Министерство энергетики Российской Федерации

(Минэнерго России)

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 58154
от 21 апреля 2020.

ПРИКАЗ

16 августа 2019 г. № 858

Москва

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.

gost.e-ecolog.ru

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

Врио Министра А.Б. Яновский



Департамент оперативного контроля
и управления в электроэнергетике
Юрлов Евгений Юрьевич
(495) 631-98-61

Приложение
к приказу Минэнерго России
от «16» 08 2019 г. № 858

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 течки 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 теплоэлектроцентралей (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. Внутристанционное золошлакоудаление до насосных станций осуществляется раздельным с использованием пневмогидравлических или гидравлических способов.

При наличии на ТЭС сухих золоуловителей принимается внутристанционное 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 $м^3$, на остальных электростанциях на 40 минут, но не менее 2000 $м^3$. Указанные емкости включают емкость для сбора загрязненного конденсата.

47. На электростанциях устанавливается один общий бак слива емкостью 40-60 $м^3$ 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, исключающая 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 термолизе минеральные кислоты, используются только для питания испарителей или паропреобразователей, если их полная кислотность в результате 100 % термолиза будет выше 200 мкг-экв/дм^3. 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. Технико-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 $м^3/ч$ предусматривается разбивка механических и ионитных фильтров (при параллельном их включении) на блоки, производительностью от 200 до 500 $м^3/ч$ 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 гидроперегрузки 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 $м^3$/ч для блоков мощностью до 500 МВт и 300 $м^3$/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 pH 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 изготовляются 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

более 40 °С из нержавеющей стали.

Пробоотборные линии должны обеспечивать необходимый расход пробы на приборы АХК в соответствии с документацией на приборы и расход пробы на ручной отбор не менее 25 литров пробы в час.

Не допускается использовать для ручного контроля сливы от автоматических приборов непрерывного действия.

Длина пробоотборной линии должна быть минимальной в целях предотвращения осаждения примесей из пробы и запаздывания показаний и иметь уклон в сторону движения пробы.

70. На электростанциях предусматриваются центральные химические лаборатории и экспресс-лаборатории, в том числе на химводоочистке.

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

71. 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.

VI. Электротехническая часть

72. Мероприятия по реконструкции и развитию электрической сети, в том числе главная электрическая схема, состав и характеристики основного электротехнического оборудования, обеспечивающие выдачу мощности ТЭС в энергосистему, должны определяться схемой выдачи мощности ТЭС, разработанной и согласованной в соответствии с Правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с подпунктом «г» 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».

73. Разработка проектной документации в отношении распределительных устройств ТЭС, в том числе в отношении блочных трансформаторов, в случае, если последние выполняют функцию трансформаторов связи, выбор схем распределительных устройств ТЭС должны осуществляться в соответствии с требованиями Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ, 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 технологическому проектированию ПС).

Определение технических решений при проектировании главной электрической схемы ТЭС, определение требований к устанавливаемому электротехническому оборудованию и устройствам (комплексам) РЗА должны осуществляться на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов, устойчивости, токов короткого замыкания. Требования к объему и составу проводимых расчетов, временному горизонту и детализации проводимых расчетов, характерным режимно-балансовым условиям, для которых выполняются расчеты электроэнергетических режимов, расчетным температурным условиям определены в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем.

74. На электростанциях, имеющих распределительные устройства (далее – 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 ТЭС, входящих в энергосистемы с гидроэлектростанциями значительной мощности, при выборе мощности трансформаторов связи учитывается также возможность снижения нагрузок генераторов, присоединенных к РУ генераторного напряжения в период паводка.

Для автотрансформаторов, к обмоткам низшего напряжения которых подключаются генераторы, должен проводиться расчет загрузки общей обмотки в нормальном, ремонтном и послеаварийном режиме при номинальной мощности подключенных генераторов.

Все автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы связи РУ разных напряжений должны иметь устройства регулирования напряжения под нагрузкой на одном напряжении (ВН или СН).

75. 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.

Выбор трансформаторов и схем электрической связи между РУ электростанции принимаются в соответствии с заданием на проектирование, утвержденным заказчиком строительства.

Для группы из однофазных трансформаторов, устанавливаемых в блоке с генератором, проектом должна предусматриваться резервная фаза в составе первого проектируемого (вводимого) блока такой схемы. Допускается использовать

указанную резервную фазу как общую для последующих проектируемых блоков.

76. Схемы соединений распределительных устройств 35 – 750 кВ должны удовлетворять требованиям по надежности электроснабжения, а для распределительных устройств на ТЭЦ, также и по надежности теплоснабжения.

77. Для всего основного электротехнического оборудования главной схемы должны быть определены длительно допустимые нагрузки, нагрузки в аварийных, послеаварийных и ремонтных режимах.

78. Выбор электротехнического оборудования ТЭС должен осуществляться с учетом необходимости обеспечения термической и электродинамической стойкости данного оборудования, а для выключателей дополнительно с учетом необходимости обеспечения их отключающей способности.

79. При выборе электрической схемы распределительных устройств, предпочтение должно отдаваться схеме, в которой отключение отдельных цепей осуществляется меньшим числом выключателей.

80. Для электростанций с блочной тепловой схемой должно быть обеспечено надежное питание собственных нужд блока в режимах отсутствия на нем генерации.

81. В открытых распределительных устройствах должно применяться высоковольтное оборудование, соответствующее ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды», утвержденному и введенному в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 29.12.1969 № 1394 (Издательство стандартов, 1970; изменение № 1 (ИУС 3 – 78); изменение № 2 (ИУС 4 – 83); изменение № 3 (ИУС 2 – 89); изменение № 4 (ИУС 12 – 99); поправка (ИУС 3 – 2004); изменение № 5 (ИУС 2 – 2013). Возможность применения выключателей и другого высоковольтного оборудования, определяется проектной документацией в соответствии с гарантийными параметрами эксплуатации, установленными изготовителем оборудования, с учетом климатических условий района размещения распределительных устройств.

82. Питание собственных нужд блока электростанции должно обеспечиваться от двух трансформаторов собственных нужд:

основного, запитанного ответвлением от блоков генератор-трансформатор;

резервного, запитанного от шин электростанции, при условии, что эти шины могут получать электроэнергию от внешней сети при остановке генераторов станций.

Для обеспечения разворота электростанций с блочной тепловой схемой при системной аварии с обесточением собственных нужд станции разрабатываются мероприятия по развороту при подаче напряжения от энергосистемы.

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

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.

84. Линии питания собственных нужд 6 – 10 кВ должны предусматривать установку резервных трансформаторов или резервных реактированных линий.

85. 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, а также самозапуска ответственных механизмов при кратковременных перерывов электроснабжения). При отсутствии общестанционных секций электродвигатели 6 кВ общестанционных механизмов блочных электростанций, распределяются по назначению и по возможности равномерно между всеми секциями РУ собственных нужд электростанции.

86. Мощность резервных источников питания собственных нужд электростанций должна выбираться исходя из мощности рабочих источников с учетом ремонтных (аварийных) режимов работы электростанции.

87. Шины щитов 0,4 кВ цехов, бесперебойная работа которых обязательна для выдачи энергии станции (например, мазутонасосных электростанций, работающих на мазуте), 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) – 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 РУ 0,4 кВ или к разным вторичным сборкам, присоединенным в свою очередь к разным секциям.

Присоединение линий питания сборок, для которых предусмотрено автоматическое включение резерва (далее – АВР), производится к двум разным секциям.

88. Каждая из секций РУ 0,4 кВ, за исключением РУ вспомогательных цехов, не влияющих непосредственно на выработку электроэнергии, 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 АВР.

89. Источники резервного питания шин РУ 0,4 кВ должны обеспечивать одновременный самозапуск электродвигателей ответственных механизмов этого напряжения, от которого зависит сохранение генерирующего оборудования (котлы, турбины, генераторы), их системы управления в работоспособном состоянии, а также средств пожаротушения и освещения в случае потери собственных нужд 6 – 10 кВ на блоках, резервируемых этим источником.

На случай полной и длительной потери переменного тока на электростанции (более 30 минут) 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 контрольно-измерительных приборов (далее – КИП) и автоматики, включая автоматику запуска системы пожаротушения и аварийного освещения.

90. Для генераторов с высокочастотными и тиристорными системами возбуждения, не имеющим в своем составе двух каналов возбуждения, а так же генераторов с электромашинными возбудителями устанавливается одна резервная система возбуждения. Резервная система возбуждения должна обеспечить работу любого генератора.

Схема резервирования возбуждения турбогенераторов должна обеспечивать перевод генератора с основного возбуждения и обратно без отключения генератора от сети.

91. Управление основными элементами схемы электрических соединений должно производиться централизовано:

на электростанциях с поперечными связями по пару – с главного щита управления и групповых технологических щитов;

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 открытых распределительных устройств (далее – ОРУ) принимаются исходя из местных условий с учетом критериев обеспечения эргономичности управления технологическими системами электростанции, удобства размещения и обслуживания оборудования и устройств щитов управления.

92. С главных щитов управления электростанций с поперечными связями по пару производится управление выключателями и автоматами гашения поля (далее – 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 10 кВ и выше, трансформаторов и линий питания шин основного напряжения собственных нужд и устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (далее – РПН) трансформаторов, а также выключателями трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ главного корпуса.

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.

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.

При проектировании должны быть определены технические решения, предусматривающие блокирование возможности одновременного дистанционного управления коммутационными аппаратами с разных щитов управления.

93. С центральных щитов управления электростанций с блочной тепловой схемой производится управление, включая выключателями линий, отходящих от шин распределительных устройств 10 кВ и выше, 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 «полуторной» схеме и схеме «многоугольника»), элементами общестанционного 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 возбудителей, и выбор перевода цепей управления регулирования резервного возбудителя 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.

94. 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, системой возбуждения соответствующих генераторов, дистанционным пуском/остановом дизель-генераторных установок резервного питания, и управление вводами других источников автономного питания собственных нужд блока.

При блоках с генераторами, соединенными с двухобмоточными повышающими трансформаторами, в тех случаях, когда отсутствует выключатель между генератором и трансформатором, на блочный щит выносится 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.

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

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

95. 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 отклонении 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.

96. Перечень централизованно управляемых основных элементов схем электрических соединений и объем сигнализации в пунктах централизованного управления, выполняемых согласно требованиям пунктов 92-95 настоящих правил, может быть расширен в соответствии с требованиями, установленными в задании на проектирование, утвержденном заказчиком строительства.

97. 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.

98. Емкость аккумуляторной батареи определяется длительностью питания нагрузки электродвигателей, нагрузки аварийного освещения и преобразовательных агрегатов. Емкость батареи, выбранная по условию питания длительной нагрузки, должна 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.

Аккумуляторная батарея должна оснащаться зарядным устройством, обеспечивающим автоматический режим (режимы) заряда батареи, включая

автоматическое регулирование напряжения на шинах с требуемым качеством зарядного тока и режимы поддерживающего и уравнительного заряда.

Расчетная длительность питания нагрузки аварийного освещения принимается равной 30 минут для электростанций, связанных с энергосистемой, и 1 час для электростанций, работающих в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе.

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

99. Расположение оборудования и конструкция распределительных устройств 3 кВ и выше должно учитывать:

применение машин, механизмов и передвижных лабораторий при проведении ремонтов, технического обслуживания и испытаний оборудования;

проезд (подъезд) пожарных автомашин;

доставку тяжеловесного оборудования непосредственно к месту установки (фундаменту) с помощью автотранспортных или железнодорожных средств.

100. Место выполнения ремонта повышающих трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, автотрансформаторов связи и шунтирующих реакторов на производственной площадке станции определяется проектом.

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 должна предусматриваться по рельсовым путям на собственных катках с помощью средств механизации без демонтажа вводов.

101. Изоляция обмотки со стороны нулевого вывода трансформаторов, имеющих питание со сторон низших напряжений, должна допускать режим работы

этих трансформаторов с изолированной нейтралью на выделившиеся шины или участок сети 110 – 220 кВ с замыканием на землю одной фазы.

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

103. Электролизная установка должна обеспечивать восполнение утечек и продувок всех генераторов с водородным охлаждением на электростанции.

При этом количество преобразовательных установок (полупроводниковых выпрямителей) и электролизеров, а так же схема их совместного включения, должны быть подобраны таким образом, чтобы обеспечивать максимальную производительность каждого электролизера.

104. Проектирование устройств и комплексов РЗА ТЭС осуществляется в соответствии с:

Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем;

Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 101 (зарегистрирован Минюстом России 25.04.2019, регистрационный № 54503);

Требованиями к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97 (зарегистрирован Минюстом России 08.05.2019, регистрационный № 54595) (далее – Требования к каналам связи для РЗА);

Требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, Правилами создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утверждаемыми Минэнерго России в соответствии с пунктом 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».

105. Технические характеристики устанавливаемых (заменяемых) трансформаторов тока (далее – ТТ) и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА при коротких замыканиях, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока.

106. При выборе измерительных ТТ и трансформаторов напряжения (далее – ТН) необходимо учитывать:

измерительные ТТ и ТН для учета электроэнергии должны иметь обмотку для целей автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (мощности) (далее – АИИС КУЭ), отдельную от цепей измерений, АСУ ТП и релейной защиты и автоматики (далее – РЗА);

обмотки ТТ, используемые для целей АИИС КУЭ, автоматизированная система управления технологическим процессом (далее – АСУ ТП), измерений, не должны являться ограничивающими элементами для ТТ в целом (эти обмотки должны быть или одинакового номинала с обмотками, используемыми для целей РЗА, или должны иметь допустимый перегруз без изменения класса точности до номинального тока обмоток, используемых в РЗА).

107. Классы точности обмоток ТТ и ТН для целей РЗА должны соответствовать следующим требованиям:

для ТТ – предел допускаемой полной погрешности при токе номинальной предельной кратности не должен превышать 10 %;

для ТН – класс точности ТН и схема подключения его цепей к устройствам РЗА определяется по условиям обеспечения правильной работы устройств РЗА.

108. Измерительные цепи систем мониторинга переходных режимов (далее – СМПР) должны подключаться к вторичным обмоткам измерительных ТТ и ТН следующих классов точности:

ТТ 110 кВ и выше – не хуже 0,2, остальные ТТ – не хуже 0,5;

ТН 110 кВ и выше – не хуже 0,2, остальные ТН – не хуже 0,5.

109. Коэффициент трансформации ТТ обмоток АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений должен обеспечивать измерение рабочего тока с нормированной точностью во всем диапазоне его изменения от минимального до максимального значения, определяемого на основании расчетов электроэнергетических режимов.

Фактические вторичные нагрузки измерительных ТТ и мощности нагрузки ТН должны обеспечивать работу ТТ и ТН в требуемом классе точности.

110. Номинальная предельная кратность вторичных обмоток ТТ для целей РЗА должна быть от 5 до 40. При этом предельная кратность вторичных обмоток ТТ для целей РЗА должна быть выбрана в соответствии с расчетом, предусмотренным в проектной документации, исходя из фактических значений и с учетом возможной перспективы роста токов короткого замыкания (далее – КЗ) в сети.

VII. Автоматизация технологических процессов

111. Проектом ТЭС должна предусматриваться АСУ ТП, обеспечивающая выполнение следующих основных функций:

контроля режима работы оборудования и устройств;

резервирования элементов в составе АСУ ТП;

функций обеспечения кибербезопасности;

регистрации событий, действий операторов и результатов измерений;

сигнализации;

сбора, передачи и визуализации информации;

архивирования данных;

самодиагностики состояния АСУ ТП;

вычисления, дистанционного управления, автоматического регулирования, автоматического дискретного управления и защиты технологических объектов управления, а также связь.

Также должна быть обеспечена передача или прием управляющих воздействий режимной и (или) противоаварийной автоматики, необходимой для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Проектирование АСУ ТП должно выполняться с учетом требований Закона № 187-ФЗ, а также нормативных правовых актов, требований, регулирующих сферу технологического присоединения ТЭС к электрическим и тепловым сетям (для ТЭС с отпуском тепловой энергии) и требований к составу и функциям подсистем АСУ ТП, установленных в задании на проектирование, утвержденном заказчиком строительства.

112. Обязательный объем технологической сигнализации, автоматического регулирования, технологических защит и блокировок для АСУ ТП определяется технической документацией изготовителя оборудования, которым управляет АСУ ТП.

Дополнительный объем сигнализации, данных для контроля, автоматического регулирования, технологических защит и связи определяется в целях минимизации влияния человека на технологические процессы и обеспечение надежности и безопасности работы оборудования и ТЭС в целом.

113. Объем автоматического дискретного управления должен решать задачи автоматизации технологических процессов при пуске или останове блоков (агрегатов), в том числе при их автоматическом переводе из работы в резерв и из резерва в работу.

114. Для электростанций основными постами управления являются:

центральный щит (ЦЩУ) или главный щит управления (ГЩУ);

групповые щиты управления (ГрЩУ);

блочные щиты управления (БЩУ);

местные щиты управления (ЩУ).

Допускается объединять центральный щит (ЦЩУ) или главный щит управления (ГЩУ) с блочными щитами управления (БЩУ) или групповыми щитами управления (ГрЩУ).

115. Проектной документацией должна предусматриваться приоритетность управления технологическими процессами с ЦЩУ (ГЩУ), в том числе элементами связи электростанции с энергосистемой, генераторами и элементами главной схемы электрических соединений, с учетом пунктов 91 – 94 Методических указаний.

Все локальные системы автоматического управления электростанции должны быть интегрированы в общестанционную АСУ ТП с возможностью управления ими с ЦЩУ (ГЩУ).

116. ГрЩУ должны обеспечивать возможность управления совокупностью оборудования одного или группы блоков в случае передачи прав управления на них с ЦЩУ.

БЩУ должны обеспечивать возможность управления совокупностью оборудования одного блока в случае передачи прав управления на них с ЦЩУ или ГрЩУ.

117. Оснащенность, компоновка, размещение щитов управления определяются с учетом удобства управления и гарантированного доступа оперативного персонала станции к любой информации АСУ с каждого из организованных на щите рабочих мест.

118. Местные ЩУ должны предусматриваться для проведения ремонтных, наладочных работ, использования в нештатных ситуациях и размещаться в непосредственной близости к объекту управления с учетом сохранения приоритетов и иерархии управления ЦЩУ (ГЩУ) и БЩУ (ГрЩУ).

При этом в случае возможности управления оборудованием из нескольких мест, необходимо на местных щитах управления предусматривать переключающее устройство (ключ) «местное/дистанционное». При переводе ключа в положение «местное» управление с других мест должно блокироваться.

119. Системы управления технологических защит, действующие на останов и снижение нагрузки основного оборудования энергоблока, котла и турбины, должны реализовываться в контроллерах повышенной надежности, обеспечивающих резервирование ввода, обработки информации и формирование управляющих воздействий. Система резервирования должна обеспечивать возможность «горячей» замены отказавших компонентов без нарушения работы управляемого оборудования.

120. Дублирование средств измерений и измерительных каналов в составе АСУ применяется для наиболее ответственных технологических параметров.

Алгоритм дублирования должен обеспечивать выявление и исключение некорректных измеренных данных из процессов технологического управления без негативного влияния на эти процессы.

121. В местах размещения щитов управления АСУ ТП, шкафов управления и средств вычислительной техники, средств измерений и автоматики в составе АСУ ТП должны соблюдаться условия эксплуатации, установленные технической документацией изготовителя.

122. Для обобщения информации о технологических процессах и для повышения оперативности реагирования персонала на средства сигнализации (аварии), щиты управления должны предусматривать экраны коллективного пользования (ЭКП).

123. При реализации функций СОТИАССО на базе проектируемой АСУ ТП, соответствующий функционал АСУ ТП должен удовлетворять требованиям пункта 10 настоящих Методических указаний.

VIII. Системы связи

124. Средства связи для ТЭС должны быть предусмотрены в соответствии с принятой структурой оперативно-диспетчерского управления, а также оперативно-технологического, административно-хозяйственного управления и эксплуатации объекта и включать средства внешней связи и средства внутриобъектовой связи.

125. Средства внешней связи ТЭС должны обеспечивать:

телефонную связь для ведения оперативных переговоров (далее – ТСОП);

передачу в диспетчерские центры (ДЦ) технологической информации от АСУ ТП, СОТИАССО, АИИС КУЭ, РЗА, системы мониторинга переходных процессов, системы регистрации аварийных событий и других систем;

телефонную связь по сетям общего пользования (далее – ТфОП).

126. Проектирование внешней связи осуществляется на основании технических условий на присоединение к ТфОП, технических условий на присоединение каналов связи к узлам доступа пунктов управления.

127. При проектировании ТЭС необходимо предусмотреть организацию

цифровых каналов связи для передачи видов и объемов информации, соответствующих Требованиям к каналам связи для функционирования РЗА и Правилам технологического функционирования электроэнергетических систем.

128. Для организации цифровых каналов связи могут использоваться собственные или арендованные каналы, организованные по волоконно-оптическим линиям связи (далее – ВОЛС), цифровым радиорелейным линиям связи (далее – ЦРРЛ), оцифрованным кабельным линиям связи (кабели с металлическими жилами), собственные каналы высокочастотной связи по воздушной линии электропередачи (далее – ВЛ) с цифровой обработкой сигналов.

129. Ресурсы спутниковых систем связи на базе использования геостационарных космических аппаратов и цифровых транкинговых систем могут использоваться для организации одного из двух независимых каналов между ТЭС и узлом доступа ДЦ и при условии выполнения требований, предъявляемых к организации ТСОП и передачи технологической информации.

130. Пропускная способность указанных каналов связи должна выбираться по результатам расчета и обеспечивать передачу требуемых видов и объемов информации в диспетчерский центр.

131. В составе ТСОП должно предусматриваться оборудование для автоматической записи оперативных переговоров, обеспечивающее круглосуточную непрерывную запись со всех систем связи, по которым могут вестись оперативные переговоры, как в нормальном, так и аварийном режиме с глубиной архивирования не менее 3 месяцев.

132. Проектируемая схема организации каналов связи и передачи информации от ТЭС в ДЦ должна быть согласована с ДЦ. В описании схемы и, по возможности, на самой схеме должны быть даны краткие характеристики основного каналообразующего оборудования, а также оборудования, протоколов и интерфейсов сопряжения каналов с оборудованием ДЦ.

133. Требования к каналам связи для функционирования противоаварийной автоматики, режимной автоматики и СМПР регламентируются Требованиями к каналам связи для РЗА.

134. Объем средств внутриобъектовой связи на ТЭС с постоянным оперативным персоналом должен обеспечивать:

ТСОП;

ТфОП;

радиосвязь;

оповещение и поиск персонала;

селекторную связь;

локальную систему оповещения;

радиовещание (проводное радиовещание, радиотрансляция);

корпоративную ЛВС;

комплексную систему безопасности объекта;

видеоконференцсвязь;

технологическое видеонаблюдение.

135. Все центральное оборудование всех подсистем связи должно иметь встроенные механизмы отказоустойчивости на основе горячего резервирования критических узлов (процессоров, коммутационные поля/матрицы коммутации, вторичные источники питания) с диагностикой и реконфигурацией отказавших ресурсов без нарушения нормального функционирования оборудования и нарушения сервисов связи в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией.

IX. Системы циркуляционного и технического водоснабжения, системы внешнего золошлакоудаления и золошлакоотвалы

136. Выбор системы циркуляционного и технического водоснабжения электростанции следует проводить на основе технико-экономического анализа с учетом:

анализа природных условий, образования стоков с учетом требований природоохранного законодательства;

предъявляемых требований к обеспечению мощности, надежности и экономичности работы ТЭС, продолжительности срока службы технологических систем;

стоимости и сроков строительства системы водоснабжения.

137. Проектирование систем циркуляционного и технического водоснабжения, внешнего золошлакоудаления должно осуществляться в соответствии с установленными требованиями для проектирования сетей водоснабжения, водоотведения, гидротехнических сооружений и с учетом требований настоящего раздела.

138. Тип и способ прокладки отводящих каналов в пределах пристанционного узла и вне площадки определяется заданием на проектирование, утвержденным заказчиком строительства. 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.

139. На отводящих каналах сооружаются общие для всех турбин водосливные устройства, обеспечивающие необходимую высоту сифона в конденсаторах. Отклонение от типовой схемы обосновывается проектом.

140. От каждой центральной насосной станции следует предусматривать не менее двух напорных водоводов.

141. Следует предусматривать возможность опорожнения напорных и самотечных водоводов. Опорожнение водоводов в дренажные приямки насосных станций не допускаются.

142. При проектировании трубопроводов на вечномерзлых (многолетнемерзлых), просадочных, обводненных, илистых грунтах, на заболоченных территориях следует предусматривать наземную прокладку.

143. Количество трубопроводов добавочной воды должно определяться технико-экономическим обоснованием. При проектировании трубопроводов добавочной воды в одну нитку, на площадке ТЭС следует предусматривать емкость запаса воды на период ликвидации аварии в системе подачи добавочной воды или

подвод воды от резервного источника.

При сооружении гидроохладителей оборотных систем циркуляционного и технического водоснабжения ТЭС должна предусматриваться подготовка их ложа, свалка леса, кустарников. Проектной документаций должны быть предусмотрены мероприятия по полезному использованию или вывозу (утилизации) образовавшихся лесных отходов.

144. При оборотных системах водоснабжения с градирнями должно устанавливаться не менее двух градирен, либо одна секционированная градирня, позволяющая поочередно выводить секции из работы для проведения их технического обслуживания или ремонта. При комбинированных системах водоснабжения допускается установка одной градирни.

Состав и производительность устанавливаемых градирен должны обеспечивать работу оборудования при номинальных нагрузках.

145. Бассейны градирен и брызгальных установок должны снабжаться устройствами очистки или предусматривать возможность для иного способа очистки бассейна.

Должна быть предусмотрена сигнализация максимальных и минимальных уровней воды в бассейнах.

146. В проектной документации должен быть разработан 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.

147. Возможность и целесообразность аккумуляции в золоотвале технологических сточных вод электростанции в течение всего времени до ввода ее полной проектной мощности должна проверяться технико-экономическим расчетом.

148. Для обеспечения выдачи потребителям золошлаков из действующих отвалов (секций) следует предусматривать их секционирование и дренаж, а также средства борьбы с пылением золы, дороги по дамбам и съезды в секции.

X. Теплофикационные установки

149. Проект вновь строящейся, реконструируемой, модернизируемой теплофикационной электростанции должен разрабатываться с учетом утвержденной схемы теплоснабжения города и (или) промышленного района.

Проектом электростанции должны быть предусмотрены автоматизированные системы управления (АСУ) теплофикационным оборудованием (установками):

автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) – для решения задач оперативно-технологического управления;

автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) и средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ) – для обеспечения решения задач диспетчерского управления режимами тепловых сетей.

150. Проектируемое теплофикационное оборудование ТЭС должно использоваться для совместной работы с существующими и вновь сооружаемыми в городе и (или) промышленном районе котельными. Режим совместной работы ТЭС с объектами тепловых сетей и котельными определяется схемой теплоснабжения.

151. При выборе состава и мощности теплофикационных установок ТЭС должны учитываться тепловые нагрузки собственных нужд на отопление, вентиляцию и кондиционирование производственных и вспомогательных зданий и сооружений ТЭС, хозяйственно-бытовые нужды, технологические нужды установок ТЭС.

152. Схема теплофикационных установок ТЭЦ должна быть секционирована по сетевой воде.

Количество секций определяется числом турбоагрегатов и тепломагистралей.

153. 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.

154. Наружная поверхность сетевых станционных трубопроводов должна

иметь антикоррозионное покрытие и тепловую изоляцию.

155. 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 кгс/см^2) не предусматривается. При установке на ТЭЦ пиковых водогрейных котлов пиковые подогреватели сетевой воды 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.

156. Количество и производительность сетевых, конденсатных и подпиточных насосов определяется проектом с учетом максимальных расходов воды с запасом не менее 5 %, с учётом их резервирования.

157. При изменении нагрузок, зависящих от развития системы теплофикации или от сезонности года, возможность изменения характеристики насосов определяется проектом.

158. Электроснабжение сетевых и подпиточных насосов производится из двух независимых источников.

159. Производительность химводоочистки и соответствующего оборудования для подпитки тепловых сетей принимается на основании исходных данных о величинах потерь из обслуживаемого контура теплоснабжения, с учетом подпиточных мощностей иных источников, обслуживающих данный контур.

160. В случае, если ТЭС включена в схему открытой системы теплоснабжения, должна быть предусмотрена установка баков-аккумуляторов

подготовленной воды в соответствии со сводом правил. Число и место размещения баков определяется проектом ТЭС.

Размещение баков-аккумуляторов подпиточной воды, возможна как на площадке ТЭЦ, так и в районах теплопотребления.

161. Для закрытых систем теплоснабжения предусматривается установка на ТЭЦ 2 баков запаса подготовленной подпиточной воды емкостью равной 3 % от объема воды в тепловых сетях.

162. При применении открытой системы теплоснабжения источник подвода воды к площадке электростанций определяется проектом.

163. Водяные тепловые сети ТЭЦ от сетевых насосов второго подъема выполняются на расчетное давление 2,5 МПа (~25 кгс/см^2).

164. Границы проектирования между внутристанционными тепловыми сетями и тепловыми сетями внешних потребителей тепла ТЭС устанавливаются на подающем и обратном трубопроводах согласно акта разграничения балансовой принадлежности или с учетом смежной проектной документации, разрабатываемой теплосетевой организацией (по согласованию сторон), для нового строительства.

Приложение
к Методическим указаниям
по технологическому проектированию
тепловых электростанций

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ, используемые в Методических указаниях по технологическому проектированию тепловых электростанций

Механизированный способ – способ выполнения операций по разгрузке, приему, хранению на складе, подаче и подготовке топлива с помощью комплекса механизмов, оборудования и машин.

Смерзающееся топливо – перевозимое насыпью топливо, которое при температурах наружного воздуха ниже 0 °С теряют свои обычные свойства сыпучести вследствие смерзания частиц между собой и примерзания их к полу и стенкам вагона.

Технологическое проектирование тепловых электростанций – процесс разработки функционально-технологических, инженерно-технических решений и (или) мероприятий, включаемых в проектную документацию на строительство (реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение) тепловых электростанций, обеспечивающих возможность использования проектируемых тепловых электростанций по их функциональному назначению и их надежной и безопасной работы в составе электроэнергетической системы, 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 объекта электроэнергетики.

Энерготехнологическая установка – энергоустановка для комплексного использования первичного топлива, предназначенная для производства электрической энергии, химической или металлургической продукции, а также производных топлив (твердых топлив, жидкостей, газов) в рамках единого производственного цикла промышленного предприятия.

Резервное топливное хозяйство - комплекс оборудования и устройств, предназначенных для приема, хранения, подачи и использования резервного (аварийного) топлива.

gost.e-ecolog.ru