательной воды (пара) организациями-изготовителями оборудования.

52. В случае если реализация мероприятий по строительству (реконструкции) ТЭС, вводу ее в работу в составе энергосистемы предполагается осуществлять поэтапно, технологическая схема и срок ввода в эксплуатацию водоподготовительных установок, установок очистки конденсата, коррекционной обработки воды, соответствующего реагентного и бакового хозяйства должны обеспечивать возможность проведения предпусковой очистки (промывки) теплоэнергетического оборудования, вводимого в эксплуатацию согласно этапу, и первичный ввод его в работу.

53. Расчетную производительность блочной испарительной установки для конденсационных электростанций и отопительных ТЭЦ следует принимать равной 2% паропроизводительности устанавливаемых котлов.

Расчетную производительность обессоливающей установки для конденсационных электростанций и отопительных ТЭЦ следует принимать равной 2 % паропроизводительности устанавливаемых котлов и дополнительной величины производительности.

Производительность общестанционной обессоливающей или 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 химобессоленной водой производительность химобессоливающей 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).

Производительность водоподготовительной установки для ТЭЦ с отдачей пара на производство дополнительно должна быть увеличена на величину покрытия

проектных потерь конденсата на производстве и величину 50 % от проектного объема возвращаемого конденсата.

54. Устройство по обработке конденсатов, возвращаемых с производства, должно обеспечивать соблюдение норм питательной воды котлов в соответствии с требованиями организаций-изготовителей основного оборудования.

Необходимость сооружения конденсатоочисток определяется качеством конденсатов, возвращаемых с производства.

Потоки конденсата, которые могут быть загрязнены соединениями, образующими при термоллизе минеральные кислоты, используются только для питания испарителей или паропреобразователей, если их полная кислотность в результате 100 % термоллиза будет выше 200 мкг-экв/дм³. При более низких значениях кислотности конденсаты могут направляться на ионитную конденсатоочистку.

55. При проектировании установок для очистки добавочной воды котлов, тепловых сетей, питательной воды испарителей, очистки производственных конденсатов предусматривается максимальная блокировка их с очистными сооружениями, а также со складскими помещениями. С учетом подвоза реагентов к складу без промежуточной перегрузки на территории электростанции должна предусматриваться возможность дальнейшего расширения установок водоподготовки.

56. В случае размещения трубопроводов в каналах предусматриваются съемные плиты и люки для ревизии и ремонта.

57. Для подготовки подпиточной воды закрытых систем теплоснабжения допускается применять воду из поверхностных водоисточников и очищенные сбросные воды.

Установки подготовки воды подпитки открытых систем теплоснабжения должны обеспечивать качество подготовленной воды, удовлетворяющее требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего

водоснабжения», утвержденным постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 26.09.2001 № 24 (зарегистрирован Минюстом России 31.10.2001, регистрационный № 3011) с изменениями, внесенными постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 07.04.2009 № 20 (зарегистрирован Минюстом России 05.05.2009, регистрационный № 13891), постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 25.02.2010 № 10 (зарегистрирован Минюстом России 22.03.2010, регистрационный № 16679) и постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 28.06.2010 № 74 (зарегистрирован Минюстом России 30.07.2010, регистрационный № 18009).

58. При проектировании ВПУ должен быть выполнен:

анализ качества исходной воды за предыдущие годы по отдельным сезонам (летняя и зимняя межень, весенние и осенние дождевые паводки);

анализ данных о работе аналогичных водоподготовительных установок, использующих тот же источник водоснабжения;

прогноз изменения качества воды на ближайшие десять лет.

В случае если при анализе качества исходной воды выявлено загрязнение водоисточника сточными водами, большое содержание в исходной воде железа или нереакционноспособной кремнекислоты, при разработке проектной документации должен быть предусмотрен этап выполнения пробной обработки воды в неблагоприятный в отношении ее качества период для определения требуемых условий и возможных результатов очистки.

При проектировании оборудования водоочистительных установок разного 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. Техничко-экономические подсчеты для оценки вариантов обработки добавочной воды котлов и тепловых сетей производятся исходя из среднегодовых показателей качества исходной воды.

59. Оборудование водоподготовительной установки должно иметь резервирование для возможности выполнения его технического обслуживания и ремонта без отключения ВПУ.

60. Общая расходная емкость мерников для каждого реагента принимается в размере не менее 12 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.

61. 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 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 не более трех и не менее одной в сутки в зависимости от степени автоматизации водоочистки.

Фильтры гидрорегузки катионита и анионита обеспечиваются подводом растворов кислоты, соли, щелочи и сжатого воздуха.

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

62. Необходимость очистки конденсата блочных электростанций и объем очищаемого конденсата устанавливается на основе требований организации-

изготовителя к качеству питательной воды котла.

63. Для обессоливания турбинных конденсатов применяются фильтры смешанного действия (далее – ФСД) с выносной регенерацией ионитов при расчетной скорости фильтрования 100 м/ч (при одном фильтре выведенном на регенерацию).

64. При невозможности обеспечения качества питательной воды основной схемой водоподготовки вследствие загрязнения конденсата, для обезжелезивания и обессоливания всех общестанционных загрязненных конденсатов должна предусматриваться общестанционная автономная установка.

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. Скорость фильтрации конденсата в механических и в Н-катионитных фильтрах, загруженных сильнокислотными катионитами, принимается также 50 м/ч.

Производительность автономной конденсатоочистки для электростанций с барабанными котлами выбирается из условия обеспечения соответствия параметров конденсата требованиям качества питательной воды барабанных котлов.

Для котлов должны предусматриваться устройства для обработки питательной воды реагентами в соответствии с требованиями организаций-изготовителей основного оборудования. При необходимости подачи пара на пищевые, фармацевтические и подобные предприятия должно быть предусмотрено независимое пароснабжение этих предприятий.

65. Для барабанных котлов в соответствии с требованиями организации-изготовителя котла предусматриваются устройства для коррекционной обработки котловой воды реагентами.

При обессоливании добавочной воды сепараторы непрерывной продувки и расширители периодической продувки принимаются по два комплекта на электростанцию.

Качество питательной воды должно обеспечивать получение требуемого качества пара, устанавливаемого организацией-изготовителем турбины или иного оборудования, использующего пар.

66. При доставке реагентов железнодорожным транспортом склады 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 неснижаемый 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.

67. Оборудование, трубопроводы, арматура водоподготовительных установок, очистных сооружений и установок очистки конденсата, а также строительные конструкции, поверхности которых соприкасаются с коррозионно-активной средой (в том числе с конденсатом или водой с рН 7,0 ед. и менее), должны иметь на этих поверхностях антикоррозионные покрытия или изготовлены из коррозионно-стойких материалов.

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

69. Установки для обработки воды и пароводяной тракт электростанций должны быть оснащены необходимыми устройствами для отбора и подготовки проб и системой химико-технологического мониторинга. Дистанционное управление и автоматизация химического контроля и технологических процессов подготовки воды принимаются в объеме, определяемом заданием на проектирование, утвержденным заказчиком строительства.

Пробоотборные линии выполняются из полимерных труб или нержавеющей стали для пробы с температурой 40 °С и менее, а для среды с температурой пробы