Общество с ограниченной ответственностью «Мосэнергопроект» (ООО «МЭП»)

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер проекта
Департамента по строительству и
ремонту электростанций
АО «ГК «ЕКС»

_____ А.Н. Чернищук
Подпись Расшифровка

«_____»_____2026 г.

СТРОИТЕЛЬСТВО ПАРОГАЗОВОГО БЛОКА МОЩНОСТЬЮ 225 МВт КАК НЕЗАВИСИМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ТЕРРИТОРИИ ПРОМЗОНЫ ТЭЦ-25 - ФИЛИАЛА ПАО "МОСЭНЕРГО"

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 10. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства

25-83G1-00-ТБЭ

Том 10

Заместитель директора по проектированию **О.В. Некрасов**

Главный инженер проекта **Ю.А. Яшукова**

2026

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Содержание

1 Классификация объекта капитального строительства парогазового блока мощностью 225 МВт, как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго» как особо опасного и технически сложного объекта электроэнергетики. 8

2 Общие требования к обеспечению эксплуатации ОКС 8

2.а) Требования к способам проведения мероприятий по техническому обслуживанию объекта капитального строительства, при которых исключается угроза нарушения безопасности строительных конструкций, сетей инженерно-технического обеспечения и систем инженерно-технического обеспечения 15

2.б). Сведения о: минимальной периодичности осуществления проверок, осмотров и освидетельствований состояния строительных конструкций, основания, сетей инженерно-технического обеспечения и систем инженерно-технического обеспечения здания, строения или сооружения и (или) о необходимости проведения мониторинга компонентов окружающей среды, состояния основания, строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения в процессе эксплуатации здания, строения или сооружения 16

2.б).1. Проверки, осмотры и освидетельствования состояния строительных конструкций и оснований 16

2.б).2. Средства технологического и диспетчерского управления 23

2.б).3. Системы пожарной и охранной сигнализации 25

2.б).4. Техническое обслуживание системы внутриобъектовой связи 33

2.б).5. Производственный экологический контроль (мониторинг) 35

2.в). Сведения о значениях эксплуатационных нагрузокна строительные конструкции, сети инженерно-технического обеспечения и системы инженерно-технического обеспечения, которые недопустимо превышать в процессе эксплуатации здания, строения или сооружения 39

2.в).1. Расчётные величины допускаемых максимальных нагрузок на основные несущие строительные конструкции зданий и сооружений 39

2.в).2. Предельно допустимые уровни факторов негативного воздействия на оборудование АСУ ТП 41

2.в).3. Тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию 41

2.в).4. Допустимые нагрузки при эксплуатации систем связи 43

2.г). Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности здания, строения или сооружения в процессе их эксплуатации 44

2.д). Сведения о сроках эксплуатации здания, строения и сооружения или их частей, а также об условиях для продления таких сроков 48

2.е). Сведения о нормативной периодичности выполнения работ по капитальному ремонту объекта капитального строительства, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации такого объекта 50

2.ж). Меры безопасности при эксплуатации подъёмно-транспортного оборудования, используемого в процессе эксплуатации зданий, строений и сооружений 60

2.з). Перечень требований энергетической эффективности, которым здание, строение и сооружение должны соответствовать при вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации, и сроки, в течение которых в процессе эксплуатации должно быть обеспечено выполнение указанных требований энергетической эффективности 62

2.и). Сведения о размещении скрытых электрических проводок, трубопроводов и иных устройств, повреждение которых может привести к угрозе причинения вреда жизни или здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений 70

2.к). Описание мероприятийи обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов, диких животных 75

2.к).1. Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа 76

2.к).1.1. Потенциально опасные участки и критические элементы 76

2.к).1.2. Состав комплекса средств защиты от НСД 77

2.к).2. Описание средств защиты от НСД 78

2.к).3. Инженерно-технические средства защиты (ИТСЗ) 78

2.к).4. Технические средства охраны (ТСО) 79

к).4.1. Система периметральной охранной сигнализации (СПОС) 80

к).4.2. Система объектовой охранной и тревожной сигнализации(СОТС) 80

к).4.3. Система охранная телевизионная (СОТ) 81

к).4.4. Система контроля и управления доступом (СКУД) 81

2.к).4.5. Система охранного освещения (СОО) 82

2.к).4.6. Система оперативной связи (СОСПО) 83

к).4.7. Система оповещения (СО) 84

к).4.8. Система сбора, обработки и отображения информации (ССОИ) 84

2.к).4.9. Система электроснабжения ТСО(СЭ ТСО) 85

2.к).5. Техническое обслуживание эксплуатация КИТСО 86

2.к).6. Эксплуатационные нагрузки КИТСО 87

2.к).7. Кабельные линии КИТСО 87

2.к).8. Система контроля и управления доступом (СКУД) 87

2.к).8.1. Эксплуатационные нагрузки СКУД 87
2.к).8.2. Кабельные линии СКУД 87
2.к).9. Система охранного телевидения (СОТ) 87
2.к).9.1. Эксплуатационные нагрузки СОТ 88
2.к).9.2. Кабельные линии СОТ 88
2.к).10. Система объектовой и тревожной охранной сигнализации (СОТС) 88
2.к).10.1. Эксплуатационные нагрузки СОТС 88
2.к).10.2. Кабельные линии СОТС 88
2.м). Схема расположения технических средств и устройств, предусмотренных проектными решениями, указанными в подпункте «2.к» (в графической части) 88
3 Специальные требования к обеспечению безопасной эксплуатации ОКС 89
3.1 Производственно–технический комплекс ОКС 89
3.1.1 Производственные показатели ОКС как объекта электроэнергетики 90
3.1.2 Обеспеченность объекта топливными и технологическими ресурсами 91
3.1.2.1 Газоснабжение энергоблока 91
3.1.3 Система технического и инструментального воздухоснабжения Компрессорная станция сжатого воздуха 95
3.1.4. Система технического водоснабжения 96
3.2 Основное энергетическое оборудование ОКС 98
3.2.1 ГТУ 99
3.2.1.1 Краткое описание ГТУ и смежных технологических систем 99
3.2.2 Турбогенератор турбоустановки 104
3.2.3 Пусковое тиристорное устройство ГТУ 104
3.2.4 Статическая тиристорная система типа СТСН-2П-300-2200-2,5 УХЛ4 для турбогенератора ТФ-220-2УЗ 106
3.2.5 Воздухозаборный тракт ГТУ 106
3.2.6 Система автоматического управления ГТУ 108
3.2.7 Автоматизированная система мониторинга и предиктивной диагностики энергетического оборудования 112
3.2.8 Паровой котел-утилизатор 115
3.2.9 Паротурбинная установка 122
3.2.10 Турбогенератор паротурбинной установки 126
3.2.11 Водоподготовительные установки 130
3.2.11.1 Склады и помещения для химических реагентов 131
3.2.11.2 Технологические процессы водоподготовки 133
3.2.11.3 Нормативно-технические требования по обращению химически опасных веществ 134
3.2.12 Проектные решения для технологических трубопроводов 137

3.2.13 Система электроснабжения ... 139

3.2.13.1 Отпуск производимой электроэнергии и собственное технологическое потребление электроэнергии ... 139

3.2.13.2 Релейная защита и автоматика ... 141

3.2.13.3 Электромагнитная совместимость ... 142

3.2.13.4 Заземление и молниезащита ... 142

3.2.13.5 Система освещения ... 143

3.2.13.6 Технические средства предотвращения аварийных режимов и взаимодействия с РДУ 147

3.2.13.7 Автоматизированная система управления электротехническим оборудованием ... 148

3.2.14 Сети связи ... 150

3.2.14.1 Функционал комплекса технических средств внутриобъектовой связи, включая объектовую систему оповещения ... 151

3.2.14.2 Кабельная сеть системы связи ... 152

3.2.14.3 Мониторинг и диагностика сети связи ... 153

3.2.14.4 Электрическое питание, заземление и молниезащита оборудования связи ... 153

3.2.14.5 Сертификация и обязательные требования к оборудованию связи ... 154

3.2.15 Тепловая изоляция и антикоррозионная защита ... 156

3.3 Размещение технологического оборудования в зданиях, строениях и сооружениях ОКС 157

4 Применимые положения нормативно-технических документов, определяющие требования безопасной эксплуатации для ОКС как опасного производственного объекта электроэнергетики ... 159

4.1 Организационные и правовые основания обеспечения безопасности энергетических объектов ... 159

4.2 Влияние экстремальных климатических факторов на безопасность эксплуатации 164

4.3 О готовности персонала ОПО к предотвращению и устранению аварий ... 165

4.4 Разработка планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте ... 167

4.5 Договор с аварийно-спасательной службой ... 167

4.6 Законодательные и нормативно-технические требования к организации аварийно-спасательных работ, противопожарных и аварийно-спасательных тренировок ... 167

5 Основные показатели проектно-технологических решений и мероприятий для обеспечения безопасной эксплуатации, а также соответствующие требования ... 171

5.1 Газоснабжение ... 171

5.1.1 Состав и оформление эксплуатационной документации для сетей газопотребления ... 171

5.1.2 Требования к организации безопасных условий эксплуатации сетей газопотребления ... 172

5.1.3 Ведомственные надзорные требования в части безопасной эксплуатации сетей газопотребления ... 178
5.1.4 Периодичность работ, выполняемых по утвержденному графику ... 180
5.1.5 О регламенте подготовки топливной системы ГТУ к работе ... 182
5.1.6 Проектно-технологические решения для газоснабжения площадки ТЭС ... 183
5.1.7 ТОиР и ТБЭ сети и систем воздухоснабжения ... 183
5.2 Трубопроводы пара и горячей воды, а также соответствующая арматура ... 183
5.2.1 Некоторые показатели проектных решений для систем трубопроводов ... 183
5.2.2 Периодичность освидетельствования трубопроводов пара и горячей воды ... 184
5.2.3 ТОиР технологических трубопроводов ... 184
5.2.4 ТБЭ для трубопроводов пара, горячей воды и арматуры ... 186
5.2.5 Требования безопасной эксплуатации арматуры оборудования, работающего под давлением ... 187
5.2.6 Трубопроводы, подлежащие обязательной тепловой изоляции ... 188
5.3 Требования безопасной эксплуатацией оборудования под давлением ... 189
5.3.1 Эксплуатационный контроль состояния оборудования под давлением ... 189
5.3.2 Обязательные мероприятия промышленной безопасности ... 193
5.3.3 ТОиР оборудования под давлением ... 195
5.3.4 Обязательные проверки перед включением оборудования в работу ... 197
5.3.5 Порядок действий при нештатных ситуациях ... 198
5.4 Безопасная эксплуатация КУП ... 199
5.4.1 Требования промышленной безопасности к эксплуатации парового КУП ... 199
5.4.2 Обеспечение готовности КУП к эксплуатации ... 200
5.4.3 ТОиР КУП ... 200
5.4.4 ТБЭ КУП ... 203
5.5 ТОиР и ТБЭ ВПУ ... 203
5.6 ТОиР и ТБЭ ГТУ ... 204
5.6.1 Требования поставщика ГТУ в части обеспеченности расходуемыми средами ... 206
5.6.2 Технологическое обеспечение ТОиР ГТУ ... 209
5.6.3 Подготовка ГТУ к эксплуатации ... 209
5.6.4 Безопасное выполнение пусковых операций ГТУ ... 211
5.6.5 Требования, обеспечивающие безопасную эксплуатацию ГТУ ... 212
5.7 Обеспечение готовности ПТУ к безопасной эксплуатации ... 214
5.7.1 ТБЭ при эксплуатации ПТУ ... 215
5.7.2 ТБЭ турбогенераторов и синхронных компенсаторов ... 215
5.8 ТОиР и ТБЭ градирен, а также соответствующих строительных конструкций и присоединяемых систем ... 216

5.9 Мониторинг производственно-технологических процессов, включая автоматизированные средства предотвращения нештатных и аварийных ситуаций, их развития в техногенные инциденты – проверить нумерацию 221
5.9.1 Нормативно-технические требования к системам АСУ электростанций 221
5.9.2 Основное об АСУ ТЭС 225
5.9.3 Функциональные особенности АСУ ТМО 227
5.9.3.1 Технические средства автоматизации эксплуатации газового хозяйства 230
5.9.3.2 Автоматизация систем водоснабжения и водоотведения 231
5.9.3.3 Управление циркуляционными насосами и арматурой технического водоснабжения 231
5.9.3.4 Автоматизация систем отопления вентиляции и кондиционирования 231
5.9.3.5 О программно-техническом комплексе автоматизированной системы управления инженерными системами 232
5.9.3.6 Автоматизация систем контроля загазованности 233
5.9.3.7 Автоматизация пожаротушения 234
5.9.3.8 Система технологического видеонаблюдения (СТВН) 234
5.9.3.9 Организация ТОиР АСУТП 234
5.9.3.10 ТО преобразователей давления и перепада давления 239
5.9.3.11 ТО анализаторов наличия опасных газов 241
5.9.3.12 ТО термопар и термометров сопротивления 242
5.9.3.13 Обеспечение ТБЭ для технических средств АСУТП 243
5.9.4 Функциональные особенности АСУ ЭТО 243
5.9.4.1 Техническое обслуживание устройств РЗА 244
5.9.4.2 Регистрация аварийных событий 245
5.9.4.3 Периодичность проверок, осмотров и освидетельствований состояния систем электроснабжения 245
5.9.5 ТОиР системы внутриобъектовой связи 251
5.10 Обучение, повышение квалификации и аттестация эксплуатационного персонала; охрана труда и безопасное производство работ 252
5.10.1 О технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ 252
5.10.2 Нормативные требования к подготовке работников в сфере электроэнергетики 253
5.10.3 Общие положения охраны труда и безопасного производства работ 256
5.10.4 Требования к безопасному выполнению работ в газовом хозяйстве электростанции 257
5.10.5 Безопасная эксплуатация компрессорных установок 262
5.11 Обеспечение безопасной эксплуатации системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха 265
5.11.1 Оснащённость электростанции техническими средствами системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха 265

5.11.2 Противодымная защита ... 267
5.11.3 ТОиР подсистем воздушного отопления и приточной вентиляции ... 268
5.11.4 Эксплуатация тепловых сетей и узлов ввода теплоносителя ... 269
5.11.5 ТБЭ системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха ... 272
5.12 ТОиР сетей и сооружений водоснабжения и водоотведения ... 274
5.12.1 О системе водоснабжения площадки ТЭС ... 274
5.12.2 О системе водоотведения площадки ТЭС ... 275
5.12.3 О техническом водоснабжении площадки ТЭЦ ... 276
5.13 Поддержание работоспособности и готовности системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре ... 278
5.14 Проектные решения в части технологического обеспечения ремонтных работ ... 280
Таблица регистрации изменений ... 282

1 Классификация объекта капитального строительства парогазового блока мощностью 225 МВт, как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго» как особо опасного и технически сложного объекта электроэнергетики.

В соответствии со статьей 48.1 №190-ФЗ «Градостроительного кодекса Российской Федерации» объект проектирования классифицирован как особо опасный и технически сложный объект промышленного назначения, так как целью выполняемых работ согласно пункта 10 Технического задания на выполнение проектной и рабочей документации по объекту «Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25-филиали ПАО «Мосэнерго» (далее ТЗ) является строительство парогазового блока мощностью 225 МВт, работающего на природном газе, на базе газовой турбины ГТЭ-160, паровой конденсационной турбины К-73-7,5-SF производства АО «УТЗ», котла-утилизатора ПК-186 (Е-224/50-8,0/0,65-517/218) производства АО «ЗиО».

В соответствии с пунктом 11 ТЗ установлены идентификационные признаки объекта в соответствии со статьей 4 Федерального закона от 30 ноября 2009 года №384-ФЗ Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, №1, ст.5; 2013, №27, ст. 3477).

Целью выполняемых работ согласно ТЗ является установка парогазового блока в состав которого входит газовая турбина ГТЭ-160 работающая на природном газе с турбогенераторм мощностью 160 МВт, котел-утилизатор, паровая конденсационная турбина с турбогенератором мощностью 90 МВт.

2 Общие требования к обеспечению эксплуатации ОКС

Основные сведения о площадке объекта капитального строительства (ОКС), определяющие проектные характеристики зданий, строений и сооружений.

Объект капительного строительства нового блока расположен на территории промзоны ТЭЦ-25 филиала ПАО «Мосэнерго» по адресу: г. Москва, ул. Генерала Дорохова, д.16, Западный Административный округ.

Энергоблок предназначен для поставки электрической энергии на оптовой рынок электроэнергии.

Площадь территории ТЭС составляет 62718 м^2 (кадастровый номер участка: 77:07:0012006:6344, площадью 76 177 м2).

Объект располагается в Западном Административном округе Москвы (ЗАО), район - Очаково-Матвеевское. Границы района проходят: по оси Мичуринского проспекта, далее по оси ул.Озерная, оси МКАД, городской черте г.Москвы (внешней границе полосы отвода Московской кольцевой автомобильной дороги, включая все транспортные развязки улиц и дорог), русла р. Сетунь, юго-западной границе территории Кунцевского кладбища, осям: Троекуровского пр., Рябиновой ул., южным границам территории НИЭМИ и МРТЗ, осям: ул. генерала Дорохова, ул. Верейской и Аминьевского ш., оси р. Сетунь, оси Киевского направления МЖД, оси ул. Лобачевского до Мичуринского проспекта.

Район Очаково-Матвеевское граничит:

- с запада – с радоном Солнцево ЗАО и Одинцовским городским округом;
- с севера – с районом Можайский, Фили-Давыдково ЗАО;
- на востоке – Раменки, Проспект Вернадского ЗАО;
- на юге – с районом Тропарёво-Никулино ЗАО.

Вблизи участка производства работ находятся следующие объекты

- на севере – производственно-коммунальные и администативные объекты, завод Полимерные трубы, Оптипластик, ЖБИ ФБС, Ремонт дизельных систем, и др.;

- западе - промышленная зона, где расположены объекты коммунально-складского и производственного назначения;

- на юге, востоке и северо-востоке - проезжая часть ул. Генерала Дорохова, к которой примыкает территория приодного комплекса «Долина реки Наверашки», вдоль которой расположены жилые кварталы Аминьево района Очаково-Матвеевское;

- на юге - производственно-коммунальные и администативные объекты, железнодорожная линия и ул. Рябиновая.

Ближайшие транспортные коммуникации от ОКС находятся на расстоянии:

- автомобильное шоссе МКАД с юго-восточной стороны – 2,3 км;
- метро Аминьевская – 2,6км, Давыково – 3,9км, Озерная – 4,2км
- железнодорожные станции:
  - Очаково с восточной стороны – 1,5 км;
  - Аминьевская с восточной стороны – 1,7 км;
- аэропорт «Внуково» с юго-восточной стороны – 24,0 км;
- Москва-река с северо-восточной стороны – 6,9 км.

Ближайшие территории, к которым предъявляются требования к качеству атмосферного воздуха согласно СанПиН 1.2.3685-21 расположены на расстоянии 728 метров от восточной границы предприятия и представлены объектом капитального строительства с кадастровым номером 77:07:0012007:1080, жилой дом по адресу: Москва, Очаково-Матвеевское, ш. Очаковское, д. 8, корп. 7.

Остальная жилая застройка расположена на значительном удалении с восточной, юго-восточной и северо- восточной сторон на расстоянии 300-320 м от границ действующего предприятия

Самым близким водным объектом к площадке строительства ТЭС является река Навершка, правый приток реки Сетуни. Протяженность составляет около 7 км. Площадь водосбора оценивается около 8,1 км^2.

Река берет начало за МКАД в Мещерском парке, образуя там Мещерский пруд. Пройдя под МКАД, река протекает вдоль улицы Генерала Дорохова и Аминьевского шоссе, пересекает Верейскую улицу и впадает в Сетунь.

Река Навершка имеет водоохранную зону - 50 м, прибрежную защитную полосу – 50 м.

На реке устроено 6 прудов. Ближайшие пруды к площадке строительства Верхний и Средний Навершковские пруды. Пруды имеют водоохранную зону - 50 м, прибрежную защитную полосу – 50 м

На площадке строительства водные объекты отсутствуют. Площадка строительства не входит в водоохранную зону и прибрежно-защитную полосу каких-либо объектов.

Согласно почвенному районированию, площадка строительства входит в округ дерново-подзолистых преимущественно мелко- и неглубокоподзолистых почв.

Площадка строительства ОКС расположена на территории действующего промышленного предприятия, с антропогенно преобразованным, спланированным рельефом. Естественный рельеф местности изменен хозяйственной деятельностью человека. На территории ТЭЦ-25 поверхность характеризуется измененной морфологией и геологическим строением, что связано с освоением территории, строительством зданий и сооружений, прокладкой коммуникаций и связанными с ними преобразованиями. При этом активное хозяйственное использование территории продолжается. Одним из результатов деятельности человека является наличие на поверхности насыпных грунтов различной мощности.

Абсолютные отметки дневной поверхности 160,07–167,63м. Поверхность террасы в настоящее время спланирована и обладает уклоном в восточном направлении в сторону местной дрены - р. Навершки

Естественная растительность на территории современной Москвы почти не сохранилась. Только в отдельных старых парках и лесопарках уцелели более или менее значительные фрагменты естественных сообществ, но и они в большинстве случаев сильно изменены деятельностью человека.

С увеличением территории города площадь естественной растительности значительно уменьшилась, вместо неё появилось много искусственных насаждений (сады, парки, скверы, бульвары), которые ныне и доминируют в растительном покрове Москвы.

Основными факторами, определяющими климат площадки, являются: его географическое положение, рельеф, преобладающий тип подстилающей поверхности, характер циркуляции атмосферы, количество солнечной радиации и высота над уровнем моря.

Климат Москвы – влажный, умеренно континентальный, с четко выраженной сезонностью.

На климат города оказывает влияние географическое положение (в зоне умеренного климата в центре Восточно-Европейской равнины, что позволяет свободно распространяться волнам тепла и холода): отсутствие крупных водоемов, что способствует довольно большим колебанием температуры.

Колебания температуры в Москве умеренные в сравнении с российскими городами, расположенными восточнее на той же широте. На Москву в отличии от них достаточно сильно влияет Гольфстрим с его циклонами из Атлантики и Средиземноморья. Благодаря ему беспощадных морозов и зноя в ней практически не случается.

Продолжительность отопительного сезона в среднем около семи месяцев: с конца сентября до конца апреля.

Зима в Москве умеренно морозная, но с оттепелями. При этом оттепели обычно слабые, с осадками в основном в виде мокрого снега и гололеда, поэтому снежный покров в Москве сохраняется на протяжении всей зимы.

Весна в Москве самое не стабильное время года. В марте и апреле суточные колебания температуры наиболее высоки и могут превышать 15°С.

Лето в Москве умеренно теплое со средней температурой от +17°Свиюне до +19…+21°С в июле и августе. Метеорологическое лето в среднем длится 108 дней: с середины – конца мая по начало сентября.

Осень в Москве затяжная, с частыми возвратами тепла, но несмотря на это, осень является наиболее стабильным временем года. Первый (временный) снежный покров образуется обычно в последних числах октября-первых числах ноября. Как правило, он сразу же сходит, поскольку почва еще не недостаточно остыла.

Средняя годовая температура воздуха составляет + 5,9°С, температура воздуха января равна минус 7,0°С. Самым теплым месяцем является июль, средняя температура воздуха которого составляет +19,2°С. Средняя продолжительность периода со снежным покровом составляет 143 дня. Средняя максимальная глубина промерзания составляет 60 – 65 см. Среднегодовое количество осадков составляет 713 мм.

В соответствии с СП 131.13330-2025 «Свод правил. Строительная климатология» по данным для Московского региона:

- июлю как наиболее теплому месяцу года соответствует средняя температура воздуха 24,8º с относительной влажностью 88%;
- абсолютная максимальная температура воздуха, плюс 38°С;
- расчетные температуры для холодного периода года:
  - продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха ≤+8°С составляет 202 суток;
  - температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 – минус 28°С;

- температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 23°С;
- - абсолютная минимальная температура воздуха, минус 43°С;
- температура воздуха обеспеченностью 0,94 – минус 11°С;

- количество осадков за ноябрь – март составляет 237 мм;
- количество осадков за апрель – октябрь составляет 476 мм;
- средняя годовая температура воздуха плюс 5,9°С;
- климатический район – II-В.

Согласно карте сейсмического районирования России ОСР-2015-В площадка строительства относится к сейсмическому району с зоной интенсивности по шкале MSK-64-5 баллов.

В соответствии с картами районирования по климатическим характеристикам, приведенным в приложении Е СП 20.13330-2016, территория работ расположена в следующих районах:

- снеговой район III;
- ветровой район I;
- гололедный район II.

Нормативная глубина сезонного промерзания в соответствии с пунктом 5.5.3 СП 22.13330.2016, определяется по формуле:

$$d_{fh}=d_0\sqrt{Mt}, \text{ где:}$$

Mt- безразмерный коэффициент, численно равный сумме абсолютных значений среднемесячных отрицательных температур в данном районе,.

$$Mt=\sum|t|=22, \text{ при } t<0$$

d_0 - величина, принимаемая равной для суглинков и глин 0,23м; супесей, песков мелких и пылеватых - 0,28м; песков гравелистых, крупных и средней крупности 0,30м; крупнообломочных грунтов -0,34м

Таким образом, нормативная глубина сезонного промерзания для:

- суглинков и глин – 1,21 м;
- песков мелких и пылеватых – 1,34 м;
- песков гравелистых, крупных и средней крупности – 1,44 м;
- крупнообломочных грунтов – 1,63 м.

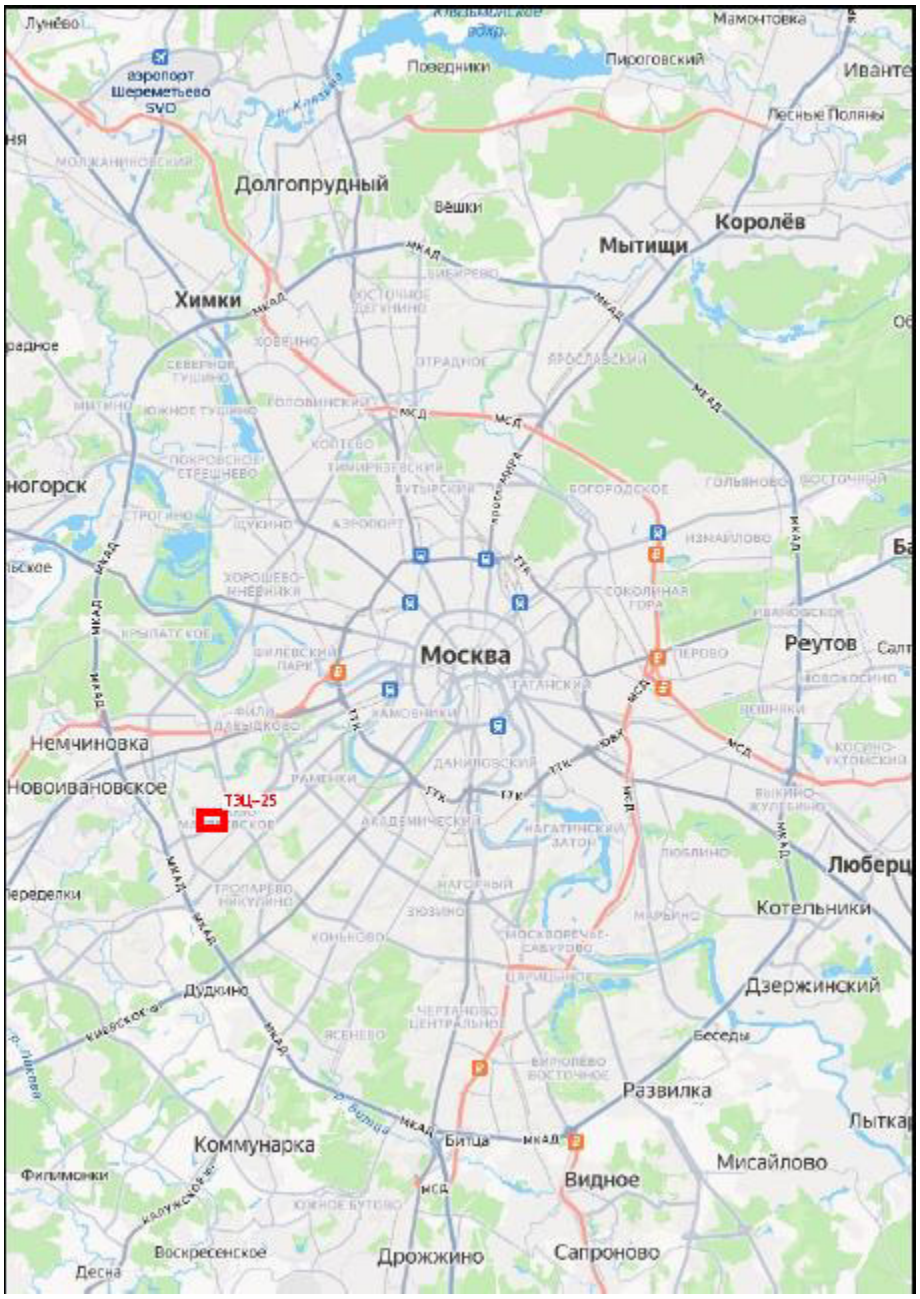

Рис. 1. Место расположения площадки ТЭС.

В геоморфологическом плане участок расположен в пределах флювиогляциальной террасы. Абсолютные отметки дневной поверхности 160,07–167,63м. Поверхность террасы в настоящее время спланирована и обладает уклоном в восточном направлении в сторону местной дрены - р. Невершки.

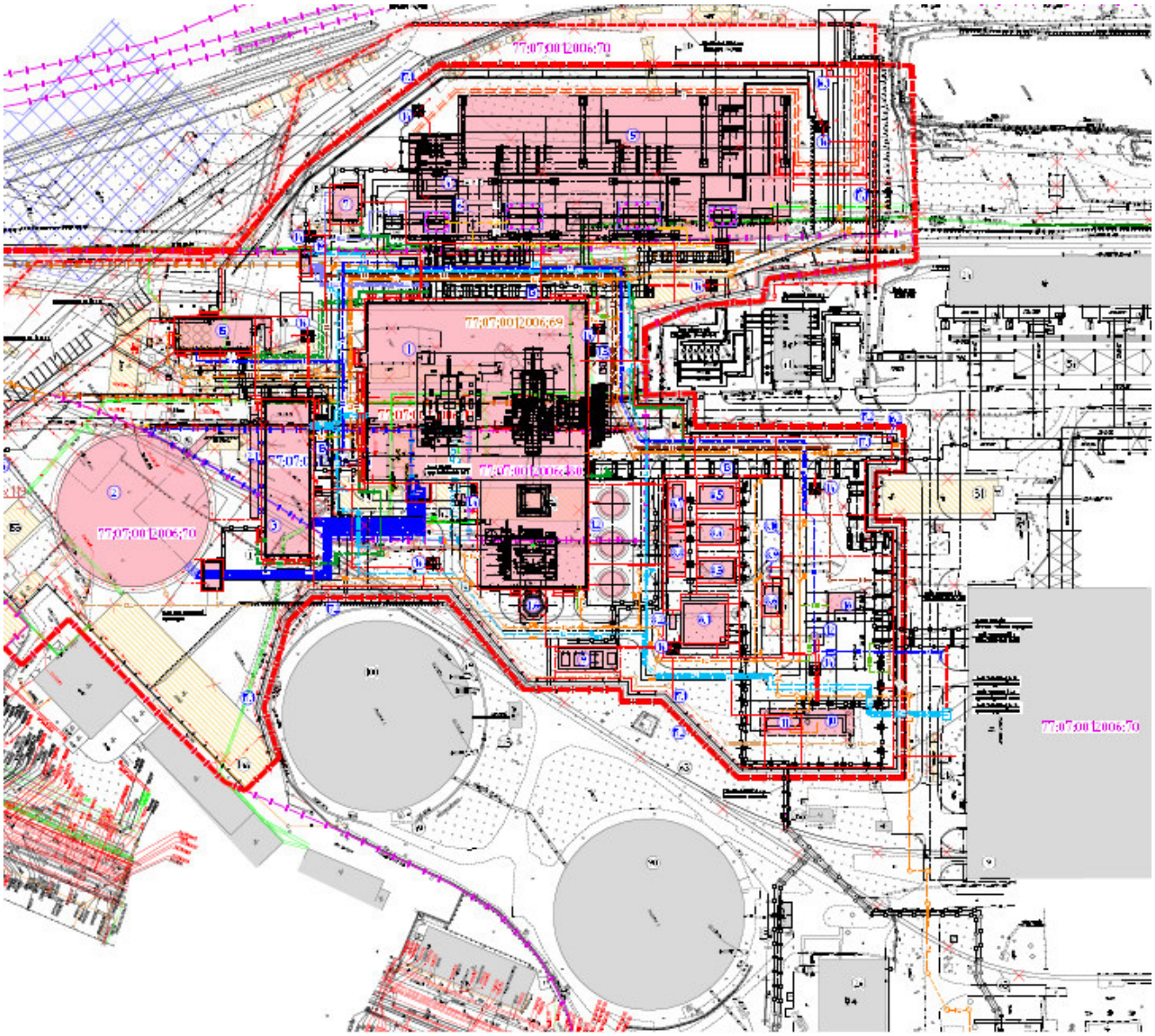

Рис. 2. План площадки выполнения работ ТЭС.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ТБЭ-Т	Лист 13

Формат А4

Экспликация проектируемых зданий и сооружений		
Номер на генплане	**Наименование сооружений**	**Примечанияе**
1	Главный корпус ПГУ 225 МВт	1 Этап
1.2	Баковое хозяйство (3 бака)	1 Этап
1.3	Резервуар аварийного слива масла газовой турбины	1 Этап
1.4	Резервуар аварийного слива масла паровой турбины	1 Этап
1.5	Дымовая труба	1 Этап
1.6	Дымовая труба	2 Этап
2	Градирня	2 Этап
2.1	Самотечный циркканал	2 Этап
3	Циркнасосная	2 Этап
4	ОРУ 110 кВ	1 Этап
5	ОРУ 500 кВ	1 Этап
6	Резервуар аварийного слива масла трансформаторов	1 Этап
7	Маслосклад	1 Этап
8.1	ППГ	1 Этап
8.2	Емкость сбора газового конденсата	1 Этап
8.3-8.5	ДКУ-1, ДКУ -2, ДКУ-3	1 Этап
8.6	Генераторная азота и компрессорная воздуха	1 Этап
8.7	БОА	1 Этап
8.8	Электрощитовая	1 Этап
8.9	Ресиверы азота и сжатого воздуха	1 Этап
8.10	Ограждение газового хозяйства	1 Этап
9	Компрессорная	1 Этап
10	Резервуар сбора поверхностных сточных вод	1 Этап
11	Локальные очистные сооружения поверхностных сточных вод	1 Этап
12	Насосная станция хоз-питьевого вооснабжения	1 Этап
13	Эстакады технологические	1 Этап
14	Мачта молниезащиты и освещения	1 Этап
15	Центральная проходная с защитным сооружением ГОиЧС	1 Этап
16.1-16.2	Пост охраны	1 Этап
17.1	Ограждение основное	1 Этап
17.2	Ограждение предупредительное	1 Этап

18	Здание фильтров исходной воды	1 Этап
19	Блок-модуль пенного пожаротушения	1 Этап

2.а) Требования к способам проведения мероприятий по техническому обслуживанию объекта капитального строительства, при которых исключается угроза нарушения безопасности строительных конструкций, сетей инженерно-технического обеспечения и систем инженерно-технического обеспечения

В части обеспечения безопасности строительных конструкций организация эксплуатации зданий и сооружений, сетей инженерно-технического обеспечения и систем инженерно-технического обеспечения регламентирована в т. ч. следующими Федеральными законами:

- от 30.12.2009г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- «О пожарной безопасности» от 21.12.1994 № 69-ФЗ;
- «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ.

Применительно к электростанциям требования указанных выше законодательных актов аккумулируют «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» (утв. приказом Минэнерго РФ от 25 октября 2017 г. № 1013, рег. в Минюсте России 26 марта 2018 г. № 50503, далее - Правила организации ТОиР). Выполнение требований Правил организации ТОиР к способам проведения мероприятий по техническому обслуживанию ОКС обеспечивает исключение угроз нарушения безопасности строительных конструкций, а также сетей и систем инженерно-технического обеспечения (ниже нумерация п. п. ссылок соответствует Правилам организации ТОиР).

Ниже в подразделе 2.е) приведены сведения о нормативной периодичности выполнения работ по капитальному ремонту ОКС, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации такого объекта.

В виду сложности ОКС, в т. ч. как объекта длительного т. н. жизненного цикла и существенно различающихся требований к техническому обслуживания и ремонту (далее - ТОиР) ответственных участков и систем, соответствующая детализация ТБЭ отнесена к подразделу 3 «специальные требования к обеспечению безопасной эксплуатации ОКС».

2.6). Сведения о: минимальной периодичности осуществления проверок, осмотров и освидетельствований состояния строительных конструкций, основания, сетей инженерно-технического обеспечения и систем инженерно-технического обеспечения здания, строения или сооружения и (или) о необходимости проведения мониторинга компонентов окружающей среды, состояния основания, строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения в процессе эксплуатации здания, строения или сооружения

2.б).1. Проверки, осмотры и освидетельствования состояния строительных конструкций и оснований

Обеспечение соблюдения требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (далее 384-ФЗ от 30.12.2009). Положение части 5_2 статьи 49 Федерального закона № 190-ФЗ от 29.12.2004 «Градостроительный кодекс Российской Федерации» обязывает при проведении экспертизы проектной документации ОКС учитывать нормативно-технические требования, действовавшие на дату выдачи градостроительного плана земельного участка (далее - ГПЗУ). Поэтому ниже приведены требования ГОСТ 31937-2024 в части проверок, осмотров и освидетельствования состояния строительных конструкций и оснований.

Согласно требованиям, в п. п. 4.2, 4.3, 6.1.1 ГОСТ 31937-2024:

«4.2 Первое обследование технического состояния зданий (сооружений) рекомендуется проводить не позднее чем через два года после их ввода в эксплуатацию.

В обследование технического состояния зданий (сооружений) рекомендуется проводить не реже одного раза в 10 лет и не реже одного раза в пять лет для зданий (сооружений) или их отдельных элементов, работающих в неблагоприятных условиях (агрессивные среды, вибрации, повышенная влажность, сейсмичность района 7 баллов и более и др.). ...»;

«4.3 Обследование и мониторинг технического состояния зданий и сооружений проводят также:

- по истечении нормативных сроков эксплуатации зданий и сооружений;
- - при обнаружении значительных дефектов, повреждений и деформаций в процессе технического обслуживания, осуществляемого собственником здания (сооружения);
- - по результатам последствий пожаров, стихийных бедствий, аварий, связанных с разрушением здания (сооружения);
- по инициативе собственника объекта;
- при изменении технологического назначения здания (сооружения);
- по предписанию органов, уполномоченных на ведение государственного строительного надзора.»;

«б.1.1 Мониторинг технического состояния зданий и сооружений проводят для:

- контроля технического состояния зданий и сооружений и своевременного принятия мер по устранению возникающих негативных факторов, ведущих к ухудшению этого состояния;
- выявления объектов, на которых произошли изменения напряженно-деформированного состояния несущих конструкций и для которых необходимо обследование их технического состояния;
- обеспечения безопасного функционирования зданий и сооружений за счет

своевременного обнаружения на ранней стадии негативного изменения напряженно-деформированного состояния конструкций и грунтов оснований, которые могут повлечь переход объектов в ограниченно работоспособное или в аварийное состояние;

- отслеживания степени и скорости изменения технического состояния объекта и принятия в случае необходимости экстренных мер по предотвращению его обрушения.»

Взамен ГОСТ 31937-2011 приказом Росстандарта от 10.04.2024 № 433-ст (ИУС 7-2024) с 01.05.2024 введен в действие ГОСТ 31937-2024 «Здания и сооружения. Правила об- следования и мониторинга технического состояния», который не имеет статуса стандарта, в результате применения которого на обязательной основе обеспечено соблюдение требований 384-ФЗ от 30.12.2009. Кроме того, сохранившиеся в ГОСТ 31937-2024 показатели в части обследования и мониторинга технического состояния зданий и сооружений отнесены к проектированию их реконструкции или капитального ремонта, а также демонтажа. Имея в виду большую продолжительность эксплуатации зданий, строений и сооружений электростанций, потребность в течение этого срока в проведении в т. ч. реконструкции или капитального ремонта, а также демонтажа, приведенные в ГОСТ 31937-2024 применимые показатели целесообразны в качестве рекомендаций и (или) справочной информации.

Федеральный закон 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации» (утв. Государственной Думой 29.12.2004) содержит главу 6_2. «Эксплуатация зданий, сооружений», однако п. 3 (там же) ограничивает применение соответствующих требований, указывая на то, что 190-ФЗ не распространяется на безопасность технологических процессов, соответствующих функциональному назначению зданий и сооружений, и требует учёта возможных опасных воздействий этих процессов на состояние здания, сооружения или их частей. Аналогичные положения содержит и Федеральный закон 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (утв. Государственной Думой 30.12.2009). По- этому в развитие положений и требований 190-ФЗ, 384-ФЗ, а также Федерального закона от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» для энергетических объектов, являющихся, как правило, опасными и особо опасными технически сложными производственными объектами (см. ст. 48.1 «Особо опасные, технически сложные и уникальные объекты» в 190-ФЗ), ведомственными документами Минэнерго России регламентированы в т. ч. техническое обслуживание и ремонты (далее -ТОиР) зданий и сооружений электрических станций и сетей (далее - ЭСиС), некоторые из них типизированы в следующих нормативно-технических документах:

- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской

Федерации» утв. приказом Минэнерго России № 1070 от 04.10.2022 (рег. № 71384 в Минюсте РФ 06.12.2022);

- «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» утв. приказом Минэнерго от 25 октября 2017 г. № 1013 (рег. в Минюсте России 26 марта 2018 г. № 50503);

- СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» (утв. ОАО РАО ЕЭС России 25.12.2003);

- РД 34.21.521-91 «Типовая инструкция по технической эксплуатации производственных зданий и сооружений энергопредприятий. Часть 1. Организация эксплуатации зданий и сооружений» (далее - Типовая инструкция);

- РД 153-34.1-21.325-98 (СО 34.21.325-98) «Методические указания по контролю за режимом подземных вод на строящихся и эксплуатируемых тепловых

электростанциях».

Кроме того, ряд обязательных требований к проведению неразрушающего контроля зданий и сооружений на опасных производственных объектах (далее - ОПО) содержат Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Основные требования к проведению неразрушающего контроля технических устройств, зданий и сооружений на опасных производственных объектах» утв. приказом Ростехнадзора № 478 от 01.12.2020 (рег. № 61795 в Минюсте РФ 24.12.2020, далее - Требования к проведению НК для ОПО).

Документ обязательного применения «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»(утв. Приказом Минэнерго России №10113 от 25.10.2017; рег. №50503 в Минюсте России 27.03.2018 г., далее - Правила организации ТОиР), действие которого распространяется в т. ч. на здания и сооружения объектов производства, передачи, распределения электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в п. 152 обязывает эксплуатирующие организации устанавливать « ... состав работ по техническому обслуживанию и периодичность их выполнения по каждому зданию и сооружению тепловых электростанций на основании ремонтной документации. Перечень работ по техническому обслуживанию зданий и сооружений приведен в приложении №29», которые включают в т. ч. технические осмотры, обследования и освидетельствования. Перечень работ по ТОиР зданий и сооружений в приложении №29 содержит в т. ч. требование:

«38. Обеспечение обследования производственных зданий и сооружений по утвержденным графикам.»

Типизированные для объектов электроэнергетики показатели периодичности производственного контроля и обследования зданий и сооружений приведены в действующем ведомственном документе Минэнерго России СТО 17330282.27.100.003-2008 «Здания и сооружения ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» (утв. Приказом ОАО РАО ЕЭС России № 100 от 06.03.2008):

Приложение Г
(обязательное)
Периодичность производственного контроля
И обследований состояния зданий и сооружений

№ п.п.	Вид контроля	Периодичность
1	Текущие осмотры	Не реже 1 раза в месяц по графику
2	Общие технические осмотры	2 раза в год: весной и осенью
3	Внеочередные осмотры	После стихийных бедствий или аварий
4	Техническое освидетельствование зданий и сооружений	Не реже 1 раза в 5 лет в соответствии с п. 13.1 стандарта
5	Обследование и экспертиза промышленной безопасности зданий и сооружений	Через 25 лет после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже 1 раза в 5 лет. Внеочередное обследование: - В случае обнаружения при осмотрах внешних признаков аварийно-опасных дефектов и повреждений; - В случае реконструкции, консервации или изменении назначения объекта
6	Измерение осадки фундаментов зданий	В первые два года эксплуатации – 2 раза в год, в дальнейшем 1 раз в год до стабилизации садки;

	и сооружений	После стабилизации осадки (1мм/год) не реже 1 раза в 5 лет
7	Контроль за режимом подземных вод на территории промплощадки ТЭС	Не реже 1 раза в месяц в первый год эксплуатации; Не реже 1 раза в квартал в последующие годы; По спецпрограмме по местной инструкции в карстовых зонах, в случае просадочных грунтов

СТО 17330282.27. 100.003 -2008 консолидирует как опыт устройства и размещения энергетического оборудования и технологических систем ТЭС, так и современные требования к обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений и сооружений, содержащиеся в т. ч. в документах:

-«Об организации и осуществлению производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности» (утв. Постановлением Правительства РФ № 2168 от 18.12.2020);

- ФНП в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» (утв. Приказом Ростехнадзора № 420 от 20.10.2020; рег. № 61391 в Минюсте РФ 11.12.2020).

Кроме того, опыт безопасной эксплуатации зданий, строений и сооружений ТЭС типизирован в ряде ведомственных документов Минэнерго России, включая:

- СО 153-34.21.363-2003 (РД 34.21.363-95) «Методические указания по обследованию производственных зданий и сооружений тепловых электростанций подлежащих реконструкции» (утв. Приказом Минэнерго России № 283 от 30.06.2003);
- РД 153-34.1-21.324-98 (СО 34.21.324-98) «Методика по обследованию стеновых ограждающих конструкций зданий и сооружений ТЭС» (утв. РАО ЕЭС России 29.12.1998);

- СО 153-34.21.363-2003 (РД 34.21.363-95) «Методические указания по обследованию производственных зданий и сооружений тепловых электростанций, подлежащих реконструкции» (утв. Приказом Минэнерго России № 283 от 30.06.2003);
- РД 153-34.1-21.326-2001 (СО 34.21.326-2001) «Методические указания по обследованию строительных конструкций производственных зданий и сооружений тепловых электростанций. Часть 1. Железобетонные и бетонные конструкции» (утв. РАО ЕЭС России 19.03.2001);
- РД 153-34.1-21.530-99 (СО 34.21.530-99) «Методические указания по обследованию строительных конструкций производственных зданий и сооружений тепловых электростанций. Часть 2. Металлические конструкции» (утв. РАО ЕЭС России 28.12.1999).

Приведенные требования и методические основания обеспечения безопасной эксплуатации зданий и сооружений электростанций позволяют реализовывать автоматизированные системы контроля и анализа текущего состояния как наиболее ответственных строительных конструкций, так и строений в целом, в т. ч. для задач СМИК в составе СМИС. Такие автоматизированные системы контроля и анализа позволяют существенно сократить показатели периодичности, а также повысить надёжность и оперативность, снизить трудоёмкость соответствующих работ.

СО 34.04.181-2003в разделе 6 определяет задачи и методы реализации технического обслуживания и ремонта (далее - ТОиР) зданий и сооружений электростанций и сетей (далее ЭСиС), а также ссылки на подпункты этого документа, которые необходимо выполнять с определенной периодичностью и последовательностью, и включающих в т. ч. (6.1.1):

- техническое обслуживание (далее - ТО) зданий и сооружений;
- установление оптимальной периодичности проведения ремонтов;

- организационно-техническую подготовку ремонтов;
- обеспечение ТОиР материально-техническими ресурсами;
- специализацию ремонтных работ;
- контроль качества выполняемых работ, а также анализ технического состояния зданий и сооружений до и после ремонта.

При ТО зданий и сооружений предусмотрен контроль за сохранностью строительных конструкций, своевременным устранением отдельных дефектов и выполнению мелких разовых ремонтных работ, в том числе с использованием (6.2.1):

- осмотров и обследований по утвержденным графикам с привлечением в необходимых случаях специализированных организаций;
- наблюдения за осадками зданий и сооружений;
- контроля соблюдения режима эксплуатации, включая вибрационные нагрузки, температурно-влажностные показатели, предотвращение перегрузок перекрытий и кровель;
- наблюдения за развитием деформаций, выявления дефектов строительных конструкций;
- наблюдения за режимом подземных вод, предотвращения обводнения оснований и фундаментов, в т. ч. технологическими водами из водонесущих коммуникаций площадки электростанции;
- поддержания в исправном состоянии устройств для отвода атмосферных осадков;
- очистки и промывки конструкций от загрязнения, поддержания надлежащего санитарного состояния;
- контроля состояния антикоррозионного покрытия металлических и железобетонных конструкций;
- устранения отдельных деформаций, мелкие разовые работы по устранению дефектов;
- мероприятий по подготовке к зиме, паводку, противообледенению, противопожарной защите, охране окружающей среды.

Для реализации задач ТОиР зданий и сооружений энергетических предприятий, не ограничиваясь указанных выше, необходимо (6.2.3):

- по каждому зданию и сооружению установить состав работ по ТО и периодичность их выполнения;
- назначить ответственных исполнителей ТО, ввести систему контроля со стороны ответственных исполнителей за устранением дефектов и ведения технических журналов каждого здания и сооружения согласно Типовая инструкции как основных документов, характеризующих состояние эксплуатируемых зданий и сооружений.

Типовая инструкция в подразделе 1.3 РД 34.21.521-91 определена как документ для эксплуатационного персонала и руководящих работников электростанций, на основании которого должна быть организована и реализована эксплуатация производственных зданий и сооружений, причём конкретные календарные сроки очередных осмотров зданий и сооружений должны быть установлены и утверждены техническим руководителем (2.3.11). Там же п. 2.3.12 содержит требование об установлении особо жесткий режим всех видов осмотров в т. ч. в районах долговременной мерзлоты, на просадочных грунтах, а также для зданий, эксплуатируемых при постоянной вибрации. Для указанных условий периодичность осмотров подлежит установлению распоряжением технического руководителя в зависимости от фактической интенсивности воздействия перечисленных выше факторов, но не реже предусмотренной п. п. 2.3.2, 2.3.5, 2.3.6, 2.3.9 Типовой инструкции:

- не реже 1 раза в 4 месяца при сроке эксплуатации более 15 лет;

- не реже 1 раза в 6 месяцев при сроке эксплуатации до 15 лет;
- очередные осмотры два раза в год - весной и осенью;
- внеочередные осмотры после пожаров, ливней, сильных ветров, снегопадов, наводнений, землетрясений и других явлений стихийного характера, а также аварий зданий, сооружений и технологического оборудования.

Весенний осмотр необходим для освидетельствования технического состояния зданий и сооружений после таяния снега и дождей, т. е. когда все наружные части здания, сооружения и прилегающая к ним территория доступны для осмотра. При этом могут быть выявлены неотложные работы, не предусмотренные планами капитального и текущего ремонтов данного года. При весеннем осмотре подлежат уточнению объемы работы по текущему ремонту зданий и сооружений в летний период, а также подлежат выявлению объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года и в перспективный план ремонтных работ (на срок от 3 до 5 лет).

Осенний осмотр производственных зданий и сооружений необходимо проводить за 1,5 месяца до наступления отопительного сезона в целях проверки подготовки зданий и сооружений к работе в зимних условиях. К этому времени должны быть закончены все летние работы по текущему ремонту и выполняемые в летний период работы по капитальному ремонту, имеющие прямое отношение к зимней эксплуатации зданий и сооружений.

За 15 дней до начала отопительного сезона необходимо проводить частный осенний осмотр тех частей зданий и сооружений, по которым при общем осеннем осмотре были отмечены недоделки ремонтных работ по подготовке к зиме, в целях проверки и устранения этих недоделок.

По результатам осеннего осмотра подлежат реализации в т. ч.:

- профилактические мероприятия, предупреждающие замерзание воды в трубах и водопроводных устройств при промерзании грунта в пределах заложения труб наружной сети на участках с нарушенным рельефом вертикальной планировки (промоины вдоль трассы трубопровода, просадки ниже проектных отметок, не засыпанные траншеи и др.);
- устранение дефектов вертикальной планировки вдоль трассы трубопроводов наружной сети водопровода путем засыпки грунтом траншей, просевших мест с послойным уплотнением до проектной отметки.
- обеспечение циркуляции (постоянного движения) воды в трубах тупиковых линий с наступлением морозов.

Для ***наблюдением за режимом подземных вод*** на тепловых электростанциях целесообразно использовать РД 153-34.1-21.325-98 (СО 34.21.325-98) «Методические указания по контролю за режимом подземных вод на строящихся и эксплуатируемых тепловых электростанциях». согласно подпункту 2.4.1.12 которого при проверке состояния территории следует пользоваться графической схемой распределения участков территории по подразделениям ТЭС, утвержденной директором ТЭС, графические схемы своих участков должны быть в каждом подразделении, а специальные журналы технических осмотров должны быть оформлены согласно рекомендуемому приложению 7.

Кроме того, согласно п. п. 2.4.2.12 в РД 153-34.1-21.325-98 целесообразно не реже двух раз в год в производственных помещениях, где имеются источники возможного газовыделения, замачивания агрессивными жидкостями, запыления агрессивными сыпучими материалами и др. обеспечивать контроль за состоянием производственной среды (температурой, влажностью, скоростью движения воздуха, степенью агрессивности жидкостей, разливаемых на строительные конструкции, газов, пыли и т. д.).

Обязательные требования к ***проведению неразрушающего контроля*** (далее - НК)

для зданий и сооружений на опасных производственных объектах (далее - ОПО) содержат Требования к проведению НК для ОПО (ниже даны ссылки на п. п. этого документа). Эти здания и сооружения ОПО предназначены для размещения технологического оборудования, хранения сырья или продукции, перемещения людей и грузов, локализации и ликвидации последствий аварий, деятельности в области промышленной безопасности, контроля фактического технического состояния технических устройств, зданий и сооружений на ОПО и контроля качества работ, выполняемых в отношении них (п. 2).

Требования к проведению НК для ОПО допускают выполнение таких работ как независимыми лабораториями и лабораториями, входящими в структуру организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности, так подразделениями электростанций (п. 8). Лаборатории и специалисты, выполняющие НК технических устройств, зданий и сооружений на ОПО должны быть аттестованы в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 28 марта 2001 г. № 241 «О мерах по обеспечению промышленной безопасности опасных производственных объектов на территории Российской Федерации». В отношении технических и программных средств НК, вспомогательного оборудования и принадлежностей, используемых при проведении НК, в п. 11 приведены следующие требования:

- периодических проверок согласно графику;
- ежегодной разработки и утверждения графика руководителем лаборатории (под разделения, осуществляющего НК);
- внесение сведений о периодических(внеочередных) проверках и контролируемых параметрах в соответствующие разделы паспортов (формуляров) на средства НК, вспомогательное оборудование и принадлежности или оформление таких результатов актом. Для автоматической интерпретации результатов НК должны быть использованы сертифицированные средства и алгоритмы (п. 12). Требования к проведению НК для ОПО в п. 13 допускают хранение и архивирование документов с результатами НК как на бумажных носителях и (или) в форме электронных документов, подписанных усиленной квалифицированной подписью, с возможностью резервного копирования и восстановления документов.

До 01.05.2024 действовал ГОСТ 31937-2011 «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния», применявшийся для целей Федерального закона 384-ФЗ «О безопасности зданий и сооружений». В настоящее время ГОСТ 31937-2011 заменён на ГОСТ 31937-2024 «Обследования и мониторинг зданий и сооружений», имеющего статус национального стандарта РФ.

Использование рекомендаций в 4.2 ГОСТ 31937-2024 о проведении первого обследования технического состояния зданий (сооружений) ТЭС не позднее чем через два года после их ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем - не реже одного раза в 10 лет возможно с учётом примечаний к 4.2 и соответствия приведенным ранее нормативно-техническим требованиям документов обязательного применения.

В отличие от осмотров зданий и сооружений электростанций и сетей отсутствие в документах обязательного применения жесткой регламентации сроков проведения их обследований связано в первую очередь с необходимостью учёта:

- совокупности особых местных условий эксплуатации (климатических факторов, сейсмичности, наличия пучинистых грунтов, эрозионных процессов, подтопления и др.);
- использования сложных инструментальных средств и методов в дополнение к анализу систематических осмотров и показаний приборов СМИК в составе СМИС (при наличии);
- факторов выполненных ремонтов (аварийных, поддерживающих, текущих и капитальных).

Поэтому, как отмечено ранее, выполнение обследований предусмотрено по локальным (местным) утверждённым графикам как документам, находящимися в сфере ответственности административных и технических руководителей ОПО, а также привлекаемых в необходимых случаях специализированных организаций.

Выше приведено требование Правил организации ТОиР, являющихся документом обязательного применения, в соответствии с которым обследования производственных зданий и сооружений необходимо выполнять по утвержденным графикам, т. е. локальным актам субъектов электроэнергетики. В связи с этим в томе 10 ТБЭ не могут быть однозначно установлены требования к периодичности обследования технического состояния сооружений, строительных конструкций, основания в процессе эксплуатации с большей детализацией, чем это установлено приведенными выше применимыми ведомственными документами Минэнерго России. Мониторинг технического состояния сооружений, строительных конструкций, оснований средствами СМИК в составе СМИС (при наличии) в процессе эксплуатации будет связан с периодичностью опросов показаний первичных измерительных приборов, их обработки и регистрации в специализированных базах данных. Соответствующие настройки средств СМИК (при наличии) будут реализованы при проведении ПНР согласно нормативно-техническим требованиям к СМИС (при наличии), заданиям Заказчика и надзорных органов.

Аналогичные особенности применения положений 4.3 ГОСТ 31937-2024 к ТОиР и мониторингу технического состояния зданий и сооружений связаны как с принадлежностью ТЭС к особо опасным и технически сложным объектам электроэнергетики, так и с отмеченными ранее проектно-технологическими решениями в части СМИС (при наличии).

В 4.1 ГОСТ 31937-2024 подтвердил нормативно-техническое требование о проведении обследований и мониторинга технического состояния зданий и сооружений силами специализированных организаций. Однако непосредственное применение положений ГОСТ 31937-2024 связано преимущественно с объектами гражданского строительства, включая обследования элементов зданий и сооружений.

2.б).2. Средства технологического и диспетчерского управления

Для технического обслуживания и ремонта (далее - ТОиР) средств технологического и диспетчерского управления (далее - СДТУ), устройств сигнализации и средств измерения (СИ) необходимо выполнение обязательных требований РФ, которые содержат в т. ч. «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» утв. приказом Минэнерго России № 1013 от 25.10.2017 (далее - Правила ТОиР).

Учитывая значение и ответственность технических СДТУ и СИ в обеспечении безопасной эксплуатации объектов энергетики, Правила ТОиР требуют (см. п. 421):

- обеспечения устойчивого функционирования СДТУ при заданном качестве и эксплуатационной надежности (коэффициент неготовности и время восстановления СДТУ должны быть существенно меньше, чем коэффициент неготовности и время восстановления основного оборудования энергетического объекта);
- поддержание исправного состояния СДТУ;
- обеспечение готовности СДТУ после ремонта до момента завершения ремонта основного технологического оборудования объекта электроэнергетики;
- анализ проводимых плановых и неплановых ремонтно-настроечных работ;
- регулярную оценку технического состояния СДТУ;
- формирования и ведения базы данных для решения задач технического обслуживания СДТУ;
- регулярной актуализации технических паспортов СДТУ;

- ведения учета СИ СДТУ и представление их в поверку и калибровку в соответствии с графиками, составленными субъектом электроэнергетики;
- реализации мер по обеспечению информационной безопасности;
- организации взаимодействия технологической сети связи энергосистемы с сетью связи общего пользования;
- организации взаимодействия при проведении ТОиР с субъектами оперативно-диспетчерского управления и другими субъектами электроэнергетики.

Ниже приведены некоторые положения этого раздела со ссылкой на соответствующие пункты.

Техническое обслуживание СДТУ необходимо выполнять в соответствии с инструкциями по эксплуатации соответствующего оборудования, разделяя его на следующие виды (п. 422):

- плановое техническое обслуживание (далее - ПТО) для предупреждения отказов и (или) ухудшения показателей работы СДТУ, выполняемое согласно графику, в т. ч. годовому графика ремонта СДТУ, утвержденному техническим руководителем;
- оперативное техническое обслуживание (далее - ОТО) для устранения неисправностей и полного восстановления работоспособности СДТУ.

Согласно п. 424 Правил ТОиР выполнение ПТО СДТУ должно включать:

- плановые измерения рабочих характеристик;
- ремонтно-настроечные работы;
- плановую замену компонентов аппаратуры;
- оформление результатов ПТО СДТУ;

а для ОТО СДТУ предусмотрены:

- круглосуточный мониторинг технического состояния СДТУ централизованными автоматизированными системами управления и мониторинга;
- выполнение операций по контролю технического состояния в соответствии с инструкциями по эксплуатации;
- операции управления и переключения на резервные СДТУ при обнаружении неисправности;
- проведение работ по обнаружению и устранению причин неисправностей каналов связи;
- регистрацию отказов в работе каналов связи, выявленных причин повреждений и принятых выводов каналов связи из эксплуатации для проведения ПТО;
- приемка каналов связи в эксплуатацию после проведения ПТО;
- неотложные (ремонтно-восстановительные) работы длительностью не более одной рабочей смены.

Организация планирования, подготовки и производства ремонта линий связи СДТУ должна осуществляться в соответствии с п.п. 428 ÷ 433 Правил ТОиР.

Согласно требованиям п. 438:

- работы по восстановлению линий связи СДТУ должны быть организованы немедленно после выявления повреждения и проводиться непрерывно до его устранения;
- неисправности оборудования должны быть выявлены в течение 4 часов с момента по- лучения заявки или обнаружения неисправности;
- неисправности, не связанные с заменой оборудования, должны быть устранены в течение 1 часа с момента прибытия технического персонала;
- вышедшее из строя оборудование подлежит замене в течение 2 часов после определения неисправности.

Перечень параметров СДТУ, контролируемых в эксплуатационный период, содержит приложение №92 Правил ТОиР, там же дан перечень дефектов и повреждений

элементов СДТУ, регламент их контроля (см. приложение № 93) и порядок оценки технического состояния СДТУ (см. приложение № 94).

2.б).3. Системы пожарной и охранной сигнализации

Периодичность испытания противодымной вентиляции определена в 3.5 ГОСТ Р 53300-2009 «Противодымная защита зданий и сооружений. Методы приема-сдаточных и периодических испытаний», которые необходимо производить не реже одного раза в 2 года. Там же в 3.6 и 3.7 со ссылкой на параметры 6 ÷ 11 таблицы 1 определены параметры, подлежащие контролю при испытаниях. Кроме того, в 4 установлены порядок и последовательность проведения приемосдаточных и периодических испытаний. Приказ МЧС РФ от 21 февраля 2013 г. № 116 «Об утверждении свода правил СП 7.13130 «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требования пожарной безопасности» в 4.2 снимает ограничения для уровней шума и вибрации действующего оборудования при пожаре или при приемосдаточных и периодических испытаниях всех систем противодымной вентиляции, кроме совмещенных с ними систем общеобменной вентиляции.

Периодичность проверки и испытания пожарных лестниц и ограждения кровли определена в 6.1.4 ГОСТ Р 53254-2009 «Техника пожарная. Лестницы пожарные наружные стационарные. Ограждения кровли. Общие технические требования. Методы испытаний», которые подлежат испытаниям при приемке объекта в эксплуатацию и не реже одного раза в пять лет должны подвергаться периодическим испытаниям. Наружные пожарные лестницы и ограждения кровли зданий и сооружений необходимо содержать в исправном состоянии и не менее одного раза в год необходимо проводить обследование целостности конструкции с составлением акта по результатам проверки (6.2 там же). В случае обнаружения нарушений целостности конструкции необходим их восстановление (ремонт) с последующим проведением испытаний на прочность (6.3 там же).

Периодичность проведения проверки (испытания) внутреннего или наружного противопожарного водопровода определена п. 48 Постановления Правительства РФ № 1479 от 16.09.2020 г. для реализации не реже двух раз в год. Также проверку необходимо проводить после завершения ремонтных работ противопожарного водопровода. Ответственность за организацию и проведение проверки возложена на руководителя организации.

Аналогичная периодичность приведена в ГОСТ Р 59643-2021 «Внутреннее противопожарное водоснабжение. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность» с требованиями проведения проверок в части водоотдачи не реже 2 раз в год (весной и осенью) и внесения соответствующих записей в журнал эксплуатации систем противопожарной защиты.

Детализация требований к внутреннему противопожарному водопроводу, проверкам и испытаниям пожарного водопровода приведена в ГОСТ Р 59643 -2021 и в СП 10.13130.2020

«Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Нормы и правила проектирования».

Письмо МЧС России от 04.09.2017 № 19-16-1112 содержит требование о лицензировании в МЧС России работ по проверке работоспособности внутреннего пожарного водопровода после технического обслуживания и ремонтов средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений. Вместе с тем, в соответствии с п. 55 «Правил противопожарного режима в Российской Федерации» (утв. Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 г. №390) для самостоятельного

проведения руководителем организации проверки работоспособности внутреннею пожарного водопровода, лицензия МЧС России не требуется.

Особое место в ТОиР средств сигнализации занимают ***системы пожарной и охранной сигнализации.*** Если слаботочные системы и сети АСУ ТП технологического оборудования электростанции находятся в исключительном ведении технических руководителей, эксплуатационного, оперативного и ремонтного персонала электростанции, то для ТОиР систем пожарной и охранной сигнализации могут быть привлечены специализированные сторонние организации, обладающей правом на проведение соответствующих работ по законодательству РФ (см., например, п. 4.5.2 ГОСТ Р 54101-2010 «Средства автоматизации и системы управления. Средства и системы обеспечения безопасности. Техническое обслуживание и текущий ремонт» утв. приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 768-ст от 30.11 . 2010). Если административно-техническое руководство электростанции примет решение относительно выполнения собственными силами ТОиР систем пожарной и охранной сигнализации, разработанных в настоящей проектной документации, то в этом случае должна быть обеспечена подготовка специализированного персонала (см., например, п. п. 4.2 и 4.5.1 ГОСТ Р 54101-201О) с подтверждение разрешительным доку- ментом на проведение соответствующих работ, выданным уполномоченной организацией в установленном порядке (см. п. 4.5.1 там же). При этом, нормативно-технической документацией регламентированы как минимально допустимый объём работ (см., например, п. 4.2 ГОСТ Р 54101-2010), так и их периодичность. Для рассматриваемых систем сигнализации рекомендованы ежемесячное, сезонное и ежегодное.

Так как системы пожарной сигнализации (далее - СПС) предназначены для обнаружения пожара, формирования, сбора, обработки, регистрации и передачи в заданном виде сигналов о пожаре, режимах работы системы, другой информации и выдачи сигналов на управление техническими средствами противопожарной защиты, то в процессе эксплуатации необходимы соответствующие уровню ответственности СПС техническое обслуживание и ремонт (далее - ТОиР), а также испытания на работоспособность. Систематизации соответствующих методов и требований в т. ч. эксплуатации СПС способствует ГОСТ Р 59638-2021 «Системы пожарной сигнализации. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность» (утв. Приказом Росстандарта № 791-ст от 24.08.2021, применяется для целей технического регламента «О требованиях пожарной безопасности»), включая требования к комплексным: испытаниям (на работоспособность), проводимым для подтверждения взаимодействия по заданному алгоритму работы компонентов системы друг с другом, с другими системами противопожарной защиты, другими инженерными системами (далее вместе с положениями этого ГОСТ даны ссылки на соответствующие п. п. этого ГОСТ).

После окончания монтажа технические средства СПС должны быть промаркированы в соответствии с рабочей документацией (5.4.14). После окончания пуска-наладочных работ, выполняемых сторонней аттестованной (специализированной) организацией, для проведения комплексных испытаний СПС на работоспособность необходимы:

-формирование комиссии (5.5.4);

-составлена программа испытаний (см. в т. ч. приложение «Б», 5.5.5);

-оформление соответствующего акта после окончания испытаний (см. приложение «В», 5.5.6).

Приёмку и ввод СПС в эксплуатацию также выполняет рабочая комиссия (6.2.1) с проведением комплексные испытания на работоспособность СПС, руководствуясь в т. ч.

рекомендуемым содержанием методов испытаний в приложении «Б» (7.3), после окончания которых в соответствии с требованиями СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации» применительно к СПС, должен быть составлен акт ввода в эксплуатацию (6.2.4) с приложением документов по перечню в п. 6.2.5.

Для эксплуатации СПС, включающей в т. ч.:

- контроль технического состояния СПС;
- техническое обслуживание (далее - ТО);
- ремонт СПС (при необходимости);
- устранение неисправностей и ложных срабатываний СПС, выявление их причин;
- испытания на работоспособность СПС;
- своевременную замену технических средств СПС

согласно п. 6.1.1 рассматриваемого ГОСТ необходима подготовка дежурного персонала по использованию технических средств СПС, включающая изучение технической документации. Кроме того, рассматриваемый ГОСТ предусматривает назначение уровней доступа от 1-го для дежурного персонала до 4-го уровня доступа, который предназначен для сервисного обслуживания, авторизованного производителем (6.1.2).

Перечень работ	Периодичность выполнения работ	
1. ТО ИП, выносных устройств индикации ИП	Осмотр один раз в 6 месяцев	Контроль функционирования один раз в год
2. ТО ППКП (в том числе все функциональные модули блочно-модульных ППКП, за исключением модулей ввода, модулей вывода)	Осмотр один раз в 1 месяц	Контроль функционирования один раз в 3 месяца
3. ТО источников бесперебойного электропитания (ИБЭ) технических средств пожарной автоматики	Осмотр один раз в 1 месяц	Контроль функционирования один раз в 6 месяцев
4. ТО модулей ввода, модулей вывода	Осмотр один раз в год	Контроль функционирования Один раз в год
5. Комплексные испытания на работоспособность спс	Один раз в год, но не более 15 месяцев между испытаниями	
6. Замена технических средств СПС	В соответствии с графиком замены или при необходимости	
7. Ремонт СПС	При необходимости	
8. Устранение неисправностей, ложных срабатываний, восстановление дежурного режима работы С ПС после срабатывания	При необходимости	

9. Выполнение рекомендаций, изложенных в технической документации производителей технических средств СПС	В соответствии с технической документацией производителей технических средств СПС

Для дежурного персонала, контролирующего техническое состояние СПС, находящейся в эксплуатации, обязательно документирование всех поступающий извещений СПС (6.3.2). Кроме того, при эксплуатации СПС должно быть обеспечено информирование ответственного за эксплуатацию СПС и обслуживающей организации о неисправностях в течение не более 8 ч после их выявления (6.3.3).

Для выполнения работ по ТО СПС необходимо привлекать специализированные организации или (и) аттестованных специалистов (6.4.1)

Выше приеден типовой регламент ТО СПС в таблице 1 п. 6.4.2 рассматриваемого ГОСТ.

Требования к осмотру технических средств СПС приведены в приложении «Г» рассматриваемого ГОСТ (6.4.3). Регламент работ и график их проведения должен быть разработан с указанием конкретных операций при их проведении на основе технической документации производителей технических средств СПС, проектной и рабочей документации СПС (6.4.5). При этом допустим равномерный в течение года контроль измерительных приборов (далее - ИП) и выносных устройств индикации ИП (6.4.4).

Выполнение работ по ТО, их наименование и объем должны быть зарегистрированы в журнале систем противопожарной защиты (6.4.6).

Круглосуточный приём заявок о неисправностях и ложных срабатываниях СПС установлен в п. 6.5.1 рассматриваемого ГОСТ, там же определены допускаемые сроки их устранения. При этом на время устранения неисправности, в случаях ремонта СПС, при отключении СПС руководитель объекта (ответственный за обеспечение пожарной безопасности) должен обеспечить силами дежурного персонала объекта визуальное обнаружение пожара на неконтролируемых СПС площадях объекта (6.5.2), а при ремонте отдельных частей СПС или проведении строительных (отделочных) работ в отдельных помещениях допустимо отключение ремонтируемых частей СПС или частей СПС, расположенных в зоне проведения строительных работ (6.5.3).

Все события ложных срабатываний должны быть отражены в журнале эксплуатации СПС, с указанием их причин (6.5.4), причём к категории «неисправность» помимо непосредственных неисправностей оборудования следует относить в том числе ложные срабатывания (6.5.7). Для всех случаев ложных срабатываний, произошедших по неизвестной причине, необходимо провести расследование и наблюдения, исключающие возникновение ложных тревог в связи с внешними воздействиями (6.5.8), т. к. частота ложных срабатываний в одной ЗКПС или помещении не должна превышать четырех срабатываний в год (6.5.10).

По истечении срока службы технические средства должны быть заменены на аналогичные либо на иные, в т. ч. по согласованию с проектной организацией (6.6.3). При замене одних технических средств на иные должна быть обеспечена информационная и электрическая совместимость технических средств СПС.

Технические средства СПС рекомендуется заменять по истечении следующих сроков (6.6.4):

- ИП - в соответствии с технической документацией, но не более 10 лет;
- приборы и их компоненты, ИБЭ (за исключением элементов питания) - 10 лет;
- аккумуляторные свинцовые батареи - в соответствии с технической документацией, но не более 10 лет, а также при снижении фактической емкости до менее чем 80 % от номинальной;
- не перезаряжаемые литиевые батареи - в соответствии с технической

документацией, но не более 10 лет;

-вспомогательные технические средства пожарной автоматики - в соответствии с технической документацией, но не более 10 лет;

- кабельная продукция - в соответствии с технической документацией.

Техническое обслуживание (ТО) автоматических установок пожарной сигнализации(АУПС) - комплекс операций по поддержанию их работоспособности во время эксплуатации.

На электростанции должно быть организовано ТО АУПС с момента ввода их в эксплуатацию. Для выполнения ТОиР собственными силами электростанции должны быть выполнены следующие нормативно-технические требования.

Работы по ТО АУПС относятся к лицензируемым МЧС России видам деятельности, поэтому все виды работ по ТО АУПС должны выполняться квалифицированными специалистами организации, имеющей лицензию на работы по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений.

Основными нормативными документами в области организации эксплуатации и технического обслуживания АУПС являются:

1. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
2. Федеральный закон от 4 мая 2011 г. № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности»;
3. Постановление Правительства РФ от 28.07.2020 № 1128 «Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений»;
4. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
5. ГОСТ Р 59636-2021 «Установки пожаротушения автоматические. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность»;
6. СП 484.1311500.2020 «Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования»;
7. ГОСТ Р 53325-12. «Технические средства пожарной автоматики. Общие технические требования и методы испытаний»;
8. ГОСТ Р 54101-2010. «Средства автоматизации и системы управления. Средства и системы обеспечения безопасности. Техническое обслуживание и текущий ремонт»;
9. ГОСТ 18322-2016. «Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения;
10. ГОСТ 12.1.030-81 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;
11. ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;
12. ГОСТ 12.4.009-83 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание»;
13. Руководства по эксплуатации оборудования систем пожарной сигнализации, разработанные их производителями.

На электростанции для эксплуатации АУПС приказом руководителя должен быть назначен ответственный за эксплуатацию АУПС.

В обязанности ответственного за эксплуатацию в АУПС входит:

- организация своевременного технического обслуживания и ремонта, а также

устранения выявленных неисправностей в процессе эксплуатации;

- ведение эксплуатационной документации АУПС;
- контроль за своевременным предъявлением рекламаций предприятиям-изготовителям по качеству приборов, оборудования и другим элементам, входящим в состав АУПС;
- учет всех случаев отказа или ложных срабатываний АУПС с установлением причин;
- организация обучения персонала службы эксплуатации. к технике безопасности при эксплуатации АУПС

При эксплуатации АУПС и при организации и производстве работ по ее ТО требуется выполнять следующие правила:

1. При производстве работ необходимо руководствоваться действующими стандартами ССБТ, СНиП III-4-80, СНиП 3.05.06-85, «Правилами устройства электроустановок», «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок», «Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».
2. Измерения переносными приборами должны производиться бригадой из двух лиц. Все измерения сопротивления в электроустановке производятся при снятом напряжении. Присоединение и отсоединение переносных приборов, требующие разрыва электрических цепей, также должны производиться при полном снятии напряжения.
3. Мегомметр применяется в электромонтажных работах для измерения сопротивления изоляции электрооборудования, проводов и кабелей. Так как на выходе мегомметра при измерении образуется высокое напряжение, то в это время нельзя прикасаться к неизолированным частям объекта измерения и проводов прибора. При измерении сопротивления изоляции силовых кабелей, они должны быть отключены от приборов. При измерении сопротивления изоляции шлейфов сигнализации следует отключать пожарные извещатели.
4. Паяльники, находящиеся в рабочем состоянии, должны находиться постоянно в зоне действия вытяжной вентиляции. При пайке запрещается стряхивать припой. Лишний припой можно снимать только на специальную подставку для паяльника. При коротких перерывах в работе с электропаяльником нужно класть его на специальную подставку с металлическими скобами. При длительных перерывах и по окончании работы паяльник следует обязательно отключить от электросети. При выполнении монтажных и пусконаладочных работ, а также при техническом обслуживании и ремонте технических средств необходимо использовать паяльники, рассчитанные на питание переменным током напряжением не выше 42 В, от индивидуального трансформатора для каждого рабочего места. Допускается использование электропаяльников на 220 В, если они получают питание от разделительного трансформатора или через устройство защитного отключения. В помещении, где производится пайка, запрещено принимать пищу.
5. При регулировке, проверке и наладке схем контроля, управления, обмена информацией, питания АУПС весь применяемый инструмент (отвертки, плоскогубцы, пассатижи и т.п.) должны быть изолированы так, чтобы его рабочая (голая) часть не могла перекрыть двух рядом расположенных клемм, зажимов.
6. К обслуживанию АУПС допускаются лица, знающие их функциональное построение, схемы, монтажные и эксплуатационные инструкции, особенности оборудования, прошедшие обучение и проверку знаний по технике безопасности.
7. При работе в электроустановках напряжением до 1000 В (к которым относится АУПС) без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них необходимо:

- оградить расположенные вблизи рабочего места другие токоведущие

части, находящиеся под высоким напряжением, к которым возможно случайное прикосновение,

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на диэлектрическом коврике,
- применять инструмент с изолирующими рукоятками (у отверток, кроме того, дол- жен быть изолирован стержень). При отсутствии такого инструмента- пользоваться диэлектрическими перчатками,
- работать в головном уборе и в одежде с рукавами, застегнутыми или завязанными тесемками у кистей рук.

8. Работы, при выполнении которых электромонтажник находится выше 1,3 м от поверхности рабочего настила, перекрытия или грунта, называются работами на высоте. К работе на высоте допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр, обучение требованиям безопасности труда, получившие специальное удостоверение. Лица, допущенные к работе на высоте, проходят медицинский осмотр ежегодно.

9. Электромонтажные работы на высоте можно производить с лесов или подмостей с настилами шириной не менее 1 м, имеющих надежное ограждение в виде перил высотой не менее 1 м, а также с исправных стремянок и приставных лестниц. Раздвижные лестницы-стремянки должны иметь устройства, которые исключают возможность их самопроизвольного раздвигаюгя. Приставные лестницы, устанавливаемые в местах движения транспорта или людей, ограждают или охраняют.

10. Все внешние отключения и подключения на приборах следует производить только после отключения основных и резервных источников электропитания прибора.

11. Следует помнить, что клеммы ~ 220 В могут находиться под напряжением и представлять опасность.

12. Запрещается использование предохранителей, не соответствующих номиналу, и эксплуатация без защитного заземления приборов, предусматривающих заземление.

13. Для приборов, предусматривающих подключение аккумуляторной батареи, запрещается эксплуатация без нее.

14. Установку и замену аккумулятора производить при отключённом напряжении 220 В и снятом предохранителе в цепи сетевого питания.

15. Не допускается нахождение в зоне действия пожарных извещателей источников физических факторов, схожих с факторами пожара (сигаретный дым, аэрозоли, тепловые пушки, пыль и грязь при ремонтных работах и др.).

16. Не допускается замена пожарных извещателей на другие типы без согласования с организацией-разработчиком проектной документации АУПС или органами госпожнадзора.

17. Не допускается изменение места расположения оборудования, предусмотренного проектом, без согласования с организацией-разработчиком проектной документации АУПС или органами госпожнадзора.

18. Не допускается эксплуатация АУПС без резервного питания

19. Контуры заземления и грозозащиты объекта должны постоянно быть в исправном состоянии.

ПЕРЕЧЕНЬ И ПЕРИОДИЧНОСТЬ РЕГЛАМЕНТНЫХ РАБОТ АУПС

Согласно 7.2.1 ГОСТ Р 59636-2021 ***техническое обслуживание (далее -ТО) АУП*** должны выполнять специализированные организации после первичного обследования для определения технического состояния АУП (7.1.1 там же), руководствуясь:

- разработанными и утверждёнными эксплуатирующей организацией регламентами проведения ТО АУП, учитывающие типовых требований (см. приложения «В» ÷ «Е» там же);
- эксплуатационной документации на оборудование (7.2.3 там же);
- графиками проведения ТО, соответствующими в т. ч. требованиям поставщиков оборудования и систем АУП (7.2.3 там же).

Кроме того, в части ТО АУП эксплуатирующей организацией должны быть обеспечены:

- организационно-технические мероприятия по защите от пожаров зданий, сооружений, помещений, технологического оборудования в период выполнения ТО, связанного с отключением установок и (или) систем АУП (7.2.6 там же);
- внесение соответствующих записей в журнал регистрации работ по ТО АУП, страницы которого должны быть пронумерованы, прошнурованы и скреплены печатью (7.2.6 там же), а при проведении таких работ силами специализированной организации необходимо вести журнал в количестве двух экземпляров (7.2.1О там же);
- надписи или бирки с указанием рабочего и предельных значений, измеряемых величин или контролируемого диапазона для всех измерительные приборов и сигнализаторов уровня, давления или потока жидкости (9.1 там же);
- ежедневная автоматическая регистрация показания измерительных приборов и аппаратуры (9.2 там же);
- ежемесячные проверки правильности показаний работы манометров, установленных на гидропневматических баках, по контрольному манометру и остальных манометров - один раз в полугодие (9.3 там же);
- проверки исправности автоматических уровнемеров, смонтированных на гидропневматических баках, на пожарных резервуарах и на дренажных приямках не реже одного раза в квартал при плюсовой уличной температуре и ежемесячно при отрицательной уличной температуре (9.4 там же);
- незамедлительные проверка или замена измерительных приборов, аппаратуры или сигнализаторов в случае сомнений в исправной работе (9.5 там же);
- ежегодная метрологическую поверку измерительных приборов и сигнализаторов давления, сигнализаторов потока жидкости или сигнализаторов уровня (9.6 там же).

АУП подлежат ***техническому освидетельствованию*** (7.3.1 там же):

- после истечения срока службы, указанного в технической документации;
- при увеличении отказов, в результате чего эксплуатация системы не представляется возможной;
- после изменений нормативных положений.

Результаты освидетельствования должны быть оформлены актом по (7.3.3 там же)). Кроме того, ГОСТ Р 59636-2021 содержит указания в части испытаний:

- насосной установки (8.1);
- водяных и пенных АУП на расход (8.2);
- компрессоров (8.1);
- трубопроводов (8.4);
- гидропневматических баков (8.5);
- узлов управления (8.6);
- запорных устройств (8.7);
- сигнализации на работоспособность (8.8);
- выполнения алгоритма работы (8.9);
- сопротивления защитного заземления и сопротивления изоляции электрических цепей (8.10).

Контроль за своевременной и качественной реализацией регламентов ТО АУП должно обеспечивать должностное лицо, ответственное за эксплуатацию АУП (7.2.5 там же).

Для поддержания АУПС в работоспособном состоянии проводится плановое и внеплановоетехническое обслуживание с соблюдением правил эксплуатации и мероприятий по предотвращению нештатных срабатываний.

Плановое ТО

Плановое ТО в зависимости от периодичности проведения делится на виды:

1. Ежедневное.

Контроль наличия основного и резервного электропитания технических средств автоматики.

2. Ежеквартальное (ТО-1).

- Профилактические работы по устранению грязи, коррозии, восстановлению прочности крепления и лакокрасочного покрытия.
- Проверка основного и резервного источников питания, включая режимы автоматического переключения с сетевого питания на резервное и обратно.
- Контроль технических средств автоматики в дежурном режиме и режиме диагностики.
- Обслуживание и проверка работоспособности неадресных пожарных извещателей и адресных ручных пожарных извещателей.

3. Годовое (ТО-2).

- Измерение сопротивления защитного заземления
- Комплексные испытания автоматики
- Проверка отсутствия отклонений от проектной (исполнительной) документации в части назначения и планировок помещений, размещения оборудования, условий прокладки кабельных трасс

Плановое техническое обслуживание проводится специалистами службы эксплуатации объекта и специализированными организациями по договорам.

Внеплановое ТО необходимо проводить в случаях:

- получения сообщения о запыленности адресного дымового пожарного извещателя;
- ложного срабатывания автоматики, или после устранения неисправности элемента. Оборудование АУПС не оказывает на строительные конструкции нагрузок, превышающих допустимые значения.

Кабели АУПС прокладывают открыто в коробах, на лотках, в защитных трубах и гибких рукавах; скрыто под съемными плитами фальшполов, в защитных трубах, заложенных специально для этого, в полах. Не применяются такие способы скрытой прокладки, как прокладка в бороздах под штукатуркой, замоноличивание в строительные конструкции.

2.б).4. Техническое обслуживание системы внутриобъектовой связи

Основные показатели проектных решений по системам внутриобъектовой и внешней связи содержатся в томах раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения», подраздел 5 «Сети связи» номер:

- 5.5.1.1 Часть 1. Система оповещения и радиосвязи. Книга 1. Двусторонняя громкоговорящая связь, командно-поисковая связь, система радиовещания, система оповещения ГО и ЧС, здесь и далее - том ИОС5.1.1.
- 5.5.2.1 Часть 2. Внутриобъектовая связь. Книга 1. Телефонная связь, локальная

вычислительная сеть, беспроводная локальная вычислительная сеть, структурированная кабельная система, ИТ-инфраструктура, система часофикации, система видеоконференцсвязи и мультимедийные решения, здесь и далее - том ИОС5.2.1.

- 5.5.3.1 Часть 3. Внешняя связь. Книга 1. Основные решения, здесь и далее - том ИОС5.3.1.

- 5.5.4.1 Часть 4. Система обеспечения информационной безопасности Книга 1. Основные решения, здесь и далее - том ИОС5.4.1.

- 5.5.4.1Часть 5. Система технологического. Видеонаблюдения. Книга 1. Основные решения, здесь и далее - том ИОС5.5.1.

Техническое обслуживание (далее - ТО) оборудования связи предусматривает профилактический и контрольно-корректирующий методы (последний - основной), для чего персонал соответствующей службы должен пройти обучение и иметь действующие сертификаты.

Контрольно-корректирующее ТО направлено на поддержание и восстановление параметров объекта ТО согласно нормам Министерства связи и массовых коммуникаций РФ и Сектора стандартизации электросвязи Международного союза электросвязи.

Контрольно-корректирующее ТО основано на результатах непрерывного автоматического контроля работы оборудования и предусматривает устранение повреждений после получения информации от системы контроля о выходе параметров качества обслуживания за пределы допустимых эксплуатационных норм.

Профилактическое техническое обслуживание направлено на своевременное предупреждение возможности появления отказа или ухудшения функционирования объекта технической эксплуатации. Профилактический метод предполагает участие технического персонала, который выполняет профилактическое обслуживание оборудования через определенные временные интервалы с целью уменьшения вероятности отказа или работоспособности.

График периодичности профилактического обслуживания и контрольных измерений параметров систем связи подлежит разработке службой эксплуатации с учетом технической документации на средства связи и утверждению в установленном порядке.

Информация о проведении профилактических работ подлежит регистрации в журнале учета профилактических работ.

ТО оборудования связи осуществляется централизованным и/или децентрализованным способами.

При децентрализованном способе все виды работ по ТО выполняет закреплённый технических персонал.

Централизованный способ ТО предполагает, что размещённое на разных площадках оборудование, будет обслуживать персонал, сосредоточенный в одном пункте - центре эксплуатации.

При централизованном способе большинство задач эксплуатации и ТО подлежит выполнению в центре эксплуатации, а соответствующие участки оборудования связи не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала, необходимого только для устранения неисправностей или для выполнения определенных работ на месте.

Централизация позволяет более рационально использовать квалифицированный персонал, уменьшить общие затраты на ТО. При централизованном способе сохраняется возможность децентрализованного способа техобслуживания.

Техническим персоналом службы эксплуатации систем связи должен:

- консолидировать заявки о неисправностях оборудования связи, линий связи и абонентских устройств;
- своевременно производить измерения, определять характер повреждения;
- принимать меры для дальнейшего устранения неисправности в контрольные

сроки. Гарантийный ремонт оборудования предусмотрен организацией-изготовителем в соответствии с условиями контракта на поставку оборудования.

Послегарантийный ремонт оборудования связи целесообразно проводить в организации-изготовителе или в центрах ремонта (при наличии последних у эксплуатирующей организации).

Для выполнения работ по ТО необходимо оснащение машинами, механизмами, комплектами приборов, инструментов, приспособлений, материалами в объеме, соответствующем действующим нормативным документам, в т. ч. в части неснижаемого запаса соответствующих технических средств.

При эксплуатации сетей связи предусмотрены следующие виды контроля:

- непрерывный - встроенными в аппаратуру средствами управления, обеспечивающими постоянный мониторинг и анализ рабочих характеристик аппаратуры, выдачу соответствующих аварийных сообщений при превышении установленных пороговых значений;
- периодический;
- эпизодический- по мере необходимости, в т. ч. в случае неустойчивой работы оборудования.

Периодический контроль необходимо проводить не реже одного раза в шесть месяцев, в т. ч. в связи с проведением следующих видов работ:

- настроечных;
- контрольно-проверочных;
- профилактических и ремонтно-восстановительных.

2.б).5. Производственный экологический контроль (мониторинг)

При подготовке проектных решений тома 8 (раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды», 25-83G1-00-ООС1 и 25-83G1-00-ООС2) и рассмотрены предполагаемые воздействия на:

- атмосферный воздух,
- поверхностные и подземные воды,
- геологическую среду,
- акустическое воздействие.

Кроме того, определены:

- перечень, объемы и характеристика отходов в период эксплуатации электростанции.
- характер и масштаб возможного неблагоприятного воздействия при обращении с ними;
- оценка возможного воздействия на растительный и животный мир.

В ПД разработаны и рекомендованы к выполнению мероприятия по предотвращению и максимальному снижению негативного воздействия на все компоненты окружающей среды, выполнена оценка вероятности возникновения и меры по предупреждению аварийных ситуаций. В ПД рассмотрены аварийные ситуации, связанные с загрязнением:

- воздушного бассейна: выбросы загрязняющих веществ с продуктами горения при возникновении пожаров;
- водного бассейна;
- почв и растительного покрова.

Перечень мероприятий по предупреждению о пожароопасных ситуациях, максимально быстрое обнаружение очага пожара, предупреждения распространения и его ликвидацию, связанных с предотвращением выбросов загрязняющих веществ с продукта

горения при возникновении пожаров см. в разделе 9.1 ПД (Часть 1. Текстовая часть раздела 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», 25-83G1-00-ПБ1).

Аварийные ситуации, связанные с загрязнением водного бассейна в период эксплуатации, имеют минимальную вероятность, т. к. для сбора ливневых и замасленных вод предусмотрены очистные сооружения, обеспечивающие в очищенных стоках ПДК рыбохозяйственного значения. Бытовые сточные воды отводятся в сети в соответствии с техническими условиями на присоединение.

Для предотвращения аварийных ситуаций, связанных с загрязнением почв и растительного покрова твердыми отходами производства и потребления предусмотрены места временного хранения. Их эксплуатационное состояние должно соответствовать текущим нормативным требованиям, необходимо соблюдать график вывоза отходов, не нарушать правила передачи и транспортировки отходов. Кроме того, для исключения разгерметизации оборудования и предотвращения аварийных выбросов опасных веществ необходимо:

- поддерживать в рабочем состоянии защиту днища маслосборника от электрохимической коррозии;
- своевременно выполнять технические освидетельствования оборудования, подлежащего регистрации в органах Ростехнадзора;
- систематически осматривать и немедленно уплотнять все резьбовые, фланцевые и сальниковые соединения резервуаров, насосов, контрольно-измерительных приборов, и арматуры при обнаружении утечек и мест нарушений герметичности.

Для предотвращения аварийных ситуаций предусмотрены средства автоматического контроля параметров технологического процесса и датчики обнаружения горючих и токсичных газов (паров), сопровождающих утечки сред.

На электростанции необходимо верифицировать проектные показатели и установить СЗЗ с соответствующим ограничением в СЗЗ хозяйственной деятельности. Установление СЗЗ согласно Федеральному закону «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 № 52-ФЗ направлено на уменьшение:

- воздействия выбросов энергоблоков на загрязнение атмосферного воздух (химическое и физическое) до значений, установленных гигиеническими нормативами;
- риска для здоровья населения до нормируемой величины.

Так как сгорание природного газа при высокой температуре сопровождается образованием оксидов азота (NO и NO_2), а неполное сгорание - угарного газа (CO) и остаточного метана (CH4), то в числе выбросов в атмосферу с уходящими газами подлежат контролю и учету как указанные вещества, так кислород (O_2) и пары воды (H_2O). Для этого предусмотрена автоматизированная система на основе газоанализатора с микропроцессорным контроллером.

Приборы газового анализа предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование измеряемых величин:

- содержание CO, NO_x, O_2, CO_2 в уходящих дымовых газах в унифицированный выходной сигнал с передачей в АСУ ТП энергоблока;
- содержание CH_4, C_3H_8, в воздушной атмосфере рабочей зоны в дискретный выходной сигнал с передачей в АСУ ТП.
- электрическое питание от сети переменного тока напряжением 230 В±10 %.

Газоанализатор O2 производит измерение кислорода непосредственно в дымовых газах при температуре до плюс 600°С и относительной влажности до 100%.

Автоматизированная система учета выбросов в атмосферу (автоматизированная система контроля уходящих газов) интегрируется в АСУ ТП по физическим каналам связи.

После ввода в эксплуатацию энергоблока электростанции необходимы:

- инвентаризация источников выбросов для проведения дополнительных расчетов рассеивания;
- организация производственного экологического контроля;
- проведение натурных инструментальных замеров экологических показателей воздуха и уровней шума для выявления необходимости изменения проекта СЗЗ согласно требованиям постановления Правительства РФ № 222 от 03.03.2018 г. «Правила установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон»;
- разработка мероприятий по снижению выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ);
- озеленение территории СЗЗ посевами трав и посадками древесно-кустарниковой растительности в пределах охранной пожарной зоны.

Контроль атмосферного воздуха должна производить аккредитованная для выполнения этих видов исследований организация (лаборатория). Для возможности непрерывного контроля за вредными выбросами в атмосферу на стационарных источниках проектными решениями предусмотрена соответствующая автоматическая система.

Электростанция должна разработать мероприятия по регулированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух прогнозируемых НМУ с учетом степени опасности (1, 2, 3 степени опасности) и согласовать их с органами исполнительной власти.

Программа производственного экологического контроля (мониторинга) должна включать контроль текущего состояния:

- атмосферного воздуха (как непосредственно у источников загрязнения, так и у ближайшей жилой застройки);
- поверхностных и подземных вод;
- очистных сооружений и их работой.

Целью наблюдения за состоянием атмосферного воздуха является определение уровня его загрязнения согласно действующим стандартам. Отбор проб и аналитический контроль состояния воздушного бассейна в ближайших местах жилой застройки рекомендуется производить раз в месяц. Контроль также должен проводиться в периоды особо неблагоприятных метеорологических условий.

До начала проведения мониторинга состояния подземных вод электростанция должна разработать соответствующую программу и согласовать её в установленном законодательством порядке, а также заключить договор с аккредитованной лабораторией на выполнение инструментальных исследований. В томе 8 ПД приведены типовые показатели: пункты контроля, периодичность измерений, количество исследований за год, контролируемые показатели и график наблюдений за качеством подземной воды и поверхностных вод.

Проектными решениями предусмотрен систематический контроль работы комплекса очистных сооружений работниками лаборатории. При проведении контроля работы очистных сооружений определяют:

- общее количество поступающих на очистку сточных вод, их состав и концентрацию загрязнений;
- состав загрязнений до и после каждого сооружения;
- температурный режим процесса очистки.

Перечень работ, выполняемых при производственном контроле в области обращения с отходами при эксплуатации оборудования электростанции, включает:

- обустройство мест временного накопления отходов;
- предельное количество временного накопления отходов;

- сроки и способы их накопления;
- мониторинг состояния окружающей среды в местах размещения отходов. Инструментальные измерения уровня шума (звукового давления) на открытой территории нельзя выполнять во время выпадения атмосферных осадков и при скорости ветра более 5 м/с. При скорости ветра от 1 до 5 м/с следует применять противоветровое устройство. Измерения уровня шума проводят отдельно в дневное и ночное время. Для измерений выбирают периоды времени, когда возможно ожидать наибольших уровней шума. Измерения уровня шума на территории участка мониторинга следует выполнять дважды в год: в теплый и холодный периоды. Типовые «Программу наблюдений за уровнями шума» и «График контроля за соблюдением нормативов уровней звука приведены в томе 8.

Основными санитарно-химическими показателями мониторинга почв являются содержание в почвах тяжелых металлов, канцерогенных веществ и органических токсикантов. При организации системы обращения с отходами необходимо изыскивать возможности для минимизации количества образующихся отходов, принимая во внимание следующую схему

- по возможности предотвращать или уменьшать количество образующихся отходов непосредственно на месте;
- по возможности осуществлять повторное использование или утилизацию экологически приемлемыми способами;
- перерабатывать экологически приемлемыми способами.

Захоронение отходов рассматривается как крайняя мера и должно осуществляться экологически приемлемыми способами.

Процесс обращения с отходами включает:

- классификацию и идентификацию отходов;
- сбор отходов и их хранение;
- транспортировку отходов между производственными объектами и местами их хранения с последующим вывозом к местам утилизации и размещения.

В томе 5.3 (подраздел 3 «Система водоотведения» раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения», 25-83G1-00-ИОС3, том 5.3) приведено обоснование принятого порядка сбора, утилизации и захоронения отходов, а также следующие мероприятия для снижения воздействия загрязнения сточными водами:

- отвод бытовых сточных воды из зданий системой подземных трубопроводов в существующую сеть хозяйственно-бытовой канализации ТЭЦ-25, что позволяет предотвратить загрязнение почвы и поверхностных вод;
- отвод дождевых стоков с кровель зданий и с территории площадки ТЭС по подземным трубопроводам на очистные сооружения дождевых сточных вод, что позволяет предотвратить загрязнение почвы и поверхностных вод;
- утилизация осадка от очистных сооружений дождевых сточных вод силами специализированных организаций;
- сбор и отвод масла и замасленных сточных вод с территории открытой установки трансформаторов, содержащих нефтепродукты, в резервуар аварийного слива трансформаторного масла;
- отстоявшееся в резервуаре масло предусмотрено откачивать и утилизировать силами специализированных организаций;
- сбор сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, предусмотрен в очистные сооружения дождевых стоков, что позволяет предотвратить загрязнение почвы и поверхностных вод;
- поступление масла аварийного слива из маслобака турбины предусмотрено в

бак аварийного слива турбинного масла.

Выполнение в период эксплуатации мероприятий и рекомендаций, приведенных в томе 8.1, позволит избежать аварийных ситуаций, связанные с загрязнением воздушного и водного бассейнов, а также связанных с загрязнением почв и растительного покрова.

Там же приведены требования, позволяющие минимизировать риски аварийных ситуаций при эксплуатации оборудования и вспомогательных систем. Так для исключения разгерметизации оборудования и предотвращения аварийных выбросов опасных веществ и исключения инициирования аварийных ситуаций на ТЭС необходимо реализовать следующие технические решения:

- на объекте применять оборудование и приборы, выпускаемые серийно по стандартам или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке;
- оборудование, подлежащее регистрации в органах Ростехнадзора, периодически технически освидетельствовать;
- все резьбовые, фланцевые и сальниковые соединения резервуаров, насосов, контрольно-измерительных приборов, и арматуры будут подлежать систематическому осмотру с целью выявления утечек, места нарушений герметичности будут немедленно уплотняться в соответствии с производственными инструкциями.

Для контроля аварийных ситуаций предусмотрены средства обнаружения:

- утечек опасных веществ и материалов (горючих жидкостей, взрывоопасных газов);
- очагов возгорания на ранних стадиях.

Утечки жидкостей будут обнаружены средствами автоматического контроля параметров технологического процесса (датчиками давления) и датчиками обнаружения горючих и токсичных газов (паров), сопровождающих утечки жидкостей.

Систематический лабораторно-производственный контроль работы комплекса очистных сооружений для проверки степени очистки сточных вод на очистных сооружениях предусмотрен работниками специальной лаборатории.

Так как в случае наступления аварийной ситуации возможен сверхнормативный выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух и загрязнение территории продуктами тушения, то силами службы производственного экологического контроля электростанции будет экстренно и оперативно выполнены необходимые оценки экологической обстановки в процессе или после ликвидации аварийной (чрезвычайной) ситуации, а также обеспечено взаимодействие с силами и средствами наблюдения и прогнозирования региональной службы МЧС.

2.в). Сведения о значениях эксплуатационных нагрузок на строительные конструкции, сети инженерно-технического обеспечения и системы инженерно-технического обеспечения, которые недопустимо превышать в процессе эксплуатации здания, строения или сооружения

2.в).1. Расчётные величины допускаемых максимальных нагрузок на основные несущие строительные конструкции зданий и сооружений

В томе 4 (раздел 4 «Конструктивные решения», 25-83G1-00-КР1, здесь и далее - том 4.1) на основе установленной лабораторными измерениями степени коррозионной агрессивности площадочных грунтов к бетону, арматуре в железобетонных конструкциях и металлическим конструкциям, соответствующего выбора строительных

конструкционных материалов приведены результаты расчетов, обосновывающих безопасность принятых конструктивных решений с учётом коэффициента надежности по ответственности, а также уровней ответственности зданий и сооружений. Для зданий и сооружений класса КС-3 выполнены расчёты и предусмотрены конструктивные мероприятия по защите от прогрессирующего обрушения в соответствии с соответствующими нормативно-техническими требованиями. Конструктивное исполнение всех стальных каркасов зданий и сооружений содержит раздел 6 тома 4.1.

В качестве силовых факторов, воздействующих на несущие строительные конструкции учтены в т. ч. характерные площадочные природно-климатические условия, включая ветровые нагрузки. Статический расчет несущих металлических и железобетонных конструкций выполнен с использованием сертифицированного расчетного комплекса «SCAD Office» версия 21.1.9.7, 23.1.1.3.

Проверка прочности и устойчивости элементов стальных конструкций выполнена с использованием сертифицированной программы.

Междуэтажные перекрытия зданий и сооружений предусмотрены из монолитного железобетона по металлическим балкам с применением несъемной опалубки из профлиста, а также из рифленой стали по металлическим балкам. Лестничные марши также предусмотрены монолитными железобетонными.

Для защиты строительных конструкций от неблагоприятных природно-климатических факторов и эксплуатационных воздействий, сохранения ими конструктивных характеристик предусмотрены:

- поставка всех несущих элементов каркасов зданий (колонн, ригелей, балок-распорок, вертикальных связей, несущих конструкций перекрытий и покрытий); технологических эстакад с наличием трубопроводов, транспортирующих ГГ и кабелей электроприемников I и II категорий, огрунтованными для последующего нанесения огнезащитного покрытия; второстепенные конструкции подлежат окраске в соответствии с проектом антикоррозионной защиты (далее - АКЗ);
- горячее цинкование в соответствии с проектом АКЗ для порталов открытой установки трансформаторов, металлических конструкций башенной градирни (поз. 2 по ПЗУ), мачт молниезащиты и освещения (поз. 14 по ПЗУ), ограждения комплекса ИТСО (поз. 17.1 и 17.2 по ПЗУ, панели и столбы имеют дополнительное полимерное покрытие);
- покрытие обмазочной гидроизоляцией и гидроизоляцией проникающего типа всех поверхностей бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающихся с грунтом.

Опирание несущих строительных конструкций зданий и сооружений предусмотрено на фундаменты на естественном основании.

Для обоснования соответствующих проектных решений использованы результаты расчётов в части необходимой прочности арматурных стержней в плитных и стержневых элементах конструкции, а также допустимости напряжений под подошвой фундаментов от разных комбинаций нагружений, которые показали:

- соответствие требованиям прочности и трещиностойкости;
- напряжения под подошвой фундаментов не превышают расчетного сопротивления грунта основания
- среднее давление под подошвами фундаментов при разных комбинациях нагружений не превосходит расчетного сопротивления грунта основания;
- относительная разность осадок фундаментов не превосходит предельно допустимого значения; результаты армирования соответствуют требованиям прочности и трещиностойкости. Рабочая документация будет содержать в т. ч. проект установки осадочных марок для мониторинга технического состояния зданий и сооружений как при их строительстве, так и при эксплуатации (подробнее о конструктивных и технических

решениях для подземной части зданий и сооружений объекта см. 8 тома 4.1).

2.в).2. Предельно допустимые уровни факторов негативного воздействия на оборудование АСУ ТП

Напряженность магнитного поля, А/м, до:
- 40 для оборудования, размещённого в помещении ЦЩУ;
- 400 - для остальных помещений. Напряженность электрического поля, кВ/м, до:
- 10;
- 5 - предельно допустимый уровень напряжённости на рабочих местах.

Для аппаратуры, размещаемой в ЦЩУ, допустима вибрация в диапазоне частот (0,5÷25) Гц с амплитудой 0,1 мм, для остальных помещений с аппаратурой АСУ ТП - вибрация с частотой до 50 Гц и амплитудой до 0,1 мм.

2.в).3. Тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию

Сведения о тепловых нагрузках, помещённые ниже соответствуют таблицам А.1, А.2, А.3, А.4, А.5 в томе 5.4.1.1 (Подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети» раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения», 25-83G1-00-ИОС4.1.1, здесь и далее - том 5.4.1.1).

Таблица А.1. Главный корпус ПГУ

Наименование здания (сооружения), помещения	Объем, $м^3$	Периоды года при $t_н$, ^0C	Расход теплоты, Вт					Расход холода, Вт	Установленная мощность электродвигателей, Вт
			на отопление	на вентиляцию	на горячее водоснабжение	на воздушно-тепловые завесы	общий		
Главный корпус	223107,1	Зима -23	734979*	759280**	-	967910 ***	2462169	725,65	5160,605 ****
		Лето +23	-	-	-	-	-	941,55	

* - в том числе электроотопление 120,5 кВт;
** - в том числе электронагрев 425,0 кВт;
*** - полный расход теплоты на ВТЗ, без учета одновременности работы;
**** - в том числе резерв 153,33 кВт.

Таблица А.2. Циркнасосная

Наименование здания (сооружения), помещения	Объем, м^3	Периоды года при $t_н$, °С	Расход теплоты, Вт					Расход холода, кВт	Установленная мощность электродвигателей, кВт
			на отопление	на вентиляцию	на горячее водоснабжение	на воздушно-тепловые завесы	общий		
Циркна сосная	16276,7	Зима -23	59575*	45700**	-	-	105275*	72	54,81***
		Лето +23	-	-	-	-	-		

* - в том числе электроотопление 8000 кВт;
** - - в том числе электронагрев;
*** - в том числе резерв 13,064 кВт.

Таблица А.3. Центральная проходная

Наименование здания (сооружения), помещения	Объем, м^3	Периоды года при $t_н$, °С	Расход теплоты, Вт					Расход холода, Вт	Установленная мощность электродвигателей, кВт
			на отопление	на вентиляцию	на горячее водоснабжение	на воздушно-тепловые завесы	общий		
Центральная проходная	3890,2	Зима -23	33659*	62460	-	40000	136119*	-	18,7 (без конд еев)
		Лето +23	-	-	-	-	-	3000	

* - в том числе электроотопление;
** - электрообогрев.

Таблица А.4. Склад хранения масла в таре

Наименование здания (сооружения), помещения	Объем, м^3	Периоды года при $t_н$, °С	Расход теплоты, Вт					Расход холода, Вт	Установленная мощность электродвигателей, кВт
			на отопление	на вентиляцию	на воздушно-тепловые завесы	на горячее водоснабжение	общий		
Маслосклад	645,5	Зима -23	23165*	-	-	-	23165*	-	1,57*
		Лето +23	-	-	-	-	-	-	

*- в том числе электроотопление 1000Вт.

Таблица А.5. Здание фильтров исходной воды

Наименование здания (сооружения), помещения	Объем, м^3	Периоды года при $t_н$, °С	Расход теплоты, Вт					Расход холода, Вт	Установленная мощность электродвигателей, кВт
			на отопление	на вентиляцию	на воздушно-тепловые завесы	на горячее водоснабжение	общий		
Фильтры исх. воды	576,18	Зима -23	6500*	4500**	-	-	5500*	11000*	-

*- электроотопление;
** - электронагрев.

2.в).4. Допустимые нагрузки при эксплуатации систем связи

Ниже приведены значения нагрузок из томов ИОС5.1.1, ИОС.5.2.1, ИОС.5.3.1, ИОС.5.4.1, ИОС.5.5.1, которые недопустимо превышать в процессе эксплуатации систем связи.

Допустимые рабочие напряжения первичных источников должны находиться в пределах:

- для номинального напряжения постоянного тока 24 В от 19,2 В до 28,8 В;
- для номинального напряжения постоянного тока 48 В от 38,4 В до 57,6 В;
- для номинального напряжения постоянного тока 60 В от 48 В до 72 В;
- для номинального напряжения переменного тока 220 В, 50 Гц от 187 В до 242 В.

Суммарная мощность, потребляемая оборудованием связи, установлена в соответствующих проектных решениях, исходя из состава оборудования, и соответствует значениям, приведенным в технической документации на оборудование.

Минимально допустимое электрическое сопротивление изоляции цепей питания,

входящих и выходящих низкочастотных цепей относительно корпуса и между собой составляет:

1. 20 МОм при нормальных климатических условиях;
2. 1 МОм при повышенных влажности до 95 % при температуре (40 ± 2) °С;
3. 5 МОм при повышенной температуре плюс 50 °С.

Изоляция токоведущих цепей относительно корпуса и между собой выдерживает при нормальных климатических условиях без пробоя и поверхностного перекрытия в течение 1 мин действие испытательного напряжения переменного тока частотой (46 ÷ 65) Гц величиной:

1. для оборудования с номинальным напряжением питания до (60÷500) В;
2. для оборудования с номинальным напряжением питания до (250÷1500) В.

Все открытые токоведущие части, доступные для случайного прикосновения во время эксплуатации, закрыты защитными щитками.

Оборудование с напряжением питания свыше 60 В должно иметь элемент заземления. Возле элемента заземления нанесен краской нестираемый при эксплуатации знак заземления.

Значение переходного сопротивления между элементом заземления и каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью, которая может оказаться под напряжением, не должно превышать 0,1 Ом.

Так как для устройства систем внутриобъектовой связи предусмотрены волоконно-оптические линии с использованием волоконно-оптических кабелей (далее - ВОК), то для конструкции ВОК необходима поддержка и обеспечение при эксплуатации и ТОиР:

- диэлектрические конструктивные решения ВОК;
- защиты от грызунов, в т. ч. с использованием стеклонити или диэлектрическую броню из стеклопластиковых прутков в конструкции;
- допустимой растягивающей нагрузки не менее 4 кН и раздавливающее усилие до 0,3 кН/см, устойчивость к осевым закручиваниям на угол ± 360° в течение 10 циклов на длине 4 м, а также быть устойчивость к ударам с энергией удара 5 Дж;
- водонепроницаемости;
- рабочую температуру от минус 50 °С до + 70 °С в течение двух циклов (время цикла должно превышать 16 часов);
- нераспространение горения при групповой прокладке.

2.г). Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности здания, строения или сооружения в процессе их эксплуатации

Организационно-технические мероприятия в части пожарной безопасности зданий, строений и сооружений в процессе их эксплуатации обеспечены соответствующими проектными решениями, разработанными согласно нормативно-техническим требования и представлены в:

- томе 9.1 (Часть 1. Текстовая часть раздела 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», 25-83G1-00-ПБ1, здесь и далее - том 9.1);
- п. 9.6 «Пожарная безопасность» в томе 4.1 (Часть 1. Текстовая часть раздела 4 «Конструктивные решения», 25-83G1-00-КР1, здесь и далее - том 4.1);
- п. 5.3 и 5.4 тома 5.4.1 (Часть 1. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха . подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети» раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения», 25-83G1-00-ИОС4.3, здесь и далее - том 5.4.1), в т. ч. по

противодымной защите.

Для этого в том числе:

- предусмотрено разделение строительных объёмов на пожарные отсеки;
- технологические процессы с различной взрывопожарной и пожарной опасностью размещены в отдельных помещениях;
- пожароопасные помещения разных категорий отделены одно от другого противопожарными перегородками и противопожарными перекрытиями надлежащих типов;
- предусмотрено устройство противопожарных дверей надлежащих типов в противопожарных перегородках помещений;
- для строительных конструкций установлены и применены надлежащие пределы огнестойкости, а также огнезащитные покрытия;
- противопожарной преграды и надлежащие пределы огнестойкости вентиляционного оборудования;
- в одноэтажных и многоэтажных частях зданий предусмотрена эвакуация из помещений:
  - непосредственно наружу,
  - в коридор и наружу,
  - в помещение и наружу,
  - в помещение в коридор и наружу,
- эвакуация из помещений предусмотрена по коридорам, лестничным клеткам и маршам лестничных клеток надлежащих ширины и высоты, через тамбуры, а также по внутренним и наружным металлическим лестницам;
- для безопасной эвакуации персонала количество выходов из зданий принято не менее двух;
- двери эвакуационных выходов из поэтажных коридоров, и лестничных клеток не будут иметь запирающих устройств, препятствующих их свободному открыванию изнутри без ключа.

Подробные описания пожарной безопасности зданий и сооружений см. в томе 9.

Помимо отмеченных выше технических средств обеспечению пожарной безопасности в томе 9 приведено описание соответствующих организационно-технических мероприятий, разработка и реализация которых определена требованиями ст. 37 Федерального закона № 69- ФЗ «О пожарной безопасности», в т. ч.:

- инструкций о мерах пожарной безопасности;
- инструкций о порядке действий персонала на случай возникновения пожара;
- типовой инструкции по организации проведения огневых и других пожароопасных работ на предприятии;
- обучение сотрудников мерам пожарной безопасности;
- назначение должностного лица, ответственного за пожарную безопасность;
- установление противопожарного режима приказом руководителя электростанции, который в т. ч. определяет места для курения и их оснащение, определяет порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму;
- обеспечение первичными средствами пожаротушения, планами эвакуации и табличками с номерами телефонов для вызова пожарной охраны;
- содержание средств пожарной безопасности в исправном состоянии;
- контроль за содержанием эвакуационных путей в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 16.09.2020 г. №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
- контроль за состоянием территории, включая, но не ограничиваясь, своевременным удалением протечек горюче-смазочных веществ и материалов, очистку

подъездов и проездов к зданиям, сооружениям и пожарным гидрантам в зимнее время;

- заключение договора со специализированной организацией на обслуживание технических средств противопожарной защиты.

В период эксплуатации электростанции должны быть дополнены организационно-технические мероприятия по пожарной безопасности. Для этого на электростанции подлежит разработке, утверждению и применению в установленном порядке следующая документация по пожарной безопасности, включая, но не ограничиваясь следующими документами:

- общая инструкция о мерах пожарной безопасности;
- инструкции о мерах пожарной безопасности в отношении каждого объекта, в том числе отдельно для каждого пожаровзрывоопасного и пожароопасного помещения категории В1 производственного и складского назначения;
- Инструкция по эксплуатации установок противопожарной защиты (при наличии на объекте данных установок);
- Инструкция о действиях дежурного (обслуживающего) персонала при срабатывании установок противопожарной защиты (при наличии на объекте данных установок);
- Инструкция по эксплуатации систем противопожарного водоснабжения (внутреннего и наружного, в том числе включающую порядок включения в работу насосов и открытия запорной арматуры, порядок приведения ПГ и ПК в работоспособное состояние, требования по техническому обслуживанию пожарного оборудования в случае его наличия);
- инструкция по применению и техническому обслуживанию огнетушителей;
- инструкция по проведению огневых работ;
- планы пожаротушения;
- оперативные карточки действий персонала при пожаре;
- план эвакуации людей при пожаре (при необходимости);
- перечень пожароопасных участков ТЭС, в том числе участков ВЛ, где необходимо проведение противопожарных мероприятий;
- график проведения периодических осмотров пожароопасных участков ВЛ;
- темы, программы, графики проведения противопожарных тренировок,
- журнал учета данных тренировок;
- программы обучения ПТМ, вопросы, протоколы проверки знаний персонала (в объёме ПТМ);
- программы противопожарных инструктажей, журнал учета проведения инструктажей по пожарной безопасности;
- перечень необходимых Инструкций по пожарной безопасности;
- технологические схемы (наружного и внутреннего противопожарного водопровода с указанием номеров пожарных кранов и пожарных гидрантов, обвязки технологических узлов пожарной насосной с указанием нормального положения задвижек);
- схемы обвязки узлов автоматических установок пожаротушения (при их наличии);
- график ТО и ППР АУП, АУПС, ремонта насосного оборудования насосной пожарной станции, проверки сигнализации уровня воды в цирк. канале и автоматики включения насосов для их пополнения;
- график осмотра кабельных сооружений, уборки кабельных трасс и коробов;
- журнал учета и технического обслуживания огнетушителей;
- журнал учета технического состояния первичных средств пожаротушения;
- журнал учета, технического обслуживания и ремонта установок пожарной сигнализации (при наличии на объекте данных установок);
- журнал учета, технического обслуживания и ремонта установок пожаротушения

(при наличии на объекте данных установок);

- журнал учета работ по обслуживанию систем противопожарного водоснабжения (при наличии на объекте противопожарного водоснабжения);
- журнал осмотра противопожарного состояния складских помещений перед их закрытием (при наличии на объекте складских помещений);
- протоколы внешнего осмотра огнезащитных покрытий (пропиток) строительных конструкций (при наличии огнезащитной обработки);
- протоколы замера толщин огнезащитного покрытия для металлических конструкций (при наличии огнезащитной обработки);
- протоколы проверки качества огнезащитного покрытия для деревянных конструкций (при наличии огнезащитной обработки);
- акты, протоколы проверки автоматических установок пожаротушения (при наличии на объекте данных установок);
- акты, протоколы проверки систем вентиляции (при наличии на объекте данных установок);
- акты, протоколы проверки диэлектрических комплектов и заземлений, в том числе для подразделений пожарной охраны;
- акты, протоколы проверки автоматических установок пожарной (пожарно-охранной) сигнализации (при наличии на объекте данных установок);
- акты, протоколы проверки гидравлического испытания трубопроводов установки пожаротушения (при наличии на объекте данных установок);
- акты, протоколы проверки состояния противопожарных водоемов, резервуаров (при наличии на объекте водоемов, резервуаров);
- акт приемки в эксплуатацию постоянного места проведения огневых работ (при наличии на объекте постоянных мест проведения огневых работ);
- акты испытаний состояния наружных пожарный лестниц и ограждений кровель на зданиях (при наличии на объекте пожарных лестниц и ограждений кровель);
- акты обследования целостности конструкций наружных пожарных лестниц и ограждений кровель на зданиях (при наличии на объекте пожарных лестниц и ограждений кровель);
- схема объекта с указанием проездов и направлением движения пожарных машин (указывается в графической части плана пожаротушения и оперативных карточек действий персонала при пожаре);
- перечень оборудования подстанций до 0,4 кВ, которое не может быть обесточено в случае пожара;

Перечень документации не является исчерпывающим и может быть расширен другими документами.

Приказом по электростанции должен быть установлен противопожарный режим, который определяет:

- места для курения;
- места и допустимое количество, единовременно находящихся в помещениях, сооружениях легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, горючих газов и др.;
- порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;
- порядок отключения электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня;
- порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы;
- действия работников при обнаружении пожара.

Приказами по электростанции должны быть определены:

- ответственные лица за пожарную безопасность объектов структурного подразделения;

- требования по приобретению первичных средств пожаротушения с указанием лиц, ответственных за их учет, хранение и распределение на объектах;
- требования по проведению расследования и учёта пожаров, в том числе распределение ответственности между соответствующими структурными подразделениями ДЗО, ПЭС по расчёту экономического ущерба и т. д;
- требования по проведению сварочных и огневых работ с указанием лиц допущенных к проведению указанных работ и назначением ответственных лиц за безопасное проведение огневых работ;
- требования проведения ТОиР, АУПТ, АУПС, противопожарного водоснабжения с назначением по каждому объекту ответственных лиц за техническое обслуживание установок пожарной защиты и лиц, ответственных за круглосуточный контроль работоспособности установок пожарной сигнализации и пожаротушения;
- требования и сроки прохождения противопожарного инструктажа и пожарно-технического минимума с назначением ответственных лиц за их проведение и сроки их периодичности;
- требования по проведению испытаний и проверки целостности пожарных лестниц ограждений на кровлях зданий с назначением ответственных лиц;
- требования организации работ по проверке состояния огнезащитных покрытий (пропиток) строительных конструкций на объектах;
- требования проведения ТОиР систем противодымной вентиляции и систем кондиционирования воздуха, а также систем приточно-вытяжной вентиляции помещений производственного, складского и вспомогательного назначения на объектах, с назначением по каждому объекту ответственных лиц за техническое обслуживание.

Сбор информации, обобщение сведений и представление отчетов по вопросам пожарной безопасности осуществляют в соответствии с утвержденными внутренними формами статистической и государственной отчетности.

2.д). Сведения о сроках эксплуатации здания, строения и сооружения или их частей, а также об условиях для продления таких сроков

При проектировании зданий и сооружений все несущие конструкции рассчитываются исходя из общего срока службы всего здания или сооружения. Установленный в строительных нормах или в задании на проектирование период использования строительного объекта по назначению до капитального ремонта и (или) реконструкции с предусмотренным техническим обслуживанием. Расчетный срок службы отсчитывается от начала эксплуатации объекта или возобновления его эксплуатации после капитального ремонта или реконструкции. Таким образом, планируемый срок службы здания или сооружения зависит от сроков службы основных несущих конструкций: фундамента, каркаса, несущих стен, перекрытий и покрытий, связей.

Согласно национального стандарта ГОСТ 27751-2014 «Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования», устанавливающем общие принципы обеспечения надежности конструкций и оснований зданий и сооружений, приводятся следующие необходимые для правильного уяснения требований к срокам службы зданий и сооружений в таблице 1- Рекомендуемые сроки службы зданий и сооружений.

Для парогазового энергоблока мощностью 225 МВт с комплексом вспомогательного оборудования, зданий и сооружений ТЭЦ срок службы составит не менее 50 лет.

Так как СП 255.1325800.2016 «Здания и сооружения. Правила эксплуатации. Основные положения» (утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России) от 24 августа 2016 г. № 590/пр и введен в действие с 25 февраля 2017 г.), который с 02.04.2020 предназначен для

целей ТР «О безопасности зданий и сооружений», не распространяется на особо опасные, технически сложные и линейные объекты (см. п. 1.2), то в случае истечения срока эксплуатации здания или сооружения ОПО, установленного проектной документацией необходимо руководствоваться требованиями «Правилами проведения экспертизы промышленной безопасности» (утв. Приказ Ростехнадзора № 420 от 20.10.2020, рег. № 61391в Минюсте РФ от 11.12.2020, далее - Правила экспертизы ПБ).

В п. 5 Правил экспертизы ПБ в случае истечения срока эксплуатации для зданий и сооружений на ОПО, предназначенных для осуществления технологических процессов, предусмотрено проведение экспертизы промышленной безопасности, одним из результатов которой является оценка остаточной несущей способности и пригодности зданий и сооружений к дальнейшей эксплуатации (см. 27.и), при этом устанавливается полнота и достоверность относящихся к объекту экспертизы документов, предоставленных заказчиком, оценивается фактическое состояние технических устройств, зданий и сооружений на ОПО (см. 23).

Согласно п. 26 Правил экспертизы ПБ при проведении экспертизы зданий и сооружений подлежат анализу:

а) проектная и исполнительная документация на строительство, реконструкцию здания (сооружения), разрешение на ввод в эксплуатацию здания (сооружения);

б) документы, удостоверяющие качество строительных конструкций и материалов;

в) акты расследования аварий;

г) заключения экспертизы ранее проводимых экспертиз здания (сооружения);

д) эксплуатационная документация, документация о текущих и капитальных ремонтах, документация об изменениях конструкций зданий (сооружений).

Кроме того, в п. 26 Правил экспертизы ПБ 27 регламентированы мероприятия, проводимые при обследовании зданий и сооружений:

а) определение соответствия строительных конструкций зданий и сооружений проектной документации и требованиям нормативных документов, выявление дефектов и повреждений элементов и узлов конструкций зданий и сооружений с составлением ведомостей дефектов и повреждений;

б) определение пространственного положения строительных конструкций зданий и сооружений, их фактических сечений и состояния соединений;

в) определение степени влияния гидрологических, аэрологических и атмосферных воздействий (при наличии);

г) определение фактической прочности материалов и строительных конструкций зданий и сооружений в сравнении с проектными параметрами;

д) оценку соответствия площади и весовых характеристик легко сбрасываемых конструкций зданий и сооружений требуемой величине, обеспечивающей взрывоустойчивость объекта (при наличии);

е) изучение химической агрессивности производственной среды в отношении материалов строительных конструкций зданий и сооружений;

ж) определение степени коррозии арматуры и металлических элементов строительных конструкций (при наличии);

з) поверочный расчет строительных конструкций зданий и сооружений с учетом выявленных при обследовании отклонений, дефектов и повреждений, фактических (или прогнозируемых) нагрузок и свойств материалов этих конструкций;

и) оценку остаточной несущей способности и пригодности зданий и сооружений к дальнейшей эксплуатации.

2.е). Сведения о нормативной периодичности выполнения работ по капитальному ремонту объекта капитального строительства, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации такого объекта

Выше в подразделе 2.а) отмечено, что применительно к электростанциям выполнение требований Правил организации ТОиР к способам проведения мероприятий по техническому обслуживанию (далее - ТО) ОКС обеспечивает исключение угроз нарушения безопасности строительных конструкций.

В настоящем подразделе приведены регламентируемые Правилами организации ТОиР сведения о нормативной периодичности выполнения работ по капитальному ремонту ОКС (нижнумерация п. п. ссылок соответствует Правилам организации ТОиР).

ТО зданий и сооружений тепловых электростанций состоит из мероприятий по надзору и контролю за исправным состоянием зданий, сооружений и их инженерных систем, своевременному устранению отдельных дефектов, включающих (п. 150):

- контроль за сохранением несущей способности и эксплуатационных свойств строи- тельных конструкций;
- технические осмотры и обследования производственных зданий и сооружений по утвержденным графикам;
- наблюдение за осадками зданий и сооружений;
- контроль соблюдения режима эксплуатации, предусмотренного проектной документацией (вибрационные нагрузки, вентиляции, температурно-влажностный режим), контроль предотвращения перегрузок элементов кровли и перекрытий;
- наблюдение за развитием деформаций, выявление дефектов строительных конструкций;
- наблюдение за режимом подземных вод, предотвращение обводнения оснований и фундаментов;
- поддержание в исправном состоянии устройств для отвода атмосферных вод;
- очистку и промывку конструкций от загрязнения, санитарное содержание зданий и сооружений;
- контроль состояния антикоррозионного покрытия металлических и железобетонных конструкций;
- выполнение работ по устранению отдельных деформаций, мелкие разовые работы по устранению дефектов;
- выполнение мероприятий по подготовке к эксплуатации в весенне-летний пожароопасный период, в отопительный сезон, период половодья и паводка.

На электростанции должны быть назначены лица, ответственные за безопасную эксплуатацию и надзор за зданиями и сооружениями, осуществляющие техническое обслуживание зданий и сооружений, а также ведение соответствующей технической документации (п. 153).

На электростанции должны быть установлены (п. 152):

- состав работ по техническому обслуживанию и периодичность их выполнения по каждому зданию и сооружению электростанции на основании ремонтной документации (см., например, приложение № 29 к Правилам организации ТОиР, содержащее составы работ по прилегающей территории, фундаментам и отмосткам зданий и сооружений, фундаментам оборудования, наружным ограждающим конструкциям и колоннам, окнам, воротам, дверям зданий и сооружений, кровле зданий, междуэтажным перекрытиям, полам зданий, санитарно-техническому оборудованию и внутренним инженерным сетям зданий);
- перечень ответственных работников за техническое обслуживание каждого

здания и сооружения;

- порядок контроля со стороны ответственных работников за устранением дефектов на закрепленных за ними зданиях и сооружениях.

Капитальный ремонт зданий и сооружений: тепловых электростанций: необходимо планировать и выполнять в соответствии с нормами Градостроительного кодекса РФ, а также требованиями Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический: регламент о безопасности зданий и сооружений» (п. 158).

Планирование текущих и капитальных ремонтов зданий и сооружений должно учитывать результаты мониторинга и оценки их технического состояния (п. 165), кроме того, нормативные показатели периодичности капитального ремонта производственных зданий и сооружений (см. Правила организации ТОиР, Приложение № 32):

Приложение №32

ПЕРИОДИЧНОСТЬ

КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАДНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

N п/п	Здания и сооружения с их конструктивным и характеристиками	Периодичность капитального ремонта, годы		
		В нормальных условиях	В агрессивных средах	при вибрации и других динамических нагрузках
1	2	3	4	5
I	Здания			
1	С железобетонным каркасом, панельными сборными железобетонными стенами	30	20	10
2	С металлическим каркасом	25	15	8
3	С железобетонным или металлическим каркасом, панельными облегченными стенам и, с обшивкой профилированной оцинкованной сталью и аналогичными панелями покрытия	15	10	12
4.	С железобетонным или металлическим каркасом, с заполнением каркаса каменными материалами		15	6
5.	С каменным и стенами из штучных камней или крупноблочных, колонны и столбы железобетонные или кирпичные с железобетонными перекрытиями		10	5
6.	Со стенами облегченной каменной кладки, колонны и столбы кирпичные или железобетонные, перекрытия		10	5

II.	Сооружения производственного назначения			
1.	Галереи и эстакады топливоподачи металлические	16	10	10
2.	Эстакады для воздушной прокладки трубопроводов металлические	16	10	
3.	Дымовые трубы металлические:			
	многоствольные	18	12	15
	одноствольные	15	10	15
4.	Дымовые трубы кирпичные и железобетонные	30	20	30
5.	Газоходы кирпичные для отвода дымовых газов (на железобетонных опорах с железобетонными покрытиями и перекрытиями) с защитной кислотоупорной футеровкой из кирпича	25	15	15
6.	Металлические газоходы с футеровкой из кислотоупорного кирпича	15	10	10
7.	Газоходы для отвода дымовых газов из сборных железобетонных панелей с футеровкой из кислотоупорного кирпича	15	7	7
8.	Газоходы для отвода дымовых газов из сборных железобетонных панелей с футеровкой из силикатполимербетона	30	30	30
9.	Разгрузочные платформы зданий и сооружений химводоочистки бетонные и железобетонные	-	8	-
10.	Градирни			
10.1.	С железобетонной оболочкой	18	12	-
10.2.	Каркасно-обшивные :			
10 .2.1.	С деревянной обшивкой	6	3	-
10.2.2.	С асбошиферной обшивкой	18	12	-
10.2.3.	С алюминиевой обшивкой (однослойной, двухслойной)	20	-	-
11.	Резервуары			
11 .1.	Железобетонные резервуары для мазута		15	

11 .2.	Металлические резервуары для мазута		10	
11.3.	Металлические резервуары для воды		7	

их конструктивных элементов (там же, Приложение № 33):

Приложение №33

ПЕРИОДИЧНОСТЬ

КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

N п/п	Наименование конструктивных элементов	Периодичность капитального ремонта в годах для различных условий эксплуатации		
		в нормальных условиях	в агрессивных условиях при переувлажнении	при вибрации и других динамических воздействиях
1	2	3	4	5
1.	Фундаменты			
1.1.	Железобетонные и бетонные	50	25	15
1.2.	Бутовые и бутобетонные	40	20	12
1.3.	Кирпичные	30	15	10
2.	Стены			
2.1.	Сборные, панельные, железобетонные	15	10	8
2.2.	Стыки между панелей	8	4	5
2.3.	Облегченные панельные 3-х слойные стены с металлической обшивкой оцинкованной сталью	18	12	15
2.4.	Кирпичные из обыкновенного глиняного красного кирпича	20	18	15
2.5.	Из облегченной кирпичной кладки	12	8	10
2.6.	Из силикатного кирпича	20	12	15
3.	Каркасы			
3.1.	Колонные			
3.1.1.	Железобетонные:			
	монолитные	50	40	40
	сборные	50	35	35
3.1.2.	Металлические	60	35	50
3.1.3	Кирпичные	20	15	10
3.2.	Ригели, балки :			
3.2.1.	Ригели железобетонные	50	40	30
3.2.2.	Ригели металлические	50	35	40

3.2.3.	Балки подкрановые:			
	металлические	30-35	20	25
	железобетонные обыкновенные	35	30	20
	железобетонные преднапряженные	40-45	35-40	35-40
4.	Фермы			
4.1.	Металлические	20	15	15
4.2.	Железобетонные	18	12	15
5.	Перекрытия			
5.1.	Железобетонные монолитные	20	15	18
5.2.	Железобетонные сборные по железобетонным балкам	25	18	15
5.3.	Железобетонно-металлические (плиты железобетонные, балки металлические)	20	28	18
5.4.	Металлические	25	15	20
6.	Покрытия (несущие ограждающие)			
6.1.	Металлические облегченные	15	10	15
6.2.	Железобетонные крупнопанельные сборные по фермам	35	30	30
6.3.	Железобетонные сборные мелкоразмерные по металлическим прогонам	25	18	15
6.4.	Железобетонные монолитные по железобетонным аркам и регелям рам, сводчатые	30	20	25
6.5.	Железобетонные монолитные по металлическим прогонам	30	18	20
7.	Полы			
7.1.	Металлические	20	15	12
7.2.	Цементныеи бетонные	5	2	4
7.3.	Керамические (плиточные)	10	8	6
7.4.	Мозаичные	18	15	12
7.5.	Шлакоситаловые (плиточные)	12	12	8
7.6.	Асфальтовые	6	6	6
7.7.	Паркетные	8	-	6
7.8.	Дощатые	8	-	8
7.9.	Из линолеума	5	5	5
7.10.	Из кислотоупорного кирпича (плитки)	-	10-12	7-9
8.	Проемы			
8.1.	Переплеты металлические;	20	20	20
8.2.	Переплеты деревянные	15	10	12
8.3.	Двери	10	10	10
8.4.	Ворота металлические	8	8	8

9.	Внутренняя штукатурка	15	10	6
10.	Штукатурка фасадов	10	10	5
11.	Центральное отопление	15	12	10
12.	Вентиляция	10	5	8
13.	Водопровод, канализация и горячее водоснабжение	15	12	12
14.	Электроосвещение	12	10	10
15	Гидроизоляционные и антикоррозионные покрытия	8	4	6

В приложении № 36 к Правилам организации ТОиР см. также перечень работ при типовом капитальном ремонте дымовых труб, газоходов и градирен.

Ведомость планируемых работ по ремонту зданий и сооружений тепловых электростанций должна формироваться на основе (п. 174):

- законодательных требований РФ о безопасности зданий и сооружений;
- требований технических регламентов, сводов правил, стандартов, нормативных, руководящих и ведомственных документов;
- акта предремонтного обследования зданий и сооружений (см. рекомендуемый образец в приложении№ 38 к Правилам организации ТОиР);
- предписаний органов государственного надзора;
- данных из технических журналов;
- отчетных документов предыдущего ремонта.

Минимальный объём передаваемой исполнитеmo ремонта технической и распорядительной документации определён в п. 179. Основные мероприятия по взаимодействию заказчика и исполнителя ремонта, включая обязанности заказчика, приведены в п. п. 180 ÷ 188.

Приёмка выполненного капитального ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций включает предоставление исполнителем (п. 189):

- проектной документации, исполнительных чертежей,
- ведомости дефектов и объемов работ,
- журналов производства работ,
- актов скрытых работ,
- актов выполненных работ.

В приложениях№ 37, № 38 и № 41 к Правилам организации ТОиР представлены формы документации для сдачи зданий и сооружений тепловых электростанций из текущего ремонта. Сведения о выполненном капитальном ремонте должны быть занесены в паспорт производственного здания или сооружения, а сведения о текущем ремонте - в технический журнал эксплуатации зданий, сооружений (п. 196). Техническая документация по выполненным работам и акты приемки капитального ремонта должны храниться у собственника объекта (п. 195). При выявлении аварийно-опасных дефектов оборудования, зданий и сооружений или нарушений, влияющих на безопасную эксплуатацию энергоблоков электростанции, а так же, если истек срок очередного технического освидетельствования оборудования его дальнейшая эксплуатация запрещена.

Под аварийно-опасными дефектами следует понимать состояние, при котором:

- показатели надежного или безопасного состояния оборудования и сооружений вышли за пределы, установленные нормами или правилами, но повреждение или разрушение еще не произошло;
- произошел отказ устройств контроля безопасного состояния оборудования, при

этом отсутствуют дублирующие устройства и возможность каким-либо способом компенсировать выход из работы основных защит или сигнальных устройств контроля безопасного состояния объекта;

- требуется изменение режима, при котором возможно нарушение предела безопасности.

Мероприятия по предупреждению и ликвидации аварий на электростанции должны выполняться в соответствии с требованиями Приложения Б «Положения по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях».

Безопасность здания или сооружения, в процессе эксплуатации, должна обеспечиваться посредством технического обслуживания, периодических осмотров и контрольных проверок и (или) мониторинга состояния основания, строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения.

Для обеспечения безопасной эксплуатации зданий и сооружений, в эксплуатирующей компании, должна быть организована и действовать служба технического надзора за техническим обслуживанием, безопасной эксплуатацией и своевременным ремонтом зданий и сооружений.

ТОиР зданий и сооружений должны предусматривать выполнение комплекса работ, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью, направленных на обеспечение исправного состояния зданий и сооружений, надежной и экономичной их эксплуатации.

Комплекс проводимых работ должен включать:

- техническое обслуживание зданий и сооружений;
- установление оптимальной периодичности проведения ремонтов;
- организационно-техническую подготовку ремонтов;
- обеспечение ремонтных работ материально-техническими ресурсами;

применение прогрессивных форм организации и управления ремонтом;

- применение современных комплексных технологий ремонта;
- специализацию ремонтных работ;
- контроль качества выполняемых работ;
- анализ технического состояния зданий и сооружений до и после ремонта;
- анализ технико-экономических показателей и разработку мероприятий по улучшению этих показателей.

Устойчивость и долговечность зданий и сооружений, существенно зависят от соблюдения принятого в проекте температурно-влажностного режима грунтов в основании и состояния фундаментов.

В эксплуатирующей компании должен быть обеспечен контроль за состоянием производственных зданий и сооружений, а также их конструктивных элементов путем проведения систематического наблюдения, текущих, периодических, внеочередных и общих периодических осмотров, обследования специализированными организациями. В эксплуатирующей объект компании приказом ее руководителя должно быть проведено распределение объектов, территории и объемов технического обслуживания зданий и сооружений между подразделениями с назначением ответственных лиц.

Ответственность за надежное работоспособное состояние производственных зданий и сооружений, правильную их эксплуатацию и производство текущих и капитальных ремонтов, несет руководитель структурного подразделения, эксплуатирующего здания и сооружения.

Руководитель подразделения, ответственный за эксплуатацию зданий и сооружений (или их части) обязан выделить работника из состава своего подразделения и возложить (приказом руководителя) на него обязанности контроля за эксплуатацией закрепленных зданий и сооружений путем проведения периодических осмотров их

строительных конструкций не реже одного раза в месяц. В периоды производства капитальных ремонтов технологического оборудования осмотры строительных конструкций в зоне проведения работ этим работником должны выполняться ежедневно.

Структура организации эксплуатации и технического обслуживания зданий и сооружений должна обеспечивать системное и эффективное решение задач поддержания работоспособного состояния зданий и сооружений.

Характеристики строительных конструкций, систем инженерно-технического обеспечения технологических систем при эксплуатации здания или сооружения должны соответствовать требованиям проектной документации. Указанное соответствие должно поддерживаться посредством технического обслуживания и подтверждаться в ходе периодических осмотров и контрольных проверок, и мониторинга, включая геотехнический, состояния основания строительных конструкций, систем инженерно-технического обеспечения, проводимых в соответствии с законодательством РФ.

Во всех помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны.

На дверях производственных помещений должна быть указана категория по взрывопожарной и пожарной опасности, а также указан класс зоны по ПУЭ. В местах пересечения противопожарных стен, перекрытий и ограждающих конструкций различными инженерными и технологическими коммуникациями образовавшиеся отверстия и зазоры должны быть заделаны строительным раствором или другими негорючими материалами, обеспечивающими требуемый предел огнестойкости и дымогазонепроницаемость.

Запрещено:

- использовать венткамеры и другие технические помещения для организации производственных участков, мастерских, а также хранения различных предметов;
- производить изменения объемно-планировочных решений, в результате которых ухудшаются условия безопасной эвакуации людей, ограничивается доступ к огнетушителям и другим средствам пожарной безопасности или уменьшается зона действия автоматических систем противопожарной защиты (автоматической пожарной сигнализации, системы оповещения и управления эвакуацией). Уменьшение зоны действия автоматической пожарной сигнализации в результате перепланировки допускается только при дополнительной защите объемов помещений, исключенных из зоны действия пожарных извещателей;
- устанавливать дополнительные двери или изменять направление открывания дверей. Устройства для самозакрывания дверей должны находиться в исправном состоянии.

Не допускается устанавливать какие-либо приспособления, препятствующие нормальному закрыванию противопожарных дверей. Двери на путях эвакуации должны открываться свободно и по направлению выхода из здания, за исключением дверей, открывание которых не нормируется требованиями нормативных документов по пожарной безопасности. Запоры на дверях эвакуационных выходов должны обеспечивать людям, находящимся внутри здания, возможность свободного открывания запоров изнутри без ключа.

При эксплуатации электростанции запрещено:

- размещать на путях эвакуации устройства, препятствующие свободной эвакуации людей;
- применять горючие материалы для отделки, облицовки и окраски стен и потолков, а также ступеней и лестничных площадок на путях эвакуации с показателями пожарной опасности менее нормативных;
- фиксировать самозакрывающиеся двери лестничных клеток, коридоров,

тамбуров в открытом положении, а также снимать их.

При эксплуатации электроустановок запрещено:

- использовать электропровода и кабели с поврежденной или потерявшей защитные свойства изоляцией;
- пользоваться поврежденными розетками, рубильниками, другими электроустановочными изделиями;
- эксплуатировать светильники со снятыми колпаками (рассеивателями), предусмотренными конструкцией светильника;
- пользоваться электронагревательными приборами, не имеющими устройств тепловой защиты, без подставок из негорючих теплоизоляционных материалов, исключающих опасность возникновения пожара;
- применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, использовать некалиброванные плавкие вставки или другие самодельные аппараты защиты от перегрузки и короткого замыкания.

Электроустановки и бытовые электроприборы в помещениях, в которых по окончании рабочего времени отсутствует дежурный персонал, должны быть обесточены, за исключением дежурного освещения, установок пожаротушения, автоматической пожарной сигнализации и системы оповещения и управления эвакуацией. Помещения, здания необходимо обеспечивать первичными средствами пожаротушения.

Противопожарные системы и установки (пожарная сигнализация, система противопожарного водоснабжения, противопожарные двери, клапаны и т. п.) помещений, зданий и сооружений должны постоянно содержаться в исправном рабочем состоянии.

Объемные самосветящиеся знаки пожарной безопасности с автономным питанием и от электросети, используемые на путях эвакуации («Выход» и т. п.), должны постоянно находиться в исправном и включенном состоянии. Сети противопожарного водопровода должны находиться в исправном состоянии обеспечивать требуемый по нормам расход воды на пожаротушение. Проверка их работоспособности должна осуществляться не реже двух раз в год (весной и осенью). Пожарные гидранты должны находиться в исправном состоянии, а в зимнее время должны утепляться. Дороги и подъезды к пожарным гидрантам должны обеспечивать проезд пожарной техники к ним в любое время года, в зимние время должны очищаться от снега и льда.

Необходимо разработать порядок извещения подразделений пожарной охраны при отключении участков водопроводной сети и гидрантов, уменьшении давления в сети ниже требуемого. У гидрантов должны быть установлены соответствующие указатели (объемные со светильником или плоские, выполненные с использованием светоотражающих покрытий). На них должны быть четко нанесены цифры, указывающие расстояние до водоисточника. Регламентные работы по техническому обслуживанию и планово-предупредительному ремонту (далее - ТО и ППР) автоматических установок пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией должны осуществляться в соответствии с годовым планом-графиком, составляемым с учетом технической документации заводов-изготовителей, и сроками проведения ремонтных работ. ТО и ППР должны выполняться специально обученным обслуживающим персоналом или специализированной организацией, имеющей лицензию, по договору.

Помимо приведенных выше типовых нормативных требований по ТОиР для зданий, сооружений следует учитывать необходимость сохранения целостности и восстановления особых строительных конструкций, которая в том числе отражена в томе 4.1 ПД (раздел 4 «Конструктивные решения», Часть 1. Текстовая часть. 25-83G1-00-КР1).

2.ж). Меры безопасности при эксплуатации подъёмно-транспортного оборудования, используемого в процессе эксплуатации зданий, строений и сооружений

В технологических разделах ПД обоснована потребность в использовании грузоподъёмных сооружений и механизмов (далее - ПСиМ) для технологических участков.

Том 6.1.1 (Часть 1 «Тепломеханические решения». Книга 1. Текстовая часть раздела 6 «Технологические решения», 25-83G1-00-ТР1.1, здесь и далее - том 6.1.1) содержит обоснование количества и типов грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов, а также ведомость грузоподъемного оборудования, необходимого для механизации ремонтных работ основного и вспомогательного оборудования (п. 7.8.2).

Там же отмечен ряд проектных решений для безопасной эксплуатации и ТОиР ПСиМ, в том числе:

- для кранов, управляемых «с пола», предусмотрен свободный проход для крановщика;
- соответствующим расположением (компоновкой) проводов и токоприемников обеспечена недоступность для случайного прикосновения с моста крана, лестницы, посадочных площадок и других площадок, где могут находиться люди, главных троллей, расположенных вдоль кранового пути и их токоприемников;
- исключена необходимость предварительного подтаскивания груза при его подъеме;
- установка подъёмных кранов с надземными крановыми путями соответствует применимым нормативным требованиям;
- также применимым нормативным требованиям соответствует электрооборудование, защитное заземление и изоляция проводки подъёмных кранов;
- для кранов, талей, и т. п. техническим средствам во взрывоопасных зонах классов согласно ПУЭ предусмотрена степень защиты оболочек электрооборудования IP54.

Безопасная эксплуатация ГПСиМ регламентирована федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения, которые утверждены приказом Ростехнадзора № 461 от 26.11.2020 г. (далее - Правила ПСиМ, а также ссылки на положения Правила ПСиМ). Правилами ПСиМ установлены требования:

- для опасных производственных объектов (далее - ОПО), на которых предусмотрено использование стационарно установленных грузоподъемные механизмов и подъемных сооружений (далее - ПС);
- к работникам указанных ОПО;
- безопасности технологических процессов на ОПО;
- к порядку действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте.

Применение Правил ПСиМ обязательно при эксплуатации в т. ч. грузоподъемных кранов всех типов и рельсовых путей, а также электрических талей.

В Правилах ПСиМ (см. 10) установлено, что монтаж (демонтаж), наладку, ремонт, ре- конструкцию или модернизацию ПС в процессе эксплуатации ОПО выполняют специализированные организации, требования к которым определены там же (см. п. п. 14 ÷ 21).

Общие требования промышленной безопасности ПС приведены в п. 9 Правил ПСиМ, включая соответствие паспортных грузовых и высотных характеристик ПС требованиям

технологического процесса.

Порядок действий в случае аварии или инцидента с ПС, должен соответствовать:

- руководству (инструкции) по эксплуатации ПС;
- требованиям в п. п. 252 ÷ 253 Правил ПСиМ.

Правилами ПСиМ в п. п. 22 ÷ 25 установлены требования к организациям, эксплуатирующим ПС, включая требования к работникам ОПО, непосредственно занимающиеся эксплуатацией ПС, порядок обучения и периодической проверки знаний такого персонала. Система сигнализации (обмен сигналами между стропальщиками и крановщиками, знаковая сигнализация и система обмена сигналами при радиопереговорной связи) при выполнении работ с использованием ПС определена п. п. 248 ÷ 250. Действия персонала в аварийных ситуациях, должны быть разработаны и доведены под подпись до персонала (см. п. 252), причём сведения в инструкциях для работников, занятых эксплуатацией ПС, должны соответствовать перечню в п. 253.

ПС подлежат техническому освидетельствованию (см. п. 164) инженерно-техническим работником (далее - ИТР), ответственным за осуществление производственного контроля при эксплуатации ПС при участии ИТР, ответственного за содержание ПС в работоспособном состоянии (см. п. 167):

- до их пуска в работу;
- в процессе эксплуатации,

объем работ, порядок и периодичность проведения которых определяют руководства (инструкции) по эксплуатации ПС.

ПС в течение срока службы должны подвергаться периодическому техническому освидетельствованию (п. 165):

- частичному - не реже одного раза в 12 месяцев;
- полному - не реже одного раза в 3 года (за исключением ПС для обслуживания машинных залов, электрических и насосных станций, компрессорных установок, а также других ПС, используемых только при ремонте оборудования, для которых полное техническое освидетельствование должно проводиться 1 раз в 5 лет).

Основания для внеочередного полного технического освидетельствования ПС приведены в п. 166.

Требования к полному техническому освидетельствованию ПС (см. п. п. 169 ÷ 189) и документированию результатов технического освидетельствования (см. п. п. 168, 170, 189) определяют в т. ч. особенности статических и динамических испытаний, а также заполнение паспорта ПС.

Требования к процессу эксплуатации, проверке состояния и дефектации рельсового пути содержат п. п. 198 ÷ 212, там же в п. 205 определены мероприятия ТОиР: постоянная проверка, периодические комплексные обследования, техническое обслуживание и ремонты (последнее - при необходимости). Согласно п. 206. проверка состояния рельсового пути включает:

- ежесменный осмотр (ежесменный осмотр надземного рельсового пути осуществляется только для ПС, управляемых из кабины) крановщиком в объеме, предусмотренном производственной инструкцией (см. п. 207);
- плановую или внеочередную проверку состояния.

Осмотр состояния рельсовых путей крановщиком под руководством ИТР, ответственного за содержание ПС в работоспособном состоянии, обязателен после каждых 24 смен работы с соответствующей записью в паспорт рельсового пути или в вахтенные журналы крановщика (см. п. п. 208, 210), а плановая проверка - не реже одного раза в год под руководством ИТР, ответственного за осуществление производственного контроля при эксплуатации ПС (см. п. 209).

Проведение внеочередной проверка наземных рельсовых путей под руководством ИТР, ответственного за осуществление производственного контроля при эксплуатации ПС, п. 211 предусмотрено в объеме плановой проверки после ливней или зимних оттепелей.

Периодическое комплексное обследование рельсовых путей должны проводить специализированные организации не реже одного раза в три года, а также после подтоплений, наводнений, землетрясений и т. п. в месте установки ПС (см. п. 214) в объёме, регламентированном п. 212, с оформлением акта о результатах комплексного обследования (см. п. 213).

Результаты осмотров съемных грузозахватных приспособлений и тары, периодичность которых определена в п. 224, необходимо вносить в журнал осмотра грузозахватных приспособлений (см. п. 225).

Особые требования к процессу подъема и транспортировки людей установлены в п. п. 235 ÷ 246, в т. ч. для ПС, в паспорте которых отсутствует разрешение на транспортировку людей (см. п. 235).

Основания, по которым эксплуатирующая организация не должна допускать ПС в работу, установлены в п. 251.

2.з). Перечень требований энергетической эффективности, которым здание, строение и сооружение должны соответствовать при вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации, и сроки, в течение которых в процессе эксплуатации должно быть обеспечено выполнение указанных требований энергетической эффективности

Проектные решения в части энергосбережения и энергоэффективности технологических процессов энергоблока ТЭС как объекта электроэнергетики приведены в ряде разделов ПД.

Том 6.1.1 (Часть 1. Тепломеханические решения. Книга 1. Текстовая часть раздела 6 «Технологические решения», 25-83G1-00-ТР1.1, здесь и далее - том 6.1.1) содержит в 15 перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, к числу основных для технологических нужд блока отнесены:

-природный газ как основное, резервное и аварийное топливо;

-вода для охлаждения пара в конденсаторе и охлаждения вспомогательного оборудования;

-химобессоленная вода для восполнения потерь пароводяного контура при работе;

-сетевая вода;

-смазочные материалы для основного и вспомогательного оборудования;

-сжатый воздух;

-электроэнергия, потребляемая электрическими насосными агрегатами, которые участвуют в технологическом процессе, и электрифицированной арматурой.

Для поддержания при эксплуатации энергоблока проектных показателей энергоэффективности должны быть разработаны энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей (далее - ТЭП) его работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических нагрузок, а также графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпущенную электрическую.

Практическое поддержание при эксплуатации энергоблока проектных показателей энергоэффективности требует:

- надлежащей точности измерений расходов энергоносителей и технологических параметров;
- учёта (почасового, сменного, суточного, месячного, годового) по установленным формам показателей работы оборудования, формируемым специализированными информационно-диагностическими системами (далее - ИДС) согласно показаниям калиброванных и своевременно поверенных контрольно-измерительных приборов (далее- КИП);
- анализ ТЭП и сведений ИДС для оценки фактического состояния оборудования, резервов экономии топлива и соответствующих организационно-технических мер повышения эффективности производственных процессов.

Помимо рационального использования топлива повышению эффективности производственных процессов способствуют:

- учёт не топливных первичных энергоресурсов и снижению их удельных расходов
- снижение расходов электроэнергии на собственные нужды (далее - СН) и потерь мощности в электрической сети;
- применение замкнутых циклов использования воды, пара, конденсата;
- уменьшение расходов исходной технологической и обессоленной воды.

Снижению расхода электроэнергии на СН способствуют оптимизации пусковых, наладочных и эксплуатационных режимов работы оборудования на разных нагрузках, а также автоматизация работы оборудования.

Для решения задач учёта потребляемых энергоресурсов для технологического оборудования энергоблока предусмотрены узлы технического и коммерческого учёта газа, электроэнергии, тепла, воды, сточных вод и др. как измерительные комплексы, оснащённые средствами измерений (датчики расхода, давления, температуры) и приборами учёта (расчетно-измерительные контроллеры). Соответствующие проектные решения представлены в томе 6.4.1 (Раздел 6 «Технологические решения». Часть 4. «Автоматизация технологических процессов» Книга 1. «Тепломеханическое оборудование», 25-83G1-00-ТР4.1, здесь и далее - том 6.4.1), где приведены основные сведения в части интеграции приборов учёта во вновь разрабатываемую АСУ ТП ПГУ. Интеграция осуществляется по физическим каналам связи – каждый узел учёта передаёт текущий расход среды для дальнейшей обработки информации в АСУ ТП.

Основными узлами учёта, интегрируемыми в АСУ ТП, являются:

№ п/п	Наименование узла учёта	Характеристики, измеряемые параметры
1	Узел коммерческого учета природного газа	Комплектно с ППГ, 2 шт
2	Узел технического учета газа к ГТУ	БОА Dn200
3	Узел коммерческого учета технической воды	Здание фильтров исходной воды на площадке ТЭС 2xDn350
4	Узел коммерческого учета воды на нужды производственно-противопожарного водопровода	Камеры в точках подключения к существующему произв.-пр отивопожарному водопроводу, 2 шт., Dn250.
5	Узел коммерческого учета воды на хозяйственно-питьевые нужды	Камера в точке подключения к существующему хоз-питьевому водопроводу Dn100.

6	Узел коммерческого учета бытовых сточных вод	Камера в точке подключения к существующей бытовой канализации Dn150
7	Узлы коммерческого учета очищенных сточных вод	Комплектно с очистнымиустановками
8	Узел коммерческого учета тепла на собственные нужды станции	ГК 2xDn150
9	Узел коммерческого учета пара собственных нужд	ГК Dn125

Перечень узлов учета и характеристики уточняются при рабочем проектировании.

Так как наибольший экономический эффект имеет ресурсосбережение и рациональное использование топливного газа, то как в томе 6.4.1, так и в томе 5.6.2 (подраздел 6 «Система газоснабжения» раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения», Часть 2. «Автоматизация» 25-83G1-00-ИОС6.2, здесь и далее - том 5.6.2) приведены показатели проектных решений как по коммерческому учету расхода газа, так и техническому учету расхода газа в БОА. Передача показаний коммерческого узла измерения расхода газа (КУИРГ) предусмотрена как поставщику газа, так и в АСУ ТП ПГУ.

Ниже приведена таблица со спецификацией приборов учета, уточняемой на этапе рабочего проектирования.

№	Прибор и место установки	Тип прибора*	Назначение	Коли-чество	Примечание
1	Расходомер в ППГ	Ультразвуковой расходомер - счётчик	Коммерческий учет расхода газа ТЭС	4	Поставка в комплекте с ППГ
2	Расходомер в БОА	Ультразвуковой ил расходомер - счётчик	Технический учет расхода газа газовую турбину	2	Поставка в комплекте с БОА

Отпуск вырабатываемой энергоблоком электрической мощности осуществляется путем подключения газового и парового турбоагрегатов энергоблока к ОРУ 500 кВ через блочные повышающие трансфорормары типа ТДЦ -250000/500 и ТДЦ-125000/500 соответственно. В томе 5.1.4.1 (подраздел 1 «Система электроснабжения» раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технологического обеспечения», Часть 4. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 25-83G1-00-ИОС1.4.1, здесь и далее - том 5.1.4.1) приведены основные показатели автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (далее - АИИС КУЭ), предназначенной для автоматизированного коммерческого учета электроэнергии энергоблока.

АИИС КУЭ ПГУ-225 МВт предусматривает передачу информации от счетчиков электроэнергии во вновь устанавливаемый информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ.

Перечень точек учета АИИС КУЭ ПГУ-225 МВт приведен в Приложении А тома 5.1.4.1.

Согласно п. 6 тома 5.4.1.1 (подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети» раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения», 25-83G1-00-ИОС4.1.1, здесь и далее - том 5.4.1.1) энергосбережение и энергоэффективность ***систем отопления, вентиляции и кондиционирование воздуха,*** а также сети ***внутренней теплофикации*** обеспечат следующие мероприятия:

- фреонопроводы покрываются современной тепловой изоляцией с улучшенными теплотехническими характеристиками;

- в наружных ограждающих конструкциях применены современные материалы с улучшенными теплотехническими характеристиками;

- отопительные приборы размещаются под световыми проемами и по периметру наружных ограждений;

- автоматическое управление поддержания и контроля необходимых параметров внутреннего воздуха (расход, температура, влажность, подвижность воздуха) системами вентиляции и кондиционирования;

- создание подпора воздуха в помещениях с положительным дисбалансом для предотвращения инфильтрации;

- применение в допустимых случаях дежурного отопления в нерабочее время;

- регулирование работы агрегатов воздушного отопления при помощи датчиков температуры, устанавливаемых в отапливаемых помещениях;

- подогрев приточного воздуха до минимально необходимой температуры в холодный период в системе приточной вентиляции;

-автоматическое управление электрическими нагревательными приборами предусматривается по температуре внутреннего воздуха в обслуживаемых помещений;

- устройство тепловой изоляции трубопроводов теплоснабжения воздухонагревателей и теплообменников систем горячего водоснабжения, транзитных трубопроводов систем отопления и трубопроводов, проходящих вблизи наружных дверей, воздуховодов, транспортирующие теплый/холодный воздух;

- трубопроводы систем теплоснабжения покрываются современной тепловой изоляцией с улучшенными теплотехническими характеристиками;

- для предотвращения потерь тепла при неработающих системах механической вентиляции на вытяжных воздуховодах предусмотрены самозакрывающиеся обратные клапаны.

При проектировании ИТП применены следующие мероприятия по энергетической эффективности помещения:

- для поддержания температуры воды в системе ГВС в соответствии с температурным графиком и в зависимости от температуры наружного воздуха перед теплообменником системы ГВС на подающем трубопроводе греющей воды устанавливается регулирующий клапан с электроприводом;

- для поддержания температуры воды в системах отопления и вентиляции в соответствии с температурным графиком и в зависимости от температуры наружного воздуха на подающем трубопроводе греющей воды устанавливается регулирующий клапан с электроприводом;

- циркуляционные насосы систем отопления и вентиляции оснащены частотным регулированием, что обеспечивает энергоэкономию;

- циркуляционные насосы системы ГВС оснащены частотным регулированием, что обеспечивает энергоэкономию;

- применение современной запорной арматуры;

- трубы в ЦТП стальные бесшовные горячедеформированные ГОСТ 8732-78, марка стали В-20 ГОСТ 8731-74;

-тепловую изоляцию трубопроводов и фасонных частей выполнять негорючими фольгированными цилиндрами из минеральной базальтовой ваты с защитным покрытием, а изоляцию арматуры и оборудования - матами минераловатными с покрытием алюминиевой фольгой, в соответствии с СП 510.1325800.2022 и требованиями СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Места соединений сварных швов прокрасить кремнийорганической эмалью КО-811. Предусмотреть заделку торцов тепловой изоляции покровной лентой.

Проектными решениями во всех отапливаемых зданиях и (или) использующих

системы вентиляции, в тепловых узлах, вентиляционных камерах предусмотрена установка счетчиков технологического учета тепловой энергии. В п. 8 тома 5.4.1.1 приведены места размещения приборов учета используемой тепловой энергии и устройств сбора и круглосуточной передачи показаний таких приборов.

В томе 4.1 (раздел 4 «Конструктивные решения», Часть 1. Текстовая часть 25-83G1-00-КР1, здесь и далее - том 4.1) п. 9.1 содержит данные о соответствие ***зданий, строений и сооружений*** требованиям энергетической эффективности, а также их оснащенности приборами учета используемых энергетических ресурсов. Там же приведены использованные при разработке проектных решений три нормативных показателя тепловой защиты зданий:

- приведенное сопротивление теплопередаче отдельных элементов ограждающих конструкций здания;
- температурный перепад между температурами на внешней поверхности и внутренней поверхности ограждающих конструкций здания, а также превышение температурой внутренней поверхности ограждающих конструкций здания температуры точки росы воздуха внутри помещений;
- удельный расход тепловой энергии на отопление здания,

а также указаны меры снижения расчетных величин удельных расходов тепловой энергии на отопление зданий. Кроме того, в части энергетической эффективности конструктивных решений для зданий, строений и сооружений том 4.1 содержит перечень соответствующих мероприятий (см. 14), а также описание и обоснование принятых конструктивных, функционально-технологических и инженерно-технических решений (см. 15).

В п. 2.3 тома 3.1 (раздел 3 «Объемно-планировочные и архитектурные решения», 25-83G1-00-АР1, Часть 1. Текстовая часть здесь и далее - том 3.1) приведенные ранее показатели энергосбережения и энергоэффективности в томах 5.4.2.1 и 4.1 дополнены применением для зданий, строений и сооружений:

- уменьшение нормативных показателей теплопередаче наружных ограждающих конструкций;
- уменьшение теплопроводных включений в наружных ограждающих конструкциях;
- применение в наружных ограждающих конструкциях современных материалов с улучшенными теплотехническими характеристиками;
- внешняя поверхность наружных ограждающих поверхностей светлых тонов, предотвращающие от перегрева;
- устранение различных возможностей увлажнения наружных строительных конструкций (устройство водоотвода с кровли, устройство парапетов и карнизов);
- размещение отопительных приборов системы отопления вдоль наружных ограждений под световыми проемами;
- увеличение технологического уровня применяемого оборудования;
- контроль качества монтажных и ремонтных работ;
- повышение уровня эксплуатации;
- повышение автоматизации систем;
- широкое внедрение энергосберегающего и надежного оборудования различных технологических и инженерных систем;
- своевременный ремонт и техническое обслуживание систем;
- широкое внедрение энергосберегающих осветительных приборов. Использование для систем освещения светодиодных светильников, обеспечивающих значительное снижение потребления электроэнергии по сравнению с другими аналогичными осветительными приборами;
- схемы управления наружным освещением предусматривать с возможностью

автоматического включения осветительных приборов в темное время суток и отключения в светлое время суток;
- применение современного электротехнического оборудования с пониженными потерями на нагрев;
- автоматическое управление электрическими нагревательными приборами предусматривать по температуре внутреннего воздуха в обслуживаемых помещениях от установленных термостатов.

Отмеченными выше проектными решениями обеспечено выполнение правовых и нормативно-технических требований энергетической эффективности зданий, строений и сооружений при вводе в эксплуатацию, кроме того, выше в 2.а) и 2.г) определены требования, выполнение которых в процессе эксплуатации энергоблока позволит в том числе поддерживать проектные показатели энергетической эффективности до их полного восстановления (повышения) при выполнении капитальных ремонтов или реконструкции.

Согласно ст. 11.2 «Обеспечение энергетической эффективности зданий, строений, сооружений» Федерального закона 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...» (далее - 261-ФЗ) требования энергетической эффективности (далее - ЭЭ) должны включать:

«1) показатели, характеризующие удельную величину расхода энергетических ресурсов в здании, строении, сооружении;

2) требования к влияющим на энергетическую эффективность зданий, строений, сооружений архитектурным, функционально-технологическим, конструктивным и инженерно-техническим решениям;

3) требования к отдельным элементам, конструкциям зданий, строений, сооружений и к их свойствам, к используемым в зданиях, строениях, сооружениях устройствам и технологиям, а также требования к включаемым в проектную документацию и применяемым при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте зданий, строений, сооружений технологиям и мате- риалам, позволяющие исключить нерациональный расход энергетических ресурсов как в процессе строительства, реконструкции, капитального ремонта зданий, строений, сооружений, так и в процессе их эксплуатации.»

При этом ст. 11.3 обязывает застройщика и собственника здания, строения, сооружения определить требования, которым здание, строение, сооружение должны соответствовать при вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации, а также сроки, в течение которых выполнение таких требований должно быть обеспечено.

Так как в отличие от гражданских и производственных объектов для опасных производственных объектов (далее - ОПО) отсутствуют нормативные и рекомендуемые сроки эксплуатации (см. в т. ч. ст. 1.2 СП 255.1325800.2016 «Здания и сооружения. Правила эксплуатации. Основные положения»), то согласно ст. ст. 13.2 и 13.3. Федерального закона от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (далее - 384-ФЗ) для застройщика и собственника здания, строения, сооружения в составе ОПО сроки эксплуатации и начальные показатели ЭЭ определяет проектная документация (далее ПД), а также требования ПД к эксплуатации соответствующих объектов капитального строительства (далее - ОКС), которые позволят обеспечить как определённые ПД сроки эксплуатации ОКС, так и сохранение показателей ЭЭ.

Возможность и основания продления сроков эксплуатации здания, строения и сооружения в т. ч. в случае истечения срока эксплуатации здания или сооружения ОПО, установленного в ПД, определена п. 5 приказа Ростехнадзора № 420 от 20.10.2020 «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» и требует проведения

экспертизы промышленной безопасности с обследованием и оценкой фактического состояния зданий и сооружений, а также техническим диагностированием технических устройств этих объектов.

Ответственность разработчика ПД для ОПО, таким образом, распространяется на:

- начальные показатели ЭЭ при вводе в эксплуатацию при неснижаемом соблюдении застройщиком требований ПД, в т. ч. к технологиям и материалам (см. ст. 11.7 в 261-ФЗ);
- требования ПД к процессу эксплуатации собственником;
- сроки, в течение которых выполнение таких требований должно быть обеспечено. Требование ст. 11.6 261-ФЗ не допускает ввод в эксплуатацию зданий, строений, сооружений, построенных, реконструированных, прошедших капитальный ремонт и не соответствующих требованиям ЭЭ и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов, исключая здания, строения, сооружения из перечня ст. 11.5 в 261-ФЗ. Статьёй 11.8 в 261-ФЗ проверка соответствия вводимых в эксплуатацию зданий, строений, сооружений требованиям ЭЭ и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов отнесена к компетенции органов государственного строительного надзора (см. также ст. 54 «Государственный строительный надзор» в Федеральном законе 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»).

Там же в ст. 11.4 установлено, что требования энергетической эффективности зданий, строений, сооружений подлежат пересмотру не реже, чем один раз в пять лет в целях повышения энергетической эффективности зданий, строений, сооружений.

Кроме того, 261-ФЗ содержит требование обязательного учета с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов при производстве, передаче и потреблении энергетических ресурсов (см. статью 13.1). Кроме того, при осуществлении расчетов за энергетические ресурсы (как потребляемые, так и производимые) 261-ФЗ в ст. 13 требует обеспечение учёта используемых энергетических ресурсов и применения приборов учета.

Для объектов электроэнергетики коммерческий учет электрической энергии (мощности) определён в ст. 3 Федерального закона№ 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (утв. Государственной Думой, далее - 35-ФЗ) как процесс измерения количества электрической энергии и определения объема мощности, сбора, хранения, обработки, передачи результатов этих измерений и формирования, в том числе расчетным путем, данных о количестве произведенной и потребленной электрической энергии (мощности) для целей взаиморасчетов за поставленные электрическую энергию и мощность, а также за связанные с указанными поставками услуги, т. к. объекты электроэнергетики участвуют в сбыте электрической энергии. Там же энергетическая эффективность электроэнергетики определена как отношение поставленной потребителям электрической энергии к затраченной в этих целях энергии из не возобновляемых источников. Кроме того, в 35-ФЗ отмечено, что предметом федерального государственного энергетического надзора в сфере электроэнергетики является надзор за исполнением требований в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (см.ст. 29_1.2).

Так же положение о федеральном государственном энергетическом надзоре в сфере теплоснабжения содержит Федеральный закон № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (утв. Государственная Дума 27.07.2010, далее - 190-ФЗ) в статье 4_1. В 190-ФЗ в ст. 3.1.3 определён приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для целей теплоснабжения. Так как именно комбинированная выработка электрической и тепловой энергии является наиболее энергоэффективным режимом работы тепловых электростанций, то целесообразно привести следующие определения из 190-ФЗ:

- система теплоснабжения - совокупность источников тепловой энергии и

теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;

- коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя (далее также - коммерческий учет) - установление количества и качества тепловой энергии, теплоносителя, производимых, передаваемых или потребляемых за определенный период, с помощью приборов учета тепловой энергии, теплоносителя (далее - приборы учета) или расчетным путём в целях использования сторонами при расчетах в соответствии с договорами;

- точка учета тепловой энергии, теплоносителя (далее также - точка учёта) - место в системе теплоснабжения, в котором с помощью приборов учета или расчетным путем устанавливаются количество и качество производимых, передаваемых или потребляемых тепловой энергии, теплоносителя для целей коммерческого учета.

Согласно определению 190-ФЗ система теплоснабжения включает тепловые электростанции как источники производства тепловой энергии как с паром, так и с горячей водой.

Особенностью технологических процессов производства электрической и тепловой энергии тепловых электростанций является большой объём потребления т. ч. таких платных ресурсов как водные и топливные, включая природный газ. Поэтому применимыми для производства электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях являются в т. ч.

- Федеральный закон № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» (утв. Государственной Думой 07.12.2011, далее - 416-ФЗ) как нормативно-правовой документ, регулирующий в части водного законодательства забор воды из водных объектов и сброс сточных вод в водные объекты;

- «Правила учета газа» (утв. приказом Минэнерго России № 961 от 30.12.2013; рег. № 32168 в Минюсте РФ 30.04.2014, далее - Правила учета газа) как нормативно-технический документ по контролю за поставками газа и его потреблением как на энергетических объектах в целом, так и отдельным газоиспользующим оборудованием или технологическим процессом.

416-ФЗ также определяет в т. ч. такие платные ресурсы как техническая вода и сточные воды, систему водоотведения (канализации) и коммерческий учет воды и сточных вод ст. 2:

- коммерческий учет воды и сточных вод (далее также - коммерческий учет) - определение количества поданной (полученной) за определенный период воды, принятых (отведенных) сточных вод с помощью средств измерений (далее - приборы учета) или расчетным способом;

- сточные воды централизованной системы водоотведения (далее - сточные воды) - принимаемые от абонентов в централизованные системы водоотведения воды, а также дождевые, талые, инфильтрационные, поливомоечные, дренажные воды, если централизованная система водоотведения предназначена для приема таких вод;

- техническая вода - вода, подаваемая с использованием централизованной или нецентрализованной системы водоснабжения, не предназначенная для питья, приготовления пищи и других хозяйственно-бытовых нужд населения или для производства пищевой продукции;

- централизованная система водоотведения (канализации) - комплекс технологически связанных между собой инженерных сооружений, предназначенных для водоотведения.

В 416-ФЗ ст. 3.1.2 определяет в числе целей государственной политики в сфере водоснабжения и водоотведения повышения энергетической эффективности путем экономного потребления воды.

Правила учёта газа в 2.6 требуют организации учёта газа при входе на

газопотребляющий объект.

Размещение основного и вспомогательного энергетического оборудование сопряжено в т. ч. с выполнением требований энергетической эффективности зданий, строений, сооружений объектов энергетики как при их вводе, так и в течение т. н. жизненного цикла. Эти требования содержат следующие статьи 261-ФЗ.

В статье 13.7 «Обеспечение учета используемых энергетических ресурсов и применения приборов учета используемых энергетических ресурсов при осуществлении расчетов за энергетические ресурсы» обязательные взаиморасчёты за поставляемые и потребляемые энергетические ресурсы при эксплуатации зданий, строений, сооружения и иных объектов должны быть обоснованы показаниями приборов учета.

Помимо коммерческих взаиморасчётов с потребителями за поставляемые энергетическими предприятиями энергетические ресурсы в ст. 11.2 определены показатели и требования энергетической эффективности зданий, строений, сооружений, которые должны включать в себя:

- показатели, характеризующие удельную величину расхода энергетических ресурсов;
- требования к отдельным элементам, конструкциям зданий, строений, сооружений и к их свойствам;
- требования к включаемым в проектную документацию и применяемым при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте зданий, строений, сооружений технологиям и материалам, позволяющие исключить нерациональный расход энергетических ресурсов как в процессе строительства, реконструкции, капитального ремонта зданий, строений, сооружений, так и в процессе их эксплуатации.

Кроме того, в 261-ФЗ (см. ст. 13.3) приведено требование не только о показателях энергетической эффективности, которым здание, строение, сооружение должны соответствовать при вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации, но также о сроках, в течение которых выполнение таких требований должно быть обеспечено. Для того, чтобы показателях энергетической эффективности, соответствующие проектным решениям, были сохранены в процессе эксплуатации проектные решения должны содержать специальные требования как к технологическому оборудованию и системам, имеющим признаки повышенной опасности (взрывопожароопасность и пожароопасность, высокие параметры рабочих сред, весовые и вибрационные нагрузки, химически опасные вещества и пр.), так и к зданиям, строениям, сооружениям, в которых размещено это технологическое оборудование и системы.

2.и). Сведения о размещении скрытых электрических проводок, трубопроводов и иных устройств, повреждение которых может привести к угрозе причинения вреда жизни или здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений

В разделе 18.1 тома 5.1.1.1 (подраздел 1 «Система электроснабжения» раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технологического обеспечения», 25-83G1-00-ИОС1.1.1, здесь и далее - том 5.1.1.1) приведено описание основных типов силовых и контрольных кабелей, прокладываемых в помещениях и на территории. Проектом предусматривается: использование силовых и контрольных кабелей с медными жилами, с изоляцией из поливинилхлорида (ПВХ) и оболочкой из поливинилхлоридного (ПВХ) пластиката, не распространяющей горение, с

пониженным дымо- и газовыделением класса нг-LS. Для систем противопожарных устройств, аварийного освещения используются кабели с огнестойкой оболочкой класса нг-FRLS. Для электропотребителей питающей и распределительной сети, сети освещения помещений АБК применяются кабели исполнения нг-HF. Для систем противопожарных устройств, аварийного освещения АБК используются кабели с огнестойкой оболочкой класса нг-FRHF.

В разделе 18.1 тома 5.1.1.1 приведены сведения о разделении групп кабелей. В графической части проекта в томе 5.1.1.4 «Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения. Книга 4. Графическая часть. Освещение. Заземление и молниезащита. Планы сетей электроснабжения» приведены основные сечения кабельных трасс, содержащие сведения о разделении групп кабелей. При этом в проекте принято следующее разделение:

- группа 0 - силовые кабели напряжением 6 кВ;
- группа 1 - СС (силовые кабели переменного тока напряжением до 1 кВ и силовые кабели постоянного тока 220 В (110 В);
- группа 2 - К (контрольные кабели свыше 60 В и кабели постоянного тока свыше 24 В);
- группа 3 - Н (контрольные кабели до 60 В и кабели постоянного тока до 24 В);
- группа 4 - П (кабели автоматизированных систем управления: АСУ, ТМО, АСУ ЭТО, АИИС КУЭ, кабели внутренних ЛВС);
- группа 5 - О (оптоволоконные кабели АСУ, кабели оптоволоконной связи);
- группа 6 - ПЖ (кабели систем противопожарной защиты и питающие системы пожарной сигнализации и противопожарной защиты свыше 42 В);
-группа 7 - ПЖН (кабели систем противопожарной сигнализции напряжением менее 42 В).

При разделении групп кабелей обеспечивается:

- раздельная прокладка в металлических коробах по кабельным металлоконструкциям и отдельно от других групп кабелей для контрольных кабелей и кабелей систем противопожарной защиты напряжением> 42 В.
- раздельная прокладка в лотках по кабельным металлоконструкциям для силовых кабелей напряжением 6 кВ, 1 кВ, контрольных кабелей и кабелей систем противопожарной защиты напряжением > 42 В, а также оптических кабелей.

В разделах 18.3 и 18.4 тома 5.1.1.1 приведены сведения о способах организации кабельных трасс в зданиях и по территории.

Основные кабельные трассы в главном корпусе расположены:

- в кабельных этажах на отм. 0,000 и +16,500 в осях Д-Е;
- в фальшполах помещений ЦЩУ и РЩ КИП на отм. +12,000, а также в помещениях возбуждения ПТ и электрощитовой КО на отм. 0,000;
- в машинном и котельном отделении, в трубопроводной галерее.

Также предусматриваются местные кабельные трассы к оборудованию и кабельные шахты для связи кабельных трасс, расположенных в помещениях на разных отметках.

В помещениях машинного и котельного отделений магистральные кабельные трассы выполняются из блочных кабельных коробов, для обслуживания кабельных трасс предусматриваются площадки обслуживания. Также предусматриваются кабельные трассы из блочных коробов вдоль площадок паровой и газовой турбин.

В кабельных этажах и фальшполах кабельные трассы выполняются с применением кабельных металлоконструкций (стойки, консоли, лотки, короба) с креплением к полу, потолку или стене.

Основные кабельные трассы в АБК расположены в пространстве подвесных потолков

в коридорах, выполняются с применением кабельных металлоконструкций (стойки, консоли, лестничные лотки, короба) с креплением к перекрытию или к стене. Связь между разными отметками и с кабельными трассами главного корпуса осуществляется через кабельную шахту в осях 1-2; В/2-В/3. В помещении электрощитовой и в комнате связи на отм. 0,000 кабельные трассы выполняются открыто.

На кровле главного корпуса и АБК предусмотрены кабельные трассы с применением опор с вертикальным креплением профиля на кровлю, перфорированного профиля и перфорированных лотков с крышкой.

В местах выхода кабелей из кабельных каналов, этажей, проходов между кабельными отсеками, проходов кабелей через перекрытия и стены предусмотрено уплотнение несгораемым материалом со степенью огнестойкости не менее 0,75 часа. В местах, доступных для прикосновения посторонних лиц, а также в местах, где возможны механические повреждения, кабели защищены по высоте на 2 м от уровня пола в трубе или металлорукаве.

Для кабельных линий, проложенных в шахтах и металлических коробах ККБ, КП, предусмотрено уплотнение с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч: при входе в кабельные сооружения; при прохождении через каждую отметку основного перекрытия, а также через каждые 20 м на протяженных вертикальных участках кабельных коробов; через каждые 30 м горизонтальных участков кабельных коробов, а также в местах примыкания (ответвления) других коробов.

План кабельных трасс в ГК представлен на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.08. План кабельных трасс в АБК представлен на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.13.

В здании циркнасосной кабельные трассы расположены:

- в кабельном этаже на отм. +4,050 в осях 7-8;
- в циркнасосной и помещении пожарной насосной на отм. +2,500.

В кабельных этажах кабельные трассы выполняются с применением кабельных металлоконструкций (стойки, консоли, лотки, короба) с креплением к полу, потолку или стене. В циркнасосной и помещении пожарной насосной кабельные трассы выполняются из блочных кабельных коробов.

На кровле циркнасосной предусмотрены кабельные трассы с применением опор с вертикальным креплением профиля на кровлю, перфорированного профиля и перфорированных лотков с крышкой.

План кабельных трасс в циркнасосной представлен на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.18.

Для прокладки кабелей по территории от проектируемого главного корпуса до зданий и сооружений предусмотрены блочные кабельные короба, устанавливаемые на строительных конструкциях эстакад. По всей длине трассы из блочных кабельных коробов предусмотрены огнезащитные пояса огнестойкостью не менее 0,75 ч: через каждые 30 м длины коробов, на вертикальных участках через каждые 20 м, а также в местах разветвления потоков кабеля и при заходе в здания и сооружения.

Предусмотрена групповая осветительная сеть, выполняемая следующим образом:

- в машинном зале, в котельном отделении на наружных металлических лестницах в оцинкованной трубе по металлоконструкциям. Обход колон, криволинейные участки трасс и опуски к выключателям освещения выполняются в армированной ПВХ трубе, на лестницах снаружи здания - в металлорукаве с ПВХ оболочкой;
- в электротехнических помещениях в швеллерах под перекрытием и в ПВХ трубах по стенам и за подвесным потолком. В коридорах и лестничных маршах внутри зданий проводка по стенам выполняется скрыто за обшивкой листами ГКЛ либо открыто в ПВХ трубах, под

перекрытием и за подвесными потолками в армированных гибких ПВХ трубах и в металлических лотках с перегородками

- в административных помещениях, кабинетах, лабораториях, не имеющих классов зон пожаро- и взрывоопасности, проводку выполнить в негорючих гофрированных трубах из ПВХ и в швеллерах за подвесными потолками и открыто в пластиковых коробах по стенам с применением встраиваемых выключателей и розеток в данные короба.

В главном корпусе и по территории предусмотрены решения по кабельным трассам, обеспечивающие возможность прокладки взаиморезервирующих кабелей. Чертежи основных кабельных трасс приведены в томе 5.1.1.4.

Особенности прокладки так называемых слаботочных сетей связи содержат тома ИОС5.1.1, ИОС5.2.1, ИОС5.3.1, ИОС5.4.1, ИОС5.5.1. Учитывая сложную и разветвлённую систему кабельных сетей внутриобъектовой связи и прочих слаботочных систем при прокладке магистральных, распределительных и абонентских сетей предусмотрено использование типоразмеров кабелей, рекомендованных заводами-изготовителем для площадочных условий с учетом требований нормативно-технических документов, в т. ч. требований ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности».

Кабели, прокладываемые снаружи зданий, предусмотрены в негорючем исполнении и рассчитаны на длительную эксплуатацию в температурном диапазоне от минус 50 до плюс 40°С, в т. ч. под прямым солнечным светом.

Проектные решения допускают применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и этилен-пропиленовой резины в исполнении:

- «нг(А)» - для прокладки, с учетом объема горючей нагрузки кабелей, в открытых кабельных сооружениях (эстакадах, галереях) наружных электроустановок;
- «нг(А)-LS» - для прокладки, с учетом объема горючей нагрузки кабелей, во внутренних электроустановках, а также в зданиях, сооружениях и закрытых кабельных сооружениях,

а также кабелей с полиэтиленовой изоляцией жилы при наличии оболочки из материала, не распространяющего горение;

- нг(А)-FRLS/ FRHF- для прокладки с учетом объема горючей нагрузки кабелей, во внутренних электроустановках, а также в зданиях, сооружениях и закрытых кабельных сооружениях, а также кабелей с полиэтиленовой изоляцией жилы при наличии оболочки из огнестойкого материала, не распространяющего и не поддерживающего горение.

В соединительных линиях для взрывоопасных зон предусмотрены кабели для применения во взрывоопасных средах с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным заполнителем.

Для каждой кабельной линии связи предусмотрены бирки с наименованиями и номерами линий:

- не реже, чем через каждые 50 метров по длине;
- в местах изменения направления трассы;
- с обеих сторон проходов через межэтажные перекрытия, стены и перегородки;

в местах ввода в шкаф, коробку, на клеммы оконечного оборудования.

Экраны кабелей для достижения электромагнитной совместимости и обеспечения электробезопасности присоединен к системе заземления с двух сторон.

В томах ИОС5.1.1, ИОС5.2.1, ИОС5.3.1, ИОС5.4.1, ИОС5.5.1 приведены, типоразмеры кабелей для:

- кабельных линий систем связи, видеонаблюдения, локальная вычислительной сети и часофикации;
- разводки абонентских сетей переговорных устройств;
- громкоговорителей и диспетчерских пультов громкоговорящей связи для внутренней и внешней прокладки;

- системы радиосвязи.

Для взаимно резервирующих ответственных кабельных линии прокладка исключает возможность одновременной потери взаимно резервирующих кабельных линий, а на участках кабельного хозяйства, где возникновение аварии угрожает ее большим развитием, кабельные потоки предусмотрено делить на изолированные одна от другой группы. Распределение кабелей по группам будет принято в зависимости от местных условий.

При прокладке кабелей различных видов связи предусмотрена их группировка, причём следующие группы кабелей будут проложены раздельно в отдельных кабельных каналах (по возможности по территориально разнесенным трассам) для сетей:

- телефонной связи, каналы связи, часофикации, СКС и видеонаблюдения;
- громкоговорящей связи;

Согласно проектным решениям сети связи будут проложены:

- по кабельным трассам для внутриплощадочных сетей;
- в металлических неперфорированных трубах и лотках и металлорукавах в производственных помещениях и по внешним стенам зданий;
- в коробах и в кабельных каналах в административно-бытовых помещениях и коридорах.

В качестве общих обязательных требований к прокладке кабелей в томах ИОС5.1.1, ИОС5.2.1, ИОС5.3.1, ИОС5.4.1, ИОС5.5.1 предусмотрены:

- заделка противопожарным раствором места прохода кабеля сквозь стены и перекрытия, с пределом огнестойкости не менее, чем у стены или перекрытия;
- защита кабелей от механических повреждений при их нахождении на высоте менее 2,2 м от уровня пола;
- деление кабельных потоков на участках кабельного хозяйства, где возникновение аварии угрожает ее развитием;
- резервирование возможности дополнительной прокладки кабелей.

Помимо соблюдения требований ПУЭ при выполнении защиты кабельных линий связи от опасного влияния линий электропередач от ударов молнии, проектные решения предусматривают применение неэкранированного симметричного кабеля типа «витая пара» для условий жёсткой электромагнитной обстановки, а также для дорогостоящих и чувствительных устройств связи (цифровых пультов и т. п.).

Близкие или аналогичные проектным решениям по прокладке кабелей связи предусмотрено реализовать ***для прокладки кабелей системы автоматизации***. В п. 3 и в п. 4.2.6 тома 6.4.1 (Часть 4. Автоматизация технологических процессов раздела 6. Технологические решения. Книга 1. Тепломеханическое оборудование, 25-83G1-00-ТР4.1, здесь и далее – том 6.4.1) отмечены проектные решения по выбору типов контрольных кабелей и выполнению по кабельных проводок. Кабельные линии систем автоматизации предусмотрены с применением кабелей:

- не распространяющих горение, с пониженным дымо- и газовыделением;
- огнестойкие для систем противопожарной защиты;
- экранированных для слаботочных сигналов.

Прокладка кабельных линий предусмотрена по кабельным трассам в металлических кабельных коробах и лотках согласно разработкам в томе 5.1.1.1 с учётом следующих дополнений:

- для защиты одиночных кабелей от механических воздействий до безопасной высоты, (но не менее 2 м от уровня пола) необходимы защитные трубы и металлорукава;
- совместная прокладка кабелей на территории объекта по эстакадам трубопроводов с горючими газами и ЛВЖ, помимо кабелей, предназначенных для собственных нужд (для управления задвижками трубопроводов, сигнализации, диспетчеризации и т. п.) допускает до 30 бронированных и не бронированных кабелей;

- прокладка небронированных кабелей в стальных трубах или стальных коробах, которые должны отстоять от трубопроводов при совместной прокладке на расстоянии не менее 0,5 м;
- при прокладке кабелей систем автоматизации в лотках (коробах) с крышками для пожарной безопасности внутри коробов необходима установка огнепреградительных поясов: на горизонтальных участках через 30 м, на вертикальных участках на расстоянии не более 20 м, а также при проходе через перекрытие на горизонтальных участках при проходе через перегородки;
- в местах пересечения противопожарных преград кабелями и трубопроводами инженерных систем необходимы сертифицированные узлы пересечения с пределами огнестойкости узлов пересечения, равными пределу огнестойкости противопожарной преграды;
- для силовых и вторичных кабелей с цепями управления, измерения и сигнализации необходима прокладка по разным трассам.

Проектные решения по заземлению кабельных линий систем автоматизации приведены в п. 4.2.7 тома 6.4.1 и предусматривают:
- защиту людей при косвенном прикосновении;
- защитное заземление всех металлических корпусов приборов, коробок, шкафов, приводов и др. оборудования через защитный PE-проводник.

Кабельные журналы систем автоматизации с указанием длин кабелей, трасс и полок прокладки будут разработаны на стадии рабочего проектирования.

2.к). Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов, диких животных

Задание на проектирование по объекту «Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго» содержит «Требования по выполнению охранных мероприятий и безопасности объекта», в котором поставлена задача «Выполнить разработку проектной и рабочей документации по оснащению объекта комплексом инженерно-технических средств охраны (далее - КИТСО). Кроме того, там же определены как общие нормативно-технические требования, так и требования Заказчика к КИТСО. Комплекс инженерно-технических средств охраны» (далее - ТЗ на ИТСО), которое является частным техническим заданием на разработку ИТСО содержит в качестве исходных данных для проектирования ИТСО объекта охраны:
- среднюю категорию опасности.
- низкий класс значимости.

Технологические проектные решения согласно ТЗ на ИТСО разработаны в составе проектной документации в разделах:
- 5.6.1 (Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения Подраздел 5. Сети связи Раздел Часть 6. Инженерно-технические средства охраны, 25-83G1-00-ИОС5.6.1);
- 13.2.3 (Раздел 13. Иная документация в случаях, предусмотренных законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Мероприятия по противодействию терроризму», 25-83G1-00-ГОЧС3).

В настоящий раздел 10 проектной документации согласно требованию 26(1) в Постановлении Правительства РФ от 16.02.2008№ 87 «О составе разделов проектной документации: и требованиях к их содержанию» к разделу 10 «Требования к обеспечению

безопасной эксплуатации объектов капитального строительства» включены подразделы (для объектов производственного назначения):

2.к) описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов, диких животных;

2.м) схему расположения технических средств и устройств, предусмотренных проектными решениями, указанными в подпункте «к», основывающиеся на технологических проектных решениях указанных выше разделов 5.6.1 и 13.2.3.

2.к).1. Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа

Мероприятия, направленные на противодействие несанкционированному доступу (далее- НСД), обеспечивают защищенность объекта и представляют собой реализацию совокупности проектных решений, организационно-технических и специальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности объекта с целью предотвращения совершения акта незаконного вмешательства и (или) минимизацию его последствий.

2.к).1.1. Потенциально опасные участки и критические элементы

Итоговые сведения по ожидаемым последствиям совершения АНВ на потенциально опасных участках Объекта ТЭК по примерной доле снижения выпуска основных видов продукции приведены в таблице 1.3.1. При оценке последствий АНВ учитывалось, что воздействие оказывается в соответствии с характеристиками по принятой модели нарушителя, причем воздействие может быть оказано только на один элемент Объекта.

Таблица1.3.1

№ п/п	Потенциально опасный участок	Количество пострадавших x N, чел	Из них:		Процент снижения объема выпуска продукции Объекта в целом
			погибшие	раненые	
1	Система газоснабжения	-*	-*	-*	Выход из строя одного элемента не влияет на нормальное функционирование Объекта
2	Котельно-турбинное отделение главного корпуса	-*	-*	-*	Полное прекращение функционирования технологических линий Объекта
3	ГЩУ (операторная)	-*	-*	-*	Полное прекращение функционирования технологических линий Объекта
4	ОРУ 500 кВ	-*	-*	-*	Частичное прекращение функционирования технологических линий Объекта
5	ОРУ-110 кВ	-*	-*	-*	Частичное прекращение функционирования технологических линий Объекта
6	Участок хранения масел	-*	-*	-*	Выход из строя вспомогательного элемента площадки не влияет на нормальное функционирование Объекта

7	Участок хим.-водоподготовки	-*	-*	-*	Выход из строя вспомогательного элемента площадки не влияет на нормальное функционирование Объекта
8	Трансформатор собственных нужд	-•	-•	-•	Выход из строя вспомогательного элемента площадки не влияет на нормальное функционирование Объекта

Анализ последствий АНВ, проведенных нарушителем (с характеристиками согласно МН) на различных элементах Объекта ТЭК показал, что снижение уровня функционирования ниже принятого критерия происходит после АНВ только на отдельном потенциально опасном участке Объекта из вышерассмотренных.

Таким образом, с учетом данных таблицы 1.3.1 по последствиям АНВ нарушителя в части снижения уровня нормального функционирования Объекта ТЭК через процент снижения объема выпуска продукции Объектом ТЭК в целом, в перечень критических элементов, входят элементы, указанные в таблице 1.3.2.

Таблица1.3.2 Перечень критических элементов Объекта

№ п/п	Наименование критического элемента
1	Система газоснабжения. Площадка ППГ
2	ГЩУ (операторная)
3	ОРУ 500 кВ
4	ОРУ 110 кВ

2.к).1.2. Состав комплекса средств защиты от НСД

В состав комплекса средств защиты от НСД входят:

- инженерно-технические средства защиты (ИТСЗ);
- технические средства охраны (ТСО).

ИТСЗ включают в себя:

- инженерные заграждения территории зон объекта;
- инженерные сооружения противодействия несанкционированному пересечению посторонними лицами границ зон безопасности объектов;
- наблюдательные вышки;
- зоны для досмотра автомобильного (досмотровые площадки);
- точки для санкционированного прохода персонала и проезда автомобильного и железнодорожного транспорта;
- средства предупреждения (предупреждающие и информационные таблички).

В соответствии со средней категорией опасности объекта согласно постановления Правительства РФ от 03.08.2024 № 1046 «Об утверждении требований обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса» выполняются следующие мероприятия:

- СКУД;
- средства визуального контроля.

Для доступа на объект будет использоваться проектируемая Центральная проходная.

Состав технических средств охраны (ТСО):

- система периметральной охранной сигнализации (ПОС);
- система объектовой и тревожной охранной сигнализации (СОТС);
- система охранная телевизионная (СОТ);

- система контроля и управления доступом (СКУД);
- система охранного освещения (СОО);
- система оперативной связи (СОСПО);
- система оповещения о тревоге (СО);
- система сбора и обработки информации (ССОИ);
- система электроснабжения (СЭ).

2.к).2. Описание средств защиты от НСД

В качестве мероприятий по противодействию НСД предусматривается организация комплекса инженерно-технических средств охраны.

Одной из основных функций системы защиты является физическая защита объекта, обслуживающего персонала и посетителей от противоправных действий внешних и внутренних нарушителей. Целью такой защиты является предупреждение, выявление, пресечение противоправных действий, создающих опасность гибели людей, причинения имущественного ущерба либо наступления иных общественно опасных последствий в отношении объекта охраны, минимизацию их последствий, выявление и устранение причин и условий, способствующих осуществлению противоправной деятельности.

Защита объекта осуществляется подразделениями охраны с помощью стационарных и подвижных постов, а также мобильных групп (стационарные посты выставляются на контрольно-пропускных пунктах охраняемого объекта, для контроля за обстановкой внутри и вокруг охраняемого объекта используются подвижные посты охраны и мобильные группы). Наличие у сотрудников охраны спецсредств и оружия определяется согласно утвержденной схеме организации охраны, утвержденной субъектом ТЭК.

Порядок заступления сотрудников охраны на посты:

1. Прибытие на объект ТЭК в караульные помещения.
2. Проведение инструктажей и получение инструкций.
3. Получение спецсредств и/или оружия в КХО.
4. Заступление на пост.

Основной целью создания интегрированного комплекса инженерно-технических средств охраны Объекта является обеспечение эффективной защиты продуктопроводов, трубопроводов на технологических эстакадах, при минимальной численности состава охранного подразделения, от следующих видов угроз:

- попытка несанкционированного проникновения на территорию объекта;
- хищение, уничтожение и (или) порча материальных ценностей;
- авария или умышленное выключение электрических сетей;
- обрыв или замыкание сигнальных и информационных сетей;
- несанкционированное изменение алгоритмов работы подсистем КИТСО;
- террористический акт.

2.к).3. Инженерно-технические средства защиты (ИТСЗ)

Инженерные заграждения по функциональному назначению подразделяются на:

- основное ограждение;
- дополнительное ограждение;
- предупредительное ограждение.

Виды применяемых типов ограждения представлены в таблице 3.

Таблица 3 Виды применяемых типов ограждения

Тип	Требования к ограждению
Тип 1	Основное ограждение Полотно ограждения из унифицированных сварных секций, выполненное прутами диаметром не менее 5 мм, имеющими антикоррозионную защиту (полимер, хромирование, оцинкование и др.). Расстояние между прутками 150 мм по вертикали и 50 мм по горизонтали, общая высота (с учётом верхнего дополнительного ограждения) не менее 2,5 мот уровня подготовленной по генплану земли.
Тип 2	Верхнее дополнительное ограждение Объёмная армированная колючая лента (АКЛ) спиральный барьер безопасности (СББ) или плоский барьер безопасности (ПББ) типа «Егоза» по ГОСТ Р 57278-2016 толщиной 0,55 мм. Минимальный диаметр витков 600мм, максимальный - 950мм. Не менее 5 витков на 1 п.м.
Тип 3	Нижнее дополнительное ограждение (противоподкопное) Сварная решетка из прутков арматурной стали 1бмм с размером ячейки 150х150 мм. Заглубление в грунт на 500 мм от уровня подготовленной по генплану земли
Тип 4	Предупредительное ограждение (внутреннее/внешнее) Полотно ограждения из унифицированных сварных секций, выполненное прутами диаметром не менее 5 мм, имеющими антикоррозионную защиту (полимер, хромирование, оцинкование и др.). Расстояние между прутками 150 мм по вертикали и 50 мм по горизонтали
Тип 5	Ограждение локальных зон (критические элементы, зоны досмотра автотранспорта). Полотно ограждения из унифицированных сварных секций, выполненное прутами диаметром не менее 5 мм, имеющими антикоррозионную защиту (полимер, хромирование, оцинкование и др.) Расстояние между прутками 150 мм по вер тикали и 50 мм по горизонта ли. общая высота (с учётом верхнего дополнительного ограждения) не менее 2,5 мот уровня подготовленной по генплану земли.

Для осуществления пропускного режима на охраняемой территории используются Центральная проходная.

Для осуществления пропускного режима на территории критических элементов объекта используются пункты пропуска в составе: калитка с элементами СКУД, СОТ, точка связи (телефонный аппарат прямой связи с начальником караула) и КТС с выводом тревожного сигнала на ПЦН (к начальнику караула). Пропуск осуществляется в присутствии сотрудника охраны после проведения досмотровых мероприятий.

Для увеличения и лучшего просмотра контролерами(постовыми)запретной зоны и подступов к объекту, объект оснащен наблюдательными вышками.

Проектная документация по оснащению объекта ИТСЗ представлена в томах:

- 25-83G1-00-КР6;
- 25-83G1-00-ИОС5.6.1.

2.к).4. Технические средства охраны (ТСО)

Алгоритм работы ТСО:

- при попадании движущегося объекта в зону наблюдения ВК срабатывает соответствующий детектор обнаружения движения, и выдаётся сигнал о нарушении зоны безопасности, видеоинформация о происходящем в зоне наблюдения автоматически выводится на мониторы ТСО и дублируется по зонам ответственности на АРМ постов охраны;
- при НСД (попытке НСД) нарушителя в ОЗ, извещения от ТСО передаются оператору ТСО и поступают на соответствующие посты по зонам ответственности;

сигналы сработки от средств тревожно-вызывной сигнализации (тревожные кнопки) дополнительно дублируются на пульт ОВО; извещения отображаются на приёмно-контрольном оборудовании; видеоинформация о происходящем в ОЗ отображается на мониторе ТСО, дублируется на мониторы постов охраны; на посту оператора ТСО срабатывает светозвуковая сигнализация; устройства видеорегистрации работают постоянно в режиме «запись»;

- при НСД (попытке НСД) нарушителя в ОЗ (здания, сооружения, помещения) на средствах отображения в помещении оператора ТСО (графический план на АРМ) указывается адрес и место зоны нарушения и срабатывает светозвуковое оповещение;
- при поступлении тревожного сигнала от ВК или датчиков СПОС в ОЗ определенного участка периметра, автоматически либо вручную оператор осуществляет поворот ВК на соответствующую зону наблюдения, видеоинформация о происходящем в зоне наблюдения автоматически выводится на соответствующий монитор оператора ТСО. Оператор ТСО осуществляет сопровождение нарушителя вглубь территории объекта при помощи манипулятора управления поворотным механизмом ВК.

В условиях недостаточной освещенности на участках нарушения объектов включается охранное освещение.

к).4.1. Система периметральной охранной сигнализации (СПОС)

Система периметральной охранной сигнализации (ПОС) обеспечивает:

- обнаружение нарушителей периметра охраняемых объектов различной протяженности (в зависимости от варианта исполнения) и выдачу звукового, светового оповещения и регистрации всех событий;
- эффективное и своевременное оповещения сотрудников службы безопасности о факте несанкционированного пересечения периметра путем преодоления защитного ограждения;
- сопряжение со средствами СОТ с целью обеспечения вывода видеоинформации на средства отображения и регистрации с привязкой к времени, дате и обстановке в ОЗ, из которой поступил сигнал «тревоги»;
- сопряжение с СОО с целью включения светильников при срабатывании ПОС в условиях недостаточной освещенности;
- документирование сигналов «тревоги» и протоколирование действий сотрудников охраны;
- возможность снятия с охраны территории, зданий, сооружений, помещений для про- ведения технического обслуживания ТСО.

Проектная документация по оснащению объекта СПОС представлена в томах 25-83G1-00-ИОС5.6.1, 25-83G1-00-ИОС5.6.2, 25-83G1-00-ИОС5.6.3.

к).4.2. Система объектовой охранной и тревожной сигнализации(СОТС)

Система объектовой охранной сигнализации применяется для получения информации о несанкционированном проникновении на охраняемый объект, приема, преобразования, хранения, отображения этой информации и передачи ее на локальный или удаленный пульт централизованного наблюдения.

В состав СОТС входят:

- средства обнаружения проникновения - автоматические и неавтоматические охранные извещатели;
- средства сбора и обработки информации - приборы приемно-контрольные,

блоки, устройства и модули в составе комплексных (интегрированных) систем;

- системы передачи извещений и пульты централизованного наблюдения.

Технические средства охраны для помещений предусмотрены в соответствии с их классификацией и степенью необходимой защиты их от преступных посягательств.

Проектная документация по оснащению объекта СОТС представлена в томах 25-83G1-00-ИОС5.6.1, 25-83G1-00-ИОС5.6.2, 25-83G1-00-ИОС5.6.3.

к).4.3. Система охранная телевизионная (СОТ)

СОТ выполнена, как составная часть ТСО и предназначена для наблюдения за обстановкой на территории основной площадки, а также для визуального подтверждения факта несанкционированного вторжения, оперативной и достоверной оценки ситуации и идентификации нарушителей.

СОТ обеспечивает:

- возможность круглосуточного наблюдения оператором ТСО за обстановкой в контролируемых зонах и, при необходимости, на подступах к ним;
- передачу видеоинформации об обстановке в контролируемых зонах оператору ТСО;
- автоматическое отображение видеоинформации с ВК по сигналам «тревога»;
- возможность видеозаписи дежурным оператором ТСО событий в контролируемых зонах и фиксирования действия нарушителей в ручном (дистанционном) режиме;
- возможность объединения изображения от нескольких ВК на экране одного монитора, и поочередного подключения к одному монитору нескольких ВК по командам оператора ТСО;
- защиту от несанкционированного изменения режима работы системы и изъятия видеодокументов;
- хранение информации на жестких дисках не менее 30 суток;
- сопряжение со средствами охранной сигнализации с целью обеспечения автоматического вывода в приоритетном режиме видеоинформации из контролируемых зон, в которых произошло срабатывание средств ТСО;
- возможность просмотра и обработки архивов видеоинформации без прерывания записи;
- запись тревожной ситуации не менее 5 минут;
- фильтрацию видеоинформации по дате, времени, тревогам, номеру телекамеры и т. д.

Средства отображения СОТ и соответствующие средства коммутации ВК должны:

- обеспечивать возможность одновременного наблюдения за контролируемыми зонами, в том числе и в мультиэкранном режиме;
- предусматривать возможность использования отдельного монитора для наблюдения за одной из контролируемых зон.

Проектная документация по оснащению объекта СОТ представлена в томах 25-83G1-00-ИОС5.6.1, 25-83G1-00-ИОС5.6.2, 25-83G1-00-ИОС5.6.3.

к).4.4. Система контроля и управления доступом (СКУД)

Система контроля и управления доступом применяется для:

- обеспечения санкционированного входа в здание, помещение ограниченного доступа и выхода из них путем идентификации личности по комбинации различных признаков: вещественный код (ключи, карты, брелоки), запоминаемый код (клавиатуры, кодонаборные панели и другие аналогичные устройства);

- предотвращению несанкционированного прохода в помещения и на территорию ограниченного доступа объекта;
- управление потоками движения персонала и транспортных средств на территории станции;
- разграничение прав доступа различных категорий сотрудников;
- сбор и хранение информации о перемещении персонала по территории.

В состав СКУД входят:

- устройства, преграждающие управляемые (УПУ) в составе преграждающих конструкций и исполнительных устройств;
- устройства ввода идентификационных признаков (УВИП) в составе считывателей и идентификаторов;
- устройства управления (УУ), в составе аппаратных и программных средств.

Система СКУД в автоматическом режиме осуществляет распознавание всех транспортных средств, въезжающих на предприятие, осуществляет автоматическую проверку государственных регистрационных знаков (ГРЗ) по контрольным спискам, заносит информацию в базу данных (БД), сохраняя информацию о ГРЗ транспортного средства, времени проезда, направлении движения, формирует фотографию автомобиля, а также видеоролик его проезда.

Наружные входные двери в помещениях Центральной проходной оборудованы системой ограничения доступа типа «видеодомофон».

Каждая точка прохода, контролируемая системой, будет разблокирована при поступлении сигнала пожар от системы автоматической пожарной сигнализации.

При возникновении экстренной ситуации преграждающее устройство может быть разблокировано локально, кнопкой аварийной разблокировки принудительно. При этом событие фиксируется в протоколе событий системы как "взлом - тревога", т. к. информационный выход кнопки разблокировки подключен к тревожному шлейфу контроллера СКУД.

На проходной предусмотрены средства, обеспечивающие противодействие скрытого проноса людьми и провоза транспортными средствами огнестрельного, холодного оружия, взрывных устройств. С этой целью проходные оснащены средствами контроля автотранспорта, персонала, посетителей и их ручной клади:

Центральная проходная, находящяяся на территории основной площадки оснащается:

- портативными металлодетекторами;
- арочными металлодетекторами;
- переносными светильниками;
- досмотровыми эндоскопами и зеркалами;
- портативными обнаружителями (детекторами) паров взрывчатых веществ;
- локализаторами взрыва с противоосколочным экраном;
- столами для досмотра;
- ящиками для хранения вещей.

Проектная документация по оснащению объекта СКУД представлена в томах 25-83G1-00-ИОС5.6.1, 25-83G1-00-ИОС5.6.2, 25-83G1-00-ИОС5.6.3.

2.к).4.5. Система охранного освещения (СОО)

Периметр основной территории, периметр территории локальных зон, зон досмотра оборудованы системой охранного освещения.

Охранное освещение обеспечивает необходимые условия видимости, прилагаемой к охранной зоне территории и локальных зон.

В состав охранного освещения должны входить:
- осветительные приборы;
- кабельные и проводные сети;
- аппаратура управления.

Работа системы СОО объекта реализована в двух режимах: основном и дополнительном. Главная задача основного режима - обеспечить равномерное освещение охраняемого периметра с минимальным энергопотреблением. Основной режим включается автоматически, при достижении минимального установленного уровня естественного освещения. Основной режим обеспечивает освещенность в темное время суток в горизонтальной плоскости на уровне 0,5 м от земли на одной стороне вертикальной плоскости, перпендикулярной к линии границы, не менее 0,5 люкс, что необходимо для нормального функционирования системы охранной телевизионной.

При пересечении периметра нарушителем освещение участка вторжения, а также 2-х смежных с ним, обеспечивается как группой светильников, так и отдельными светильниками в дополнительном режиме. Дополнительный режим обеспечивает уровень освещенности не менее 10 лк в зонах, где произошло тревожное событие. При этом повышается вероятность обнаружения вторжения, а также оказывается психологическое воздействие на нарушителя.

При этом освещенность на уровне земли в горизонтальной плоскости или дополнительный режим охранного освещения включается при нарушении охраняемых участков в ночное время, а при плохой видимости и в дневное, и разделяется на самостоятельные участки в соответствии зонами системы охранной сигнализации периметра.

Система охранного освещения обеспечивает:
- равномерно освещенную полосу не менее 3 м;
- ручное управление работой охранного освещения из помещения Центральной проходной;
- интеграцию СОО с ПОС (команды на включение зон охранного освещения), которая обеспечивается с помощью передачи сигнала о срабатывании системы охраны.

Проектная документация по оснащению объекта СОО представлена в томе 25-83G1-00-ИОС1.6.1.

2.к).4.6. Система оперативной связи (СОСПО)

Система оперативной радиосвязи в круглосуточном режиме работы должна обеспечивать выполнение следующих функциональных требований:
- работа в диапазонах частот, выделенных в установленном порядке субъекту;
- бесподстроечная и бесперебойная радиосвязь с качеством разборчивости речи не хуже 2 класса;
- двусторонняя радиосвязь между дежурным на посту охраны и нарядами, между нарядами в пределах территории обслуживания;
- емкость и зона обслуживания связи, которая должна охватывать весь объект и прилегающую к нему территорию;
- оперативный мониторинг абонентских радиосредств (отображение места нахождения на графическом плане) с отражением результатов на мониторе оператора (номера абонентских радиостанций, статистические данные выхода в эфир);
- запись и прослушивание записанных радиопереговоров с поиском по времени и номерам радиостанций, аудио прослушивание обстановки в зоне выделенной радиостанции;
- возможность автоматического перехода базового коммуникационного

оборудования и диспетчерского центра системы на резервное электропитание при отключении основного электропитания и наоборот.

Безопасность информации в системе оперативной связи обеспечивается организационно-техническими мероприятиями и соответствовать требованиям нормативных технических актов субъекта топливно-энергетического комплекса.

Функциональные требования, предъявляемые к системе оперативной радиосвязи, могут быть реализованы только с использованием оборудования цифровой радиосвязи.

Проектная документация по оснащению объекта СС представлена в томе 25-83G1-00-ИОС5.6.1, 25-83G1-00-ИОС5.6.2, 25-83G1-00-ИОС5.6.3

к).4.7. Система оповещения (СО)

Система оповещения о террористической угрозе обеспечивает выполнение следующих функциональных требований:

- подачу речевых и световых сигналов на территории объекта;
- трансляцию речевой информации о характере опасности, необходимости и путях эвакуации, действиях по обеспечению безопасности людей;
- гарантированное доведение информации до всех лиц, находящихся на территории объекта.

Количество и качество речевой и световой сигнализации гарантируют оповещение во всех местах постоянного или временного присутствия персонала объекта, разборчивость передаваемых сообщений. Громкоговорители не должны иметь регуляторов громкости и разъемных соединений.

Проектная документация по оснащению объекта СО представлена в томе 25-83G1-00-ИОС5.1.1

к).4.8. Система сбора, обработки и отображения информации (ССОИ)

Система сбора и обработки информации (ССОИ) является составляющей частью интегрированного комплекса технических средств охраны.

ССОИ предназначена для сбора и обработки информации со всех технических средств обеспечения безопасности, организации взаимодействия систем ТСО, а также для предоставления пользователям необходимых средств конфигурирования и управления системами ТСО.

ССОИ обеспечивает:

- интеграцию оборудования проектируемых на объекте систем ПОС, СОТС, СКУД, СОТ и СОО в проектируемую ССОИ;
- представление поступившей информации о несанкционированном проникновении нарушителей в охраняемые зоны (помещения) на графических планах объекта;
- формирование звукового сигнала при изменении состояния контролируемых средств и устройств, а также при возникновении отказов и неисправностей аппаратуры системы (осуществляется при помощи звуковых колонок АРМ);
- автоматическое диагностирование центральной и периферийной аппаратуры, а также линий связи между ними с указанием адреса отказавшего блока или устройства;
- регистрацию действий оператора по обработке сигналов и управлению системой;
- возможность доступа к управлению только с пульта оператора ТСО;
- возможность проверки работоспособности и тестирования аппаратуры без нарушения функционирования системы в автоматическом режиме и (или) по запросам оператора;

- расширение и изменение конфигурации системы силами обслуживающего персонала с использованием эксплуатационной документации на систему;
- защиту от ошибочных действий оператора;
- регистрацию времени поступления сигналов срабатывания извещателей ТСО и обработки их оператором;
- приоритетное отображение событий от средств тревожной сигнализации над другими событиями;
- санкционированный допуск на охраняемые объекты ограниченного круга лиц, их идентификацию (с фиксацией факта прохода) и выдачу информации о попытках не санкционированного доступа.

При возникновении тревожных сообщений обеспечивается их приоритетное отображение на мониторе АРМ, выдача управляющих сигналов на внешние исполнительные устройства.

Для защиты оборудования ТСО при импульсивных перенапряжениях по цепям питания предусматривается:

- установка в участковых шкафах ТСО, размещаемых по периметру объекта и во внутренних локальных зонах, на питающей линии напряжением 220 В, 50 Гц автоматического отключающего устройства УЗИП;
- установка защитных сетевых устройств (ИБП) на линии напряжением 220 В, 50 Гц переменного тока, питающей ТСО;
- установка УЗИП на выходе вторичных источников питания напряжения - 24 В переменного тока.
- Для защиты оборудования ИТСО при импульсивных перенапряжениях по цепям передачи данных предусматривается:
- установка УЗИП на обоих концах линии ЛВС, прокладываемой по территории объекта;
- установка УЗИП на концах линии RS-485, прокладываемой по территории объекта.

Проектная документация по оснащению объекта ССОИ представлена в томах 25-83G1-00-ИОС5.6.1, 25-83G1-00-ИОС5.6.2, 25-83G1-00-ИОС5.6.3.

2.к).4.9. Система электроснабжения ТСО(СЭ ТСО)

Установленные на основной площадке технические средства охраны отнесены к 1 категории электроприемников по надежности электроснабжения согласно ПУЭ. В силу изложенных требований ПУЭ электропитание систем ТСО предусматривается бесперебойным.

Электропитание комплекса инженерно-технических средств охраны охраняемого объекта осуществляется от двух независимых источников переменного тока. номинальным напряжением 220/380 вольт.

Электропитание осуществляется от электрической сети переменного тока. Электропитание от сети 220/380 вольт переменного тока подается на технические средства охраны от отдельной группы электрощита с помощью линейно-кабельной сети.

В сети энергоснабжения предусматривается устройства автоматического включения резервного электропитания(АВР), служащего для переключения электропитания.

Технические средства сохраняют работоспособность при:

- длительных перерывах электропитания в одной из двух сетей переменного тока;
- одновременных перерывах электропитания длительностью не более 20 мс в двух сетях. Технические средства кабелепроводы заземлены и защищены элементами

молниезащиты.

Проектная документация по оснащению объекта СЭ ТСО представлена в томе 25-83G1-00-ИОС1.6.2.

2.к).5. Техническое обслуживание эксплуатация КИТСО

Эксплуатация элементов системы должна осуществляться в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

Технические средства в зависимости от их технического состояния оцениваются как работоспособные (исправные) и неработоспособные (неисправные).

Технические средства являются работоспособными, если они в состоянии выполнять заданные функции, сохраняя значения заданных параметров в пределах, установленных эксплуатационно-технической документацией.

Технические средства являются неработоспособными, если значение хотя бы одного из параметров не соответствует нормам, установленным эксплуатационно-технической документацией.

Ответственность за организацию, контроль за состоянием и поддержанием технических средств в работоспособном состоянии несет руководитель службы эксплуатации (или иное назначенное лицо).

Техническое обслуживание оборудования осуществляется согласно инструкции по обслуживанию: ежедневное, ежемесячное, ежегодное и трехгодичное. Необслуживаемая аппаратура обслуживается по результатам проверки работоспособности, а также 1 раз в 3 месяца.

Для технических средств должны предусматриваться следующие виды технического обслуживания:

а). ежедневное техническое обслуживание (ЕТО);

б). техническое обслуживание № 1 (ТО-1);

в). техническое обслуживание № 2 (ТО-2).

Ежедневное техническое обслуживание должно проводиться на технических средствах, работающих непрерывно, и предусматривает проверку:

а). наличия и состояния основных элементов функционирования;

б). исправности источников электроснабжения и готовности их к применению;

в). надежности крепления блоков и соединения электрических разъемов.

О результатах проведения ЕТО должна делаться отметка в книге учета технического со- стояния технических средств.

Техническое обслуживание № 1 должно проводиться один раз в месяц независимо от интенсивности использования технических средств и предусматривать выполнение следующих основных работ:

а). работы в объеме ЕТО;

б). детальный осмотр и чистку технических средств;

в). проверку работоспособности технических средств с использованием встроенных систем контроля и автономных средств измерений;

Результаты ТО-1 должны записываться в книгу учета технического состояния технических средств.

Техническое обслуживание № 2 должно проводиться один раз в год и предусматривать выполнение следующих основных работ:

а). работы в объеме ТО-1;

б). проверку и замену некачественных (неработоспособных) элементов технических средств;

в). проверку правильности ведения формуляров (паспортов) и другой

эксплуатационной документации и порядка их хранения.

Результаты ТО-2 и значения измеренных параметров должны заноситься в формуляры (паспорта) и в книгу учета технического состояния технических средств.

2.к).6. Эксплуатационные нагрузки КИТСО

Допустимые рабочие напряжения первичных источников находятся в пределах:

1. для номинального напряжения постоянного тока 24 В от 19,2 В до 28,8 В;
2. для номинального напряжения постоянного тока 48 В от 38,4 В до 57,6 В;
3. для номинального напряжения переменного тока 220 В, 50 Гц от 187 В до 242 В.

Суммарная мощность, потребляемая оборудованием КИТСО, определяется, исходя из состава оборудования, и соответствует значениям, приведенным в технической документации на оборудование.

Минимально допустимое электрическое сопротивление изоляции цепей питания, входящих и выходящих низкочастотных цепей относительно корпуса и между собой составляет:

1. 20 МОм при нормальных климатических условиях;
2. 1 МОм при повышенных влажности до 95 % при температуре (40 ± 2) °С;
3. 5 МОм при повышенной температуре плюс 50 °С.

Изоляция токоведущих цепей относительно корпуса и между собой выдерживает при нормальных климатических условиях без пробоя и поверхностного перекрытия в течение 1 мин действие испытательного напряжения переменного тока частотой (46 - 65) Гц величиной:

1. для оборудования с номинальным напряжением питания до 60 В - 500 В;
2. для оборудования с номинальным напряжением питания до 250 В - 1500 В.

2.к).7. Кабельные линии КИТСО

Прокладка сетей КИТСО выполняется по кабельным трассам в составе внутриплощадочных сетей; в трубах и лотке металлическом неперфорированном и металлорукаве в производственных помещениях и по внешним стенам зданий; в коробах и в кабельных каналах в административно-бытовых помещениях и коридорах.

2.к).8. Система контроля и управления доступом (СКУД)

Эксплуатация системы должна осуществляться в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

2.к).8.1. Эксплуатационные нагрузки СКУД

Суммарная мощность, потребляемая оборудованием СКУД, должна соответствовать значениям, приведенным в технической документации на оборудование.

2.к).8.2. Кабельные линии СКУД

Прокладка сетей СКУД выполняется в металлорукаве и запотолочных лотках в производственных помещениях и по внешним стенам зданий; в коробах, в кабельных каналах и в запотолочных лотках в административно-бытовых помещениях и коридорах.

2.к).9. Система охранного телевидения (СОТ)

Периодичность обслуживания и эксплуатация системы должны осуществляться в

соответствии с инструкциями по эксплуатации.

2.к).9.1. Эксплуатационные нагрузки СОТ

Суммарная мощность, потребляемая оборудованием СОТ, должна соответствовать значениям, приведенным: в технической документации на оборудование.

2.к).9.2. Кабельные линии СОТ

Прокладка сетей СОТ выполняется по лоткам неперфорированным, расположенным на периметральном ограждении, в металлорукаве и запотолочных лотках в производственных помещениях и по внешним стенам зданий; в коробах, в кабельных каналах и в запотолочных лотках в административно-бытовых помещениях и коридорах.

2.к).10. Система объектовой и тревожной охранной сигнализации (СОТС)

Периодичность обслуживания и эксплуатация системы должны осуществляться в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

2.к).10.1. Эксплуатационные нагрузки СОТС

Суммарная мощность, потребляемая оборудованием СОТС, должна соответствовать значениям, приведенным в технической документации на оборудование.

2.к).10.2. Кабельные линии СОТС

Прокладка сетей СОТС выполняется в металлорукаве и запотолочных лотках в производственных помещениях и по внешним стенам зданий; в коробах, в кабельных каналах и в запотолочных лотках в административно-бытовых помещениях и коридорах.

2.м). Схема расположения технических средств и устройств, предусмотренных проектными решениями, указанными в подпункте «2.к» (в графической части)

Чертёж, разработанный ООО «ГЭХ Системы контроля», с размещённым на ПЗУ оборудованием ИТСО («Размещение оборудования ИТСО», «Инженерно-технические средства охраны»), которое указано выше в подпункте «2.к» см. том 25-83G1-00-ИОС5.6.2.

3 Специальные требования к обеспечению безопасной эксплуатации ОКС

3.1Производственно–технический комплекс ОКС

Подробное описание расположения зданий и сооружений производственно-технологического комплекса ОКС приведено в разделе 2 «Схема планировочной организации земельного участка» 25-83G1-00-ПЗУ.

Проектом предусмотрено выделение двух этапов строительствап (пусковые комплексы) парогазового энергоблока мощностью 225МВт (моноблок):

Первый этап:

-Строительство ГТУ -160 с комплексом вспомогательного оборудования, зданий и сооружений;

Второй этап:

-Строительство ПГУ-225 с комплексом вспомогательного оборудования, зданий и сооружений

На первом этапе строительства проектом предусмотрно:

1. Главный корпус парогазового энергоблока:

- котельное отделение для установки котла - утилизатора со вспомогательным оборудованием;

- машинное отделение для установки основного (ГТУ и ПТ) и вспомогательным оборудованием

- электротехническое отделение;

- административная пристройка;

В Главном корпусе установить газовую турбину (ГТУ) со вспомогательным оборудованием с системой байпасирования выхлопных газов для работы ГТУ в открытом цикле.

Охлаждение вспомогательного оборудования ГТУ осуществить в соответствии с Техни-ческими условиями.

2. Пункт подготовки газа (БППГ) и дожимная компрессорная станция (ДКС).

3. Резервуар аварийного слива турбинного масла

4. ОРУ 500 кВ с ограждением с установкой блочного трансформатора ГТУ и трансформатора собственных нужд;

5. ОРУ 110 кВ с ограждением с установкой резервного трансформатора собственных нужд;

6. Резервуар аварийного слива масла трансформаторов;

7. Два подводящих газопровода к БППГ, подключенных к независимым источникам си-стем газоснабжения (АО «МОСГАЗ»).

8. Локальные очистные сооружения поверхностных сточных вод с резервуаром сбора поверхностных сточных вод;

9. Склад масла в таре;

10. Компрессорная сжатого воздуха;

11. Здание фильтров исходной воды;

12. Эстакады технологические и кабельные;

13. Мачты молниезащиты и освещения;

14. Центральная проходная с защитным сооружение ГОиЧС;

15. Пост охраны;

16. Реконструкция существующего внешнего ограждения ТЭЦ-25 с инженерно-техническими средствами охраны (ИТСО) в объёме необходимом для реализации проек-та;

17 Устройство постоянного периметрального ограждения независимого предприятия энергоблока 225 МВт с ИТСО;

18. Инженерные коммуникации и сооружения инженерно-технического обеспечения Объекта в соответствии с техническими условиями на присоединения;

19. Снос, перенос существующих зданий, сооружений, инженерных сетей, коммуникаций и технологического оборудования, попадающих в зону строительства Объекта, в соответствии с техническими условиями;

20. Вынос существующего (действующего) внутриплощадочного газопровода к ГРП-2 ТЭЦ-25-филиала «ПАО «Мосэнерго» из зоны строительства;

На втором этапе строительства проектом предусмотрено:

1. Установку в Главном корпусе парогазового энергоблока:

- котла - утилизатора, барабанного, двух давлений со вспомогательным оборудованием и дымовой трубой;
- паровой турбины (ПТ) и вспомогательным оборудованием;
- установку электротехнического оборудования для работы КУ и ПТУ

2. Баковое хозяйство (БЗК, БГК)

3. Башенная градирня с самотечным циркканалом;

4. Циркнасосная станция с узлом коррекционной обработки воды, противопожарная насосная станция.

5. Блочный трансформатор ПТ на ОРУ 500 кВ;

6. Инженерные коммуникации к проектируемым зданиям.

3.1.1Производственные показатели ОКС как объекта электроэнергетики

Проектируемый объект планируется подключить к электрическим сетям ПС «Очаково» Московской энергосистемы.

ОКС существенно увеличит электрическую выработку энергии и снизит удельные показатели негативного воздействия на среду.

Режим работы энергоблока – базовый с корректировкой по диспетчерскому графику энергосистемы с числом часов использования установленной мощности – не мене 6800 ч/год.

Решения по главной схеме электрических совединений приведены в томе 5.1.1.1.

В соответствии с рекомендациями п. 8.1.4 и п. 8.11 ВНТП 81 применена схема с подключением энергоблока непосредственно к распределительному устройству ближайшей подстанции – РУ 500 кВ подстанции Очаково по схеме энергоблок – линия без выключателей в цепи линии на электростанции. Для повышения напряжений турбогенераторов, входящих в состав энергоблока, до уровня напряжения распределительного устройства в цепи каждого генератора энергоблока устанавливаются блочные двухобмоточные трансформаторы. Подключение блочных трансформаторов энергоблока к РУ 500 кВ подстанции Очаково, выполненному по полуторной схеме, осуществляется кабельной линией общей для обоих блочных трансформаторов энергоблока. В соответствии с рекомендациями п.8.9 ВНТП 81 в цепях генераторного напряжения предусматривается установка выключателей.

Для организации техничекого присоединения резервного трансформатора собственных нужд к электрическим сетям отпайкой от КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь принята схема подключения «трансформатор-линия» с установкой выключателя в цепи присоединения.

Функции распределительного устройстройсва, обеспечивающего подключение энергоблока электростанции к линиям электропередач Московской энергосистемы для отпуска электроэнергии потребителям, выполняет ОРУ 500 кВ подстанции Очаково.

В томе 6.1.1, в Подразделе «Тепломеханические решения» 25-83G1-00-ТР1.1 (здесь и далее – Том 6.1.1) приведены общие сведения о производственном потенциале парогазового

блока ПГУ установленной электрической мощностью 225 МВт, которая будет обеспечена следующим электрогенерирующим оборудованием с номинальным напряже нием 15,75 кВ:

- одной ГТЭ-160 комплектно с турбогенератором типа SGen5-100A номинальной мощностью 160 МВт;
- одной ПТ типа К-73-7,5-SF комплектно с турбогенератором типа ТФ-90-2У3 номиналь- ной мощностью 90 МВт.

Установленная тепловая мощность ВВТО - 8 МВт.

3.1.2 Обеспеченность объекта топливными и технологическими ресурсами

В томе 6.1.1 в качестве основных технологических сред (ресурсов) для энергоблока приведены:

- природный газ как основное, резервное и аварийное топливо;
- охлаждающая вода (циркуляционная или техническая вода);
- пар 13 кгс/см^2 собственных нужд;
- сжатый воздух для технологических нужд;
- электроэнергия, потребляемая электронасосными агрегатами, которые участвуют в технологическом процессе и электрифицированной арматурой;
- турбинное масло;
- смазочные материалы для основного и вспомогательного оборудования.

Предусмотрена подача от существующей части ТЭЦ-25 на новый энергоблок следующих ресурсов с установкой приборов технического учета ресурсов:

- циркуляционная вода от Кунцевского водовода;
- химобессоленной воды для подпитки от существующей ХВО;
- резервный ввод пара 13 ата для собственных нужд энергоблока;
- резервный ввод 6 кВ для собственных нужд блока;
- питьевого водопровода;
- резервного ввода ГВС и отопления.

3.1.2.1 Газоснабжение энергоблока

Согласно ТЗ в качестве основного и резервного топлива для нового энергоблока предусмотрен природный газ, в связи с этим сооружение хозяйства жидкого топлива не предусмотрено.

В томе 5.6.1.1 (Подраздела 6. Система газоснабжения, Раздела 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения) 25-83G1-00-ИОС6.1.1 Часть 1. Основные решения. Книга 1. Текстовая часть (далее том 5.6.1.1) приведены общие сведения о системе газоснабжения блока ПГУ, составе применяемого оборудования и требования безопасности при монтаже, пуско-наладочных операциях и эксплуатации.

Газотурбинная установка имеет основные показатели (параметры окружающей среды – в соответствии с условиями ISO – температура 15°С, давление 101325 Па, влажность 60%), представленные в таблице ниже.

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
1	Мощность на клеммах генератора	МВт	155,3
2	Температура дымовых газов на выходе из ГТУ	°С	537

3	Расход дымовых газов на выходе из ГТУ	кг/с	509
4	Частота вращения вала	об/мин	3000
5	КПД на клеммах генератора	%	34,12

В соответствие с документацией завода-изготовителя давление газа на входе в ГТУ должно составлять не менее 2,25±0,5 МПа (изб.), температура газа на входе в ГТУ не более 50°С. Максимальный массовый расход природного газа на ГТУ заводом-изготовителем установлен равным 11 кг/с. В проекте принят 10% запас на эксплуатационный износ и деградацию основного и вспомогательного оборудования блока, в связи с чем максимальный проектный расход природного газа на блок принят равным 12,1 кг/с.

Строительство блока ПГУ мощностью 225 МВт предусматривается в 2 этапа, при этом строительство газотурбинной установки ГТЭ-160 и ее газового хозяйства выполняется на 1 этапе. Для подачи газа на энергоблок ПГУ предусматривается:

- прокладка газопроводов DN400 от точек присоединения до блок-контейнера ППГ;
- сооружение ППГ в контейнерном исполнении;
- прокладка газопровода DN400 от ППГ до ДКС;
- сооружение ДКС, состоящей из трех ДКУ в контейнерном исполнении;
- прокладка газопровода DN200 от ДКС до БОА;
- сооружение БОА в контейнерном исполнении;
- прокладка газопровода DN200 от блока БОА до здания главного корпуса ПГУ;

прокладка внутреннего газопровода DN200 в главном корпусе до базового модуля ГТУ.

Для подготовки газа требуемых параметров и качества на территории строительства энергоблока сооружается хозяйство газового топлива, которое включает в себя:

1) пункт подготовки газа (ППГ);
2) дожимная компрессорная станция (ДКС);
3) блок отключающей арматуры (БОА).

С целью обеспечения безопасности функционирования объектов системы газоснабжения, а также предотвращения аварийных и чрезвычайных ситуаций в хозяйстве газового топлива ТЭС предусматриваются следующие мероприятия:

1) В хозяйстве системы газоснабжения блока ПГУ предусматриваются технологический контроль и управление, защиты и блокировки оборудования, электроснабжение, молниезащита, заземление, пожаротушение, отопление и вентиляция в соответствии с нормативно-технической документацией и противопожарными требованиями.

2) На газопроводах-вводах, после выхода из земли, установлена запорная арматура с электроприводом, управляемая по месту и из АСУ ТП блока ПГУ.

3) Предусматривается постоянный контроль и сигнализация утечек природного газа в технологических помещениях хозяйства газового топлива: ППГ, ДКУ, БОА. При превышении предельно допустимой концентрации газа срабатывает световая и звуковая сигнализация. При этом подается команда на включение аварийной вентиляции. Сигнализаторы довзрывоопасной концентрации метана обеспечивают два порога срабатывании — предупредительный и аварийный. Установка датчиков выполняется в местах наиболее вероятного выделения и скопления природного газа. В АСУ ТП блока ПГУ выдается сигнал при повышении до 1 и 2 (10% НКПР и 20% НКПР) предела загазованности.

4) Извещатели автоматической пожарной сигнализации и система оповещения о пожаре устанавливаются в помещениях газового оборудования и снаружи в соответствии с

требованиями СП 3.13130.2009 и СП 5.13130.2009. Во всех помещениях предусмотрено автоматическое отключение вентиляционных систем при пожаре.

5) Все кабельные связи выполняются кабелями исполнения нг(А)-LS не распространяющей горение с пониженным дымовыделением в соответствии с ГОСТ 53315-2009. Кабели для системы пожарной сигнализации - в негорючем исполнении с индексом FRLS и FRHF в маркировке оболочки кабелей согласно СП 6.13130.2009.

6) В помещениях ППГ, ДКУ, БОА в соответствии с категорией по взрывопожарной опасности «А» предусмотрена установка легкосбрасываемых конструкций площадью по расчету.

7) Проектными решениями предусматривается организация необходимых подъездов для специального автотранспорта к зданиям и сооружениям газового хозяйства блока ПГУ.

8) В блок-контейнерах ППГ, ДКУ, БОА предусматривается постоянно действующая общеобменная вентиляция. В технологических помещениях предусматривается смешанная система вентиляции (с естественным и механическим побуждением). Воздухозабор в системе вентиляции устраивается на расстоянии не менее 6 м по вертикали и 10 м по горизонтали от продувочных и сбросных трубопроводов.

9) Для поддержания требуемой температуры внутреннего воздуха в технологических помещениях блоков ППГ, ДКУ, БОА предусматривается комплектная электрическая система отопления. Категория потребителей электроэнергии системы отопления ДКУ – первая.

10) Электротехническое и технологическое оборудование, расположенное в помещениях с категорией «А» выполняется во взрывозащищенном исполнении.

11) В помещениях ППГ, ДКУ, БОА предусматривается организация оперативно-диспетчерской телефонной связи и система оповещения ГОиЧС. Для организации оповещения в помещениях устанавливаются громкоговорители во взрывозащищенном исполнении. Расстановка громкоговорителей осуществляется во всех помещениях с временным пребыванием людей.

12) Система газоснабжения блока ПГУ соответствует требованиям Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

13) Оборудование, устанавливаемое на площадке газового хозяйства блока ПГУ должно иметь сертификат / декларацию о соответствии требованиям Технического регламента Таможенного Союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011).

14) Сосуды и оборудование с давлением более 0,07 МПа, применяемые на площадке газового хозяйства блока ПГУ удовлетворяют требованиям ФНиП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», Техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013).

15) Вся устанавливаемая на газопроводах запорная, отсечная и предохранительная арматура стальная класса «А» герметичности затвора по ГОСТ Р 54808-2011. Электроприводы арматуры, устанавливаемой в помещениях с категорией «А» выполняются во взрывозащищенном исполнении. Быстродействующая отсечная арматура поставляется со временем срабатывания не более 1 секунды.

16) Для вывода в ремонт оборудования и всех отключаемых участков газопроводов блока ПГУ в местах установки запорной арматуры предусматривается также установка поворотных фланцевых заглушек.

17) На фланцевых соединениях газопроводов устанавливаются токопроводящие перемычки.

18) В верхних точках газопроводов на каждом отключаемом участке предусматриваются продувочные газопроводы для осуществления продувки при пуске, останове и пусконаладочных работах. Свечи продувки от газопроводов высокого давления 1 категории выводятся выше кровли близлежащих зданий на 1 м, а от газопроводов 1а категории – на 2,5 метра выше кровли и кровли зданий, находящихся в радиусе 20 м от них. Каждый отключаемый участок газопровода оснащается устройством подвода продувочного агента для продувки газопровода воздухом при отключении и выводе в ремонт. В нижних точках газопровода на каждом отключаемом участке предусматривается устройство дренажей. Сбор конденсата производится в переносные емкости.

19) Все газопроводы до фильтров тонкой очистки в БОА выполняются из стальных бесшовных труб из стали 20, после фильтров из коррозионностойкой стали 08Х18Н10Т. Диаметры трубопроводов выбраны из условия скорости газа в них не более 25 м/с.

20) Категория газопроводов принята в соответствии с Техническим регламентом о безопасности сетей газораспределения и газопотребления:

- высокого давления 1 категории (свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно);
- высокого давления la категории (свыше 1,2 МПа).

21) Контроль стыков стальных газопроводов 1 категории проводят радиографическим по ГОСТ 7512-82 и ультразвуковым по ГОСТ Р 55724-2013 методами в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы», табл. 14 в объеме не менее 5%. Для проверки физическими методами контроля следует отбирать сварные стыки, допущенные по результатам визуального контроля. Ультразвуковой метод контроля сварных стыков стальных газопроводов применяется при условии проведения выборочной проверки не менее 10% стыков радиографическим методом. При получении неудовлетворительных результатов радиографического контроля хотя бы на одном стыке объем контроля следует увеличить до 50% общего числа стыков. Для проверки физическими методами контроля следует отбирать сварные стыки, допущенные по результатам визуального контроля. Контроль стыков стальных газопроводов 1а категории проводят радиографическим методом по ГОСТ 7512-82 в объеме 100%.

22) Газопроводы после окончания монтажа подвергаются пневмоиспытанию на прочность и герметичность. Величина испытательного давления и продолжительность испытаний для газопроводов высокого давления 1 категории принимаются в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы», табл. 16. Газопроводы категории 1а подвергаются пневмоиспытанию на прочность и герметичность в соответствии с п. 6.9.4 ГОСТ Р 58778-2019.

23) После монтажа и испытаний газопроводов производится очистка полости в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 и ГОСТ Р 58778-2019.

24) Сбор газового конденсата от ППГ предусматривается в подземный бак сбора газового конденсата с последующей утилизацией на специализированных предприятиях. Конструкция и объем емкости сбора газового конденсата (10 м3) обеспечивает сбор газового конденсата вместимостью, определяемой из условий ее заполнения в течение 10 суток, имеет уровнемер, датчик давления, сбросной трубопровод. Конструкция емкости сбора конденсата предусматривает устройство, предотвращающее выброс через сбросной трубопровод капель конденсата в атмосферу. Сбросной трубопровод имеет огнепреградитель.

25) При прокладке газопровода через конструкции здания газопровод заключается в футляр. Пространство между газопроводом и футляром на всю его длину необходимо заделывать

эла-стичными материалами. Пространство между стеной и футляром следует тщательно заделывать на всю толщину пересекаемой конструкции.

26) На все оборудование и трубопроводы газового хозяйства наносится антикоррозионное покрытие: без тепловой изоляции до блоков ДКУ, после ДКУ - с устройством тепловой изоляции. Для подземных участков газопроводов предусматривается выполнение изоляции усиленного типа по ГОСТ 9.602-2016. Подземные участки газопроводов подлежат электро-химической защите на основе магниевых протекторов типа ПМ-10У.

27) Тепловая изоляция участков газопроводов после ДКУ предусматривается в соответствии с требованиями к теплозащите, принятыми по СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Проектирование тепловой изоляции предусматривает применение теплоизоляционных материалов, обеспечивающих температуру на наружной поверхности изоляции не выше 45°С при температуре окружающего воздуха 20°С.

28) Освещение во взрывоопасных помещениях и зонах выполняется светильниками во взрывозащищенном исполнении. Выключатели выносятся за пределы помещений.

29) Уровень шума (звукового давления) на 1,5 м от земли и на расстоянии 1 м от блок-контейнеров газового хозяйства не превышает 80 дБА.

30) Проект выполнен с соблюдением всех требований нормативных документов, обеспечивающих промышленную безопасность, в том числе требований Федерального закона от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», что является гарантией безопасности эксплуатации опасного производственного объекта, предупреждения аварии, случаев травматизма, обеспечения локализации последствий аварии.

3.1.3 Система технического и инструментального воздухоснабжения Компрессорная станция сжатого воздуха

В первом этапе проектом предусматривается установка компресссорной станции в отдельно стоящем здании.

Расчет производительности компрессорной установки выполнен в томе 6.1.1 Общая производительность компрессорной установки принята 300 нм^3/ч, давление сжатого технического воздуха (изб.) на выходе из компрессорной составляет 0,75 МПа.

Максимальное рабочее давление в основных трубопроводах 1,0 МПа (изб.).

Для обеспечения техническим сжатым воздухом принята компрессорная станция контейнерного исполнения с 2-мя (один рабочий, один резервный) компрессорами. Режим работы – периодический.

Для обеспечения собственных нужд в сжатом техническом воздухе предусматривается установка компрессорной технического воздуха контейнерного исполнения.

В состав компрессорной станции входит следующее оборудование:

- Винтовая компрессорная установка - 2шт;
- Сепаратор - влагомаслоотделитель-2 шт.;
- Силовой щит и щит управления;

а также системы:

- Автоматическая установка пожаротушения (АУПТ)
- Климат - контроль;
- САУ ВКУ

Каждый блок-контейнер комплектуется:

- осветительными приборами;

- пожарно-охранной сигнализацией.

В комплект поставки помимо основного оборудования входят ресиверы для сглаживания пульсаций давления и обеспечения полной подачи сжатого воздуха потребителям во время переключения на резервный компрессор по АВР.

Устанавливаются 2 ресивера объемом 10 м^3. На всасе компрессора устанавливается входной регулирующий клапан, который позволяет уменьшать подачу воздуха на вход компрессора, что позволяет плавно регулировать производительность.

Ресиверы устанавливаются вне контейнера на открытой площадке. Расстояние между ресиверами должно быть не менее 1,5 м, а между воздухосборником и стеной здания - не менее 1,0 м. Предусмотрено сетчатое ограждение площадки ресиверов. Ограждение ресивера находится на расстоянии 2 м от воздухосборника в сторону проезда или прохода. Для защиты оборудования от избыточного давления на ресиверах установлены предохранительные клапаны. Воздухосборники (ресиверы) относятся к 4 категории сосудов, предназначенных для газов и используемых для рабочих сред группы 2 в соответствии с ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.

Компрессорные установки технического воздуха соответствуют требованиям государственных стандартов Российской Федерации, правил и нормативно-технической документации, включая:

- Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- ГОСТ 12.2.016-81-ССБТ. Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности.
- ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
- «Правила устройства электроустановок».
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением", утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 536.

Сжатый воздух от компрессорной подается в главный корпус и вспомогательные сооружения по трубопроводам, которые будут:

- проложены по эстакаде с промежуточными и неподвижными опорами;
- иметь опознавательную окраску;
- испытаны пневматическим методом на прочность пробным давлением, на 25 % превышающим расчетное давление трубопровода.

Соответствующие технические характеристики основных трубопроводов с указанием диаметров, материала, категории трубопроводов приведены в томе 6.1.1.

Расчетный срок службы трубопроводов при рабочих параметрах 25 лет.

Арматура на трубопроводах сжатого воздуха будет иметь класс герметичности «В» («С»).

Внутри сооружений выполняется разводка трубопроводов для удобства использования.

Присоединение трубопроводов сжатого воздуха непосредственно к продувочным штуцерам продуваемых трубопроводов осуществляется при помощи гибких шлангов.

3.1.4. Система технического водоснабжения

Первый этап проектирования предусматривает:

Строительство ГТУ-160 с комплексом вспомогательного оборудования, зданий и сооружений.

В первом этапе устанавливается газовая турбина со вспомогательным оборудованием.

ГТУ работает в открытом цикле.

В первом этапе требуется охлаждающая вода для охлаждения вспомогательного оборудования ГТУ. Для этого организован замкнутый конткр охлаждения вспомогательного оборудования (ЗК).

В состав замкнутого контура входит следующее вспомогательное оборудование газовой турбины:

- воздухоохладители генератора;
- маслоохладители;
- охлаждение компрессоров ДКУ.

Охлаждение оборудования в ЗК происходит обессоленной водой. Для охлаждения охладителя ЗК в соответствии с ТУ на присоединение предусмотрена циркуляционная вода из Кунцевского промводовода.

Подача циркуляционной охлаждающей воды для охлаждения охладителей ЗК предусматривается из Кунцевского промводовода, двумя трубопроводами Ду350 в соответствии с пунктом 11.4.4.1 СП 90.13330-2012. Проектом предусматривается строительство здания фильтров исходной воды. Охлаждающая вода двумя трубопроводами по этакаде входит в здание фильтров исходной воды, где устанавливается арматура, расходомерные устройства, самоочищающиеся фильтры. После очистки циркуляционная вода по эстакаде направляется в новый гланый корпус для охлаждения вспомогательного оборудования.

Возврат нагретой циркуляционной воды после охладителей ЗК предусматривается в существующую ЦНС-2 в соответствии с ТУ на присоединение.

Второй этап проектирования предусматривает:

Строительство ПГУ-225 с комплексом вспомогательного оборудования, зданий и сооружений.

В этом этапе устанавливаются котел-утилизатор и паровая конденсационная турбина со вспомогательным оборудованием.

Система охлаждения основного и вспомогательного оборудования, вновь строящегося блока принята оборотной с индивидуальной градирней башенного типа, связей с существующими градирнями ТЭЦ не предусматриваются. Башенная градирня проектируется из двух секций (секционирование по системе водораспределения).

Градирня рассчитана на максимальный расход охлаждающей воды 16500 м^3/ч.

Расход охлаждающей воды на охлаждение конденсаторов паровой конденсационной турбины составляет 13500 м^3/ч.

Во втором этапе предусмотрено строительства циркнасосной в отдельном стоящем здании. В циркнасосной установлено три циркуляционных насоса (два-рабочих, один-резервный) производитльностью Q=8000 м^3/ч, H=50 м, три насоса охлаждения вспомогательного оборудования (два-рабочих, один-резервный) производительностью Q=1200 м^3/ч, H=50 м и три насосадля нужд пожаротушения.

Вода от циркуляционных насосов подается на конденсаторы паровой турбины в количестве 13500 м^3/ч и на водоводяные эжекторы в количестве 2000 м^3/ч.

В первом этапе строительства организован ЗК охлаждения вспомогательного оборудования газовой турбины.

Во втором этапе строительства проектом предусматривается включение вспомогательного оборудования паровой турбины в ЗК охлаждения вспомогательного оборудования газовой турбины.

В окончательном варианте ЗК охлаждения вспомогательного оборудования газовой и паровой турбин будет состоять из бака замкнутого контура объемом V=12 м^3, трех насосов замкнутого контура (два - рабочих, один – резервный, трех охладителей замкнутого контура (два - рабочих, один резервный).

Заполняется и подпитывается ЗК обессоленной водой. Заполнение и подпитка ЗК осуществляется с напорных коллекторов насосов нормального и аварийного добавка вновь строящегося энергоблока.

Подача циркуляционной охлаждающей воды для охлаждения охладителей ЗК во втором этапе предусматривается от насосов охлаждения вспомогательного оборудования трубопроводом Ду600 по эстакаде в главный корпус.

Возврат нагретой циркуляционной воды после охладителей ЗК предусматривается в сбросной коллектор Ду600 и затем в самотечный циркканал вновь строящейся циркнасосной.

В летний период, когда охлаждающая вода в градирне достигает более 27°С, на всас насосов охлаждения вспомогательного оборудования подается добавочная вода Ду150 из Кунцевского промводовода.

Подпитка градирни будет осуществляться из Кунцевского промводовода. Для этого циркуляционная вода из Кунцевского водовода, которая в первом этапе подавалась для охлаждения охладителей ЗК, будет подаваться из главного корпуса по эстакаде в вновь построенную циркнасосную.

После ввода в циркнасосную трубопровод Ду350 разделился на трубопровод Ду300 по которому происходит подпитка градирни и на трубопровод Ду150, по которому подается охлаждающая вода на всас насосов охлаждения вспомогательного оборудования. На трубопроводах Ду300 и Ду150 установлена регулирующая арматура.

Более подробно о системе технического водоснабжения энергоблока ПГУ см. том 6.3.1 Часть 3 «Техническое водоснабжение» 25-83G1-00-ТР3.1-ТЧ.

В качестве проектируемого источника противопожарного водоснабжения для вновь устанавливаемого энергоблока проектом предусматривается использование чаши проектируемой градирни, через циркуляционный канал. Объем чаши 4900 м3, с учетом циркуляционного канала общий объем составляет 5300 м^3. Подача воды на пожаротушение будет производиться посредством проектируемой противопожарной насосной станции, размещенной в здании циркнасосной. Для нужд пожаротушения в циркнасосной вновь проектируемого блока установлено 3 насоса (подробнее см. том 5.3.1 Подраздел 3. «Система водоснабжения» 25-83G1-00-ИОС2.1).

Резервным источником является существующая система противопожарного водоснабжения.

Настоящем проектом для вновь устанавливаемого энергоблока предусматривается подключение к существующему водопроводу в проектируемой камере В1-1, согласно техническим условиям, Ду 80 мм. На вводе на площадку проектируемого ПГУ предусматривается камера с водомерным узлом (подробнее см. том 5.2.1 25-83G1-00-ИОС2.1 Подраздел 2. Система водоснабжения).

Существующим источником противопожарного водоснабжения является система противопожарного водоснабжения ТЭЦ-25.

Хозяйственно-питьевое и противопожарное водоснабжение предусмотрены от существующих одноимённых сетей водоснабжения ТЭЦ согласно техническим условиям.

3.2 Основное энергетическое оборудование ОКС

В томе 5.1.1.1 (подраздел 1. Система электроснабжения раздела 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения, Часть 1. Электротехнические решения. Книга 1. Текстовая часть 25-83G1-00-ИОС1.1.1, далее - том 5.1.1.1) отмечено, что отпуск вырабатываемой электроэнергии в энергосистему планируется через распределительные устройства ПС «Очаково».

Выдача мощности осуществляется путем подключения газового и парового турбоагрегатов энергоблока к РУ 500 кВ ПС «Очаково», выполненному по полуторной схеме, кабельной линией. Для осуществления технического присоединения электростанции к линии проектом предусматривается установка всех необходимых коммутационных аппаратов, ошиновки и измерительных трансформаторов на территории проектируемого предприятия.

В соответствии с ТЗ Предусмотрено проектирование парогазового блока 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25- филиала ПАО «Мосэнерго» , на базе парогазовой установки (далее - ПГУ) мощностью 225 МВт, работающей на природном газе и укомплектованной энергетическим оборудованием отечественного производства. В томе 6.1.1 приведена номенклатура следующего основного оборудования ПГУ:

– одна газотурбинная установка ГТЭ-160 (далее - ГТУ) производства АО «Силовые ма- шины» (далее - АО «СМ» по Лицензионному договору с фирмой SIEMENS) с генератором SGen 5-100A-2P номинальной мощностью 160 МВт производства SIEMENS;

– один паровой котел-утилизатор двух давлений (далее - КУ) типа Е-224/50-8,0/0,65 -517/218 (ПК-186) производстваАО «Подольский машиностроительный завод» (далее АО «ЗиО»);

– одна конденсационная паротурбинная установка типа К-73-7,5-SF (далее - ПТУ) элек- трической мощностью 80 МВт производства АО «Уральский турбинный завод» (далее АО «УТЗ») с турбогенератором типа ТФ-90-2У3 номинальной мощностью 90 МВт производства НПО «Элсиб».

Номинальное генераторное напряжение составит 15,75 кВ.

Комплектно с турбогенератором с воздушным охлаждением предусматривается тиристорная система возбуждения.

3.2.1 ГТУ

В первом этапе устанавливается газовая турбина со вспомогательным оборудованием.

ГТУ работает в открытом цикле. Свежий воздух поступает в компрессор при температуре окружающей среды, где его давление и температура повышаются. Воздух под высоким давлением поступает в камеру сгорания, где топливо сжигается при постоянном давлении. Газ с высокой температурой и давлением поступает в турбину, где он расширяется до давления окружающей среды и производит работу. На одном валу с газовой турбиной находится генератор, который за счет вращения ротора вырабатывает электрический ток. Отработанные газы выбрасываются в атмосферу через трубу.

В втором этапе устанавливаются котел-утилизатор и паровая конденсационная турбина со вспомогательным оборудованием.

С выхода газовой турбины продукты сгорания поступают в котел-утилизатор, где нагревают воду и образующийся водяной пар. Температура продуктов сгорания достаточна для того, чтобы довести пар до состояния, необходимого для использования в паровой турбине. Паровая конденсационная турбина приводит в действие второй электрогенератор.

3.2.1.1 Краткое описание ГТУ и смежных технологических систем

Установка ГТУ осуществляется с 1 этапом строительства.

Газотурбинная установка (далее-ГТУ), спроектирована и разработана для выработки электроэнергии, работающая на природном газе при постоянной частоте вращения.

В первом этапе строительства газотурбинная установка работает в открытом цикле и включает в себя газовую турбину, генератор, вспомогательное оборудование ГТ, соответствующее электротехническое оборудование и оборудование АСУ, воздухозаборное устройство (КВОУ) и диффузор отработанных газов, дымовую трубу.

Во втором этапе строительства газотурбинная установка ГТЭ-160 предназначена для работы в составе блока ПГУ-225.

В состав энергоблока ПГУ входят: одна газотурбинная установка типа ГТЭ-160 (далее ГТУ), один паровой котел-утилизатор ПК-186 (далее КУ), одна паровая конденсационная турбина К-73-7,5-SF (далее ПТ).

Газотурбинная установка имеет следующие основные показатели (параметры окружающей среды – в соответствии с условиями ISO – температура 15°С, давление 101325 Па, влажность 60%):

- мощность на выводах генератора 155,3 МВт;
- расход газов на выходе из ГТУ 509 кг/с;
- температура газов на выходе из ГТУ 537ºС;
- КПД на клеммах генератора 34,12%;
- частота вращения вала 3000 об/мин.

Конструкция основного и вспомогательного оборудования ГТУ, качество его изготовления обеспечивают надежную работу в течение межремонтного периода.

Коэффициент готовности ГТУ в базовом режиме использования не менее 0,98.

Коэффициент технического использования – не менее 0,92.

Коэффициент надежности пусков – не менее 0,95.

Средний ресурс между капитальными ремонтами (с учетом назначенного количества пусков и остановов) в базовом режиме использования составляет 66000 час; ресурс до списания – не менее 100000 час. Ресурс рабочих лопаток турбины – 66000 час. Ресурс днища пламенной трубы – 100000 час. Ресурс плитки камеры сгорания – в зависимости от технического состояния при малой инспекции. Ресурс лопаток компрессора - не менее 66000 час.

Газовая турбина модели ГТЭ-160 представляет собой одновальную однокорпусную конструкцию с единым валом турбины и компрессора и непосредственным приводом турбины.

Вал турбокомпрессора двухопорный, общий ротор установлен на двух подшипниках, расположенных вне зоны машины, работающей под давлением. Вращение вала против часовой стрелки, если смотреть на ГТУ со стороны входного патрубка компрессора.

Внешний силовой корпус, общий для 16-тиступенчатого компрессора и четырехступенчатой турбины, состоит из четырех частей: входного конфузора, являющегося и корпусом переднего подшипника и опорой установки на фундамент; наружного корпуса, являющегося одновременно жесткой обоймой направляющего аппарата; среднего корпуса, содержащего две обоймы направляющих лопаток компрессора и одну обойму направляющих лопаток турбины; выхлопного диффузора, состоящего из внутреннего цилиндра и наружного конического корпуса, между которыми проходят отработавшие газы.

В передней части турбогруппы располагается передний опорно-упорный подшипник, датчики оборотов, а также гидравлическое валоповоротное устройство. Внутренний цилиндр и наружный корпус соединены ребрами и двумя овальными патрубками, в которых проложены трубопроводы подвода и слива масла смазки заднего подшипника, расположенного во внутреннем цилиндре. Весь корпус изолирован общей теплоакустической изоляцией.

В ГТЭ-160 применены выносные камеры сгорания. Две камеры сгорания расположены вертикально по обе стороны турбины и присоединены на фланцах к боковым патрубкам корпуса турбины, что позволяет выполнить концентрическую ориентацию газового и воздушного трактов с относительно небольшими скоростями потоков и соответственно низкими потерями в тракте «компрессор - камера сгорания - турбина».

Каждая камера сгорания оборудуется восемью горелками, которые приспособлены для работы на газе и жидком топливе. Применение комбинированных горелок, в которых

осуществляется режимы диффузионного горения и предварительного смешения, обеспечивает нормативные уровни вредных выбросов окислов азота и окиси углерода.

Газовая турбина в целом представляет собой компактный модуль, полностью собираемый на заводе-изготовителе.

В состав ГТ входит следующее вспомогательное оборудование:

- система подачи газового топлива;
- система подачи запального газа;
- система подачи дизельного топлива;
- система подачи смазочного масла;
- валоповоротное устройство;
- система промывки компрессора;
- дренажная система газовой турбины;
- осушающее устройство;
- диффузор выхлопной;
- комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ);
- система антиобледенения;
- система вентиляции газовоздушного тракта ГТУ;
- система автоматического управления ГТ.

Система подачи газового топлива обеспечивает подачу природного газа к горелкам и осуществляет контроль количества топлива, которое поступает в камеру сгорания. На питающем газопроводе установлен аварийный стопорный клапан, за которым газопровод разделяется на ветви к диффузионным горелкам, горелкам предварительного смешения и вспомогательным горелкам.

ГТЭ-160 имеет единую систему смазки турбоустановки и электрического генератора. Смазочная система приспособлена для работы на минеральном масле марки Тп-22с. Подача масла в систему смазки осуществляется основным центробежным электронасосом переменного тока, обеспечивающим давление масла на смазку подшипников 0,18 МПа. В качестве резервного (вспомогательного) применяется такой же, как и основной центробежный электронасос переменного тока.

При потере напряжения переменного тока в качестве ***аварийного масляного насоса*** для смазки подшипников предусмотрен электронасос постоянного тока от станционной аккумуляторной батареи.

Объем маслосистемы составляет ≈17 м^3.

Маслосистема состоит из:

- маслобака емкостью V=16,38 м^3;
- двух центробежных маслонасосов – основного и вспомогательного с электродвигателями переменного тока;
- одного аварийного центробежного насоса с электродвигателем постоянного тока;
- одного насоса гидроподъема;
- двух насосов подачи масла к ВПУ с электродвигателями переменного тока;
- двух эксгаустеров маслосистемы;
- двух маслоохладителей;
- двойного масляного фильтра, включая аварийную сигнализацию по перепаду давлений и переключающее устройство;
- фильтра гидроподъема;
- маслопроводов системы.

При вращении ротора ГТЭ-160 от гидравлического валоповоротного устройства (ВПУ) масло на привод этого ВПУ и в подшипники подается двумя работающими одновременно основным и резервным электронасосами переменного тока, непосредственно к ВПУ помимо маслоохладителей.

При проворачивании ротора, в том числе вручную, включается насос гидроподъёма роторов турбины и генератора.

Система промывки компрессора предназначена для промывки лопаток компрессора ГТ от загрязнений раствором моющего реагента и химобессоленной водой и включает в себя: емкость моющего раствора и центробежный насос с электродвигателем переменного тока для моющего раствора, емкость и дозирующий центробежный насос с электродвигателем переменного тока для обессоленной воды, смесительную емкость и центробежный насос с электродвигателем переменного тока для приготовления моющего раствора, запорной и регулирующей арматуры, приборов КИПиА, комплекта форсунок для впрыска моющего раствора.

Дренажная система предназначена для отвода промывочной воды от компрессора и газовой турбины при промывках через дренажные устройства в специальный коллектор и далее в станционный бак сбора промывочной воды.

Для консервации и предотвращения коррозии элементов газовой турбины во время простоя турбины более 2-х часов предусматривается система подачи сухого воздуха. Система осуществляет забор воздуха из впускного канала КВОУ, осушение в осушителе воздуха и подачу его на всас компрессора. Система отключается после запуска газовой турбины.

Для отвода и утилизации тепла выхлопных газов в котле-утилизаторе предусматривается система выхлопных газов, состоящая из диффузора газовой турбины с внутренней теплошумоизоляцией, дренажным устройством, датчиками давления и температуры.

На первом этапе строительства ГТУ работает в открытом цикле. Для этого сброс отработавших газов происходит в атмосферу по байпасной дымовой трубе из жаропрочной стали, помимо КУ, устанавливаемого во втором этапе.

Установка байпасной трубы предусмотрена в помещении главного корпуса с выводом её ствола наружу через кровлю.

Во втором этапе для перенаправления отработавших газов ГТУ в КУ в основании байпасной трубы (на входе в неё) предусмотрено специальное газоплотное устройство (дивертер). Таким образом выхлопной тракт ГТУ обеспечивает работу ГТУ как автономно, так и в составе ПГУ-225.

КВОУ предназначено для очистки воздуха, поступающего в компрессор газовой турбины, от пыли и загрязнений.

КВОУ оснащается эффективной системой очистки воздуха с установкой шумоглушителей и шумоизоляции короба в помещении цеха для уменьшения высокочастотного шума на входе воздуха, навесом для защиты фильтров от снега и воды, роллетами для перекрытия воздуховода при неработающей ГТУ, противомоскитными сетками для защиты от насекомых, системой антиобледенения.

Для предотвращения антиобледенения КВОУ предусмотрен подогрев воздуха при отрицательных температурах.

Подогрев воздуха осуществляется воздухом от промежуточной ступени компрессора с температурой ~ 300°С

Оборудование системы устанавливается в главном корпусе.

ГТУ изготавливается в климатическом исполнении и категории размещения У3 по ГОСТ 15150.

Система автоматического управления САУ ГТУ выполнена электрогидравлической и состоит из электронной части – ЭЧСРиЗ, выполненной на микропроцессорной базе

Помимо ГЧСР САУ ГТУ включает ***электронную часть*** (далее - ЭЧСРиЗ) для формирования ***сигналов регулирования и защиты,*** а также обеспечивает интеграцию с АСУ ТП, т. к. управление ГТУ как автоматическое, так и дистанционное предусмотрено с

верхнего уровня общего для энергоблока программно-технического комплекса (далее - ПТК).

В частности, система регулирования удерживает турбогруппу на оборотах, не вызывающих срабатывание автомата безопасности при сбросе номинальной нагрузки, а система автоматической защиты отключает ГТУ при возникновении аварийных ситуаций как возникших непосредственно у ГТУ, так и у систем и оборудования, общих для энергоблока.

САУ ГТУ обеспечивает надежную и экономическую работу систем и оборудования ГТУ на всех заданных режимах с автоматической отработкой команд по управлению, поступающих от АСУ ТП блока, и выдачей для нее информации о состоянии ГТУ.

САУ ГТУ включают в себя систему контроля и защиты по вибрации элементов ГТУ.

Гидравлическая САУ ГТУ предназначена для управления топливными клапанами и обеспечивает полное прекращение подачи топлива по команде САУ (АСУ ТП) и изменение его расхода на различных режимах работы ГТУ.

Система регулирования удерживает турбину на оборотах, не вызывающих срабатывание Автомата безопасности при сбросе номинальной нагрузки.

Система автоматической защиты отключает ГТУ при возникновении аварийных ситуаций как по ГТУ, так и по общеблочным системам и оборудованию.

Степень статической неравномерности первичного регулирования частоты вращения вала ГТУ устанавливается в пределах 4-6%.

Давление масла в системе регулирования 16,0 МПа.

Управление ГТУ как автоматическое, так и дистанционное осуществляется с БЩУ.

В течении межремонтного периода показатели надежности ГТУ составляют:

- средняя наработка на отказ - не менее 3500 эквивалентных часов (ЭЧ);
- коэффициент надежности пусков – не менее 0,95;
- коэффициент готовности – не менее 0,98.

Учет эквивалентной наработки ведется автоматически счетчиком ресурса, входящим в состав АСУ ТП блока.

Конструкция ГТУ обеспечивает выполнение работ в соответствии с требованиями инструкций по ремонту, общими требованиями к ремонтопригодности, а также общими монтажно-технологическими требованиями по ГОСТ 24444-87.

Конструкция ГТУ предусмиатривает возможность технического осмотра и инструментального контроля (диагностики) сборочных единиц и деталей в соответствии с регламентом технического обслуживания и ремонта без вскрытия других элементов, имеющих более длительный межремонтный ресурс, а также максимально возможный визуальный и инструментальный контроль наиболлее ответственных элементови узлов без разборки или при незначительной разборки.

Для проведения осмотра и контроля внутренних деталей без вскрытия турбогруппы предусмотрены

Лючки и отверстия для ввода технического эндоскопа.

ГТУ соответствует требованиям ГОСТ 12.2.003 и ГОСТ 12.2.049.

ГТУ снабжена изоляцией, обеспечивающей тепло- и звукоизоляцию, отвечающую требованиям удобства эксплуатации элементов турбогруппы и их ремонта.

Электрооборудование ГТУ по электробезопасности соответствует ГОСТ 12.1.019, ГОСТ 12.1.030, ГОСТ 12.1.038 и ПУЭ.

Конструкция оборудования ГТУ обеспечивает пожаровзыровобезопасность при ее работе. Общие требования к взрывобезопасности, взрывопредупреждению и взрывозащиты ГТУ установлены по ГОСТ 12.1.010, а также Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» от 15 декабря 2020 года №531.

3.2.2 Турбогенератор турбоустановки

В составе с газовой турбиной предусматривается установка турбогенератора с воздушным охлаждением типа SGen5-100A с активной мощностью 200 МВАпроизводства Siemens AG. Турбогенератор – двухполюсной с роторной обмоткой прямого охлаждения и статорной обмоткой непрямого охлаждения. Турбогенератор состоит из неподвижной части (статора), включающей в себя сердечник и обмотку, присоединяемую к внешней сети, и вращающейся части (ротора), на котором размещена обмотка возбуждения, питаемая выпрямленным током.

Генератор состоит из следующих частей:

- опорная рама;
- сердечник статора;
- обмотка статора;
- крышка;
- вал ротора;
- обмотка ротора;
- прижимные кольца ротора;
- подшипники;
- монтажные соединения.

Вспомогательное оборудование необходимое для работы генератора:

- масляная система;
- система возбуждения.

Контур охлаждения воздуха – закрытый, проходящий через генератор с охлаждающими элементами.

Тепловые потери, возникающие внутри генератора, рассеиваются в вохдухе.

Прямое охлаждение ротора устраняет горячие точкии разность температур между смежными компонентами.

Система косвенного воздушного охлаждения используется для для обмотки статора.

Охлаждающий воздух для генератора всасывается осевыми вентиляторами, расположенными на роторе, сквозь боковые отверстия в корпусе статора. Горячий воздух выпускается в охлаждающие эементы через вытяжные каналы.

Генератор оснащен системой антиконденсационного подогрева. Система сконструирована таким образом, что температура активных механизма всегда выше, чем температура окружающей среды, что, в свою очередь предотвращает образование конденсата.

Для обеспечения бесперебойного электроснабжения генератором предусмотрен ряд защит от коротких замыканий, ошибок заземления, перенапряжения, недовозбужденияи и излишнего термического напряжения.

ТГ будет укомплектован автоматизированной системой технологического контроля, а также сопряжения с САУ ГТУ и АСУ ТП ПГУ для:

- контроля тепловых, электрических и технологических параметров;
- регистрации и сигнализации выхода этих параметров из допустимых пределов;
- контроля влажности воздуха в ТГ, появления жидкости в статоре.

Контроль вибрации опор ротора предусмотрен системой виброконтроля, поставляемой турбинным заводом.

3.2.3 Пусковое тиристорное устройство ГТУ

Тиристорное пусковое устройство (далее - ТПУ) предназначено для пуска ГТУ с использованием ТГ в качестве синхронного двигателя, питаемого от ТПУ, а также

обеспечивает вращение ротора ГТУ при выполнении других технологических режимов, включая промывка и проветривание. Ниже представлены некоторые данные по ТПУ для ГТЭ-160 согласно документу «Устройство пусковое тиристорное ПУ-6-08Т УХЛ4 газотурбинной установки типа ГТЭ-160. Техническое предложение 70822-12/143», которые могут потребовать уточнения применительно к рассматриваемому типоразмеру ГТЭ-160.1.

ТПУ рассчитано на питание от трехфазной сети собственных нужд электростанции с током частотой 50 Гц и напряжением 10,5 кВ. При питании от ТПУ возбуждение ТГ должно быть обеспечено штатной статической системой возбуждения, начиная с неподвижного состояния ГТУ. Режим работы ТПУ - кратковременный по согласованным тахограммам.

При нормальном пуске ТПУ обеспечивает разгон до частоты вращения, соответствующей зажиганию камеры сгорания газовой турбины с ускорением не менее 20 мин-1/сек, после чего предусмотрен режим разгона при постоянстве мощности (мощность ТПУ при нормальном разгоне в режиме постоянства мощности не менее 2,9 МВт) до частоты вращения 2100 мин-1, далее вращающий момент ТПУ будет снижен до нуля, а при частоте вращения 2200 мин-1 ТПУ будет отключен.

Общая продолжительность интервала пуска от нуля до 2100 мин$^{-1}$ составит не менее 4 минут. ТПУ допускает не менее 10 нормальных пусков из холодного состояния до рабочего режима с интервалами между пусками 10 минут. Продолжительность последующего охлаждения- не менее 2 часов.

В режимах «Промывка» и «Проветривание» газовоздушного тракта ТПУ обеспечивает вращение ротора со следующими параметрами:

- частота вращения от 200 мин$^{-1}$ до 900 мин$^{-1}$;
- продолжительность режима не менее 30 минут.

Из режима «Проветривание» ТПУ допускает возможность перехода в режим «Пуск», при этом общее время работы ТПУ - не менее 15 минут.

ТПУ будет оснащено устройством местного управления, которое:

- допускает включение ТПУ в работу без команд САУ ГТУ;
- даёт возможность аварийного отключения ТПУ (кнопкой «СТОП»).

Для ТПУ предусмотрены защиты, описание которых приведено в 3.24 цитируемого Технического предложения. Кроме того, согласно 4.9 (там же) среда, окружающая ТПУ должна исключать взрывоопасные и огнеопасные факторы, не содержать паров и агрессивных газов в концентрациях, разрушающих изоляцию и покрытия, а концентрация инертной пыли должна быть не более 10 мг/м^3. Отмечено, что условия эксплуатации ТПУ соответствуют группе «Мб» по ГОСТ 17516.1-90 «Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам» (4.10, там же).

Срок службы ТПУ составит не менее 40 лет при соблюдении объемов плановых осмотров и ремонтов, указанных в эксплуатационной документации, при этом будут обеспечены следующие показатели надежности ТПУ:

- средняя наработка на отказ - 8000 ч;
- общее количество пусков не менее 4500;
- среднее время восстановления - не более 0,5 ч.

Гарантийный срок эксплуатации ТПУ составит 2 года со дня начала эксплуатации, но не более 3 лет со дня отгрузки и может быть увеличен в случае заключения между заказчиком и АО «СМ» договора (контракта) на шефмонтажные и пусконаладочные работы, а также на сервисное обслуживание ТПУ.

3.2.4 Статическая тиристорная система типа СТСН-2П-300-2200-2,5 УХЛ4 для турбогенератора ТФ-220-2УЗ

Описание решений по системе возбуждения газовой турбины приведено в томе 5.1.1.1

Системы возбуждения генератора газовой турбины и устройства гашения поля в их составе должны соответствовать:

1) стандарту организации АО «СО-ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.004-2019 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов»;
2) ГОСТ 21558-2018 межгосударственный стандарт «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия».

Проектом предусматривается установка рабочей системы возбеждения, выполненной по одногрупповой схеме с двумя параллельно включенными идентичными преобразовательно-регулирующими каналами, каждый из которых обеспечивает все режимы возбуждения генератора. В работе должен находиться один из преобразовательно-регулирующих каналов, а другой – в горячем резерве. А также резервной системы возбуждения, выполненной по схеме с с одним преобразовательно-регулирующим каналом, который обеспечивает все режимы работы генератора.

Подключение трансформатора рабочей системы возбуждения выполняется отпайкой токопроводом в цепь между блочным трансформатором и генераторным выключателем, что обеспечивает исключение перерыва питания тиристорного преобразрователя возбуждения при работе автоматики АВР собственных нужд энерогоблока, а также обеспечивает возможность работы ТПУ от рабочей системы возбуждения.

Подключение трансформатора возбуждения резервной системы к секций 6 кВ собственных нужд энергоблока, что обеспечивает возможность проведения испытаний генератора в объеме, предусмотренном СТО 34.01-23.1-001-2017 в т.ч. (в т.ч. снятие характеристики трехфазного КЗ), а также запуск газовой турбины от ТПУ в т.ч. в режиме отсутствия напряжения на линии 500 кВ связи энергоблока с энергосистемой.

3.2.5 Воздухозаборный тракт ГТУ

Система забора воздуха (воздухозаборный тракт) газотурбинной установки – это система, которая предназначена для постоянной подачи атмосферного воздуха с требуемыми характеристиками на вход в компрессор газотурбинной установки.

Система забора воздуха должна обеспечивать:

- очистку атмосферного воздуха, поступающего в осевой компрессор ГТУ;
- подогрев воздуха для предотвращения обледенения;
- подогрев атмосферного воздуха на входе КВОУ при низких (менее минус 20 °С) отрицательных температурах наружного воздуха;
- снижение до санитарных норм уровня звука (шума), распространяющегося от компрессора ГТУ в окружающую среду;
- предотвращение ускоренного расхолаживания ГТУ при остановах перекрытием воздухозаборного тракта;
- предотвращение попадания посторонних предметов и атмосферных осадков в систему забора воздуха.

Внутренний канал системы забора воздуха имеет обтекаемую конструкцию, обеспечивающую хорошую проводимость воздуха и обеспечить такие технические

показатели, как потеря сопротивления потоку и аэродинамический шум. Во входном канале за участком фильтрации не содержится никаких крепежных деталей во избежание их падений из-за вибрации и всасывания в газовую турбину, что может повлиять на надежную эксплуатацию газовой турбины.

Система забора воздуха в основном состоит из кожуха защиты от дождя, инерционного сепаратора, функционального узла для подогрева входного воздуха, участка фильтрации входного воздуха, переходного участка, горизонтального канала, шумоглушителя, отвода, компенсатора, вертикального канала и шибера входного воздуха, входной камеры, вертикальных лестниц с защитными ограждениями, измерительных элементов и др. Система забора воздуха предусматривает быстросъемные элементы для возможности ремонта и обслуживания ГТУ.

Установка забора воздуха расположена на опоре в верхней части внешней боковой стенки здания в подвесном исполнении. Входная камера стабилизации давления имеет компактную конструкцию, которая может эффективно предотвращать всасывание пыли с земли. Все металлические элементы воздушного канала установки забора воздуха должны быть выполнены из нержавеющей стали (требуемая сталь, не чувствительной к сварке). Если применить углеродистую сталь, то следует защищать фильтр, трубопроводы и шумоглушитель от коррозии.

Изогнутый участок системы забора воздуха имеет обтекаемую конструкцию, обеспечивающую хорошую проводимость воздуха, а также минимизацию потерь сопротивления потоку, аэродинамического шума и неоднородности поля потока. Во входном канале за участком фильтрации не содержится никаких крепежных деталей во избежание их падений из-за вибрации и всасывания в газовую турбину.

Фильтрующая установка имеет коробчатую конструкцию, сваренная из стального листа и рамы, и внутренние фильтрующие элементы. С внешней стороны фильтрующей установки предусмотрены площадки, лестницы и ограждения для удобства осмотра и замены элементов. Перед и за фильтром предусмотрены микродифференциальный датчик давления, термометры и другие элементы. Такие измерительные элементы могут выдать дистанционный сигнал в систему управления для дистанционного контроля.

Шумоглушитель имеет достаточную прочность во избежание повреждений, вызванных акустическим или механическим резонансом. Шумоглушитель не имеет болтов и других соединительных узлов, и на внешней поверхности отсутствует сварка. Внутри входного канала не допускается падение каких-либо предметов. На шумоглушителе, на выходе воздуха и отводе решетки нанесено ясно видимое обозначение по направлению потока воздуха. Для шумоглушителя предусмотрено подъемное устройство для перемещения.

На горизонтальном и вертикальном каналах системы забора воздуха отдельно предусмотрен один компенсатор для компенсации теплового расширения из-за температурных воздействий.

Средства управления работой системы забора воздуха должны быть приспособлены для включения в АСУ ГТУ.

АСУ ГТУ обеспечивает поддержание требуемых параметров воздуха на всасывании компрессора путем выдачи соответствующих сигналовв автоматическом режиме.

Требования к конструкции, обеспечивающие безопасную и надёжную эксплуатацию системы забора воздуха:

- крепления и соединения элементов исключают отслоение внутреннего покрытия воздуховодов или продуктов коррозии;
- соединения, расположенные после фильтров, исключают попадание в тракт болтов, гаек и других посторонних предметов;

- возможность подсасывания внутрь системы забора воздуха атмосферного воздуха и пыли при работающей ГТУ исключена беззазорными соединениями тракта;
- конструкционные материалы системы забора воздуха должны соответствовать климатическим площадочным условиям, а также не будут поддерживать горение и выделять при пожаре газы, образующие взрывоопасные и токсичные смеси;
- тепловая изоляция не препятствует работоспособности охранно-пожарной системы электростанции, а конструкционные материалы тепловой изоляции не будут содержать асбест;
- вся применяемая кабельная продукция имеет разрешение к применению на тепловых электростанциях и соответствовать требованиям пожарной безопасности;
- антикоррозионная защита оборудования, конструкций и трубопроводов, поставляемых комплектно с системой забора воздуха, будет соответствовать климатическим площадочным условиям.

Требования безопасности к системе забора воздуха:

-конструкция, компоновка оборудования и трубопроводов, которые обеспечивают условия работы обслуживающего персонала в соответствии с действующими требованиями охраны труда (размеры площадок обслуживания, доступность мест обслуживания, освещенность и др.);

- ситема должна иметьзащитное заземление;
- горячие поверхности в местах возможного контакта обслуживающего персонала должны быть закрыты теплоизолирующими кожухами (изоляцией);
- площадки обслуживания и лестницы должны быть спроектированы с учетом требований ГОСТ 23120-2016;
- эквивалентный уровень звука на расстоянии 1 м, не должны превышать 80 дБА.

Эксплуатация ВЗТ имеет, как правило, высокую степень автоматизации, предусматривает механизацию технического обслуживания и ремонта, оснащение в т. ч. специализированными грузоподъёмными средствами. Это позволяет в т. ч. выполнять ряд работ технического обслуживания, включая замену фильтрующих элементов КВОУ, без останова ГТУ. Средства автоматизации обеспечивают в т. ч. своевременное открытие блока т. н. байпасных (обводных) клапанов при превышении допустимого давления (снижении разрежения) на участке ВЗТ между блоком фильтров и компрессором ГТУ, что позволяет предотвращать потерю газодинамической устойчивости компрессора (помпаж) или обеспечивать аварийный останов ГТУ, например, при засорении или обледенении фильтров. Байпасные клапаны увеличивают расход через компрессор ГТУ за счёт пропуска атмосферного воздуха, минуя систему фильтрации. Суммарная продолжительность таких режимов имеет строгие ограничения.

Контроль и управление технологическими системами ВЗТ предусмотрены средствами ***автоматизированного рабочего места*** (АРМ) АСУ ТП энергоблока ПГУ и САУ ГТУ. Для этого в объём поставки ВЗТ входят все ***контрольно-измерительные приборы*** (далее - КИП), подсистемы технологических защит, блокировок и сигнализации, дистанционного и автоматического управления, а также программные и аппаратные средствах САУ ГТУ, необходимые для безопасной и надежной работы ВЗТ.

3.2.6 Система автоматического управления ГТУ

Электрогидравлическая система автоматического управления ГТЭ-160.1 (далее - САУ ГТУ) состоит из электронной части - ЭЧСРиЗ для формирования сигналов регулирования и защиты, а также гидравлической части - ГЧСР для управления топливными клапанами. САУ ГТУ предусматривает как автоматическое, так и дистанционное управления от верхнего уровня общего блочного программно-технического комплекса (далее - ПТК), а также интеграцию с АСУ ТП общего станционного уровня. К функционалу САУ ГТУ

отнесено в т. ч. отключение ГТУ системой автоматической защиты при возникновении аварийных ситуаций как непосредственно ГТУ, так и в общих блочных системам и оборудовании.

Система автоматического управления газотурбинной установкой ГТЭ-160.1 (далее - ТП на САУ ГТУ) САУ ГТУ предназначена для ведения технологического процесса на основе автоматического управления, сигнализации и контроля параметров управления, обеспечения работоспособности, безопасной работы газовой турбины и приводимого ею ТГ во всех режимах работы и автоматического прекращения доступа топлива в камеры сгорания при выходе параметров за пределы допустимых значений, или в других ситуациях, требующих останова турбоагрегата, автоматизацию процесса сбора, обработки и хранения информации о параметрах работы ГТУ.

В части автоматического управления САУ ГТУ обеспечивает: регулирование частоты вращения, а также мощности в зависимости от выбранного способа автоматического регулирования блока ПГУ и в соответствии со статической характеристикой и величиной заданной мощности; осуществление автоматической защиты ГТУ при нарушении нормального режима эксплуатации; автоматическую разгрузку ГТУ по сигналам АСУ ТП ПГУ или автоматических устройств энергосистемы (ЧДА и др.). Система регулирования ГТУ должна обеспечивать выделение на собственные нужды с устойчивой работой в данном режиме не менее 30 минут.

Полный перечень функций содержит 2.2 ТП на САУ ГТУ, который включает в т. ч.:

- предотвращение ошибочных действий оперативного персонала;
- обмен информацией с внешними системами;
- автоматическое, дистанционное и оперативное (ручное) управление пуском, остановом и выводом на опимальный режим работы газотурбинной установки;
- обеспечение автоматической сигнализации и защиты от превышения предельно-допустимых параметров работы ГТУ для безаварийной работы оборудования;
- контроль и регистрацию параметров работы положений приводов запорной и регулирующей арматуры ГТУ
- выдачу команд управления на исполнительные механизмы в случае отключения электроэнергии для перевода исполнительных механизмов в безаварийное положение и обеспечение выполнения данной команды исполнительными механизмами;
- контроль и управление системами КВОУ, ТПУ и СВ генератора;
- защиту ТГ с контролем и передачей в АСУ ТП параметров ТГ;
- автоматическое управление частотой вращения турбины;
- обеспечение автоматической регистрации продолжительности работы ГТЭ-160.1 с повышенной и пониженной частотой за весь срок эксплуатации, с расчётом эквивалентного числа пусков ГТЭ-160.1, который реализуется на серверном уровне САУ ГТЭ-160.1 и также дублируется на аппаратном уровне для гарантированного сохранения данных наработки;
- непрерывный контроль вибрации и осевого сдвига силовых агрегатов.

К числу наиболее ответственных контролируемых параметров при эксплуатации ГТУ относится определение ***температуры продуктов сгорания перед турбиной*** по значениям средней температуры газа за турбиной выполняемое, начиная с частоты вращения ротора, при которой происходит зажигание камер сгорания. Для всех режимов работы ГТУ ***определение средней температуры газа за турбиной*** обеспечивают показания штатных термопар, при этом предусмотрена диагностика термопар для исключения показаний как неисправных термопар, так и т. н. максимальной и минимальной термопар. Результаты диагностирования доступны на дисплее оператора.

Также числу наиболее ответственных контролируемых параметров при эксплуатации ГТУ относится коэффициент ***запаса до границы помпажа,*** определяемый при пуске,

начиная с оборотов зажигания, по сигналам датчиков перепада давления на всасывающем патрубке компрессора, давления в цикле, атмосферного давления и температуры, а также линии границы помпажа, как функции приведенного числа оборотов ротора.

САУ ГТУ обеспечивает все необходимые ***аварийные защиты для всех режимов работы,*** в частности:

- предотвращают развитие аварии в случае возникновения аварийной ситуации в оборудовании ГТУ;
- немедленное отключение (аварийный останов) при достижении контролируемым параметром предельного значения или по сигналу из АСУ ТП энергоблока (например, при аварийном отключении ПТУ, КУП);
- при приближении контролируемых величин к предельному значению предусмотрено формирование предупредительных сигналов, при этом предусмотрен контроль достоверности информации, правильности выполнения заданных операций, диагностирование технических и программных средств, защита от несанкционированного вмешательства персонала.

Наиболее ответственные защиты будут реализованы на отдельных элементах повышенной надёжности, дублируемых в контроллере САУ ГТУ. Действия защиты являются необратимыми, т. е. при этом исключена возможность его отмены или приостановки выполнения. Ввод отключенного оборудования возможен только после устранения причин аварии. Срабатывание любой из защит сопровождается аварийным звуковым сигналом.

К числу ***наиболее ответственных защит САУ ГТУ*** отнесены защиты по:

- превышению температуры баббита подшипников турбины, упорного подшипника (сторона ТГ) и (или) компрессора (тип защиты - 2 из 3-х, типовое значение - 120 °С);
- температуры баббита подшипника ТГ (сторона турбины, тип защиты - 2 из 2-х, типовое значение - 80 °С);
- превышению вибрации подшипников компрессора, турбины и (или) ТГ (сторона турбины) выше уставок срабатывания (11 мм/сек);
- превышению компенсированной температуры газов за турбиной (левая и (или) правая КС) выше уставки срабатывания (607 °С);
- отказу всех датчиков температуры на выходе ГТ;
- снижению давления топливного газа перед автоматическим затвором по сигналам от датчиков-сигнализаторов давления;
- повышению давления воздуха за компрессором;
- недопустимому повышении числа оборотов турбины (при достижении 112 % от номинала частоты вращения ротора);
- снижению давления масла системы регулирования (ниже уставки 10 МПа);
- приближению к границе помпажа компрессора.

В зависимости от показателей физической продолжительности технологических и электрических параметров в САУ ГТУ реализованы различные контуры регулирования с соответствующими периодами выполнения, например:

- не критичные задач регулирования могут выполняться в фоновом режиме с периодом до 500 мс;
- контур регулирования средней температуры газа за турбиной отнесён к медленнодействующим каналам управления с периодом исполнения не более 100 мс;
- период отработки быстродействующих каналов управления (в т. ч. контуры регулирования по частоте вращения ГТУ, активной мощности ТГ, ограничительный контур регулирования коэффициента запаса до границы помпажа компрессора) составляет не более 20 мс.

- период обработки алгоритмов ***автоматических защит составляет не более 10 мс.***

Автоматизированная система контроля турбогенератора (далее - АСКГ) предусмотрена для измерения заданного набора технологических и электрических параметров, их математической обработки и отображения как в АРМ САУ ГТУ, так и АСУ ТП энергоблока, а также генерации выходных сигналов управления и сигнализации.

В числе контролируемых АСКГ следующие технологические параметры.

- Температуры:
  - сердечника и обмотки статора;
  - воды, воздуха в системе охлаждения ТГ;
  - баббита и масла вкладышей подшипников.
- Электрические параметры:
  - мощность активная и реактивная;
  - токи фаз статора и возбуждения;
  - частота напряжения генератора.

Электрическое питание САУ ГТУ предусмотрено от двух сетей: основной - переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц (от собственного распределительного щита, запитанного от двух независимых вводов с АВР по вводам); резервной - постоянного тока напряжением 220 В. Кроме того, предусмотрены источники гарантированного питания, обеспечивающие работу системы при полном исчезновении напряжения в течение 60 минут с регистрацией данного события в базах данных САУ ГТУ и АСУ ТП. При этом корректное завершение работы ГТУ средствами САУ в автоматическом режиме предусмотрено при отсутствии питающего напряжения более 25 минут.

Для САУ ГТУ предусмотрены:

- инженерная станция, которая обеспечивает отображение состояния системы, диагностику работоспособности технических средств и соединительной сети;
- взрывобезопасное исполнение оборудования для взрывоопасных зон;
- защита от несанкционированного доступа, в т. ч. из сети посредством установки аппаратного файрвола;
- механическая блокировка дверей, исключающая их самопроизвольное или случайное открытие.
- изоляция электрических цепей относительно корпуса и относительно других цепей (выдерживает испытательное напряжение 500 В, 50 Гц в течение 1 минуты);
- изоляция цепи первичного питания, как и цепей, связанных с исполнительными механизмами, релейной защитой, измерительных трансформаторов тока и напряжения выдерживают относительно корпуса и других таких же цепей напряжения 1500 В, 50 Гц в течение 1 минуты;
- величина сопротивления изоляции в нормальных условиях - не менее 20 МОм.

САУ ГТЭ-160.1 выдерживает без повреждений и нарушения работоспособности воздействия в т. ч. высокочастотных электрических помех с начальной амплитудой 1 кВ.

Системы передачи данных отказоустойчивы по отношению к объединенным техническим средствам, защищены от единичных отказов или разрушения аппаратуры собственно (средств) передачи данных (кабелей, ответвителей, связных процессоров, «мастеров сети», файл-серверов и т.п.), например, резервированием и реконфигурированием.

В САУ ГТУ предусмотрено применение средств защиты информации, прошедших оценку соответствия согласно законодательству РФ о техническом регулировании. Требования к информационной безопасности будут соответствовать действующим нормативным техническим документам на момент поставки оборудования САУ ГТУ.

Для САУ ГТУ согласно ТП на САУ ГТУ будут обеспечены:

- среднее время наработки на отказ модулей системы не менее 35000 часов, первичных датчиков - не менее 33000 часов;
- максимальное время восстановления работоспособности - не более 2 часов;
- ресурс САУ не ниже ресурса ГТУ;
- вероятность ложного срабатывания по быстродействующим каналам 0,01 в 1/год;
- готовность быстродействующих каналов управления 0,997 при времени восстановления 2 часа и времени ожидания ремонта 16 часов;
- вероятность ложного срабатывания медленно действующих каналов управления 0,02 в 1/год;
- срок службы до списания при учете замены отдельных составных частей – 20 лет.

3.2.7 Автоматизированная система мониторинга и предиктивной диагностики энергетического оборудования

Помимо ТП на САУ ГТУ для непрерывного контроля и сбора данных в режиме реального времени о состоянии энергетического оборудования АО «СМ» предусмотрена «Автоматизированная система мониторинга и предиктивной диагностики энергетического оборудования. Техническое предложение ОБС.089.200ПТ» (далее - АСМПД), позволяющая заводу-изготовителю выдавать рекомендации и принимать участие в решениях о:
- необходимости проведения технического обслуживания (далее - ТО) или ремонта оборудования;
- возможности эксплуатации оборудования с ограничениями, либо остановах;
- немедленном устранении неполадок.

Кроме того, АСМПД позволяет обосновывать выполнение ремонтов по техническому состоянию энергетического оборудования, а также повысить надежность эксплуатации и снизить затраты на ТО.

Функционал АСМПД включает в т. ч.:
- сбор необходимых технологических данных в режиме реального времени;
- вычисление показателей состояния, неопределяемых прямыми замерами;
- аналитические оценки, основанные на строгих диагностических правилах;
- оценка вероятности наличия неисправностей оборудования в текущий момент;
- архивация и хранение значений и событий глубиной не менее трёх лет.

Локальная часть АСМПД представляет собой программно-технический комплекс, размещённый в электротехническом шкафу напольного исполнения и оснащённый встроенным автоматизированным рабочим местом (далее - АРМ).

Перечень возможных неисправностей оборудования ГТУ, устанавливаемых при диагностировании средствами АСМПД, представлен ниже в таблице:

ГТУ	
Система	Обнаруживаемые неисправности
Компрессор	Снижение дроссельных характеристик компрессора (рабочая точка на характеристике компрессора ниже линии рабочих режимов)
	Рабочая точка на характеристике компрессора выше линии рабочих режимов
	Снижение запаса устойчивости компрессора
	Снижение КПД компрессора
	Обледенение лопаток компрессора

	Появление зазоров в бандажный полках
Турбина	Снижение дроссельных характеристик турбины (рабочая точка на характеристике турбины ниже линии рабочих режимов)
	Снижение КПД
	Разрушение сопловых аппаратов (с увеличением площади горла сопловых аппаратов)
	Появление зазоров в бандажных полках
Камера сгорания (КС)	Снижение теплотворной способности топлива или полноты сгорания
	Повышенная неравномерность температур за турбиной
	Износ, коксование форсунок подачи топлива
	Засорение форсунок подачи топлива
	Эмиссия NO_x выше нормы
	Эмиссия CO выше нормы
	Перегрев горелок
	Засорение горелок, засорение отдельных подающих линий и износ горелок камеры сгорания
	Наступление режима виброгорения
	Повреждение стенок пламенной трубы
	Нарушение в работе устройства регулирования вторичного воздуха
	Нарушение рабочего процесса горения
	Нарушение внутреннего термопокрытия КС
Система газообразного топлива	Неисправности в системе обеспечения газообразным топливом (например, редукционная установка)
	Повышенные потери давления в фильтре газа
	Неисправности продувочных клапанов (в т. ч. открыт продувочных клапан газообразного топлива перед быстрозапорным клапаном природного газа, продувочные клапаны неплотные или открыты
	Неисправности в быстрозапорном клапане природного газа
	Неисправности в регулирующем клапане(неисправность в приводе, неисправность датчика перемещения, плохая подвижность вследствие загрязнения сальника или деформации штока)
	Неисправности в разгрузочном клапане природного газа
	Утечка топлива в агрегатах, трубопроводах системы
	Отказ клапана переключения систем пилотного / основного топлива
Система контроля пламени	Неисправность датчиков излучения (засорение кварцевых стекол на патрубках камеры сгорания или линз датчиков излучения)
Система запального газа	Отсутствие розжига/искры (нарушено электро-питание, на трансформаторе зажигания отсутствует напряжение, неисправность изоляторов, большой зазор между электродами) и отсутствие запального газа или нарушение в подаче запального газа (трубопровод запального газа перекрыт или засорен, трубопровод запального газа негерметичен, элетромагнитные клапаны запального газа неисправны, запорная арматура (магистральный газ) перекрыта или повреждена и др.)
Масляная система	Перегрев масла на выходе из подшипниковой опоры (из каждой)
	Перегрев масла на выходе из коробки агрегатов

	Перепад давления масла на фильтре выше нормы
	Утечка масла
	Неисправность насоса
Система баланса осевых усилий ротора	Отказ регулирующего клапана
Система отборов воздуха	Неисправность клапанов регулирования системы отборов воздуха
	Утечка воздуха из системы
Гидравлическая система (система поворота НА компрессора)	Угол поворота лопаток не соответствует номинальному
	Засорение фильтра гидравлической жидкости
	Неисправность насоса
КВОУ	Перепад давления на фильтре тонкой очистки выше нормы (фильтр засорен)
	Перепад давления на фильтре тонкой очистки ниже нормы (фильтр прорван)
	Перепад давления на фильтре грубой очистки выше нормы
Подшипниковые опоры	Износ подшипника: зазор между галтелью и вкладышем выше или ниже нормы
	Нагрузка на подшипник не соответствует расчетной или требуется замена масла
	Перекос вкладыша подшипника относительно шейки вала
	Повреждение, износ баббита, эллипсность шейки вала
	Повышенные вибрации подшипника из-за ударных нагрузок
	Перегрев вкладыша подшипника
Опорно-упорный подшипник	Перекос упорного диска
	Ненормальный режим работы упорного подшипника
Ротор/ вал (вибродиагностика)	Уменьшение зазора между лопаткой и корпусом в ступени компрессора / турбины, задевания в проточной части
	Механическое разрушение лопатки, обрыв лопатки или ее части
	Повышенный дисбаланс ротора
	Поперечная трещина в вале
	Автоколебания вала
	Прогиб вала ГТУ, тепловой прогиб вала ГТУ
	Тепловой прогиб ротора генератора
	Недостаточная отстройка от критических частот изгибных колебаний валопровода
	Недостаточная отстройка от собственных частот крутильных колебаний валопровода
Корпус	Нарушение крепление турбоагрегата к раме и фундаменту
Дефекты соединительных муфт	Повреждение соединительной муфты промвала с роторами ГТ и генератора
Привод агрегатов, редуктор	Диагностика технического состояния зубчатых передач (каждой шестерни)
	Диагностика технического состояния подшипников кчения и скольжения (каждого подшипника)
	Отказ датчика температуры в проточной части

Отказ датчиков	Отказ датчика давления в проточной части

Реализация функционала АСМПД предусматривает взаимодействие с Экспертно-диагностическим центром на территории Ленинградского Металлического завода АО «Силовые машины» в непосредственной близости от центра обработки данных и позволяет обеспечить круглосуточную консультационную поддержку заказчиков за счет непрерывного получения достоверной информации о текущем состоянии оборудования, автоматического анализа информации специальным программным обеспечением, а также контроля состояния оборудования силами опытных инженеров и специалистов конструкторских бюро заводов «ТКЗ», «ЛМЗ», Электросила, и других конструкторских и экспертных подразделений АО «Силовые машины».

3.2.8 Паровой котел-утилизатор

В втором этапе устанавливается котел-утилизатор производства АО (ЗиО) со вспомогательным оборудованием.

Котел-утилизатор предназначен для работы в составе парогазовой установки (далее ПГУ), в которую входят: одна газотурбинная установка типа ГТЭ-160 (далее ГТУ), один паровой котел-утилизатор ПК-186 (далее КУ), одна паровая конденсационная турбина К-73-7,5-SF (далее ПТ).

Котел-утилизатор предназначен для работы на продуктах сгорания, поступающих от ГТУ. Котел-утилизатор вырабатывает пар высокого и низкого давлений за счет утилизации тепла выхлопных газов от газовой турбины, подогревает сетевую воду в ВВТО (ВВТО установлен на линии рециркуляции ГПК).

Категория размещения котла-утилизатора по ГОСТ 15150-69- УХЛ4.

Сейсмичность района установки КУ - 5 баллов по шкале MSK-64.

Котел-утилизатор двухконтурный, барабанный, с естественной циркуляцией среды в контурах высокого и низкого давлений, горизонтального профиля газоходов до дымовой трубы, с вертикальным расположением поверхностей нагрева, однокорпусный, газоплотный, рассчитанный на работу с «наддувом».

Конструкция котла-утилизатора обеспечивает возможность проведения предпусковых и эксплуатационных водно-химических промывок пароводяного тракта, а также консервации внутренних поверхностей котла при остановах.

Конструкция КУ и его элементов должны соответствовать требованиям ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования работающего под действием избыточного давления» и требованиям соответствующих федеральных норм и правил (ФНП).

КУустанавливаемый вместе со вспомогательным оборудованием в закрытом отапливаемом помещении нового здания главного корпуса.

Собственный отдельно стоящий каркас КУ будет нести нагрузки от газохода с поверхностями нагрева, перепускных труб между поверхностями нагрева, барабанов, площадок обслуживания, вертикальные и горизонтальные нагрузки от примыкания диффузора ГТУ и выходного газохода, а также от наддува и т. н. хлопков из газовой турбины.

КУ оснащается предохранительными устройствами в соответствии с требованиями НТД:

- паровыми импульсными предохранительными клапанами для контура ВД;
- -паровыми предохранительными клапанами прямого действия для контура НД;
- предохранительными клапанами в тракте газового подогревателя конденсата и экономайзера ВД.

Соответствие КУ требованиям ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования работающего под действием избыточного давления» и применимых федеральных норм и правил (ФНП) АО «ЗиО» подтверждает Декларацией соответствия или сертификатом соответствия, кроме того, в паспорт КУ будут включены сведения о методах и объемах контроля состояния элементов, работающих под давлением, а также приложена копия обоснования безопасности КУ.

Совмещенный пуск ГТУ и КУ предусмотрен по согласованному алгоритму, а его продолжительность подлежит определению в пусковой схеме согласно результатам пуско-наладочных работ ПГУ.

АО «ЗиО» допускает работу КУ на скользящих параметрах пара, определяемых расходом и температурой газов выхлопа ГТУ и обусловленных, в свою очередь, в том числе изменением температуры наружного воздуха в допустимом диапазоне от минус 42 до +42°С.

Рабочий диапазон изменения нагрузки КУ, в том числе и насосного оборудования, соответствует диапазону нагрузок ГТУ (50 ÷ 100) %.

Оснащение КУП включает в том числе технологические защиты, блокировки, авторегуляторы и средства дистанционного управления. Т. к. ***автоматизация КУП*** предусмотрена средствами общей блочной АСУ ТП ПГУ, то поставкой не предусмотрены системы контроля и управления КУП и его вспомогательных систем, а для арматуры, участвующей в алгоритмах автоматического регулировании, управления, защит и блокировок, предусмотрено оснащение электроприводами без встроенных блоков управления. Схемы управления запорной арматурой (реверсивные пускатели, бесконтактные реверсивные пускатели, автоматы питания и др.) предусмотрено разместить в шкафах управления типа, которые не входят в объём поставки КУП.

Основные показатели при работе энергоблока в режимах для характерных температур наружного воздуха на продуктах сгорания сухого природного газа приведены в таблице 1 (гарантийным является режим работы КУ при температуре наружного воздуха +15 °С).

Таблица 1

No п/п	**Наименование параметра**	**Значение**	
1	**Справочные данные:**		
1.1	Температура наружного воздуха tн.в , °С	+15	-3
1.2	Нагрузка ГТУ, %	100	100
2	**Показатели:**		
2.1	**Контур высокого давления (ВД):**		
2.1.1	Паропроизводительность, т/ч	224	230,9
2.1.2	Температура пара на выходе, °С	517	510
2.2	**Контур низкого давления (НД):**		
2.2.1	Паропроизводительность, т/ч	50	53
2.2.2	Температура пара на выходе, °С	218	221,8
2.3	Тепловая мощность ВВТО, МВт	0	8,0
2.4	Аэродинамическое сопротивление КУ, Па	Не более 3100	
3	**Условия выполнения показателей:**		
3.1	Температура газов на входе в КУ, °С	542,2	535
3.2	Расход газов на входе в КУ, кг/с	494,6	522
3.3	Состав продуктов сгорания, масс. %:		
	N_2+Ar	76,04	75,96
	O_2	13,68	13,52
	CO_2	3,26	3,34
	H_2O	7,02	7,18
3.4	Давление пара высокого давления, МПа (абс.)	8,0	8,1

3.5	Давление пара низкого давления, МПа (абс.)	0,65	0,7
3.6	Температура конденсата на входе в КУ, °С	40	38
3.7	Температура сетевой воды перед ВВТО, °С	-	45

Поверхности нагрева КУ скомпонованы в пакеты вертикально расположенных секций из труб с наружным поперечным спирально-ленточным оребрением. Оребрение, в зависимости от поверхности нагрева, просечное или сплошное. По ходу газов последовательно расположены ПВД, ИВД, ЭВД, ПНД, ИНД, ГПК.

Газоход сверху и снизу ограничен «тёплыми ящиками», в которых расположены соединительные трубопроводы поверхностей нагрева, дренажные линии (внизу), подвески поверхностей нагрева и линии воздушников (вверху). «Тёплые» ящики отделены от газохода коллекторами поверхностей нагрева и съёмными металлическими щитами.

В дымовой трубе установлен шумоглушитель. После шумоглушителя по ходу газов установлен электроприводной отсечной клапан для поддержания остановленного КУ в горячем состоянии.

В газоходе котла-утилизатора предусмотрена установка штуцеров, отборных устройств для КИПиА газового тракта.

Отработавшие в котле-утилизаторе продукты сгорания ГТУ удаляются в атмосферу через дымовую трубу.

Котёл с байпасной системой, дымовой трубой и газовой турбиной соединён через компенсаторы.

Отсечной клапан, установленный в основной дымовой трубе, имеет две заслонки. Каждая заслонка управляется от индивидуального электропривода.

Компенсаторы байпасной системы выполнены линзового типа, компенсатор КУ газохода состоит из металлической и неметаллической частей. Неметаллическая часть компенсаторов выполнена из гибких газоплотных и теплоизолирующих элементов.

Компенсаторы на газоходах предназначены для восприятия радиальных и осевых тепловых расширений и устанавливаются таким образом, чтобы компенсировать расширение газоходов без повреждения каких-либо элементов.

Обшивка КУ выполнена из листов углеродистой стали с нанесением изоляции изнутри так, чтобы минимизировать тепловые потери и обеспечить защиту персонала.

Для газоплотной обшивки КУ предусмотрена внутренняя изоляция матами из керамического волокна и/или минеральной ваты (базальтового супертонкого волокна), защищённая от выдувания потоком газов листовой обшивкой из нержавеющей стали и углеродистой стали. Внутренняя и наружная теплозвукоизоляция газоплотной обшивки КУ будет иметь толщину, обеспечивающую температуру на обшивке 45 °С при температуре окружающего воздуха плюс 25°С, а также уровень звука на расстоянии 1 м от обшивки котла не более 80 дБА. В местах прохода трубопроводов через обшивку для уплотнения КУ предусмотрены сильфонные компенсаторы.

Кроме того, при нормативном исходном эквивалентном уровне звуковой мощности выхлопа ГТУ АО «ЗиО» обеспечит эквивалентный уровень звукового давления КУ, газоходов и вспомогательного оборудования на расстоянии 1 метр по горизонтали и 1,5 метра от пола, по горизонтали от среза дымовой трубы не более 80 дБА.

В индивидуальной дымовой трубе за КУ предусмотрены:

- газовый шумоглушитель, после которого по ходу газов будет установлен электроприводной отсечной клапан для поддержания КУ в горячем резерве;
- дренажные линии для отвода конденсата;
- присоединения для системы мониторинга выбросов.

Помимо площадок и лестниц для обслуживания оснащение дымовой трубы предусматривает молниезащиту, а также дневную светомаркировку и светоограждение.

АО «ЗиО» предусмотрена категория размещения оборудования КУ по ГОСТ 15150-69:

- на открытом воздухе - УХЛ1;
- в помещении- УХЛ4.

Также учтены:

- сейсмичность района установки КУ - 5 баллов по шкале MSK-64;
- снеговой район/снеговая нагрузка (СП 20.13330.2025 «Нагрузки и воздействия») - III /1,5 кПа;
- ветровой район/ветровая нагрузка (СП 20.13330.2025 «Нагрузки воздействия») – I/0,23 кПа;
- район по гололеду/толщина стенки гололеда (СП 20.13330.2025 «Нагрузки воздействия») – II/5 мм.

АО «ЗиО» обеспечит для КУ:

- расчётный ресурс работающих под давлением элементов котла 200 000 часов;
- расчётный срок службы не менее 40 лет;
- среднюю наработку на отказ не менее 7000 ч.
- Периодичность капитальных ремонтов не менее 8 лет;
- Коэффициент готовности-0,985,

Требования маневренности:

КУ при допускаемом общем количестве пусков-остановов за весь срок службы, не менее:

- 100 из холодного состояния;
- 1900 из неостывшего состояния;
- 8000 из горячего состояния.

Конструкция КУ должна обеспечивать возможность совмещенного пуска ГТУ, КУ и ПТУ по согласованному между разработчиками ГТУ, КУ и ПТУ алгоритму пуска. Время пуска КУ определяется при разработке пусковой схемы и уточняется при проведении пуско-наладочных работ.

Комплект поставки документации КУ включает:

- Руководство по эксплуатации,
- часть 1 «Указания по приемке, проверке и хранению оборудования»;
- часть 2 «Указания по монтажу»;
- монтажные чертежи согласно «Ведомости технической документации для монтажа;
- «Ведомость технической документации для монтажа»;
- «Руководство по эксплуатации»;
- «Руководства по эксплуатации вспомогательного оборудованиЯ»;
- паспорт КУ с чертежами общих видов котла и расчетами на прочность элементов котла, работающих под действием внутреннего давления;
- паспорта на вспомогательное оборудование КУ.

Заполнение КУ предусмотрено деаэрированной с показателем pH 9,2÷9,4.

Проектными решениями АО «ЗиО» в барабанах высокого и низкого давления (далее соответственно - БВД и БНД) предусмотрены лазы в днищах барабанов, предназначенные для внутреннего осмотра и возможности выполнения ремонтных работ внутри барабанов, а также следующие технические средства сопровождения эксплуатации.

В БВД предусмотрены:

- штуцеры для аварийного слива, непрерывной продувки, консервации, ввода химреагентов, указателей уровня, уравнительных сосудов, импульсных линий, манометра и датчиков давления;
- подвод пара собственных нужд для предпускового прогрева.

В БНД предусмотрены:

- штуцеры для консервации, указателей уровня, импульсных линий, уравнительных сосудов, манометра и датчиков давления, предохранительного клапана;
- подвод пара собственных нужд для предпускового прогрева и проведения первичной деаэрации подаваемого в деаэрационную колонку конденсата из ГПК.

Паровая продувка паропроводов предусмотрена паром при работающей ГТУ через временный выхлоп в атмосферу.

При эксплуатации КУ необходимо проводить периодическую проверку предохранительных клапанов в соответствии с утвержденным графиком при давлении не ниже указанных в руководствах АО «ЗиО».

Предохранительные клапаны ГПК следует проверять на стенде с периодичностью- раз в шесть месяцев.

Для осмотра и ремонта поверхностей нагрева, коллекторов и трубопроводов КУ между рядами вертикальных пакетов, подвешенных к потолочным металлоконструкциям каркаса с помощью металлических тяг, предусмотрены проемы.

Для ремонта объединительных коллекторов и трубопроводов, а также отсоединения заменяемых секций поверхностей нагрева от подводящих и отводящих труб и ограждающих конструкций, в верхней и нижней части КУ на уровне коллекторов секций предусмотрена установка горизонтальных ограждающих листов, образующих с потолком и подом котла, соответственно, верхний и нижний «теплые ящики».

Доступ ремонтного персонала в «теплые ящики» и в газоход к поверхностям нагрева обеспечен через прямоугольные лазы в щитах газоплотной обшивки КУ, а также с применением инвентарных стоечных лесов.

Для выполнения операций монтажа/демонтажа, выема и ремонта секций поверхностей нагрева вдоль боковых стен КУ предусмотрены ремонтные площадки.

Устройство «теплых ящиках» обеспечивает также ремонт объединительных коллекторов и трубопроводов, а также отсоединение заменяемых секций поверхностей нагрева от подводящих и отводящих труб и ограждающих конструкций.

Доступ ремонтного персонала к поверхностям нагрева предусмотрен с применением инвентарных стоечных лесов.

Перечень возможных повреждений в секции поверхностей нагрева:

- Приварка оребрённых труб к коллектору.
- Приварка штуцеров к коллектору.
- Приварка перепускных труб и трубопроводов к штуцерам коллекторов секций.
- Повреждение оребрённой трубы.

Ремонт указанных повреждений должен выполняться внутри котла без выема секций поверхностей нагрева.

При обнаружении дефекта в какой-либо трубе конструкцией КУ предусмотрена возможность замены дефектных или выработавших ресурс секций в объеме капитального ремонта котла. Ремонтные операции по замене секций обеспечены следующими конструктивными решениями:

- полный или частичный демонтаж щитов обшивки боковых стен котла, в створе с проёмами между блоками поверхностей нагрева;
- образование единой ремонтной зоны при снятии ограждающих листов у верхних и нижних камер, используемой для замены секций поверхностей нагрева;
- закрепление монорельсов и талей на балках КУ для перемещения секций в специальном кондукторе.

Устройства лазов на боковых стенах обеспечивают осмотр и ремонт, включая доставку элементов инвентарных лесов и других ремонтных материалов:

- внутренней обшивки и изоляции диффузора;

- газохода поверхностей нагрева;
- газохода к дымовой трубе.

Также предусмотрено устройство лазов для осмотра и ремонта шумоглушителя, отсечного клапана и компенсатора газохода за КУ.

В комплекте технической документации на КУ предусмотрена передача концепции технологии ремонта поверхностей нагрева, включая перечень специализированной оснастки (при необходимости). АО «ЗиО» разработаны указания по ремонту КУ, в т. ч.:

- вариант ремонта поверхностей нагрева цельными секциями;
- организация и механизация ремонта узлов КУ на месте установки.

Указания АО «ЗиО» разработаны также для демонтажа секций поверхностей нагрева, применения опорных лесов и подвесных механизмов, балки путей которых предусмотрены под потолочным перекрытием каркаса котла:

- вдоль оси котла предусмотрены четыре балки путей подвесного транспорта, по одной из которых перемещается ручная таль; после замены поверхностей нагрева в одном из двух рядов, таль устанавливается на другую балку путей подвесного транспорта;
- в поперечном направлении секции поверхностей нагрева м. б. перевешены с ручной тали на две кран-тележки с талрепами, перемещающимися вдоль одной из двух поперечных балок путей подвесного транспорта; балки путей подвесных механизмов монтируются в двух уровнях с перпендикулярно перекрещивающимся взаимным расположением.

Кроме того, предусмотрена установка четырёх балок для путей подвесного транспорта параллельно оси котла.

Балки путей кран-тележек крепятся к балкам путей подвесного транспорта. Кран-тележки перемещаются поперёк оси котла.

При выводе КУ в текущий, средний или капитальный ремонты необходимо обеспечить защиту внутренних поверхностей трубной системы поверхностей нагрева и остальных элементов, работающих под давлением от стояночной коррозии.

Для предотвращения коррозии металала внутренних поверхностей как при режимных остановах, так и при остановах в продолжительный резерв на срок свыше 6 месяцев и более АО «ЗиО» рекомендована консервация котла азотом. Заполнение внутренних поверхностей нагрева химически инертным азотом с последующим поддержанием в котле его избыточного давления предотвращает доступ кислорода, что обеспечивает устойчивость ранее образованной защитной плёнки на металле в течение длительного времени. Различают следующие виды консервации:

- без слива воды из поверхностей нагрева при останове котла на срок до 10 суток;
- при опорожнении котла из неостывшего состояния и одновременной подачей азота;
- консервация опорожнённого котла.

Установка азотной консервации состоит из азотной рампы с подключёнными баллонами и блока регулирования на собственной стойке. Постоянное электропитание для установки азотной консервации не требуется: запорная и регулирующая арматура - ручная, манометр - показывающий.

До проведения консервации необходимо произвести испытания газопроводов подачи азота на герметичность воздухом. Результаты испытания на герметичность следует считать положительными, если за период испытания давление в газопроводах не меняется, то есть, нет видимого падения давления по манометру класса точности 0,6. Длительность испытаний - 24 часа.

После чего необходимо продуть газопровод подачи азота (от установки азотной консервации до КУ) для удаления из него кислорода. Контроль содержания кислорода

необходимо проводить через линию ревизии переносным газоанализатором, допустимая концентрация кислорода - 0,5 % об.

Для организации ремонтных зон и оснащения грузоподъёмными сооружениями и механизмами для ТОиР АО «ЗиО» предоставлены массогабаритные показатели основных узлов и деталей, а также массы наиболее крупных поставочных (монтажных) блоков КУ.

Общая масса КУ ПК-186 для ТЭЦ-25, в том числе вспомогательного оборудования в Таблице 2.

Таблица 2.

№ п/п	Наименование	Предварительные массы одного КУ, кг
1	Металлоконструкции КУ (каркас КУ, каркас расширителей, опорный портал байпасной дымовой трубы, подвески поверхностей нагрева и т.п.)	235 000
2	Газоходы КУ (щиты, гарнитура, изоляция, обшивка, элементы уплотнения, компенсаторы и т.п.)	250 000
3	Площадки и лестницы КУ с оцинкованным настилом	58 000
4	Поверхности нагрева КУ	950 000
5	Основные и второстепенные трубопроводы КУ с ОПС	110 000
6	Барабан ВД	38 000
7	Барбана НД с деаэрационными колонками	25 000
8	Основная и байпасные дымовые трубы с площадками и лестницами, изоляцией и внутренней обшивкой, отсечным клапаном, газовым шумоглушителем	500 000
9	Покупные изделия (арматура, насосы, ВВТО, указатели уровня и т.п.)	55 500
10	Емкостное оборудование (РПП, РНП ВД, БСК)	9 150
11	Разное (запасные части, доска фирменная, траверса, кантователь, изоляция, декоративная обшивка, указатели тепловых перемещений и т.п.)	70 000
	Итого	***2 300 650***

Крупногабаритные и тяжеловесные поставочные блоки одного КУ указаны в таблице 3.

Таблица 3

Наимевование оборудования	**Количе-ство, шт.**	**Габариты Д х Ш х В, м**	**Масса, т**
Блоки поверхностей нагрева с отправочным каркасом, в том числе:	18	-	-
Блок №5:			
Блок№ 5/1: Газовый подогреватель конденсата (5 секции в блоке)	3	20,25х2,99х1,75	43,0
Блок№ 5/2: Газовый подогреватель конденсата (4 секции в блоке)	3	20,25х2,99х1,75	36,5

Блок № 4: Испаритель низкого давления (6 секций)	3	19,7x2,99x1,75	56,5
Блок № 3: Перегреватель низкого давления Экономайзер высокого давления (l секция + l0 секций)	3	20,25x2,99x1,75	68,0
Блок №2: Испаритель высокого давления (6 секций)	3	19,7x 2,99xl,75	62,0
Блок №l: Испаритель высокого давления + Пароперегреватель высокого давления (2 секция +4 секции)	3	20,25x2,99x l,75	48,4

Оснащение КУ предусматривает поставляемую комплектно индивидуальную дымовую трубу высотой 60,0 м и диаметром устья 6,0 м (уточняется в процессе разработки). Труба будет изготовлена из жаропрочной стали и является самостоятельной конструкцией с нижней частью, устанавливаемой в помещении и включающей:

- газовый шумоглушитель;
- отсечной клапан с электроприводом для защиты от погодных воздействий и поддержания котла в горячем резерве;
- площадки и трапы для обслуживания отсечного газового клапана, газового шумоглушителя и световой сигнализации;
- молниезащита с металлоконструкциями;
- маркировочная окраска и светоограждение;
- закладные детали для КИП;
- тепловая изоляция и декоративная обшивка для внешней поверхности дымовой трубы.

Уровень звукового давления на выходе из дымовой трубы не будет превышать 80 дБа.

3.2.9 Паротурбинная установка

В втором этапе устанавливаются котел-утилизатор ПК-186 производства АО (ЗиО) и паровая турбина К73-7,5-SF-80, производства АО «УТЗ», со вспомогательным оборудованием.

Паровая турбина К73-7,5-SF-80 предназначена для работы в составе парогазовой установки (далее ПГУ), в которую входят: одна газотурбинная установка типа ГТЭ-160 (далее ГТУ), один паровой котел-утилизатор ПК-186 (далее КУ), одна паровая конденсационная турбина К73-7,5-SF-80 (далее ПТ).

Турбина паровая конденсационная и входящеев объем поставки АО «УТЗ» оборудование соответствует требованиям стандартов, в том числе ГОСТ 24278-2016 и СТО 15052907-1154-2-2014, а также нормам и правилам, действующим в Российской Федерации.

Соответствие оборудования ПТУ требованиям ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» подтверждено сертификатами соответствия или декларациями о соответствии, предоставляемыми АО «УТЗ».

Турбина сопрягается с турбогенератором типа ТФ-90-2 с воздушным охлаждением производства НПО «ЭЛСИБ» ПАО. Турбогенератор монтируется на общем фундаменте с турбиной.

Турбина предназначается для эксплуатации в защищенном от воздействия атмосферных осадков помещении при температуре окружающего воздуха не менее плюс 5°С до 40°С. Предельное значение относительной влажности 80% при 25°С.

Климатическое исполнение УХЛ4, промышленная атмосфера типа II по ГОСТ 15150–69.

ПТ и вспомогательное оборудование рассчитаны на сейсмическое воздействие 5 баллов по шкале MSK-64.

Паровая турбина в составе блока ПГУ должна обеспечивать возможность её участия в «общем первичном регулировании частоты» (ОПРЧ), «нормированном первичном регулировании частоты» (НПРЧ) и «вторичном автоматическом или оперативном регулировании частоты и перетоков активной мощности» в энергосистеме.

Турбина, её узлы, а также вспомогательное оборудование, комплектующее паротурбинную установку, изготавливаемые и поставляемые АО «УТЗ», обладают патентной чистотой.

Направление вращения валопровода турбины правое (по часовой стрелке, если смотреть на её передний подшипник в сторону генератора).

Длительная работа турбины обеспечивается в регулировочном диапазоне электрической мощности 30–100% от максимального значения. При этом, с учетом работы паровой турбины в составе ПГУ, диапазон работы также зависит от ГТУ и может уточняться в первый период эксплуатации.

Турбина допускает:

- общее число пусков из различных тепловых состояний за весь срок эксплуатации не менее 1800, в т. ч. не менее 100 пусков из холодного состояния;
- работу в моторном режиме (без подачи пара в турбину) в течение 4 минут (единоразово);
- работу на холостом ходу после сброса нагрузки в течение 15 мину;
- сбросы нагрузки (частичные и полные), в том числе и под воздействием противоаварийной автоматики.

Основные расчетные параметры турбины представлены в Таблице 3.2.9.1.

Таблица 3.2.9.1

Наименование параметра	**Значение параметра $t_{нв}$ = +15°С**
Нагрузка блока (ГТУ), %	100
Режим работы	конденсационный
Мощность электрическая, МВт	**73,0**
Температура пара ВД,°С	517,0
Давление пара НД, кгс/см^2 (абс.)	5,9
Расход пара НД, т/ч^2	50,0
Температура пара НД,°С	204,7
Расход пара в конденсатор, т/ч	270,9
Давление в конденсаторе, кгс/см^2 (абс.)	0,067

Управление работающей турбиной производится с постоянного автоматизированного рабочего места машиниста с БЩУ.

Турбина представляет собой одновальный одноцилиндровый агрегат с петлевой схемой движения пара в цилиндре. Цилиндр турбины состоит из двух корпусов: внутреннего и наружного. Проточная часть турбины состоит 17 ступеней. 10 ступеней левого потока расположены во внутреннем корпусе, 7 ступеней правого потока расположены в наружном корпусе. Диски ступеней с 1 по 14 откованы заодно с ротором, диски последующих ступеней выполнены насадными.

Конструкция и материал дисков и лопаточного аппарата, работающих в зоне фазового перехода, обеспечивают их коррозионную стойкость в процессе длительной эксплуатации при указанном в приложении В качестве свежего пара перед турбиной.

Конструкция и материал дисков и лопаточного аппарата, работающих в зоне фазового перехода, обеспечивают их коррозионную стойкость в процессе длительной эксплуатации.

Турбина имеет дроссельное парораспределение. Пар ВД из контура высокого давления котла-утилизатора подается к блоку стопорно-регулирующих клапанов ВД, в котором размещены стопорный и два регулирующих клапана. От блока клапанов ВД пар по перепускным трубам поступает во внутренний корпус цилиндра турбины к ступеням левого потока (перемещается в сторону блока переднего подшипника). Пройдя левый поток (пар перемещается в сторону блока переднего подшипника), он разворачивается на 180° и направляется по межкорпусному пространству к ступеням правого потока.

Подвод пара НД из контура низкого давления котла-утилизатора осуществляется через 2 блока клапанов НД, каждый из которых включает в себя стопорный и регулирующий клапаны, расположенные один внутри другого и опирающиеся на одно седло.

По выходу из последней ступени отработавший пар через выхлопной патрубок поступает в конденсатор поверхностного типа.

Конструкция турбины обеспечивает свободу теплового расширения при всех режимах эксплуатации. Фикспункт турбины расположен по оси турбины и определён поперечными шпонками, расположенными на боковых фундаментных рамах. Расширение турбины происходит от фикспункта как в сторону переднего подшипника (в большей степени), так и в сторону генератора.

Для сокращения времени прогрева турбины и улучшения условий пуска предусмотрен паровой обогрев фланцевого соединения паровпускной части наружного корпуса цилиндра через обнизку горизонтального разъема во фланцах паром, подаваемым из перемычки перепускных труб к турбине за блоком стопорно-регулирующих клапанов ВД.

Конструкция турбины обеспечивает возможность производить балансировку ротора на собственных подшипниках.

Турбина снабжена паровыми концевыми уплотнениями. Система уплотнений (подачи пара на концевые уплотнения цилиндра, отсоса пара, паровоздушной смеси из уплотнений цилиндра и штоков клапанов) включает в себя коллектор уплотнений, трубопроводы с необходимой арматурой, а также эжектор уплотнений и сальниковый подогреватель.

Валопровод турбоагрегата гибкий. Ротор турбины и ротор генератора соединяются жесткой муфтой. Система валопровода турбоагрегата должна иметь отстройку критических частот валопровода от номинальной (рабочей – 3000 об/мин) частоты вращения.

Обслуживание паровой турбины выполняется с оперативной отметки обслуживания.

Основные высотные отметки ячейки турбоустановки в машзале турбинного отделения станции:

– пол оперативной отметки обслуживания плюс 12,0 м;

– пол машинного зала 0,0 м.

Система маслоснабжения турбины обеспечивает маслом систему смазки подшипников, включая подшипники генератора, при давлении после маслоохладителей на уровне оси турбины 0,069–0,078 МПа (0,7–0,8 кгс/см²) и гидравлическую часть системы регулирования и защиты (ГЧСРиЗ) при давлении 1,37±0,049 МПа (14±0,5 кгс/см²).

Подача масла в систему маслоснабжения во время работы турбины производится центробежным главным масляным насосом, размещенным в корпусе переднего подшипника. Вал насоса жестко соединен с валом турбины.

Для подачи масла в период пуска турбоагрегата предусмотрена установка пускового масляного электронасоса.

Снабжение маслом подшипников при останове турбоагрегата обеспечивается резервным насосом, а при аварийном падении давления за главным масляным насосом – либо резервным, либо аварийным насосами, подающими масло в систему смазки до маслоохладителей.

Резервный насос приводится в действие электродвигателем переменного тока, аварийный насос – электродвигателем постоянного тока, питаемым от аккумуляторной батареи станции.

Для охлаждения масла предусмотрены маслоохладители.

Для отсоса масляных паров и воздуха из маслобака, из корпуса переднего подшипника генератора и из сливного коллектора предусматривается установка специальных вентиляторов (эксгаустеров).

Система автоматического регулирования и защиты паровой турбины должна обеспечивать работоспособность паротурбинной установки во всех режимах, включая работу на сеть собственных нужд блока, собственных нужд станции, на выделенный район при работе ОПРЧ, НПРЧ и сбросах нагрузки.

Турбина снабжается электрогидравлической системой регулирования и защиты (ЭГСРиЗ) (включено в объём поставки АО «УТЗ»).

ЭГСРиЗ состоит из трех основных частей:

- гидравлической части (ГЧСРиЗ),
- электрической части (ЭЧСРиЗ);
- электрогидравлических преобразователей системы регулирования и защиты, реализующих функции преобразования электрических сигналов ЭЧСРиЗ в гидравлические входные сигналы ГЧСРиЗ.

Электрогидравлические преобразователи реализуют функции преобразования электрических сигналов управления ЭЧСРиЗ в гидравлические входные сигналы ГЧСРиЗ и размещаются в блоке управления и защиты, представляющем собой отдельный узел на площадке обслуживания турбины вблизи блока переднего подшипника.

9 Для контроля вибрации и механических величин турбины поставляется современная система контроля и мониторинга. В состав датчиков измерения механических величин входят датчики измерений частоты вращения, угла поворота ротора, осевого сдвига ротора, относительного теплового расширения ротора, теплового абсолютного расширения турбины, виброскорости подшипников турбоагрегата в осевом, вертикальном и поперечном направлениях, относительной вибрация роторов (валов) и прогиба ротора.

Конденсационная установка в пределах схемы, разрабатываемой АО «УТЗ», включает в себя конденсатор, воздухоудаляющее устройство (эжекторы), конденсатные насосы, водяные фильтры и трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсатор состоит из корпуса, сборника конденсата и переходного патрубка.

Конденсатор предназначен для конденсации поступающего из турбины пара, создания разрежения в ее выхлопном патрубке, сохранения и первичной деаэрации основного конденсата.

Конденсатор представляет собой поверхностный пароводяной горизонтальный теплообменный аппарат, состоящий из корпуса, выполненного заодно с водяными камерами, и двух трубных пучков, образованных прямыми трубами. Охлаждающая вода подводится к

конденсатору двумя потоками к каждому из трубных пучков своим трубопроводом и отводится, пройдя пучки, также отдельными трубопроводами.

Воздухоудаляющее устройство предназначено для обеспечения нормального процесса теплообмена в конденсаторе и теплообменных аппаратах, находящихся под разрежением; включает в себя два водоводяных эжектора.

Для отвода основного конденсата из сборника конденсата конденсатора и подачи его в ГПК (газовый подогреватель конденсата) установлены конденсатные насосы (два рабочих, один резервный).

Насосы приводятся в действие электродвигателями переменного тока.

Показатели надежности:

- назначенный срок службы для комплектной турбины – 40 лет;
- ресурс деталей и элементов турбины, работающих при температуре более 450ºС, составляет 220 000 ч, ресурс трубопроводов – 200 000 ч;
- средняя наработка на отказ не менее – 8000 ч;
- коэффициент готовности турбины, поставляемого с ней оборудования, -0,98;
- срок службы между капитальными ремонтами (ремонт со вскрытием турбины) не менее 6 лет.

Гарантийный срок эксплуатации на поставляемое по настоящим техническим условиям Оборудование устанавливается 24 месяца. Гарантийный срок эксплуатации исчисляется с момента подписания Сторонами Акта ввода Оборудования в промышленную эксплуатацию по соответствующей паротурбинной установке, но не более 48 месяцев с даты поставки последней партии Оборудования по соответствующей паротурбинной установке.

В части сопровождения эксплуатации и обеспечения ТОиР в комплекте поставки ПТУ предусмотрены в т. ч.:

- аппаратуры контроля механических величин турбины, включая контроль вибрационного состояния;
- первичные приборы контроля температуры металла трубопроводов подвода пара к турбине за ГПЗ ВД и НД (перед стопорными клапанами и за регулирующими клапанами), корпусов цилиндров, стенки стопорного клапана БК ВД и НД, температуры баббита (вкладышей и колодок) подшипников, температуры баббита труб на отводе пара из обнизок ЦВД; температуры масла на сливе из подшипников турбины; давления масла в узлах регулирования;
- специальный инструмент и приспособления для монтажных и ремонтных работ;
- запасные части на гарантийный период эксплуатации;
- чертежи и паспорта подъемных приспособлений турбины;
- чертежи установка датчиков;
- руководства по эксплуатации (инструкции и технические описания) турбины, системы автоматического регулирования и защиты; оборудования, поставляемого с турбиной;
- ведомости запасных частей на гарантийный срок эксплуатации и на первый капитальный ремонт).

3.2.10 Турбогенератор паротурбинной установки

Турбогенератор типа ТФ-90-2 предназначен для выработки электроэнергии в продолжительном номинальном режиме S1 по ГОСТ IEC 60034-1-2014 при сопряжении с паровой турбиной К-73-7,5-SF.

Турбогенератор соответствует техническим условиям на его изготовление и поставку, а также ГОСТ IEC 60034-1, ГОСТ IEC 60034-3, "Правилам устройства электроустановок", ГОСТ

Р 70940, ПП РФ от 13.08.2017 № 937 в действующей редакции, другим применимым требованиям АО «СО ЕЭС», стандартам и техническим регламентам, действующим на территории Российской Федерации, и комплекту технической документации.

Турбогенератор имеет закрытое исполнение. Охлаждение турбогенератора осуществляется воздухом по замкнутому контуру под действием двух осевых вентиляторов, установленных на валу ротора. Воздух охлаждается водой, которая прокачивается через воздухоохладители. Воздухоохладители генератора укомплектованы воздушными дренажами для удаления воздуха из верхней части. Воздухоохладители должны быть приспособлены к параметрам технической воды на объекте.

Направление вращения турбогенератора по часовой стрелке, если смотреть со стороны турбины.

Технические данные для номинального режима работы

Активная мощность, МВт	90
Полная мощность, МВА	112,5
Напряжение, В	10500
Ток статора, А	6186
Коэффициент мощности, о.е.	0,8
Частота вращения, об/мин	3000
Частота, Гц	50
Отношение короткого замыкания, о.е., не менее	0,35
Переходное индуктивное сопротивление, Xd′, о.е., не более	0,35
Статическая перегружаемость, о.е.	1,75
Коэффициент полезного действия, %	98,30
Ток ротора (расчетное значение), А	1350
Напряжение ротора (расчетное значение при 100°С), В	220
Соединение фаз	двойная звезда
Число выводов: ▪ линейных ▪ нулевых	 3 6
Температура охлаждающего воздуха на входе в генератор, оС	40
Температура охлаждающей воды на входе в воздухоохладитель, оС	15÷32
Расход охлаждающей воды через воздухоохладители, м3/ч	280
Расход масла на один подшипник, л/мин	150
Давление масла в подшипнике, избыточное, кПа	29 ÷ 49
Наименьшая температура масла на входе в подшипник, оС	35
Масса, т* ▪ генератор ▪ статор (монтажная) ▪ ротор	 160 106 28

Исполнение турбогенератора горизонтальное. Корпус статора сварной неразъемный, цилиндрической формы, жесткий, прочный, герметичный. Внутри корпуса вварены поперечные и продольные стенки, обеспечивающие необходимую жесткость конструкции и служащие для крепления сердечника статора с обмоткой к корпусу и рационального распределения потоков воздуха в машине.

Для установки статора на продольные ригели фундамента к корпусу приварены опорные лапы. Под лапы на ригели устанавливаются плоские фундаментные плиты.

Ротор изготавливается из цельной поковки специальной стали, обеспечивающей механическую прочность ротора при всех режимах работы турбогенератора.

Обмотка ротора выполняется из полосовой меди с присадкой серебра и укладывается в пазы, профрезерованные в бочке ротора.

Изоляция обмотки ротора по классу нагревостойкости F.

Охлаждение обмотки ротора - непосредственное. Воздух для охлаждения в каналы катушек поступает из подпазовых каналов.

Щеточно-контактный аппарат выполнен со съемными бракетами щеткодержателей. Контактные кольца изготовлены из специальной стали и насажены на консольный конец вала. Между контактными кольцами на валу установлен вентилятор для охлаждения контактных колец и щеток и отвода щеточной пыли из зоны щеточно-контактного аппарата.

Подшипники выносные. Подшипник на стороне колец контактных имеет электрическую изоляцию от фундаментной плиты и маслопроводов. Подшипник на стороне турбины поставляется производителем турбины и конструктивно встроен в её корпус. Смазка подшипников принудительная от системы маслоснабжения турбины.

Контроль вибрации опор ротора должен осуществляться системой виброконтроля, поставляемой турбинным заводом. На крышках подшипников предусмотрены места для установки измерительных преобразователей. В части вибрации генератор соответствует ГОСТ Р ИСО 20816-2-2022.

Турбогенератор укомплектовывается автоматизированной системой контроля. Автоматизированная система предназначена для обеспечения контроля над тепловыми, электрическими и технологическими параметрами. Она осуществляет регистрацию и сигнализацию выхода этих параметров из допустимых пределов, а также сопряжение с АСУ ТП энергоблока. Связь автоматизированной системы с АСУ ТП энергоблока и САУ турбины осуществляется по стандартному интерфейсу.

Показатели надежности генератора:

Число пусков-остановов в год, не более	330
Число пусков-остановов за весь срок службы	10000
Полный назначенный срок службы, лет	40
Коэффициент готовности	0,996
Наработка на отказ, час	22000
Ресурс между капитальными ремонтами, лет	8, при этом первый ремонт с выемкой ротора проводится через 1 год после сдачи турбогенератора в эксплуатацию

Тепловой контроль турбогенератора осуществляется установленными на нем термопреобразователями сопротивления.

Система возбуждения

Система возбуждения турбогенератора статическая тиристорная, со 100%-резервированием силовых преобразователей и каналов регулирования, с полным набором защит системы возбуждения на базе промышленного процессора. Система содержит два автономных и равноценных преобразовательно-регулирующих канала, каждый из которых обеспечивает все режимы работы турбогенератора, включая форсировку.

Источником питания обоих каналов является общий преобразовательный трансформатор, подключенный к собственным нуждам станции. Регулирование напряжения генератора осуществляется по пропорционально-интегральному закону цифровым

нелинейным регулятором сильного действия типа АРВ-НЛ, выполненным на базе промышленного компьютера.

Система возбуждения предназначена для работы в составе АСУ ТП энергоблока по стандартным промышленным протоколам.

Система регулирования возбуждением обеспечивает:

- улучшение демпфирования колебаний в энергосистеме каналами стабилизации;
- демпфирование колебаний ротора в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключающее самораскачивание;
- релейную форсировку возбуждения с увеличением напряжения и тока возбуждения с максимально возможной скоростью до своих потолочных значений и с настраиваемыми параметрами (напряжение ввода, снятие релейной форсировки, время задержки на снятие релейной форсировки возбуждения);
- блокировку каналов стабилизации при изменении частоты со скоростью 0,05 Гц/с и более;
- устойчивую работу генератора в режиме ограничения минимального тока возбуждения;
- ограничение двукратного тока возбуждения с точностью ±3%.

Гашение поля генератора при отключении генератора осуществляется переводом тиристорных преобразователей в инверторный режим, а в аварийных ситуациях на специальное устройство гашения поля.

Система управления возбуждением осуществляет предварительную и текущую диагностику оборудования системы возбуждения, хранение основных данных мониторинга, запись и хранение информации о действии внутренних защит в дневнике событий с многостраничным меню. В систему встроен аварийный осциллограф осуществляющий запись и хранение информации, предшествующей аварии при аварийном отключении генератора или переходе на резервный канал. Предусмотрен пульт оперативного управления, позволяющий прочесть всю записанную информацию на дисплее текущей информации.

В контроллер системы управления возбуждением встроены все необходимые средства диагностики и настройки, дополнительного программного обеспечения не требуется. Сенсорный терминал оператора обеспечивает удобный доступ к встроенным в контроллер средствам диагностики и настройки системы управления возбуждением.

Диагностика и защита системы и генератора от аварийных режимов и нештатных ситуаций реализована на основном контроллере системы возбуждения (Fastwel CPC108).

Система возбуждения обладает 100%-комплектацией, содержит трансформатор ТСЗП, сопротивление самосинхронизации (собственного производства) и шкаф защит микропроцессорный на базе промышленных компьютеров FASTWELL. В системе обеспечено максимально возможное применение отечественных компонентов.

Система возбуждения обладает высокими показателями надежности согласно ГОСТ 21558-2018:

коэффициент готовности - не менее 0,996;

средняя наработка на отказ - не менее 18000 ч;

полный срок службы - не менее 30 лет;

гарантийный срок эксплуатации – 3 года со дня ввода системы возбуждения в эксплуатацию;

срок эксплуатации между капитальными ремонтами не менее 7 лет.

Подробнее см. том 5.1.1.1 (Часть 1. Электротехнические решения. Подраздел 1. Система электроснабжения. Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технологического обеспечения», 25-83G1-00-ИСО1.1.1, здесь и далее - том 5.1.1.1)

3.2.11 Водоподготовительные установки

В соответствии с ТЗ предусмотрено проектирование парогазового блока 225 МВт в два этапа.

В первом этапе строительство водоподготовительных установок не предусмотрено.

Во втором этапе устанавливаются котел-утилизатор ПК-186 производства АО (ЗиО) и паровая турбина К73-7,5-SF-80, производства АО «УТЗ», со вспомогательным оборудованием.

Заполнение и подпитка пароводянного тракта котла должна быть обеспечена химобессоленной водой с показателем pH 9,2÷9,4. Проектом предполагается подача химобессоленной воды от существующей ВПУ.

Краткое описание существующих водоподготовительных установок.

Источником технического водоснабжения является техническая вода из Кунцевского промводовода.

Подогрев исходной воды осуществляется в существующем главном корпусе.

Существующая водоподготовительная установка (проектная производительность – 300т/ч для подпитки энергетических котлов), работает по схеме трехступенчатого обессоливания с предочисткой.

Водоподготовительная установка предусматривает обработку исходной воды по схеме полного химического обессоливания и включает в себя следующие последовательные операции:

- коагуляция в осветлителях;
− осветление коагулированной водой на механических фильтрах;
− Н-катионирование I-ступени;
− ОН-анионирование I-ступени;
− удаление углекислоты в декарбонизаторах;
− Н-катионирование II-ступени;
− ОН-анионирование II-ступени;
− Фильтр смешанного действия.

Глубоко обессоленная вода после ФСД по двум коллекторам поступает в существующие баки запаса конденсата – БЗК-1000 (V= 1000 м^3- 3 шт.) и в БЗК – 500 (V = 500 м^3- 3 шт.) для подпитки блоков.

Расширение и создание новой ВПУ не требуется – обоснование представлено в Томе 6.2.1 Раздела 6 Части 2 «Водоподготовка» 25-83G1-00-ТР2.1 (далее том 6.2.1).

Качество химобессоленной воды от существующей ВПУ представлено в таблице:

Показатель качества	Значение	Единицы измерения
Электропроводность	0,5	мкСм/см
Содержание натрия (в пересчете на Na)	2-4	мкг/дм^3
Содержание кремниевой кислоты(в персчете на SIO_2)	15-20	мкг/дм^3
Содержание железа (в пересчете на Fe)	3-9	мкг/дм^3

3.2.11.1 Склады и помещения для химических реагентов

В соответствии с Томом 6.2.1 «Водоподготовка» 25-83G1-00-ТР2.1 склад химических реагентов расположен во вновь построенном главном крпусе для энергоблока. Склад расположен на отметке 0,0 в осях А/4-Б и 4/2-6 и рассчитан на хранение месячного запаса товарных емкостей и упаковок реагентов для установок коррекционной обработки питательной и котловой воды:

- аммиака в еврокубах;
- карбогидразида в бочках;
- едкого натра в еврокубах;
- тринатрийфосфата в мешках.

Помещениеоборудовано краном электрическим однопролетным для перемещения товарных емкостей и упаковок с реагентами.

В помещении склада предусмотрена установка газоанализаторовдля контроля текущей концентрации паров аммиака, чтобы при превыше ПДК паров аммиака в воздухе рабочей зоны (>20 мг/м^3 срабатывали аварийная вентиляция и сигнализация.)

Перечень и основные показатели химических реагентов НГК энергоблока ПГУ Свободненской ТЭС, применяемых на установках коррекционной обработки (далее - УКОВ) питательной и котловой воды, согласно таблице 6.5.1 тома 6.1 представлен там же.

№ п/п	Наименование реагента	Формула	Кол-во технического реагента т/мес	Характеристика реагента и средства индивидуальной защиты	Способ хранения
1	Аммиак водный технический ГОСТ9-92	NH_3*H_2O 25 %	3,5	Аммиак водный технический, марки А. Водный аммиак - негорючая и невзрывоопасная жидкость. Однако при дегазации пары аммиака способны создать в помещении взрывоопасные концентрации. По степени воздействия на организм человека аммиак относится к 4-му классу опасности по ГОСТ 12.1.007. Предельно допустимая концентрация (ПДК) аммиака в воздухе рабочей зоны - 20 мг/м^3 по ГОСТ 12.1.005. Массовая доля аммиака- не менее 25%. Массовая концентрация нелетучего остатка - 0,07 г/дм^3. Плотность 25 % раствора аммиака - 0,91 г/см^3 Аммиак обладает резко выраженным раздражающим действием. При малых концентрациях вызывает слезотечение и резкий удушливый кашель, при больших концентрациях вызывает острое раздражени глаз, ожоги слизистых оболочек, удушье, головокружение При работе с водным аммиаком необходимо соблюдать меры предосторожности и использовать индивидуальные средства защиты: фильтрующий промышленный	Бак объёмом 4 м^3 2 шт.: (один пустой), бак-мерник объёмом 4 м^3: 3 шт. (один пустой) еврокубы

				противогаз марок КД и М по ГОСТ 12.4.121; специальную одежду по ГОСТ 12.4.121; специальную одежду по ГОСТ 27651 и ГОСТ 27653; резиновые перчатки по ГОСТ 20010; защитные очки по ГОСТ 12.4.013	
2	Карбогидразид (Авакс-100Б мод.2 или аналог)	$N_2H_3)_2CO$	0,35	Водный, стабилизированный раствор прозрачная бесцвет ная жидкость. Реагент «Авакс-100Б» мод.2 относится к 4 классу опасности по параметрам острой токсичности по ГОСТ 12.1.007-76. Реагент не горюч, взрыва- и пожаробезопасен; pH раствора - 7,0 ÷ 10,0; Плотность - (1,04 ÷ 1,08) г/см^3; Содержание основного вещества (карбогидразида) - не менее 15 %. Контроль воздуха в рабочей зоне не требуется. Средства индивидуальной защиты - респиратор, перчатки резиновые, защитные очки, спецодежда	Бак-мерник карбогидразида - объёмом 13м^3 3 шт. (один пустой), бочки объёмом 200 л
3	Тринатий фосфат ГОСТ 201-76	Na_3PO_4* $12H_2O$	0,35	Чешуйчатый или кристаллический порошок без запаха, поставляемый в полиэтиленовых или бумажных мешках, Массовая доля общего P_2O_5- не менее 18,5%; pH 1%-ного водного раствора - 11.5 ÷ 12.5; Массовая доля нерастворимогов воде осадка- не более 0,03%. Пожаро- и взрывобезопасен, обладает щелочными свойствами. По степени воздействия на организм человека продукт относится к веществам 2-го класса опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007. Предельно допустимая концентрация (ПДК) тринатрийфосфата в воздухе рабочей зоны в пересчете на P_2O_5 - 1 мг/м^3 в соответствии с ГОСТ 12.1.005. Средства индивидуальной защиты - пылезащитная одежда ПЗО-1 (в комплекте с защитными очками и респиратором), костюм для защиты от нетоксичной пыли, прорезиненные перчатки. Фильтрующие респираторы типа «Астра-2», кожаные или резиновые сапоги.	Мешалка объёмом 2 м^3 (1 шт.), мешки по 50 кг
4	Едкий натр ГОСТ Р55064-2012, РД высший сорт	NaOH 46%	1	Едкий натр марки РД, высший сорт. Бесцветная или окрашенная жидкость. Допускается выкристаллизованный осадок. Массовая доля гидроксида натрия не еврокубы более 46% Массовая доля карбоната натрия не более	Бак-мерник V=2 м^3 3 шт (1 пустой), еврокубы

				0,6% Массовая доля хлорида натрия не более 3 % Массовая доля железа не более 0,007% (в пересчете на оксид железа III) Массовая доля хлората натрия не более 0,25%. Едкий натр относится к вредным веществам 2-го класса опасности. Едкий натр пожара- и взрывобезопасен. Вызывает сильные ожогикожи и глаз. Средства индивидуальной защиты: костюм из хлопчатобумажной ткани, резиновые сапоги, резиновые перчатки, герметичные защитные очки, фильтрующий противогаз, соответствующий ГОСТ 12.4.121-2015	

3.2.11.2 Технологические процессы водоподготовки

Применяемый водно-химический режим должен обеспечить работу ээнергоблока без повреждений и снижения экономичности, вызванных коррозией внутренних поверхностей оборудования, а также образованием накипи и отложений на теплопередающих поверхностях, отложений в проточной части турбин, шлама в оборудовании и трубопроводах электростанций.

В соответствии с Приложением №6 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Р.Ф.», утвержденных приказом №1070 Минэнерго Р.Ф. от 04.10.2022г, в проекте предусмотрен один из рекомендованных водно-химических режимов котлов-утилизаторов ТЭС с энергоблоками ПГУ - фосфатно-аммиачный режим пароводяного тракта котла с учетом вертикального расположения поверхностей нагрева КУ и естественной циркуляции теплоносителя.

Для этого предлогаются следующие мероприятия:

- фосфатирование котловой воды с вводом тринатрийфосфата в БНД и БВД котла-утилизатора с возможностью подщелачиваеия тринатрийфосфата в системе подготовки и дозирования;
- ввод аммиака в питательную воду после конденсатных насосов и перед питательными насосами;
- ввод раствора карбогидразита в питательную воду после конденсатных насосов и перед питательными насосами.

Для хранения, приготовления и дозирования растворов аммиака, карбогидразида, фосфатов, щелочи предусматриваются установки коррекционной обработки воды (УКОВ), в состав которых входят следующие узлы:

- узел хранения, приготовления и дозирования раствора аммиака;
- узел хранения и дозированияраствора карбогидразида;
- узлы хранения, приготовления и дозирования раствора фосфатови щелочи (едкого натра).

Точки дозирования могут быть уточнены после выбора поставщиков основного оборудования энергоблока (КУ и паровая турбина) и предоставления им исходных данных.

Во вновь строящемся главном корпусе предусматриваются следующие установки и сооружени, связанные с поддержанием водно-химического режима блока ПГУ:

- установка коррекционной обработки питательной воды аммиаком;
- установка коррекционной обработки питательной воды карбогидразидом;
- установка коррекционной обработки котловой воды;
- склад химических реагентов УКОВ.
-узлы управления и контроля работы средствами ПТК АСУ ТП энергоблока, каждая установка имеет технологические особенности, приведенные ниже.

Раствор аммиака 25% будет поступать на территорию энергоблока в еврокубах. Разгрузка товарного 25% аммиака из еврокуба осуществляется бочковым насосом. В связи с тем, что 25% раствор аммиака летуч, его хранение предусматривается в разбавленном до 7,5% виде.

Раствор карбогидразида поступает в 200-литровых емкостях (бочках). Разгрузка товарного карбогидразида из бочек осуществляется бочковым насосом.

Тринатийфосфат поступает в сухом виде в мешках.

Щелочь (едкий натр) поступает на энергоблок в еврокубах.

О процессах водоподготовки более подробно представлено в Разделе 6 Части 2 томе 6.2.1 «Водоподготовка» 25-83G1-00-ТР2.1.

3.2.11.3 Нормативно-технические требования по обращению химически опасных веществ

Для обеспечения ***безопасной эксплуатации технологического оборудования ВПУ*** «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» утв. приказом Минэнерго России № 1070 от 04.10.2022 (рег. № 71384 в Минюсте РФ 06.12.2022; далее - ПТЭ ЭСиС) содержат главы, требования которых обязательны при эксплуатации соответствующего оборудования:

«XXII. Общие требования к водоподготовке и водно-химическому режиму объектов электроэнергетики

XXIII. Требования к водоподготовке и коррекционной обработке воды

XXV. Требования к осуществлению химического контроля

XXVI. Требования к нормам качества пара и воды.

Ниже приведены некоторые требования в части эксплуатации ВПУ со ссылками на п. п. ПТЭ ЭСиС.

Качество добавочной воды, основного конденсата, питательной воды и пара КУП должно соответствовать рекомендациям организации-изготовителя оборудования и местным производственным инструкциям (323).

Нормы качества котловой воды, режимы непрерывной и периодической продувок должны быть установлены на основе инструкций организации-изготовителя котла и скорректированы при необходимости по результатам теплохимических испытаний, проводимых на электростанции (324).

Показатели качества питательной воды и пара для вновь вводимого оборудования согласно 335 ПТЭ ЭСиС должны соответствовать требованиям документации организаций-изготовителей котла и паровой турбины, проектной документации и правилами промышленной безопасности ОПО, в т. ч. для этого необходимо обеспечить:

- соответствие технологической схемы обессоливающей установки проектной документации (312);
- проведение предпусковой очистки пароводяных контуров при вводе в эксплуатацию нового теплоэнергетического оборудования электростанции средствами комплекса ВПУ, установок очистки конденсата, коррекционной обработки воды, бакового и реагентного хозяйства.

- включение в работу устройств механизации и автоматизации технологических процессов водоподготовки, очистки конденсата, а также коррекционной обработки воды и приборов автоматического химического контроля при пуске установок (313);

Эксплуатация оборудования, трубопроводов и арматуры ВПУ и установок очистки конденсата, а также строительных конструкций, поверхности которых соприкасаются с коррозионно-активной средой, допустима сохранности на таких поверхностях антикоррозионного покрытия или изготовления их из коррозионностойких материалов (314).

В 325 ПТЭ ЭСиС помимо определения качества воды, пара, конденсата, отложений, реагентов, ионообменных смол, консервирующих и промывочных растворов, топлива, шлака, золы, газов, масел и сточных вод установлены следующие требования к функционалу химического контроля на электростанции:

- выявление нарушений режимов работы водоподготовительного, теплоэнергетического и теплосетевого оборудования, приводящих к коррозии, накипеобразованию и отложениям;
- проверка загазованности производственных помещений, баков, колодцев, каналов и других объектов;
- определение количества вредных выбросов электростанции в окружающую среду.

Кроме того, на электростанции должен быть организован химический мониторинг и контроль за ведением ВХР основного и вспомогательного тепломеханического и электрического оборудования (326).

Выполнение требований 325 и 326 ПТЭ ЭСиС подлежит реализации силами специализированного подразделения:

- укомплектованного квалифицированным персоналом, прошедшим обучение и инструктаж по рассматриваемому направлению химического контроля;
- оснащённого оборудованием для проведения исследований (испытаний) и измерений;
- наделённого комплектом соответствующих нормативных документов;
- имеющего действующее заключение о состоянии измерений в лаборатории и (или) аккредитацию в соответствии с законодательством РФ об аккредитации.

Для безопасности персонала эксплуатируемые устройства подготовки проб, установленные на контролируемых участках пароводяного тракта, должны обеспечивать охлаждение проб до температуры (20 ÷ 40) °С (327).

В дополнение к внутреннему осмотру оборудования к функционалу специализированного подразделения химического контроля отнесена вырезка образцов труб, если иное не установлено документацией организации-изготовителя оборудования, а также отбор отложений из проточной части турбин, подогревателей. Места и периодичность вырезки образцов труб должны определяться в соответствии с рекомендациями организации-изготовителя оборудования и производственными (местными) инструкциями (328). Кроме того, специализированное подразделение химического контроля должно участвовать расследовании аварий и неполадок, связанных с ведение ВХР, с участием персонала химического цеха (310).

В ***части ремонтов оборудования ВПУ***, установок для очистки конденсатов и коррекционной обработки воды согласно 315 в ПТЭ ЭСиС необходимо руководствоваться «Правилами организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» (утв. приказом Минэнерго от 25 октября 2017 г. № 1013, рег. в Минюсте России 26 марта 2018 г. № 50503) (здесь и далее - Правила ТОиР). Ремонтные работы с применением открытого огня следует производить в соответствии с

требованиями Федерального закона № 123-ФЗ и инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасныхи химически опасных производственных объектах, разработанной и утвержденной эксплуатирующей организацией (224).

Изменения проектных схем и конструкций оборудования, которые могут влиять на работу ВПУ и установок для очистки конденсатов, а также на ВХР электростанции, допустимы только на основании соответствующей проектной документации (310).

Предотвращение проникновения на ОПО посторонних лиц является общим требованием, выполнение которого должно быть обеспечено соответствующими проектными решениями, в т. ч. для технологических участков ВПУ, кроме того, территория склада кислот и щелочей должна быть использована только для непосредственной производственной деятельности склада (265).

Общие ***требования к эксплуатации технологических установок, связанных с обращением химически опасных веществ*** (далее - ХОВ), содержат ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасности химически опасных производственных объектов» утв. приказом Ростехнадзора № 500 от 07.12.2020 (рег. № 61706 в Минюсте РФ 22.12.2020, далее - Правила для ХОПО). Ниже приведены требования Правил для ХОПО, в т. ч. к персоналу химически опасных технологических участков в части (26: здесь и далее - со ссылками на соответствующие пункты):

- аттестации в области промышленной безопасности в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 25 октября 2019 г. № 1365;
- обучения правилам использования и способам проверки исправности средств индивидуальной защиты (далее - СИЗ);
- прохождения тренировки по применению СИЗ.

В зависимости от степени освоенности технологий и целей выполняемых работ эксплуатирующая организация предусматривает, как правило, следующие типы технологических регламентов (31) по обращению с ХОВ: постоянные, временные (пусковые), разовые (опытные), лабораторные (пусковые записки, производственные методики), при этом подлежат учёту проектная и распорядительная документация эксплуатирующей организации (32). Основные требования к технологическим регламентам приведены в главе IV Правил для ХОПО. В 10 Правил для ХОПО приведены условия обеспечения химической безопасности проведения отдельного технологического процесса или его стадий.

Системы аварийного освобождения химико-технологических систем от обращающихся ХОВ запрещено использовать для других целей, при этом такие системы должны (18):

- находиться в постоянной готовности, включая средствами контроля и управления;
- исключать образование химически опасных смесей как в самих системах, так и в окружающей атмосфере, а также развитие аварий;
- обеспечивать минимально возможное время освобождения.

Сбрасываемые ХОВ следует направлять в закрытые системы для дальнейшей утилизации (20).

Согласно 126 в Правилах для ХОПО ***техническое обслуживание, эксплуатация, освидетельствование трубопроводов, запорной арматуры и предохранительных клапанов***, включая ***порядок и периодичность*** этих работ, должны соответствовать технической документации изготовителя, которая должна устанавливать ***назначенный срок службы*** с учетом конкретных условий эксплуатации для внесения в соответствующие ***паспорта***.

Продление срока безопасной эксплуатации технологического оборудования, машин, трубопроводов и трубопроводной арматуры, выработавших назначенный срок службы, предусмотрено согласно соответствующим требованиям промышленной безопасности.

При ***техническом обслуживании и ремонте*** (далее - ТОиР) технологического оборудования и трубопроводов, связанных с обращением ХОВ, необходимо в т. ч.:

- выполнение неразрушающего контроля сварных соединений технологических трубопроводов, транспортирующих токсичные и высокотоксичные вещества, должен покрывать не менее 100 процентов длины сварного шва каждого сварного соединения (130);
- исключать пребывание людей внутри технологического оборудования при гидравлической, механической или химической очистке оборудования (133);
- контролировать степень коррозионного износа оборудования и трубопроводов с использованием методов неразрушающего контроля (141) и восстанавливать средства и покрытия антикоррозионной защиты (139);
- обеспечить периодический или постоянный приборный контроль за уровнем вибрации в объеме, установленном изготовителем оборудования (147);
- как правило исключать фланцевые или другие разъемные соединения трубопроводов (151);
- применять для предупреждения аварий, предотвращения их развития в технологических системах противоаварийные устройства: запорную и запорно-регулирующую арматуру, клапаны, отсекающие и другие отключающие устройства, предохранительные устройства от превышения давления (153);
- противоаварийные устройства, предназначенные для подачи в технологическую аппаратуру ингибирующих и инертных веществ, должны обеспечивать заданные параметры по производительности и быстродействию при аварийных режимах и исключать возможность выброса опасных веществ в атмосферу (при наличии, 155);
- не допускать эксплуатацию технологических систем с неисправными или отключенными противоаварийными устройствами и системами подачи инертных и ингибирующих веществ (при наличии, 159);
- восстанавливать предусмотренную опознавательную окраску, предупреждающие знаки и маркировочные щитки (61) и опознавательную разметку (160);
- проводить работы с ХОВ с применением СИЗ (222).
- предусматривать меры по выводу в безопасное место людей, не занятых непосредственно выполнением работ по предотвращению и (или) ликвидации аварии (220).

3.2.12 Проектные решения для технологических трубопроводов

Приведенные ниже проектные решения для технологических трубопроводов представлены в Разделе 6 тома 6.1.1 25-83G1-00-ТР1.1.

Расчёты толщин стенок трубопроводов с учетом припуска 1 мм на коррозию выполнены в программе «СТАРТ» с учетом требований ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия» и РД 10-249-98 «Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды».

Предусмотренная к установке на трубопроводах запорная, защитная и регулирующая стальная арматура, в т. ч. с электроприводами дистанционного управления, в основном бесфланцевая. Класс герметичности арматуры для трубопроводов высокого давления (острый пар) и топливопроводах - «А», для остальных трубопроводов «В» («С»).

Технические характеристики основных трубопроводов с указанием диаметров, материала, эксплуатационной категории трубопроводов представлены в соответствии с техническим регламентом ТР ТС 032/2013 «Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением, СТО ЦКТИ 10.003-2007 «Трубопроводы пара и горячей воды тепловых электростанций. Общие технические требования к изготовлению», а также Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года № 536.

Технические характеристики трубопроводов определены в соответствии со СТО 7981489747-2014 «Детали трубопроводов пара и горячей воды на давление до 2,2 МПа (22 кгс/см2). Трубы и прокат. Сортамент».

Расчетный срок службы трубопроводов – 25 лет.

Расчетный ресурс трубопроводов – 200 тыс. часов.

Монтажные работы, контроль качества сварных соединений и испытания трубопроводов должны соответствовать требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года № 536.

Визуальному контролю подлежат все сварные соединения трубопроводов.

В соответствии с требованиями ФПН в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» (п. п.109, 134) необходимость термообработки и подогрева сварных стыков определяется технологией сварки, технология сварки указывается при разработке проектно-конструкторской документации (п. 132 ФНП).

Опорно-подвесная система трубопроводов выполняется на основании результатов расчетов на статическую прочность в соответствии с требованиями РД 10-249-98 «Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды». С целью унификации изготовления опорно-подвесная система трубопроводов, в зависимости от технических характеристик, выполняется по следующим стандартам:

- ОСТ 108.275.24-80 «Опоры трубопроводов ТЭС и АЭС. Типы»;
- ОСТ 108.275.50-80 «Детали и сборочные единицы опор, подвесок, стяжек для линзовых компенсаторов и приводов дистанционного управления арматурой трубопроводов ТЭС и АЭС. Технические требования»;
- ОСТ 108.275.69-80 «Блоки пружинные для опор трубопроводов ТЭС и АЭС. Конструкция и размеры»;
- ОСТ 34-10-610-93 «Опора неподвижная для вертикальных коробов. Типы и основные размеры»;
- ОСТ 34-10-623-93 «Опора скользящая неподвижная. Типы и основные размеры»;
- ОСТ 34-10-723-93 «Сборочные единицы и детали подвесок стационарных трубопроводов Рраб < 2,2 МПа ТЭС, АЭС и пылегазовоздухопроводов ТЭС. Общие технические требования»;
- ОСТ 34-10-745-93 «Блок пружинный опорный. Конструкция и размеры».

Монтажные работы, контроль качества сварных соединений и испытания трубопроводов должны соответствовать требованиям ФПН в области промышленной безопасности Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»

Очистка полостей основных трубопроводов и других элементов пароводяного тракта выполняется специализированной организацией в соответствии требованиям п. 273

указанного выше ФНП, способ очистки определяется специализированной организацией, выполняющей монтажные работы, и согласовывается с заводом-изготовителем.

Проектными решениями в соответствии с параметрами технологического процесса на трубопроводах предусмотрена установка запорной, защитной, и регулирующей арматуры, окончательная номенклатура и производитель, которой будут определены по итогам конкурсных торгов. Арматура, устанавливаемая на трубопроводах - стальная и в основном бесфланцевая, как ручная, так и с электроприводами дистанционного управления.

Основные технические характеристики основных трубопроводов с указанием диаметров, материала, эксплуатационной категории трубопроводов приведены в Разделе 6 тома 6.1.1 25-83G1-00-ТР1.1.

Проектные решения для опорно-подвесная система трубопроводов унифицированы в зависимости от технических характеристик и обоснованы результатами расчетов согласно РД 10-249-98 «Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды».

В Разделе 6 тома 6.1.1 25-83G1-00-ТР1.1 приведены основные показатели тепловой изоляции, разработанной для следующих локализаций и условий эксплуатации оборудования и трубопроводов:

- в помещении и на открытом воздухе с температурой теплоносителя 50°С и выше;
- при необходимости защиты от наружной конденсации влаги (при температуре технологических сред + 19 °С и ниже);
- при температуре теплоносителя 50 °С и ниже для предотвращения замерзания и (или) сохранения температуры теплоносителя или холодоносителя при отрицательной температуре окружающей среды.

Для трубопроводов со средой, подверженной замерзанию на период останова, применяется электрообогрев с использованием саморегулирующейся нагревательной ленты;

Все трубопроводы, проложенные по эстакаде, подлежат антикоррозионному покрытию и опознавательной окраске.

Для теплой изоляции оборудования и трубопроводов предусмотрено использование:

- минераловатных и базальтовых матов;
- одеял и лент из огнеупорного керамического волокна;
- цилиндров, рулонов и трубок из вспененного синтетического каучука.
- сухих теплоизоляционных смесей, обмуровочных и теплоизоляционных плит на основе вермикулита для паровых турбин и парового котла.

3.2.13 Система электроснабжения

3.2.13.1 Отпуск производимой электроэнергии и собственное технологическое потребление электроэнергии

В томе 5.1.1.1. (подраздел 1 «Система электроснабжения» раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технологического обеспечения», 25-83G1-00-ИОС1.1.1, здесь и далее - том 5.1.1.1)÷ в чати опитания электроснабжения потребителей собственных нужд отмечено:

Для организации электроснабжения собственных нужд энергоблока принята схема с двумя рабочими секциями сборных шин. Подключение всех потребителей 6 кВ, а также всех рабочих трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ энергоблока осуществляется к рабочим секциям КРУ 6,3 кВ.

Ввод рабочего питания секций выполнен непостредственно от обмоток НН рабочего трансформатора собственных нужд. Технические характеристики ТСН представлены в разделе 15. Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформатора приведен в приложении

Б. Выбор мощности ТСН блока производится из условий обеспечения питания всей присоединенной к соответствующим секциям нагрузки собственных нужд без перегрузки трансформатора.

Ввод резервного питания секций выполнен от секций резервного ввода. Электроснабжение секций резервного ввода в нормальном режиме осуществляется от резервного трансформатора. Технические характеристики РТСН представлены в разделе 15. Тома 5.1.1.1.

Резервные трансформаторы 6/0,4 кВ подключаются непосредственно к секция резервного ввода, что позволяет обеспечить электроснабжения ответственных секций потребителей 0,4 кВ от независимого источника в т.ч. при отказах на сборных шинах рабочих секций.

Для обеспечения электроснабжения ответственных потребителей в аварийных ситуациях, с одновременной потерей питания от рабочего и резервного трансформаторов собственных нужд предусмотрена возможность электроснабжения резервных трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ, подключенных к секциям резервного ввода, от третьего независимого источника – резервной магистрали собственных нужд ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго». Подключение к резервной магистрали собственных нужд осуществляется кабельными вводами имеющими ограничения по длительно допустимому току. Для исключения перегрузки указанных кабелей предусмотрена взаимная блокировка между указанными вводами вводами резервными вводами пинания рабочих секций.

Проектом предусматривается блокировка включения вводов секций (в т.ч. АВР) при при повреждениях на шинах 6,3 кВ.

Питание рабочего трансформатора собственных нужд ТСН- осуществляется отпайкой от генераторного пофазно-экранированного токопровода на участке между генераторным выключателем и повысительным блочным трансформатором. Вывода низшего напряжения обмоток ТСН напряжением 6,3 кВ присоединяются к рабочим секциям КРУ 6 кВ паросилового энергоблока трехфазными токопроводами в общей оболочке с разделительными перегородками. Присоединение трансформатора к сборным шинам КРУ 6,3 кВ осуществляется через вводные ячейки с вакуумными выключателями.

Для организации техничекого присоединения резервного трансформатора собственных нужд к электрическим сетям отпайкой от КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь принята схема подключения «трансформатор-линия» с установкой выключателя в цепи присоединения. Для реализации указанной схемы подключения в цепи присоединения резервного трансформатора собственных нужд устанавливаются следующее коммутационное и измирительное оборудование:

- элегазовый выключатель 110 кВ;
- заземляющий нож (между силовым трансформатором и выключателем);
- разъединитель с двумя комплектами заземляющих ножей (между выключателем и кабельной линией);
- измерительный трансформатор напряжения (со стороны присоединения КЛ);
- измерительные трансформаторы тока (междувыключателем и разъединителем);
- ограничители перенапряжения (со стороны кабельной линии и со стороны силового трансформатора);
-предусматривается использование трансформаторов тока встроенных в высоковольтные ввода трансформатора.

Потребители СН подключаются к шинам секции КРУ 6,3 кВ блока через ячейки КРУ с вакуумными выключателями. На каждой секции предусматриваются ячейки с трансформаторами напряжения на выкатного исполнения и комплектом заземляющих разъединителей со стороны шин секций.

Для защиты от коммутационных перенапряжений на шинах каждой секции 6,3 кВ, а также в ячейках присоединений со стороны линий устанавливаются ОПН.

На каждой рабочей секции КРУ 6,3 кВ установлен трансформатор частичного заземления нейтрали, предназначенный для обеспечения надежной работы релейной защиты и уменьшения повреждаемости изоляции электрооборудования от перенапряжений при однофазных замыканиях на землю за счет частичного заземления нейтрали в сети 6 кВ собственных нужд станции.

Принципиальная схема собственных нужд 6,3 кВ приведены на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.03. Решения по подключению рабочего и резервного трансформатора собственных нужд со стороны высшего напряжения приведены на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.02

В соответствии с требованием п. 8.47 ВНТП-81 в качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд станции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей, резервных, особо ответственных механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на блоке ПГУ предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

Для обеспечения требования п. 8.51 ВНТП-81 по резервированию аккумуляторных батарей на блоке ПГУ устанавливается две АБ. Резервирование не учитывается при выборе емкости батареи.

Для питания потребителей на первом и втором этапе строительства к установке приняты аккумуляторные батареи типа GroE емкостью 1200 А·ч. Каждая АБ устанавливается в отдельном помещении с принудительной системой вентиляции.

Для подключения АБ к разным секциям на блоке ПГУ предусматривается установка двух отдельных щитов постоянного тока (ЩПТ №1 и ЩПТ №2). Между щитами предусмотрены цепи резервирования.

Схема сети оперативного постоянного тока приведена на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.05 «Схема принципиальная электрическая собственных нужд постоянного тока».

Каждый щит постоянного тока включает в себя:

– устройство стабилизации напряжения;
– два зарядно-подзарядных устройства АБ;
– устройство зарядно-подзарядное резервных элементов АБ;
– разрядное устройство;
– шкаф с инвертором аварийного освещения;
– систему контроля изоляции;
– систему поиска «земли» в сети постоянного тока.

Так же в соответствии с техническим заданием предусмотрена установка шкафа для переключения питания потребителей с поврежденной изоляцией.

Питание электродвигателей маслонасосов смазки и регулирования турбин осуществляется от шин постоянного тока отдельными линиями, в цепи которых устанавливаются автоматические выключатели.

Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда, который осуществляется с помощью зарядно-подзарядных устройств. Устройства УЗП питаются от разных секций 0,4 кВ ОСН.

3.2.13.2 Релейная защита и автоматика

В томе 5.1.2 (25-83G1-00-ИОС1.2.) отмечено, что для обеспечения нормальной работы электрооборудования и его сохранности в аварийных режимах предусмотрена система релейной защиты и автоматики (далее - РЗА) всех элементов главной схемы ТЭС, включая оснащение устройствами РЗА следующих элементов:

- генераторов;
- блочных повышающих трансформаторов;
- рабочего трансформатора СН типа ТРДНС-25000/15-У1;
- резервного трансформатора СН ТРДНС-25000/110;
- распределительных устройств напряжением 6 и 0,4 кВ.

Электрическое питание устройств РЗА, сигнализации, электромагнитов включения и отключения и др. предусмотрено постоянным: оперативным током 220 В (подробнее см. в томе 5.1.2).

3.2.13.3 Электромагнитная совместимость

Электромагнитную совместимость (далее - ЭМС) основного и вспомогательного оборудования обеспечивает разработанный и представленный комплекс мероприятий, в т. ч. для устройств РЗА, ПА, АСУ ТП связи, т. к. использование микропроцессорной аппаратуры без электромагнитной защиты микропроцессоров (далее - МП) систем и цепей их коммутации часто приводят к возникновению неисправностей, также возможны пробои изоляции, выгорание монтажа, повреждение элементов, сбои в работе и ложная работа защит. Характерными источниками электромагнитных воздействий в нормальных и аварийных режимах, которые могут оказывать влияние на МП аппаратуру, являются:

- импульсные помехи, возникающие при коммутациях силового оборудования и КЗ в первичных цепях;
- импульсные помехи от токов молнии;
- магнитные поля промышленной частоты;
- электромагнитные поля радиочастотного диапазона;
- импульсные магнитные поля;
- помехи, связанные с возмущениями в цепях питания МП аппаратуры в цепях постоянного и переменного тока;
- кондуктивные помехи.

3.2.13.4 Заземление и молниезащита

В томе 5.1.1.1 отмечено, что ***защита людей при косвенном прикосновении*** обеспечивается выполнением следующих мероприятий:

- защитное заземление всех металлических корпусов светильников, щитков, розеток, кронштейнов, металлических конструкций и т. п. предусмотрено заземлить через защитный PE-проводник;
- автоматическое отключение питания: осветительные приборы будут подключены к электрической сети через автоматические выключатели, имеющие нормативное время срабатывания;
- уравнивание и выравнивание потенциалов;
- дифференциальные автоматы с током утечки не более 30 мА в питающей линии осветительной сети, предусмотренные в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных помещениях.

В проекте принят тип системы заземления TN-S (с разделением нулевого защитного и нулевого рабочего проводника на всем её протяжении).

Кроме того, в разделе 17 тома 5.1.1.1 приведен перечень ***мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите*** в котором предусмотрена:

- система заземления тип TN-S, в которой функции нулевого защитного (PE) и нулевого рабочего (N) проводников разделены.

Вокруг проектируемых зданий по периметру прокладывается стальная полоса сечением 40х5 мм, или сталь круглая диаметром 20 мм на расстоянии 1 м от фундамента здания и на глубине 0,7 м. Данный контурный заземлитель присоединяется к ЗУ не менее, чем в четырех точках. У входов в здания прокладываются полосы заземления сечением 40х5 мм на глубине 1 и 1,5 м и на расстоянии 1 и 2 м от контурного заземлителя соответственно.

Наружные заземляющие контуры зданий и сооружений будут:

- изготовлены из круглой стали диаметром 24 мм;
- проложены на глубине (0,5 ÷ 0,7) ми на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов;
- соединены с вертикальными стержневыми заземлителями длиной 5 м, заглублёнными в грунт.
-

Комплекс средств молниезащиты зданий и сооружений включает в себя мероприятия как по ***защите от ударов молний***, так и мероприятия по ***защите от вторичных воздействий молний***.

Проектными решениями для молниезащиты предусмотрено использование искусственных и естественных молниеприемников, токоотводов и заземлителей, в т. ч. металлических конструктивных элементов зданий и сооружений (кровли и их элементы, каркасы зданий и т. д. с толщиной металла не менее 4 мм).

Между элементами естественных молниеприемников, токоотводов и заземлителей должна быть обеспечена электрическая непрерывность.

Для ***защиты от заноса высоких потенциалов*** к контуру защитного заземления предусмотрено присоединение как на вводе в защищаемое здание, так и на ближайшей к зданию опоре:

- внешних надземных металлических конструкций и коммуникаций;
- газопроводов и труб;
- кабелей с металлической оболочкой, не имеющие изоляционного покрытия.

Защиту от электростатической индукции обеспечит присоединение всего оборудования и аппаратов здания, сооружения или установки к защитному заземлению и присоединением молниеприемной сетки токоотводами из оцинкованной полосы, проложенными по колоннам каркаса здания, к наружному контуру заземления не реже чем через 20 м.

Для защиты обмоток блочных повысительных трансформаторов, резервного трансформатора собственных нужд и трансформаторов СН от перенапряжений предусмотрено использование ограничителей перенапряжений.

В соответствии с назначением зданий и сооружений предусмотрено их отнесение к разным уровням защиты от прямых ударов молний.

К III-му уровню защиты от ПУМ отнесены ГК и вспомогательные сооружения, защищаемые с помощью искусственных и естественных молниеприемников, токоотводов и заземлителей.

В местах заземления спусков от молниеотводов обеспечено растекание тока молнии от стойки конструкции по трем магистралям заземления

3.2.13.5 Система освещения

В разделе 19 тома 5.1.1.1 приведено описание систем рабочего и аварийного освещения

Для всех помещений принята система общего равномерного или локализованного освещения. Выполняется два вида освещения: рабочее и аварийное (эвакуационное и резервное освещение).

Системы внутреннего и наружного освещения обеспечивают необходимые уровни освещенности и соответствуют:

- по административным помещениям - СП 256. 1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа»;

- по производственным помещениям, наружному освещению и площадкам производства работ - СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

Наружное освещение в объеме проекта выполняется для дорог, ОРУ и других технологических площадок. Категория по надежности электроснабжения наружного освещения - 3. Питание сети наружного освещения территории производится от сборки наружного освещения, установленной в помещении вторичных сборок в ЭТП над отм. +20,850 (см. ПД № 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.06).

Предусматривается централизованное (из помещения ЦЩУ) ручное и автоматическое управление освещением территории и светоограждением (от астрономического реле времени, установленного в шкафу управления освещением 00UMD23GP501).

Светильники наружной установки, устанавливаемые над входами в здания и воротами присоединены к сети аварийного освещения, управляются датчиком движения и освещенности и отключаются по требованию ГО ЧС по алгоритму, заданному для аварийного резервного освещения (за 3 мин после окончания режима частичного затенения).

Внутреннее освещение отвечает требованиям главы 1.7 и раздела 7 ПУЭ 7-го издания для производственных цехов и для общественных и административных зданий. Внутреннее освещение делится на рабочее и аварийное освещение. В качестве источников света выбираются наиболее энергоэффективные светодиодные светильники.

В контейнерных модулях предусматривается рабочее и аварийное освещение, которое входит в комплектную поставку заводов - изготовителей.

Система аварийного освещения включает в себя резервное (для продолжения работ) и эвакуационное освещение (зон повышенной опасности и путей эвакуации). Резервное освещение выполняется из расчета 30% от рабочего освещения в соответствии с СП 52.13330.2016.

Аварийное резервное освещение предусматривается на важнейших рабочих местах, а также в местах, где недопустимо прекращение технологического процесса.

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения специально нанесенной буквой «А» красного цвета.

В помещениях основных цехов главного корпуса (турбинное и котельное отделения), на площадках обслуживания котельного и турбинного оборудования, в помещениях, предназначенных для постоянного прохода персонала, осветительные приборы аварийного освещения включены в течение всего времени, когда включено рабочее освещение. При этом управление аварийным освещением выполняется автоматическими выключателями, установленными в шкафах аварийного освещения.

В остальных помещениях и вспомогательных зданиях осветительные приборы аварийного освещения включаются одновременно с осветительными приборами рабочего освещения (п.7.6.8 СП 52.13330.2016). Управление в данном случае выполняется с помощью выключателей, установленных у входа в помещение.

Для обеспечения необходимой продолжительности работы эвакуационного освещения (освещения путей эвакуации и антипанического освещения) в проекте применяются светильники со встроенными аккумуляторными блоками, рассчитанными на 1 час работы.

Согласно СП 52.13330.2011 проект выполняется с учетом требований равномерного освещения путей эвакуации и эвакуационного освещения зон повышенной опасности. Горизонтальная освещенность по путям эвакуации составляет не менее 1 лк вдоль центральной линии прохода и 0.5 лк по всей ширине прохода. Эвакуационное освещение зон повышенной опасности составляет 10% от рабочего освещения, но не менее 15 лк.

Сеть эвакуационного освещения оснащается световыми указателями (знаками безопасности).

Световые указатели (знаки безопасности) запитываются от сети аварийного освещения и устанавливаются:

- над каждым эвакуационным выходом (указатели «ВЫХОД»);
- на путях эвакуации с указанием направления эвакуации;
- для обозначения мест размещения первичных средств пожаротушения;
- для обозначения мест размещения средств экстренной связи и других средств, предназначенных для оповещения о чрезвычайной ситуации.

Зонами повышенной опасности на ПСУ (согласно определения СП 52.13330.2016) являются:

- щит управления;
- фасады шкафов в РУ-0,4 кВ;
- задвижка на аварийном сливе масла ПТ;
- запорная арматура на газопроводе.

Сети освещения в пожароопасных зонах выполняются в соответствии с требованиями главы 7.4 ПУЭ.

Групповая осветительная сеть выполняется:

- в машинном зале, в котельном отделении на наружных металлических лестницах в оцинкованной трубе по металлоконструкциям. Обход колон, криволинейные участки трасс и опуски к выключателям освещения выполняются в армированной ПВХ трубе, на лестницах снаружи здания - в металлорукаве с ПВХ оболочкой;
- в электротехнических помещениях в швеллерах под перекрытием и в ПВХ трубах по стенам и за подвесным потолком. В коридорах и лестничных маршах внутри зданий проводка по стенам выполняется скрыто за обшивкой листами ГКЛ либо открыто в ПВХ трубах, под перекрытием и за подвесными потолками в армированных гибких ПВХ трубах и в металлических лотках с перегородками
- в административных помещениях, кабинетах, лабораториях, не имеющих классов зон пожаро- и взрывоопасности, проводку выполнить в негорючих гофрированных трубах из ПВХ и в швеллерах за подвесными потолками и открыто в пластиковых коробах по стенам с применением встраиваемых выключателей и розеток в данные короба.

Питание сети рабочего и аварийного (резервного и эвакуационного) освещения осуществляется от независимых источников питания, от разных секций шкафов 0,4кВ.

Питание сети рабочего освещения и розеточной сети 220 В (в ЭТП) главного корпуса осуществляется от сборок рабочего освещения. Сборки рабочего освещения для главного корпуса располагаются в помещении вторичных сборок в ЭТП над отм. +20,850.

Питание сборок рабочего освещения осуществляется от РУСН 0,4 кВ ОСН через стабилизаторы переменного напряжения СПН 00UMD30GP401, 00UMD30GP402, 00UMD30GP403, согласно ВНТП- 81, (см. ПД № 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.10).

Питание групповых шкафов рабочего освещения и розеточной сети 220 В в АБК производится от секции ВРУ 0,4кВ, расположенной в электротехническом помещении АБК на отм. 0,000.

Питание групповых шкафов рабочего освещения и розеточной сети 220 В в циркнасосной производится от РУ 0,4кВ, расположенной в электротехническом помещении циркнасосной на отм. 0,000.

Электроснабжение сетей аварийного освещения предусматривается по 1-й категории надежности.

Питание сети аварийного (резервного и эвакуационного зон повышенной опасности) освещения главного корпуса осуществляется от панели аварийного освещения ПАО с инвертором 00UMD30GP004. Панель аварийного освещения и стабилизатор устанавливаются в

помещении ЩПТ над отм. +20.850 ЭТП. Панель аварийного освещения ПАО 00UMD30GP004 получает питание от 2-х независимых источников - от РУСН 0,4 кВ ОСН через стабилизатор переменного напряжения СПН 00UMD30GP404 и от щита постоянного тока (см. ПД № 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.11).

Питание сети аварийного (резервного и эвакуационного зон повышенной опасности) освещения циркнасосной осуществляется от секций РУ-0,4кВ циркнасосной по 1-ой категории надежности. Питание шкафов рабочего и аварийного освещения осуществляется от разных секций
РУ-0,4кВ в циркнасосной.

Питание сети аварийного (эвакуационного путей эвакуации) освещения осуществляется от панелей ПЭСПЗ в помещении вторичных сборок ЭТП и в электрощитовой котельного отделения для главного корпуса, в электротехническом помещении проходной, в РУ-0,4кВ циркнасосной, а также в электротехническом помещении АБК (см. ПД № 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.11).

Питание сети аварийного освещения АБК и проходной осуществляется от панелей ПЭСПЗ.

Управление рабочим освещением в административно-бытовых помещениях и вспомогательных зданий осуществляется с помощью выключателей (переключателей), установленных рядом с дверьми (со стороны дверной ручки), в технологических залах главного корпуса- пакетными выключателями, установленными рядом со щитами освещения.

Управление рабочим освещением коридоров и лестниц главного корпуса и АБК осуществляется при помощи датчиков движения.

Для выполнения групповой сети освещения предусматриваются провода и кабели с медными жилами. Кабели, прокладываемые в производственных помещениях, включая ЦЩУ, имеют изоляцию не поддерживающую горение с низким дымовыделением типа нг LS категории А - тип ВВГнг(А)-LS.

В цепях эвакуационного освещения производственных помещений применяются огнестойкие кабели типа нг FRLS - тип ВВГнг(А)-FRLS.

В административно-бытовых помещениях м/о 1-2, м/р Б-Г для выполнения групповой сети освещения предусматриваются провода и кабели с медными жилами типа ППГнг (А) -HF и ППГнг (А)- FRHF.

Во взрывоопасных зонах сеть рабочего и аварийного освещения выполняется согласно требованию ПУЭ главы 7.3. в этих зонах сеть освещения выполняется с использованием соответствующих материалов и оборудования с маркировкой Ex.

Светильники внутреннего освещения для использования во взрывоопасных помещениях (зонах) должны соответствовать маркировке по взрывозащите (или уровень взрывозащиты и степень защиты - более высокие).

Светильники внутреннего освещения для использования в пожароопасных помещениях П-IIа должны комплектоваться силикатным стеклом.

Напряжение сети рабочего освещения принято ~400/230 В, напряжение сети местного ремонтного освещения для подключения ручных переносных ламп ~ 12 В. Система заземления сетей освещения TN-S.

Управление освещение с целью световой маскировки предусмотрено согласно требованиям СП 165.1325800. 2014 «Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне. Актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90» и СП 264.1325800.2016 «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства. Актуализированная редакция СНиП 2.01.53-84» в двух режимах – частичного затемнения и ложного освещения.

Управление освещение с целью световой маскировки выполняется посредством шкафа управления освещением ШУО (00UMD23GP501), расположенного в помещении ЦЩУ.

Для управления освещением и выполнения световой маскировки в режиме частичного затемнения в период перехода с режима обычного освещения на режим частичного затемнения со шкафа 00UMD23GP501 в течение времени не более 3ч (180мин) предусматриваются следующие отключения:

- рабочего освещения помещений с оконными проемами ЭТП - коридоры, лестница, ЦЩУ (вблизи оконных проемов);
- рабочего освещения помещений машинного и котельного отделений вблизи и в зоне видимости оконных проемов;
- рабочего освещения помещений АБК и центральной проходной;
- наружного освещения, кроме группы, предназначенной для эвакуации людей в специальное укрытие;

Для управления освещением и выполнения световой маскировки в режиме ложного освещения в период перехода с режима частичного затемнения на режим ложного освещения по сигналу «Воздушная тревога» со шкафа 00UMD23GP501 в течение времени не более 3мин. предусматриваются следующие отключения:

- оставшегося после введения режима частичного затемнения рабочего освещения помещения ЦЩУ;
- оставшегося после введения режима частичного затемнения рабочего освещения помещений машинного и котельного отделений;
- аварийное (резервное) освещение ЦЩУ
- группы эвакуационного освещения коридоров ЭТП, а также расположенной у оконных проемов группы эвакуационного освещения лестниц ЭТП и АБК, при этом эвакуационное освещение коридора ЭТП над отм. +12,000 отключается частично (в зоне видимости оконных проемов);
- аварийное освещения помещений машинного и котельного отделений, кроме аварийного (эвакуационного) освещения машинного отделения в районе ПТ ниже отм.+12,000 и эвакуационного освещения путей эвакуации над отм. 0,000 в машинном отделении вне видимости оконных проемов;
- аварийное освещения помещений АБК (кроме части эвакуационного освещения лестниц и коридоров вне зоны видимости в оконных проемах) и центральной проходной;
- наружное освещение группы, оставшейся после введения режима частичного затемнения.

Включение освещения, отключенного в после введения режима ложного освещения, предусматривается после объявления сигнала «Отбой воздушной тревоги».

3.2.13.6 Технические средства предотвращения аварийных режимов и взаимодействия с РДУ

Проектными решениями в п. 5.11 тома 5.1.2.1 предусмотрена ***автономная система мониторинга переходных режимов,*** для решения в т. ч. следующих задач:

- мониторинг электроэнергетических режимов работы сети и визуализация электромеханических переходных процессов в ЕЭС России;
- анализ корректности работы системных регуляторов;
- анализ технологических возмущений в энергосистеме;
- противоаварийное управление посредством применения данных синхронизированных векторных измерений в устройствах и комплексах автоматического противоаварийного управления.

Для ***регистрации аварийных событий*** на вновь вводимых присоединениях энергоблока :

- ОРУ-110 кВ, ОРУ-500 кВ,
- ТГ ГТУ единичной мощностью 160 МВт;
- ТГ ПТУ единичной мощностью 90 МВт;
- блочных трансформаторов 250/500 мощностью 250 МВА;
- РТСН 25/110 кВ мощностью 25 МВА;
- систем возбуждения ТГ, СОПТ, КРУ СН-6 кВ вводных ячеек.

согласно п. 5.11 тома 5.1.2.1 предусмотрено применение ***автономных регистраторов аварийных событий*** (далее - РАС) и регистраторов, встроенных в терминалы МП РЗА. РАС будут обеспечивать в т. ч. сбор, хранение и передачу в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления файлов с данными регистрации аварийных событий. Кроме того, РАС предусматривают интеграцию в АСУ ЭТО по дублированным цифровым интерфейсам с использованием стандартных протоколов обмена и автоматическую передачу данных РАС в Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ.

Помимо РАС для сбора и передачи в Филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ в масштабе реального времени технологических данных о режимах работы основного и вспомогательного оборудования и состоянии коммутационных аппаратов ТЭС предназначена ***система телемеханики и связи*** (далее - СТМиС), основные показатели которой приведены в томе 5.1.5.1 как и перечень ЭТО, охватываемого этой системой. Для СТМиС предусмотрены:

- нормативная точность и обеспечение единства измерений на всех стадиях жизненного цикла;
- присоединение серверного оборудования СТМиС к АСУ ЭТО энергоблока ПГУ.

3.2.13.7 Автоматизированная система управления электротехническим оборудованием

Ранее отмечены некоторые системы, предусмотренные для безопасной эксплуатации ЭТО согласно данным, приведённым в томе 5.1.3. Эти и другие системы, связанные с эксплуатацией ЭТО, интегрированы в автоматизированную систему ЭТО (АСУ ЭТО), показатели которой представлены в томе 5.1.3.

Объектами управления АСУ ЭТО с ЩУ в электрической части будут:

- турбогенераторы;
- блочные трансформаторы;
- трансформатор собственных нужд ТСН;
- рабочая тиристорная система самовозбуждения генераторов с трансформаторами возбуждения;
- резервная тиристорная система возбуждения генераторов;
- генераторные выключатели;
- разъединитель и заземлители 110 кВ;
- разъединители и заземлители 500 кВ;
- шкафы ручной и автоматической синхронизации генератора с сетью (ТЕКОН 319SW);
- КРУ-6, РУСН-0,4, СОПТ;
- выключатель 110 кВ.

Кроме того, объектами управления АСУ ТМО в электрической части являются электродвигатели основных механизмов СН напряжением 6 кВ и 0,4 кВ.

Технические средства управления АСУ ЭТО будут размещены на ГЩУ ТЭС.

Для главной электрической схемы и электрической схемы СН предусмотрены следующие виды автоматических устройств:

- синхронизации ТГ;
- регулирования возбуждения ТГ;
- регулирования напряжение трансформаторов СН;
- АВР шин распределительных устройств 6 кВ и 0,4 кВ.

К техническим средствам АСУ ЭТО в томе 5.1.3 отнесены ***автоматизированные рабочие места*** (далее - АРМ) системы АСУ ТМО и АСУ ЭТО, устанавливаемые на ЩУ для управления основным и общестанционным тепломеханическим и электротехническим оборудованием энергоблока.

Для безопасной эксплуатации силовых трансформаторов предусмотрена автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования, обеспечивающая непрерывные измерения, регистрацию и отображение основных параметров в нормальных, предаварийных и аварийных режимах, а также выполняющая оценку и прогнозирование их технического состояния.

Для выключателя 110 кВ и генераторных выключателей предусмотрена ***автоматика управления выключателем*** (АУВ), контроллер присоединения которой имеет в т. ч. функции:

- устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- приема сигналов от технологических защит выключателя;
- выдачи сигналов в устройства центральной сигнализации;
- контроля исправности цепей электромагнитов управления;
- РАС.

В необходимых случаях результаты измерений, мониторинга и технического диагностирования элементов главной схемы электрических соединений, питающих элементов собственных нужд и распределительных устройств различных напряжений АСУ ЭТО реализует для ***сигнализации*** о:

- положении объектов управления;
- аварийного отключения и включения;
- результатах самодиагностики устройств РЗА;
- отклонении от нормального режима работы оборудования и неисправностях цепей;
- необходимости вызова персонала в помещения ЭТО и местных щитов, не имеющих постоянного дежурного персонала, действующая при нарушениях нормального режима работы этих устройств или неисправностях в них.

Подробнее о сигнализации см. в томе 5.1.2.

При высоком уровне автоматизации технологических процессов, предусмотренном для энергоблока и необходимом в том числе для целей безопасной эксплуатации, должна быть обеспечена электромагнитная совместимость (далее - ЭМС) электрифицированного оборудования, включая устройства РЗА, ПА, АСУ ТП, АСУ ЭТО и средств связи, так как согласно тома 5.1.2 многие устройства и системы являются мощными источниками электромагнитных помех и существенно влияют на электромагнитную обстановку современных электростанций.

Характерными источниками электромагнитных воздействий в нормальных и аварийных режимах, которые могут оказывать влияние на МП аппаратуру, являются:

- импульсные помехи, возникающие при коммутациях силового оборудования и КЗ в первичных цепях;
- импульсные помехи от токов молнии;
- магнитные поля промышленной частоты;
- электромагнитные поля радиочастотного диапазона;

- импульсные магнитные поля;
- помехи, связанные с возмущениями в цепях питания МП аппаратуры в цепях постоянного и переменного тока;
- кондуктивные помехи.

В проекте предусмотрен комплекс мероприятий, обеспечивающих ЭМС в т. ч. устройств РЗА, ПА, АСУ ТП и средств связи, включая, но не ограничиваясь:

- размещением микропроцессорной аппаратуры РЗА, ПА, АСУ ТП, АСКУЭ и связи в шкафах, испытанных по 4 степени жесткости;
- использованием заземляющего устройства системы заземления TN-S для обеспечения качественного электропитания;
- взаимная координацией расположение оборудования и трассы прокладки кабелей;
- применением систем выравнивания потенциала и уравнивания потенциала;
- прокладкой экранированных контрольных кабелей.

3.2.14 Сети связи

Проектными решения в томах ИОС5.1.1, ИОС5.2.1, ИОС5.3.1, ИОС5.4.1, ИОС5.5.1, определены показатели ***внутриобъектовой и внешней связи*** для энергоблока, а также присоединение технических средств внешней связи к сетям связи общего пользования и Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ.

Согласно техническим решениям тома ИОС5.3 предусматривается организация системы внешней связи, проектируемой ПГУ для обеспечения надлежайшей передачи служебной информации в нормальных и аварийных режимах техническими средствами связи. Система предназначается для передачи данных СТМиС, СДПМ, АИИСКУЭ и прочее (согласно ТУ условиям) по основным/резервным географически разнесенным каналам связи в Филиалы АО «СО ЕЭС» Московское РДУ, а также ведение телефонных оперативных переговоров.

В части систем внешней связи энергоблока ПГУ соответствующими проектными решениями предусмотрены:

- установка в здании главного корпуса, в помещениии связи, шкафов с телекоммуникационным оборудованием и стыковкой его со стойками смежных систем передачу данных которых предусматривается согласно ТУ;
- устройство волоконно-оптической линии связи (далее - ВОЛС) на площадке ПГУ и передача соответствующей оперативной информации от проектируемого шкафа связи до точек доступа провайдера/Московского РДУ;
- организация телефонной связи для оперативных переговоров, согласно техническим решениям томов ИОС5.2.1 и ИОС5.3.1 в Филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ;
- передача данных системы мониторинга переходных режимов (по запросу и в режиме реального времени);
- передача данных системы доведения задания плановой мощности(СДПМ) в единую энергетической систему (СО ЕЭС).
- передача неоперативных данных - от регистраторов аварийных событий (далее - РАС), КИСУ по основным и резервным каналам связи.

Электрическое питание оборудования внешних каналов связи предусмотрено по I (первой) категории с использованием двух независимых централизованных источников/агрегатов бесперебойного питания (далее - ИБП) с собственными АБ, питающими различные (осн. или рез.) блоки питания оборудования внешних каналов связи, не менее 4 часов при потери электрического питания СН по любой причине.

3.2.14.1 Функционал комплекса технических средств внутриобъектовой связи, включая объектовую систему оповещения

Проектными решениями томов ИОС5.1.1, ИОС5.2.1, ИОС5.3.1, ИОС5.4.1 и ИОС5.5.1 предусмотрены следующие ***сети и системы внутриобъектовой связи***:

- Оперативно диспетчерская и технологическая телефонная связь (далее – ОДТС и ТТС соответственно);
- Громкоговорящая в том числе двусторонняя громкоговорящей связи (далее – ГГС и ДГГС);
- Система корпоративной информационно-вычислительная сеть (далее КИВС) и ИТ инфраструктуры включая структурированная кабельная система (далее СКС).
- Система технологического видеонаблюдения (далее СТВН)
- Система часофикации;
- Системы подвижной технологическо радиосвязи;
- Система информационной безопасности;
- Радиотрансляционное вещание.

Также для указанных сетей и систем внутриобъектовой связи разработана система электрического питания. Предусматривающая установку отдельных ИБП в каждый из шкафов систем связи.

Система внутриобъектовой связи разработана как единая автономная система, в которой отдельные виды связи состыкованы между собой в единое инфокоммуникационное пространство. В помещении связи главного корпуса, для критических видов связи (внешнии каналы, ОДТС), предусмотрена установка отдельных комплектов основного коммутационного оборудования связи с обязательным дублированием критических узлов (центрального процессора, коммутационного поля, вторичных источников питания и пр.) в составе станционного оборудования связи.

Кроме технологических задач система внутриобъектовой связи будет являться составной частью системы оповещения и системы управления ТЭС в целом и использована для соответствующего оповещения персонала как внутренней оперативной информацией, так и доведение сообщений от внешней системы регионального оповщения г. Москвы (в соответствии с выданными ТУ на сопряжение).

Согласно п. 5 тома ИОС5.1.1 система ГГС/ДГГС предусматривает передачу сигналов (распоряжений) и информации оповещения как в автоматизированном, так и неавтоматизированном режиме и предназначена для организационно-техническое объединения сил, средств связи и оповещения, сетей вещания, каналов сети связи общего пользования, обеспечивающих доведение информации и сигналов оповещения до органов управления и сил муниципальной автоматизированной системы централизованного оповещения населения города Москвы, региональной автоматизированной системы централизованного оповещения населения Москвы, единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, при этом основным способом оповещения и информирования персонала является автоматический режим.

Реализация функционала технологических видов связи на основе современного сертифицированного телекоммуникационного оборудования и средств связи в соответствии с архитектурой компоновки видов связи, что позволяет обеспечить в т. ч. требования по отказоустойчивости (степень резервирования видов связи) и минимизировать стоимость эксплуатации системы связи на протяжении всего срока службы.

Для обеспечения устойчивой работы сетей связи в томах ИОС5.1.1, ИОС5.2.1, ИОС5.3.1, ИОС5.4.1 и ИОС5.5.1 предусмотрены в т. ч. следующие проектные решения и мероприятия:

- размещение коммутационного, усилительного и серверного оборудования в телекоммуникационных шкафах;
- установка оборудования связи в помещениях, соответствующим требованиям нормативных документов по размещению оборудования связи;
- электропитание оборудования технологической связи от систем бесперебойного электропитания, кроме того, для центрального коммутационного оборудования предусмотрена особая группа 1-й категории надежности;
- резервирование оборудования и ключевых модулей для основного коммутационного оборудования;
- резервирование кабельных линий связи;
- использование систем управления проектируемых оборудованием;
- использование для соединительных линий кабельной продукции в негорючем исполнении с их прокладкой по разным трассам в негорючих коробах, что обеспечивает выполнение соединительными линиями своих функций в течение всего периода времени, необходимого для завершения эвакуации людей из здания;
- установка основного оборудования связи в помещении связи главного корпуса, оборудованном системами пожарно-охранной сигнализации, системой кондиционирования воздуха, а также системой контроля доступа (СКУД).

Для обеспечения непрерывной и надёжной работы сетей связи проектными решениями в томах ИОС5.1.1, ИОС5.2.1, ИОС5.3.1, ИОС5.4.1 и ИОС5.5.1 предусмотрено электропитание оборудования технологической связи, в т. ч. по особой 1-й группе категории надежности. Так же в томах приведены проектные показатели электроснабжения. В частности, отмечено, что электропитание предусмотрено от стоечных ИБП со встроенными АБ.

3.2.14.2 Кабельная сеть системы связи

Учитывая сложную и разветвлённую систему кабельных сетей внутриобъектовой связи и прочих слаботочных систем при прокладке магистральных, распределительных и абонентских сетей предусмотрено использование типоразмеров кабелей, рекомендованных заводами-изготовителями для площадочных условий с учетом требований нормативно-технических документов.

Применение кабельной продукции предусмотрено с учетом требований ГОСТ 31565- 2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности».

Кабели, прокладываемые снаружи зданий, должны быть в негорючем исполнении и рассчитанными на работу от минус 50 до плюс 40 °С, а также на длительную работу под прямым солнечным светом или в защитных коробах или трубах.

В соединительных линиях, прокладываемых во взрывоопасных зонах в соответствии с ГОСТ Р 58342-2019 «Кабели силовые и контрольные для применения в электроустановках во взрывоопасных средах. Общие технические условия» предусмотрены кабели для применения во взрывоопасных средах с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным заполнителем.

Каждую кабельную линию связи предусмотрено снабдить бирками (кольцами) с наименованием и номером линии. Бирки (кольца) должны быть расположены по длине не реже чем через каждые 50 метров, в местах изменения направления трассы, с обеих сторон проходов через межэтажные перекрытия, стены и перегородки, в местах ввода в шкаф, коробку, на клеммы оконечного оборудования.

Экран кабелей для достижения электромагнитной совместимости и обеспечения электробезопасности должен быть соединён с системой заземления.

В соответствии с нормативными требованиями в ПУЭ сопротивление изоляции силовых кабелей до 1 кВ должно быть не менее 0,5 МΩ.

В проекте предусмотрено применение как неэкранированного, так и экранированного симметричного кабеля типа «витая пара», необходимого при прокладке в условиях жесткой электромагнитной обстановки, а также для дорогостоящих чувствительных устройств связи (цифровых пультов и т. п.).

В соответствии с нормативными требованиями, в т. ч. ПУЭ-7:

- взаимно резервирующие ответственные кабельные линии предусмотрено прокладывать так, чтобы при пожарах была исключена возможность одновременной потери взаимно резервирующих кабельных линий;
- на участках кабельного хозяйства, где возникновение аварии угрожает ее большим развитием, кабельные потоки следует делить на изолированные одна от другой группы;
- в кабельных сооружениях всех видов необходима возможность дополнительной прокладки кабелей.

Подробнее - в томах ИОС5.1.1, ИОС5.2.1, ИОС5.3.1, ИОС5.4.1 и ИОС5.5.1.

3.2.14.3 Мониторинг и диагностика сети связи

Согласно нормативным требованиям для обнаружения неисправностей в сетях связи предусмотрено оборудование, оснащённое техническими ***средствами самодиагностики и контроля,*** позволяющими оперативно восстанавливать поврежденные участки. Кроме того, в томах ИОС5.1.1, ИОС5.2.1, ИОС5.3.1, ИОС5.4.1 и ИОС5.5.1 приведены перечени мероприятий по обеспечению устойчивого функционирования сетей связи при воздействиях дестабилизирующих факторов физического или технологического характера. При этом обеспечение устойчивости заключается в сохранении работоспособности сетей связи в плановом рабочем режиме эксплуатации, в т. ч. в чрезвычайных ситуациях и условиях чрезвычайного положения, за счет проектных решений и мероприятий для сетей связи:

- отбор технических средств связи по показателям надежности и стойкости к внешним воздействиям в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 53111-2008 «Устойчивость функционирования сети связи общего пользования. Требования и методы проверки», подтверждённым сертификатами соответствия;
- применение линии связи с различной средой распространения;
- предусмотрена система восстановления оборудования связи при их возможном разрушении (запасные части, инструменты, приспособления и материалы;)
- заземление оборудования связи и экранов кабелей.

Оборудование сетей связи предназначено для круглосуточной непрерывной эксплуатации без постоянного присутствия обслуживающего персонала и проведения профилактических работ. Замена поврежденных блоков, не содержащих элементов эксплуатационной настройки, не требует регулировки оборудования сетей связи.

3.2.14.4 Электрическое питание, заземление и молниезащита оборудования связи

Согласно сведениям томов ИОС5.1.1, ИОС5.2.1, ИОС5.3.1, ИОС5.4.1 и ИОС5.5.1 для всего основного оборудования систем связи устанавливаемых в помещении связи главного корпуса предусмотрено ***электроснабжение по особой группе 1-й категории надежности*** со временем автономной работы не менее 1 часа (для внешних каналов связи не менее 4 часов). Оборудования ГГС с электроснабжением по особой группе 1-й категории надежности будет поддерживать время автономной работы в дежурном режиме не менее 2 часов.

В качестве основного источника электроснабжения оборудования связи предусмотрена промышленная сеть переменного тока напряжением 380/220 В с частотой 50 Гц, разработанная для потребителей первой категории надежности электроснабжения, в которой отклонение напряжения в точках присоединения к сетям не превышает 10 % Uн, а третьими источниками будут стоечные ИБП с АБ. Электропитание систем связи через оборудование АВР обеспечат блочные секции и ответственная полусекция блочных секций РУСН-0,4 кВ в главном корпусе.

В остальных зданиях и сооружениях энергоблока питание оборудования связи предусмотрено от распределительных щитов либо от панелей распределения электропитания в телекоммуникационных шкафах. Щиты (панели) при этом запитаны от сборок 0,4 кВ по 1-ой категории с АВР, установленным на вводе.

Поставка оборудования электропитания для основного оборудования связи, включая ИБП, предусматривает комплектные:

- средства контроля напряжения и качества внешнего электропитания, потребляемого тока, напряжения, тока разряда и заряда аккумуляторных батарей, автоматическая регулировка выходного напряжения и тока зарядного устройства;
- SNMP-адаптеры, передающие в информацию о состоянии, управлении, потере основного питания, тестировании и диагностике;
- средства восстановления заданных параметров после восстановления напряжения без вмешательства персонала при занижении или потере напряжения первичного источника на вводах питания аппаратуры;
- средства реализации режима байпаса для производства ремонтных работ и технического обслуживания на отключённом ИБП без нарушения нормальной работы оборудования.

Автоматическое управление и защита от токов короткого замыкания (далее - КЗ) электроприемников предусмотрена в зависимости от их технологического предназначения и времени отключения автоматических выключателей при КЗ аппаратами защиты сетей и оборудования, которые подобраны с учетом селективности.

3.2.14.5 Сертификация и обязательные требования к оборудованию связи

Все оборудование и программные средства оборудования связи будут иметь следующие сертификаты (на всем поставляемом оборудовании должен быть нанесен знак сертификата соответствия Минсвязи России):

- сертификат соответствия/декларация Мининформсвязи РФ (или подтверждено получение сертификата до ввода оборудования в эксплуатацию);
- сертификат происхождения;
- сертификат качества;
- сертификат безопасности (ГОСТ-Р) и гигиенический сертификат для оборудования, требующего наличия данных сертификатов в соответствии с законодательством РФ.

Степень защиты телекоммуникационных шкафов предусмотрена не хуже IP20, при этом крыша телекоммуникационного шкафа, включая установленные в ней кабельные вводы и вентиляторные панели (при наличии) обеспечит степень защиты не хуже IP21. Для кроссовых шкафов предусмотрена степень защиты IP20.

Для размещения основного (станционного) оборудования предусмотрено использование напольных шкафов, а настенные шкафы могут быть использованы для размещения небольшого количества пассивного оборудования. Оснащение телекоммуникационных шкафов предусматривает:

- заземление проводниками с медной жилой, который соединяется посредством болтового соединения с существующей в здании технологической шиной заземления;
- дверь, запираемую на ключ, для предотвращения несанкционированного доступа к оборудованию связи.
- заземление оборудования, устанавливаемых в шкафы (стойки), присоединением заземляющей клеммы оборудования к колодке заземления соответствующих шкафов (стоек).

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения (нарушения) изоляции предусмотрены уравнивание потенциалов и защитное заземление оборудования, которое:

- требует подключения к шине защитного заземления с сопротивлением ≤ 4 Ом всех металлических нетоковедущих частей электроустановок и корпусов электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением;
- использование общего контура заземления для технологического заземления и зануления оборудования в помещении связи ГК.
- должно быть обеспечено непрерывностью цепи заземления, в т. ч. всех металлоконструкций для прокладки кабелей (кабельных лотков).

Для защиты оборудования от ***воздействия опасных перенапряжений,*** вызванных прямыми ударами молний в систему внешней молниезащиты зданий и сооружений для энергоблока, наводками от удаленных разрядов молний и коммутационными помехами в низковольтных силовых распределительных сетях предусмотрена установка щита защиты от импульсных перенапряжений.

Помещение связи в главном корпусе предусмотрено оснастить необходимыми инженерными системами, в т. ч. пожарной сигнализацией, системой отопления, кондиционирования и вентиляции, рабочим и аварийным освещением, технологическим заземлением, которые должны обеспечить следующие эксплуатационные условия:

- температуру воздуха в пределах от 18 до 25 °С при измерении на высоте 1,5 метра от уровня пола, скорость изменения которой не превышает 3 °С в час;
- влажность воздуха (30 ÷ 55) % без конденсации влаги при измерении на высоте 1,5 метра от уровня пола;
- освещённость не менее 540 токе при измерении на высоте 1 метр от пола на свободном от оборудования пространстве;
- уровень вибрации с амплитудой колебаний не более 0,12 мм в диапазоне частот (5 ÷ 22) Гц, а в диапазоне частот (22 ÷ 500) Гц - максимальное ускорение не должно превышать 2,5 м/с Ккв;
- - напряжённость электромагнитного поля - не более 3 В/м во всем спектре частот.

Для поддержания требуемой температуры воздуха предусмотрена установка оборудования системы климат-контроля, оснащённой датчиками влажности и температуры.

Оборудование связи внутреннего исполнения предназначено для работы при темпера- туре окружающего воздуха (+ 5 ÷ + 40) °С и относительной влажности воздуха не более 80 %.

Оборудование систем связи соответствует нормативно-техническим требованиям и техническим условиям Заказчика, а также имеет:

- сертификаты соответствия (отраслевые сертификаты для энергетики);
- сертификаты Министерства информационных технологий и связи РФ и Государственной технической комиссии при президенте России по защите от несанкционированного доступа к информации;
- полный комплект конструкторской документации на русском языке;

- необходимые показатели надежности и ремонтопригодности (техническая поддержка и ЗИП в течение расчетного срока службы энергоблока, но не менее 100 000 ч).

Оборудование систем связи обеспечит непрерывность и надёжность работы с заданным качеством в нормальных и аварийных режимах со следующими показателями:

- среднее расчетное время наработки на отказ оборудования составляет не менее 50000 часов;
- среднее время восстановления повреждения путем замены неисправных блоков без учета времени на локализацию неисправности - не более 30 минут;
- срок службы оборудования - не менее 10 лет.

3.2.15 Тепловая изоляция и антикоррозионная защита

В томе 6.1.1 25-83G1-00-ТР1.1 Тепломеханические решения приведены основные принципы разработки проектных решений, некоторые показатели тепловой изоляции оборудования и трубопроводов, а также их антикоррозионной защиты.

Тепловой изоляции подлежат оборудование и трубопроводы в помещении и на открытом воздухе с температурой теплоносителя 55 °С и выше

Тепловая изоляция необходима также для трубопроводов и оборудования при отрицательной температуре окружающей среды с температурой теплоносителя 55 °С и ниже для предотвращения замерзания и для сохранения температуры теплоносителя или холодоносителя.

Для трубопроводов со средой, подверженной замерзанию на период останова, предусмотрен электрообогрев с использованием саморегулирующейся нагревательной ленты.

Все трубопроводы, проложенные по эстакаде, подлежат антикоррозионному покрытию и опознавательной окраске, предусмотренным соответствующими нормативно-техническими требованиями.

Для изоляции оборудования и трубопроводов предусмотрены теплоизоляционные минераловатные и базальтовые маты, одеяла и ленты из огнеупорного керамического волокна, цилиндры теплоизоляционные, рулоны и трубки теплоизоляционные из вспененного синтетического каучука.

Для паровой турбины и парового котла предусмотрено применение тепловой изоляции с использованием сухих теплоизоляционных смесей, обмуровочных и теплоизоляционных плит на основе вермикулита.

Подробнее о тепловой изоляции оборудования и трубопроводов см. в томе 6.1.1 Проектные решения в части антикоррозионной защиты (далее - АКЗ) оборудования, трубопроводов и воздуховодов разработаны в зависимости от вида и степени агрессивного воздействия среды по месту эксплуатации. В частности, согласно 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» степень агрессивного воздействия атмосферы воздуха на металлические конструкции принята слабоагрессивной, тип атмосферы 1 (условно-чистая).

Для решения задач АКЗ подобраны покрытия:

- атмосферостойкие - для металлических поверхностей оборудования, баков и трубопроводов с температурой эксплуатации до + 120°С, расположенных в помещении, на открытом воздухе или под навесом, на монтажной площадке;
- лакокрасочные - для внутренних поверхностей баков и фильтров. Специальные защитные покрытия предусмотрены для:
- металлических поверхностей оборудования, баков и трубопроводов с температурой эксплуатации от + 250 до+ 600 °С под тепловой изоляцией;

- поверхностей оборудования и трубопроводов, не закрытых или закрытых тепловой изоляцией, работающих при температуре (+ 60 ÷ + 250) °С, расположенных в помещении, на открытом воздухе или под навесом

- поверхности баков и оборудования синтетического и трансформаторного масла.

Для всех приведенных выше покрытий прогнозируемый срок службы составит 20 лет. Разработанная система покрытия поверхностей воздуховодов, эксплуатируемых в парах кислоты и химреактивов, составит не менее 15 лет. 10 лет составит гарантийный срок службы покрытия для АКЗ внутренней поверхности оборудования и трубопроводов, подверженных механическому воздействию и контактирующих с разбавленными растворами кислот и щелочей с температурами до + 90 °С.

Подробнее об антикоррозионной защите оборудования и трубопроводов см. в томе 6.1.1.

3.3 Размещение технологического оборудования в зданиях, строениях и сооружениях ОКС

Перечень зданий, строений и сооружений ОКС в соответствии с планом земельного участка площадки блока приведен в том числе в разделе 2 тома 2 (раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка», 25-83G1-00-ПЗУ, здесь и далее том 2). Ниже приведены некоторые показатели основных зданий, строений и сооружений для размещения технологического оборудования согласно проектным решениям в томе 4.1 (раздел 4. Конструктивные решения, 25-83G1-00-КР1, здесь и далее - том 4.1).

В томе 4.1 предусмотрены следующие проектные решения для фундаментных конструкций в периметре нового здания главного корпуса (далее - ГК) повышенного уровня ответственности (коэффициент надежности по ответственности 1,1):

- столбчатые фундаменты под каркас ГК из монолитного железобетона;
- рамные фундаменты ГТУ и ПТ из монолитного железобетона;
- фундаменты КУ плитного типа из монолитного железобетона с индивидуальнымидымовыми трубами.

Отметки заложения подошв фундаментов:

- от минус 3,6 м до минус 4,2 м под каркас ГК;
- минус 3,6 м для КУ;
- минус 3,6 м для ПТ;
- минус 4,2 м для ГТУ.

Конструктивное решение типа «силовых полов» разработано для подземного хозяйства ГК. Вспомогательное технологическое оборудование (насосы, баки, опоры трубопроводов и пр.), размещаемое на отм. 0,0 (за исключением оборудования, требующего устройства специальных фундаментов) предусмотрено установить на опорные металлические рамы с креплением к фундаментной плите.

Полнее о показателях конструктивных решений для размещения технологического оборудования и прокладки технологических коммуникаций в ГК (трубопроводов технического водоснабжения, сбора дренажей, приямков и каналов, силовых и контрольных электрических кабелей и др.) см. в томе 4.1.

Помимо размещения технологического оборудования для энергоблока предусмотрена на ОРУ открытая установка:

- трансформаторов: блочных, питания СН и резервного, кроме того, в местах установки трансформаторов на случай розлива масла предусмотрены монолитные железобетонные маслосборники с отводом замасленных стоков в резервуар аварийного слива трансформаторного масла;

- башенной градирни с заглубленным фундаментом и чашей с температурными деформационными швами;
- монолитного заглубленного сооружения камеры арматуры перед градирней;
- стальных резервуаров бакового хозяйства с фундаментами плитного типа из монолитного железобетона.

Технологические коммуникации ГК и сооружений открытой установки предусмотрены в соответствующих разделах ПД.

Основные показатели ***компоновочных решений для ГК*** энергоблока приведены в п. 6.9 тома 6.1.1, согласно которым ГК ПГУ отдельно стоящее здание, одноэтажное с пристройкой АБК в рядах Б-В-Г (оси 1-2), бесподвальное, размерами в осях 81х105,9 м., будет иметь сомкнутую компоновку и вмещать производственные участки, связанные между собой общим технологическим процессом:

- турбинное отделение;
- отделение электротехнических устройств;
- трубопроводная галерея;
- котельное отделение;
- административно- бытовая пристройка.

Турбинное отделение с размерами в плане 54,0х96,0 м расположено в строительных осях «2» ÷ «8» рядов «В» ÷ «Г» и предназначено для поперечного расположения ГТУтипа ГТЭ-160.1 (ячейки в осях «5» - «8») и ПТУ типа К-90 (ячейка в осях «2» ÷ «5») вместе с комплектным вспомогательным оборудованием.

Компоновка машинного зала – бесподвальная и имеет отметку пола-0,0 м.

Установка комплексного воздухоочистительного устройства (далее - КВОУ) ГТУ предусмотрена на собственных опорных конструкциях.

Для проведения по месту монтажных и ремонтных работ в турбинном отделении предусмотрена установка одного мостового электрического крана грузоподъемностью 110/20 т. Проведение статических и динамических испытания мостового опорного крана будет обеспечено гидронагружателем у оси «7-8» турбинного отделения.

Трубопроводная галерея с размерами в плане 9 х 68,0 м размещена в строительных осях «2/1» ÷ «8» и в рядах «Б» - «В» и помимо технологических трубопроводов будет вмещать:

- комплексы автоматического мониторинга параметров водно-химических режимов (далее - АХК ВХР) обоих КУП (в осях «3» - «4» и «8» - «9»);
- АХК ВХР ПТУ (в осях «5» - «б»);
- помещение ЭТО (в осях «б» - «7» на отм. + 2,500);
- помещение локального управления и автоматики (в осях «9» - «10» на отм. + 2,500);
- бак сбора чистых стоков сетевой воды с погружным насосом (в осях «4» - «5» приямок на отм. минус 3,0);
- оборудование системы водяного охлаждения основного и вспомогательного оборудования ПГУ, БРОУ ВД и НД, вентиляционные короба системы вентиляции укрыпий ГТУ и прочее (на отм. + 12,0; + 18,0 и 24,0).

В трубопроводной этажерке для проведения по месту монтажных и ремонтных работ предусмотрен монтажный проём в осях «7» - «8» с установкой электрической тали грузоподъемностью 5 т под отм. + 35,0.

Котельное отделение с размерами в плане 39 х 39,9 м будет размещено в строительных осях «4/2» ÷ «8» и рядах «А» - «Б» и вмещает:

- котел-утилизатор Е-224/50-8,0/0,65-517/218 (ПК 186);
- вспомогательное оборудование на отм. 0,0;

Кроме того, в котельной ячейке предусмотрены проёмы для выема поверхностей нагрева.

Электротехнические помещения в рядах «Д» - «Е» и осях «1» ÷ « 8 » предусмотрены в том числе для:

- КРУ-6 кВ;
- аккумуляторной;
- РУСН-0,4 кВ;
- релейного щита;
- ЦЩУ.

АБК в рядах «Б» - «Г» и осях «1» ÷ « 2 » предусмотрены в том числе для размещения:

- персонала ТЭС
- санитарно- бытовых помещений
- мастерских
- лабораторий

Основные размеры и пролёты производственных участков см. в томе 6.1.1, сведения по категории технологических помещений ГК приведены в томах 3.2 (25-83G1-00-АР2) и 9.1(25-83G1-00-ПБ).

4 Применимые положения нормативно-технических документов, определяющие требования безопасной эксплуатации для ОКС как опасного производственного объекта электроэнергетики

4.1 Организационные и правовые основания обеспечения безопасности энергетических объектов

Основные правовые и нормативно-технические требования к проектной документации в части обеспечения безопасной эксплуатации объектов капитального строительства установлены Федеральными законами:

- № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 29 июля 2018 года);
- № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

Помимо признаков отнесения ОКС к особо опасным и технически сложным объектам согласно ст. 48.1 Градостроительного кодекса РФ ТЭС имеет самостоятельные признаки отнесения к ОПО согласно Приложению 1 Федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» является использование:

- оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа;
- воды с температурой свыше 115 °С;
- стационарно установленных грузоподъемных сооружений и механизмов;
- природного газа в качестве основного и резервного топлива.

Кроме того, для ведения водно-химического режима ОКС, предусмотренного проектными решениями, необходимо использование в технологическом процессе и складирование ХОВ, в т. ч. 46 % едкого натра и 25 % серной кислоты.

Поэтому проектом предусмотрено выполнение нормативных требований безопасной эксплуатации ХОПО, включая ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасности химически опасных производственных объектов».

Проектные решения в части зданий и сооружений для размещения и безопасной эксплуатации указанного выше оборудования и технологических сред должны, в свою очередь, соответствовать нормам промышленной безопасности, установленным в

Техническом регламенте о безопасности зданий и сооружений, а также требованиям к мероприятиям текущего обслуживания, обеспечению безопасной эксплуатации территории зданий (сооружений) и безопасных для здоровья людей условий проживания и пребывания в зданиях (сооружениях) в период эксплуатации.

Кроме того, требования к обеспечению безопасности эксплуатации объектов топливно-энергетического комплекса (ТЭК) определены как на федеральном законодательном уровне, так и в соответствующих нормативно-правовых документах (далее - НПД, см. ниже).

Эти НПД устанавливают организационные и правовые основы обеспечения безопасности объектов ТЭК (в т. ч. линейных), за исключением объектов атомной энергетики, регламентируют меры предотвращения вмешательства, определяют полномочия органов государственной власти различного уровня, а также права, обязанности и ответственность собственников объектов ТЭК, в т. ч. особо опасных и технически сложных, к числу которых относится ОКС. Значительное внимание в условиях цифровизации экономики РФ НПД уделяют информационной безопасности объектов ТЭК.

Ниже отмечены общие требования НПД к системным: объектам ТЭК, поднадзорным федеральным и региональным органам государственного контроля (надзора). Согласно ст. 5 [1] (см. перечень основных НПД настоящего пункта подраздела в его конце) государственные органы устанавливают дифференцированные требования обеспечения безопасности таких объектов, их категорию и отнесение к реестру, а также ведут этот реестр. В этом федеральном законе безопасная эксплуатация энергетических ОПО определена как часть безопасности и антитеррористической защищенности объекта в целом, контроль (надзор) за которой осуществляется в порядке, установленном Правительством РФ, уполномоченными федеральными органами исполнительной власти. При этом владельцы ОПО как заказчики проектирования и строительства энергетических объектов обязаны предусматривать комплекс специальных мер по их безопасному функционированию, локализации и уменьшению последствий чрезвычайных ситуаций. Это касается в т. ч. систем инженерно-технической защиты и пожарной безопасности объектов, выводов и рекомендаций по их эксплуатации.

Ст. 8 [1] регламентирует сбор и анализ данных, разработку мероприятий для регулярно актуализируемого Паспорта безопасности объекта, утверждаемого руководителем (владельцем) объекта после согласования с коллегиальным органом по противодействию терроризму. Кроме того, для объектов высокой категории опасности ст. 15 [1] предусмотрена обязанность владельцев по страхованию ответственности за применение вреда в результате террористического акта, а также по обеспечению специальных мер безопасности системы газоснабжения и линейных объектов (см. там же ст. 17).

Ниже представлены требования п. 2 ст. 12 [1] к субъектам ТЭК РФ в части взаимодействия с государственными органами по обеспечению безопасности энергетических объектов, которые подлежат применению также к энергоблокам ОКС:

1) незамедлительно информировать в порядке, установленном Правительством РФ, об угрозах совершения и о совершении актов незаконного вмешательства на объектах ТЭК;

2) выполнять предписания, постановления должностных лиц уполномоченных федеральных органов исполнительной власти об устранении нарушений требований обеспечения безопасности объектов ТЭК и требований антитеррористической защищенности объектов ТЭК;

3) оказывать содействие в выявлении, предупреждении и пресечении актов незаконного вмешательства, а также в ликвидации их последствий, установлении причин и условий их совершения;

4) осуществлять комплекс специальных мер по безопасному функционированию объектов ТЭК, локализации и уменьшению последствий чрезвычайных ситуаций;

5) обеспечивать готовность объектов ТЭК к локализации и уменьшению последствий потенциальных чрезвычайных ситуаций в случае их возникновения посредством осуществления мероприятий, предусмотренных настоящим Федеральным законом, с учетом особенностей, установленных иными федеральными законами.

Приказ ФСТЭК [2] определяет требования к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды. К числу таких требований относятся, не ограничиваясь:

- блокирование (нейтрализация) угроз безопасности информации;
- защита информации в автоматизированной системе управления (АСУ) на этапах формулирования задания на разработку АСУ, её проектирования и эксплуатации;
- обеспечение работы АСУ в штатном режиме, при котором обеспечивается соблюдение проектных пределов значений параметров системы.

Нормативно-технические положения о порядке создания АСУ в защищенном исполнении и защите информации содержат государственные стандарты [3, 4], а также ведомственные стандарты Заказчика. В НПД содержатся требования к организационным и техническим мерам обеспечения безопасности эксплуатации, включая защиту информации, в т. ч.:

- финансирование мероприятий по обеспечению безопасности объекта должно быть обеспечено за счет собственных средств его собственника, включая подготовку кадров соответствующей квалификации;
- обязательным является страхование ответственности собственника за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу третьих лиц в результате аварии на объекте ТЭК, возникшей в связи с террористическим актом или диверсией (ст.15 [1]);
- обязательны разработка и выполнение требований паспорта безопасности объекта ТЭК, в т. ч. плана мероприятий по обеспечению антитеррористической защищенности (ст. 8 [1]);
- должно быть исключено неправомерное блокирование информации;
- должно быть исключены: неправомерный доступ, копирование, предоставление или распространение информации;
- АСУ и защита информации должны обеспечивать поддержку и сопровождение систем, предназначенных для безопасной эксплуатации (пожарной, промышленной, экологической и др.);
- защита информации не должна оказывать отрицательного влияния на штатный режим функционирования АСУ;
- для обеспечения защиты информации в АСУ должно быть назначено структурное под- разделение и (или) должностное лицо (работник), ответственные за защиту информации (ст.10 [2]);
- в АСУ должны применяться средства защиты информации, прошедшие оценку соответствия в соответствии с законодательством РФ о техническом регулировании (ст.11 [2]).

Требования отмеченных выше и иных НПД, определяющих проектирование и безопасную эксплуатацию АСУ ТП ОКС, реализованы в проектной документации по объекту (см. подраздел 4 «Автоматизация технологических процессов», 22Е56-ТР6.5.2).

Проектные решения по АСУ ТП в части безопасности эксплуатации автоматизируемого оборудования энергоблоков ОКС, снижения риска тяжелых аварий и защиты персонала при угрозе аварии, обеспечены, в т. ч. следующими техническими средствами.

А. Подсистема технологической сигнализации

Сигналы подсистемы распределены по степени ответственности на 4 группы:

- аварийная сигнализация;
- предупредительная сигнализация;
- сигнализация отклонения параметров;
- сообщения.

В группу аварийной сигнализации объединены сигналы об аварийном отключении выключателей, о срабатывании защит оборудования энергоблока, включая срабатывание электрических защит и отказы в ответственных электроустановках.

К группе предупредительной сигнализации отнесены:

- сигналы об отклонениях параметров, используемых в схемах защит, до уставок предупредительной сигнализации;
- сигналы об отклонениях параметров до уставок сигнализации, не используемых в схемах защит, но определяющих надежность оборудования;
- сигналы о превышении контролируемых экологических показателей;
- сигналы об аварийном отключении ответственных механизмов, при котором в случае не включения резервных механизмов возникает аварийная ситуация;
- сигналы при недостоверности отдельных измерений;
- сигналы при отказах программно-технических средств ПТК АСУ ТП.

Б. Подсистема технологических защит, блокировок и АВР

Эта подсистема предназначена для предотвращения возникновения и развития аварийных ситуаций с помощью автоматического выполнения необходимых операций по останову оборудования или снижения его нагрузки по заранее обусловленной программе. Подсистема технологических защит и блокировок является наиболее ответственной в АСУ ТП и предназначена для защиты оперативного персонала и оборудования при возникновении аварийной или предаварийной ситуации путём экстренного автоматического перевода защищаемого оборудования в безопасное состояние.

Защиты имеют наивысший приоритет по отношению к другим дискретным воздействиям.

Срабатывание защит сопровождается аварийной звуковой сигнализациейВ зависимости от характера аварии технологическими защитами выполняются следующие операции:

- останов газовой турбины;
- снижение нагрузки газовой турбины;
- локальные операции.

Для технологических защит, отключающих оборудование, применяются (предпочтительно) три датчика одного параметра (схема «два из трёх»). Оператору предоставляется вся информация о состоянии защит - введена, выведена, сработала.

Срабатывание защит сопровождается аварийной звуковой сигнализацией.

В. Система контроля загазованности

Эта система обеспечивает:

- обнаружение вредных и взрывоопасных газов;
- сигнализацию при превышении предельно допустимых концентраций (ПДК);

- сигнализацию взрывоопасных концентраций (10 % НКПР, 20 % НКПР);
- включение аварийной вентиляции;
- включение световой и звуковой сигнализации по месту;
- сигнализацию в ПТК АСУ ТП.

Состав системы контроля загазованности по зданиям и сооружениям:

Главный корпус. Турбинное и котельное отделение:

- контроль содержания метана у горелок ГТУ;
- контроль содержания метана на местах наиболее вероятных утечек от внутреннего газопровода;

Главный корпус. Помещения электротехнических устройств:

- контроль содержания водорода в помещениях аккумуляторных батарей.

Главный корпус. Помещения ВПУ:

- контроль содержания аэрозоля едкого натра в помещении хранения и дозирования едкого натра и др. вредных и опасных химреагентов.

Газовое хозяйство:

система контроля загазованности входит в комплектную поставку с пунктом подготовки газа (ППГ), дожимных компрессорных (ДКС) и БОА

Места установки и количество датчиков определены следующими документам:

- «Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов» ТУ-газ-86»;
- «Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля взрывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений» ВСН 64-86.

Г. Информационная безопасность АСУ ТП

В АСУ ТП и АСУ ЭТО реализованы мероприятия в части информационной безопасности, направленные на защиту информации и обрабатываемой в АСУ ТП и АСУ ЭТО от деструктивных воздействий. Предусмотрена защита от следующих угроз информационной безопасности:

- несанкционированное вмешательство в управление технологическими процессами;
- нарушение функционирования АСУ ТП или отдельных ее элементов;
- несанкционированный доступ к информации, хранимой в базах данных АСУ ТП и передаваемой по каналам передачи данных.

Реализация угроз информационной безопасности может приводить к следующим по- следствиям:

- в части конфиденциальности информации – несанкционированное копирование, хищение, разглашение;
- в части доступности информации - блокирование информации и отдельных элементов АСУ ТП;
- в части целостности информации - её уничтожение, изменение

Учитывая это, мероприятия информационной безопасности АСУ ТП должны реализовывать:

- защиту информации от несанкционированного копирования., предоставления, разглашения;
- защиту информации от несанкционированного доступа;
- защиту информации от несанкционированного уничтожения, изменения.

Объектом мероприятий информационной безопасности в АСУ ТП является информация, которая формируется, хранится, обрабатывается, передается элементами АСУ ТП. Такими элементами являются:

- серверы (в т. ч. архивные, коммуникационные и др.);

- автоматизированные рабочие места пользователей;
- телекоммуникационные устройства (коммутаторы, маршрутизаторы, контроллеры связи с объектами);
- каналы связи;
- программное обеспечение.

Информационная безопасность АСУ ТП должна достигаться комплексом организационных и технических мер.

Д. Система технологического видеонаблюдения (предусматривается в рамках тома связи 5.5.4)

Система технологического видеонаблюдения (СТВН) является неотъемлемой частью технологического процесса на производстве и обеспечивает:

- визуальный контроль за технологическими процессами, обстановкой на наблюдаемых объектах;
- визуальный контроль за техническим обслуживанием агрегатов в реальном масштабе времени;
- хранение информации для расследований и анализа причин инцидентов для последующей выработки корректирующих мероприятий.

Зоны контроля СТВН:

- главный корпус:
- машинный зал;
- котельное отделение;
- щит управления
- хозяйство газового топлива:
- пункт подготовки газа;
- блок отключающей арматуры;
- Газорегуляторный пункт
- территория ОКС.

Технологической базой СТВН являются сетевые стационарные и поворотные видеокамеры, электропитание основного оборудования и видеокамер осуществляется от источников бесперебойного питания, запитываемых по 1-й категории электроснабжения с установкой с стоечных ИБП в шкафах.

4.2 Влияние экстремальных климатических факторов на безопасность эксплуатации

Учитывая круглосуточный режим работы электростанции в годичном эксплуатационном цикле, захватывающем, как правило, весь зимний и значительную часть летнего периода, особое внимание законодательных и нормативно-технических документах отведено подготовке к отопительному периоду (см., например, «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок», утв. приказом Минэнерго России от 24.03.2003 № 115; далее - ПТЭ ТЭ). Согласно п. 11.2 ПТЭ ТЭ графики подготовки к предстоящему отопительному периоду источников теплоты, тепловых сетей и систем теплопотребления разрабатываются до окончания текущего отопительного периода, но не позднее мая текущего года. Результаты проверки готовности электростанции к отопительному периоду, включая обеспеченность топливом, подлежат оформлению в виде специальных актов. При этом оценки необходимых материальных ресурсов и нагрузок на установленное энергетическое оборудование должны соответствовать типичным для площадки электростанции сезонным климатическим условиям. Так как всё чаще необходимо принимать во внимание вероятность проявления экстремальных

климатических факторов, целесообразно привести некоторые положения, например, Инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на ТЭС, утв. приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 265 (далее - Инструкция) из раздела 5. Работа электростанции при экстремальных отклонениях температуры наружного воздуха. В этом разделе Инструкции отмечена, в т. ч. необходимость:

- соблюдения правил пожарной безопасности и организации постоянного контроля за штатными и дополнительными обогревающими устройствами в зонах цехов с пониженным уровнем температур (п. 5.3);
- предотвращения случаев срабатывания защит вследствие замерзания приборов и соединительных трубок датчиков, находящихся на сквозняках и в зонах отрицательных температур за счёт установки временных ширм у наиболее ответственных приборов и соединительных трубок с организацией их локального обогрева горячим воздухом (п. 5.6);
- контроля циркуляция технической воды через резервные механизмы работающих энергоблоков (п. 5.7);
- предупреждения замерзания резервных наружных трубопроводов, пожарных водопроводов за счёт непрерывной циркуляция по ним, в т. ч. по тупиковым участкам пожарных трубопроводов с частичным открытием соответствующих дренажей (п. 5.8);
- обеспечения рециркуляция теплой воды в системах циркуляционного водоснабжения в водоприемный ковш береговой насосной станции (п. 5.9);
- предотвращения доступа холодного воздуха, сопровождающегося при температурах наружного воздуха до - 35...0°С образованием в цехах тумана, увлажнением и снижением сопротивления изоляции обмоток электродвигателей, а, следовательно, их повреждением (п. 5.11);
- организации максимального воздухообмена в рабочих помещениях и охлаждение приточного воздуха для снижения в рабочих помещениях высоких сверхнормативных показателей влажности и температуры при повышенных температурах наружного воздуха (п. 5.12);
- выполнению профилактических мероприятий по поддержанию нормативного вакуума в конденсаторах турбин и обеспечению нормального охлаждения механизмов технической водой при повышенных температурах наружного воздуха и охлаждающей воды. В случае необходимости турбоагрегаты могут быть частично разгружены (п. 5.12).

4.3 О готовности персонала ОПО к предотвращению и устранению аварий

Федеральными и отраслевыми нормативно-правовыми и нормативно-техническими документами введены требования по подготовке и переподготовке, проверке знаний и аттестации административно-управленческого и эксплуатационного персонала опасных производственных объектов (далее - ОПО) энергетики, разграничению ответственности производственных подразделений ОПО за эксплуатацию энергетических установок, назначению лиц, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию определённых групп оборудования и технологических сетей, стажировкам, противоаварийным и противопожарным тренировкам, допуску к самостоятельной работе и допуску к определённым видам работ, персональной ответственности за нарушения проектных, технологических и эксплуатационных регламентов. Выполнение этих и иных требований направлено на обеспечение необходимого уровня квалификации и практической подготовки управленческого персонала и специалистов ОПО, в т. ч. готовности персонала ОПО к нештатным эксплуатационным ситуациям, предотвращению и устранению аварий.

В настоящем подразделе и ранее были отмечены меры для предотвращения нештатных эксплуатационных ситуаций и их развития в техногенные происшествия и аварии автоматизированными дублируемыми средствами. Вместе с тем, в практике эксплуатации опасных производственных объектов необходимо предусматривать постоянную готовность персонала таких объектов к устранению, в том числе, аварийных ситуаций. Ниже будут приведены некоторые нормативно-правовые требования к противоаварийным мероприятиям, здесь же целесообразно привести указания Инструкции, которые связаны с устранением опасности для здоровья и жизни персонала, предотвращением развития аварии, сохранением в работе оборудования, незатронутого аварией, восстановлением тепловой и электрической схем и максимально возможной нагрузки. Для этого на электростанции должна быть разработана соответствующая локальная инструкция (п. 1.1.2 Инструкции).

Требования Инструкции, в частности, определяют действия эксплуатационного персонала при неполадках и отказах автоматизированных средств:

- оперативный персонал не вмешивается в работу защит и лишь при отказе действия защиты персонал выполняет ее функции (п. 1.2.6); при несрабатывании технологических защит оперативный персонал немедленно выполняет операции, предусмотренные данной защитой (п. 1.2.3);
- оперативный персонал контролирует работу автоматики; убедившись в ее неправильных действиях, переходит на ручное управление (п. 1.2.6);
- при ликвидации аварии оперативный персонал производит необходимые операции с релейной защитой и автоматикой в соответствии с инструкциями организации (п. 1.2.5).

Все переключения в электрических схемах в аварийных ситуациях должны быть произведены оперативным персоналом в соответствии с инструкциями организации при обязательном применении всех защитных средств (п. 1.2.4).

Согласно п. 1.2.20 Инструкции во время ликвидации аварии персонал остается на рабочих местах, принимая все предусмотренные технологическими инструкциями меры к сохранению оборудования в работе, а если это невозможно - к его отключению. Оставлять рабочее место можно только:

- при явной опасности для жизни;
- для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;
- для принятия мер по сохранению целостности оборудования;
- по распоряжению лица, руководящего ликвидацией аварии.

Покидая рабочее место, эксплуатационный персонал сообщает о своем местонахождении вышестоящему оперативному руководителю.

Начальники смен тепловых цехов и старшие машинисты энергоблоков во время ликвидации аварии находятся, как правило, на своих рабочих местах (блочных или групповых щитах управления) и принимают все меры, направленные на поддержание нормальной работы оборудования, не допуская развития аварии в этих цехах (на энергоблоках, п. 1.2.17).

Начальник смены электростанции обязан срочно информировать о возникновении аварии диспетчера энергосистемы (п. 1.2.15).

При ликвидации аварии все распоряжения диспетчера энергосистемы по вопросам, входящим в его компетенцию, необходимо выполнять немедленно, за исключением распоряжений, выполнение которых может представлять угрозу для безопасности людей и сохранности оборудования (п. 1.2.12).

Нормативно-правовые основания требований пункта подраздела

1. Федеральный закон № 256-ФЗ от 21.07.2011 «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».

2. Приказ № 31 от 14.03.2014 г. Федеральной службы по техническому и экспортному контролю «Требования к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды».

3. ГОСТ Р 51583 «Зашита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения».

4. ГОСТ Р 51624 «Защита информации. Автоматизированные системы в защищенном исполнении. Общие требования».

4.4 Разработка планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте

Разработка планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО в период эксплуатации регламентирована ст. 10 ч. 2 Федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», постановлением Правительства РФ № 1437 от 15.09.2020 «Положение о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах».

4.5 Договор с аварийно-спасательной службой

Законодательно-правовое требование о заключении договора на обслуживание ОПО профессиональными аварийно-спасательными службами или профессиональными аварийно-спасательными формированиями в целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии распространяется на все опасные производственные объекты, независимо от их класса опасности, следует, в т. ч., из ст.10 Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Кроме того, организация, эксплуатирующая ОПО, в случаях, предусмотренных законодательством РФ, обязана создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы или профессиональные аварийно-спасательные формирования, а также нештатные аварийно-спасательные формирования из числа работников в соответствии с п. 4 приказа МЧС № 999 «Об утверждении Порядка создания нештатных аварийно-спасательных формирований» от 21.12.2005 г. Согласно ч. 1 ст. 12 Федерального закона № 151 от 22 августа 1995 года «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» все аварийно-спасательные службы, аварийно-спасательные формирования подлежат аттестации.

4.6 Законодательные и нормативно-технические требования к организации аварийно-спасательных работ, противопожарных и аварийно-спасательных тренировок

В соответствии с ч. 1 ст. 10 [11] в целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии организация, эксплуатирующая опасный производственный объект (ОПО), обязана заключать с профессиональны ми аварийно-спасательными службами или с профессиональными аварийно-спасательными формированиями договоры на обслуживание, кроме того, создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы или профессиональные аварийно-

спасательные формирования, а также нештатные аварийно-спасательные формирования из числа работников.

При этом [6] содержит следующие определение этих экстренных служб.

Аварийно-спасательная служба - это совокупность органов управления, сил и средств, предназначенных для решения задач по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, функционально объединенных в единую систему, основу которой составляют аварийно-спасательные формирования.

Аварийно-спасательное формирование - это самостоятельная или входящая в состав аварийно-спасательной службы структура, предназначенная для проведения аварийно-спасательных работ, основу которой составляют подразделения спасателей, оснащенные специальными техникой, оборудованием, снаряжением, инструментами и материалами.

Кроме того, согласно ч. 1 ст. 12 [6] все аварийно-спасательные службы, аварийно-спасательные формирования подлежат аттестации.

Т. к. ОКС относится к особо опасным производственным объектам, то безопасность её эксплуатации должна быть обеспечена наличием:

- собственной аттестованной аварийно-спасательной службой или договорами на обслуживание с профессиональными аварийно-спасательными организациями;
- договорами на обслуживание с профессиональными организациями пожарной охраны;
- нештатного аварийно-спасательного формирования из числа производственного персонала.

См. также п. 4 [7].

Если задачи и функции нештатного аварийно-спасательного формирования определены руководством ОКС, то оно является вспомогательными непосредственно в ликвидации аварии не участвует, однако в обязательном Плане мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии (далее - ПЛА) ОКС должны быть указаны действия работников до прибытия профессионального аварийно-спасательного и пожарного формирований, исходя из конкретных обстоятельств, а также обязанностей и возможностей конкретных работников.

План мероприятий согласно [1] предусматривает порядок обеспечения постоянной готовности сил и средств к локализации и ликвидации последствий аварий на объекте с указанием организаций, которые несут ответственность за поддержание этих сил и средств в установлен- ной степени готовности. Мероприятия такого плана в значительной степени определены требованиями приказа Ростехнадзора [2], который, в т. ч., обязывает руководителей ОПО:

- п. 9.2. «...в течение года в структурных подразделениях в каждой смене по возможным авариям, предусмотренным оперативной частью ПЛА уровня «А» предусматривается проведение учебных занятий согласно графику учебных занятий...»;
- п. 9.3. «Не реже одного раза в год по одной или нескольким позициям оперативной части ПЛА уровня «Б» в разные периоды года и в разное время суток в структурных подразделениях предусматривается проведение учебных занятий согласно графику учебных занятий».

В целом ПЛА должен определять, не ограничиваясь изложенным ниже, цели и задачи руководителей и персонала всех уровней ОКС по:

- координации действий при угрозе возникновения и возникновении аварийных ситуаций, в т. ч. с вышестоящими и надзорными организациями;
- постановке на учёт объектов, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзору);

- своевременному оповещению надзорных организаций о намечающихся декларируемых мероприятиях, в т. ч. перевозках опасных веществ;
- согласованию с уполномоченным органом Ростехнадзора проектов (в том числе локальных) на строительство, реконструкцию, модернизацию, ликвидацию опасных производственных объектов;
- проведению приёмо-сдаточных испытаний и ввода объектов ОПО с участием представителя уполномоченного органа Ростехнадзора.

Кроме того, в рассматриваемый План должны быть включены и такие мероприятия как проведение учебных тревог и учений по плану ликвидации аварий, специфицированных к оборудованию, установленному на ОКС; соответствующие указания см. в [3].

Помимо общих требований Ростехнадзора к проведению противоаварийных тренировок для энергетических ОПО существуют соответствующие ведомственные правила как для противоаварийных, так и противопожарных тренировок, которые устанавливают порядок подготовки, проведения и разбора таких мероприятий на рабочих местах. Рассматриваемые тренировки являются одной из обязательных форм:

- производственно-технического обучения и повышения квалификации оперативного персонала электрических станций, электрических и тепловых сетей;
- формирования и восстановления навыков принятия оперативных решений в сложной режимной обстановке в условиях ограниченного времени;
- проверки способности персонала самостоятельно и на основе коллективных действий предупреждать развитие нештатных ситуаций.

Ведомственные регламенты проведения противоаварийных и противопожарных тренировок, учебных тревог и учений по плану ликвидации аварий и возгораний отражают накопленный опыт передовых предприятий отрасли (см. [4, 5]). Ведомственные регламенты рекомендуют совмещать на объектах энергетики противоаварийные и противопожарные тренировки как общие станционные, блочные и цеховые мероприятия, в которые вовлечены все категории работников: ЛУП, ИТР, сменный и технический персонал. Целевыми показателями таких мероприятий должны быть:

- проверка соблюдения правил техники безопасного проведения работ, при этом запрещены какие-либо операции с оборудованием, механизмами и средствами технологического контроля и управления (ключами, приводами задвижек, вентилей и др.), если это не предусмотрено программой тренировок;
- предотвращение травматизма персонала и возможных аварий и пожаров, связанных с ними повреждений и утраты оборудования;
- немедленный вызов специализированных подразделений пожарных и противоаварийных служб;
- организация спасения и эвакуации людей, а также материальных ценностей;
- проверка координации действий руководителей различных уровней и служб.

Тренировки должны быть проведены, как правило, после смены дежурного персонала и иметь продолжительность не более 3 часов с учётом времени разбора действий участников. Периодичность противоаварийных и противопожарных тренировок - не реже двух раз в год, причём не реже двух раз в год в эти тренировки должны быть вовлечены все категории работников электростанции. Не реже одного раза в год необходимо проводить совместные тренировки работников электростанции с участием сторонних подразделений пожарных и противо-аварийных служб. График и тематика мероприятий подлежит ежегодному обновлению и утверждению техническим руководителем электростанции, аналогичные документы для мероприятий с участием сторонних подразделений подлежат утверждению руководителями территориальных пожарных и противоаварийных служб.

Нормативно-правовые источники подраздела

1. Постановление Правительства РФ № 1437 от 15.09.2020 «Положение о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах».

2. Приказ Ростехнадзора от 26.12.2012 № 781 «Об утверждении Рекомендаций по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах»:

Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, Приказ № 781 от 26.12.2012 «Рекомендации по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах» Публикации - ЗАО НТЦ ПБ, 2015, серия 09 выпуск 35.

3. Приказ № 467 от 27.11.2020 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Инструкция по порядку разработки планов ликвидации аварий на угольных шахтах, ознакомления, проведения учебных тревог и учений по ликвидации аварий, проведения плановой практической проверки аварийных вентиляционных режимов, предусмотренных планом ликвидации аварий» (рег. № 61615 в Минюсте РФ от 21.12.2020).

4. РД 34.12.201-88 (СО 153-34.12.201-88) «Правила проведения противоаварийных тренировок персонала электрических станций и сетей Минэнерго СССР».

Документ утвержден - Гос. Инспекцией по эксплуатации электростанций и сетей 12.08.1988.

Публикации - СПО Союзтехэнерго, 1990.

5. РД 34.12.202 (И 34-00-012-84, СО 153-34.12.202) «Инструкция по организации противопожарных тренировок на энергетических предприятиях и в организациях Минэнерго СССР).

Документ утвержден - Минэнерго СССР 04.05.1984.

Публикации - СПО Союзтехэнерго, 1984.

6. Федеральный закон № 151-ФЗ от 22.08.1995 «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» с вводится с 01.01.2021: изм. на основании Федерального закона от 28.12.2024 № 524-ФЗ с 1 сентября 2025 года.

7. МИНИСТЕРСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ, ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ

ПРИКАЗ МЧС от 23 декабря 2005 года № 999 «Об утверждении Порядка создания нештатных аварийно-спасательных формирований».

8. Постановление Правительства России № 1437 от 15.09.2020«Положение о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах».

9. Приказ Ростехнадзора от 26.12.2012 № 781 «Об утверждении Рекомендаций по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах».

5 Основные показатели проектно-технологических решений и мероприятий для обеспечения безопасной эксплуатации, а также соответствующие требования

5.1 Газоснабжение

5.1.1 Состав и оформление эксплуатационной документации для сетей газопотребления

ГОСТ Р 58095.4-2021 «Требования к сетям газопотребления. Системы газораспределительные. Требования к сетям газопотребления. Часть 4. Эксплуатация» (здесь и далее - ссылки на п. п. этого стандарта) в разделе 6.4 определяет документальное оформление процесса ввода в эксплуатацию сетей газопотребления. Газоиспользующее оборудование считается введенным в эксплуатацию после проведения пусконаладочных работ, комплексного опробования (при необходимости) и пуска газа.

Первичный пуск газа во внутренние газопроводы для проведения пусконаладочных работ и комплексного опробования газоиспользующего оборудования требует наличия следующих документов (п. 6.4.2):

- акта о готовности сетей газопотребления и газоиспользующего оборудования ППГ;
- акта приемки законченной строительством сети газопотребления, по форме, приведенной в СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» (приложение «Ж»);
- акта ввода в эксплуатацию сети газораспределения по форме, приведенной в ГОСТ 34741-2021 «Системы газораспределительные. Требования к эксплуатации сетей газораспределения природного газа»;
- договора с газораспределительной организацией о подключении (технологическом присоединении) газопровода объекта газификации к сети газораспределения;
- договора поставки природного газа;
- договора на выполнение аварийно-спасательных работ.

Т. к. первичному пуску газа во внутренние газопроводы должны предшествовать испытания газопроводов сети газопотребления на герметичность и прочность воздухом (согласно подразделу 10.5 СП 62.13330.2011), то также необходима проверка исправности и готовности к эксплуатации всех систем ГТУ.

Результаты проводимого перед вводом в эксплуатацию 72-часового комплексного опробования газоиспользующего оборудования должны быть оформлены актом, заверенным подписями представителей специализированной организации и технического руководителя электростанции. Также должны быть оформлены актом приемочной комиссии результаты работы по вводу внутренних газопроводов и газоиспользующего оборудования в эксплуатацию.

Документация, оформленная при приемке и вводе в эксплуатацию сетей газопотребления, подлежит постоянному хранению в составе исполнительной документации.

Этот же стандарт устанавливает требования к составу и оформлению эксплуатационной документации в процессе эксплуатации сетей газопотребления. В соответствии с требованием п. 5.3.9 ГОСТ Р 58095.4-2021 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газопотребления. Часть 4. Эксплуатация» должен быть оформлен ***эксплуатационный паспорт сетей газопотребления***, укомплектованный технологической схемой и режимной картой с параметрами настройки редукционной, отключающей и предохранительной арматуры. Внесению в эксплуатационный паспорт ППГ подлежат:

- сведения о проведенных капитальных ремонтах наружных (в том числе внутриплощадочных) газопроводов;
- данные о работах по консервации (расконсервации) и утилизации указанного выше оборудования;
- результаты работ по оценке технического состояния и техническому диагностированию ППГ;
- результаты работ по техническому обследованию, оценке технического состояния и техническому диагностированию внутриплощадочных газопроводов.

Кроме того, соответствии с требованием п. 5.3.10 ГОСТ Р 58095.4-2021 должен быть оформлен ***эксплуатационный журнал*** (по форме приложения «А»), в который необходимо вносить данные работ по:

- техническому осмотру;
- техническому обслуживанию, выявленных неисправностях и нарушениях;
- текущему ремонту,

выполненных газовой службой в процессе эксплуатации внутриплощадочных газопроводов, ПРГ и средств электрохимической защиты (при наличии).

Записи в эксплуатационный паспорт и журнал выполняют специалисты газовой службы. Результаты работ, выполненных специализированными организациями на договорной основе по техническому обслуживанию и ремонту сетей газопотребления, должны быть оформлены актами.

Помимо рекомендаций по работам технического обслуживания (ТО) внутренних газопроводов и газоиспользующего оборудования в п. 10.1, ГОСТ Р 58095.4-2021 там же определяет в качестве ***максимально допускаемой периодичности ТО 1 месяц***, а также проверку соответствия режимным картам и (при необходимости) настройку параметров автоматики технологических защит и регулирования процессов сжигания газа - не реже 1 раза в 3 месяца.

Основные (типовые) задачи ремонтов внутренних газопроводов и газоиспользующего оборудования определены п. 10.2 ГОСТ Р 58095.4-2021:

- текущий ремонт предусматривает устранение неисправностей и нарушений, выявленных в процессе проведения ТО, также объём замен, допустимых при текущем ремонте;
- капитальный ремонт включает замену газоиспользующего оборудования заводского изготовления.

К выполнению работ по ремонту газоиспользующего оборудования, восстановлению работоспособности или замене средств автоматики технологических защит и регулированию процессов сжигания газа с их последующей наладкой привлекают специалистов газовой службы и/или организации, осуществляющие данные работы на законном основании (п. 1О.2 ГОСТ Р 58095.4-2021). Сведения о выполненных текущих и внеплановых ремонтах газопроводов и газоиспользующего оборудования должны быть внесены в эксплуатационный журнал (п. 10.6 ГОСТ Р 58095.4-2021).

Останов газоиспользующего оборудования для ремонта во всех случаях, за исключением аварийного, проводят после получения письменного разрешения ответственного за его безопасную эксплуатацию (п. 10.4 ГОСТ Р 58095.4-2021) по форме, приведенной в приложении «У» рассматриваемого стандарта.

5.1.2 Требования к организации безопасных условий эксплуатации сетей газопотребления

В п. 8 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утв. приказом

Ростехнадзора № 531 от 15.12.2020, рег. № 61962 в Минюсте РФ 30.12.2020 (далее - ПБ сетей газораспределения и газопотребления) определен объём работ по эксплуатации сетей газопотребления ТЭС:

- управление технологическими процессами;
- техническое обслуживание;
- техническое диагностирование;
- ремонт;
- аварийно-восстановительные работы;
- включение и отключение оборудования, работающего сезонно.

Там же в п. 6 определён перечень дополнительных, по сравнению предусмотренными Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», требований, регламентирующих выполнение этих работ, включая организацию производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности.

Так как эти работы должен выполнять штатный оперативный персонал и газовая служба электростанции, то (см. п. 5 ПБ сетей газораспределения и газопотребления) из числа руководителей или инженерно-технических работников, прошедших аттестацию в области промышленной безопасности, должны быть назначены лица, ответственные за безопасную эксплуатацию сетей газораспределения и газопотребления в целом и за каждый участок в отдельности. Эти лица должны иметь в своём распоряжении комплект документации, определённый п. 11 (там же), а также соответствующие паспорта, необходимость составления которых требует п. 16 (см. там же).

Так как ПБ сетей газораспределения и газопотребления и Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утв. постановлением Правительства РФ № 870 от 29.10.2010 (далее - ТР о безопасности), определяют назначение технического диагностирования, но не определяют нормативные сроки проведения таких мероприятий, то целесообразно привести соответствующие определения, а так же сроки аналогичных работ (комплексных обследований состояния газового хозяйства тепловых электростанций - см. ниже).

Согласно п. п. 18 и 42 ПБ сетей газораспределения и газопотребления технические диагностирования (экспертизы промышленной безопасности) газопроводов, технических и технологических устройств сетей газораспределения и газопотребления ТЭС необходимы для определения и прогнозирования их технического состояния техническое диагностирование газопроводов и технических устройств.

ТР о безопасности в п. 76 раздела VI «Требования к сетям газораспределения и газопотребления на этапе эксплуатации (включая техническое обслуживание и текущие ремонты)» определяет назначение технического диагностирования:

- как средства для установления возможности эксплуатации газопроводов, сооружений и технологических устройств сетей газопотребления после сроков, указанных в проектной документации;
- мероприятия, по результатам которого следует устанавливать предельные сроки дальнейшей эксплуатации.

Кроме того, в СО 153-34.03.103 «Положение о ведомственном надзоре за состоянием газового хозяйства тепловых электростанций Минтопэнерго РФ» (п. 12) определены следующие сроки проведения комплексного обследования состояния газового хозяйства тепловых электростанций:

- первая ступень контроля - один раз в месяц;
- вторая ступень контроля - один раз в квартал;
- третья ступень контроля - один раз в шесть месяцев;
- четвертая ступень контроля - один раз в год.

При выполнении обследований необходим контроль за эффективностью антикоррозионной защиты металлические конструкции зданий и сооружений (п. 2.2.11).

Согласно п. 21 ПБ сетей газораспределения и газопотребления периодичность обходов, устанавливаемая в эксплуатационной документации, должна быть не реже:

- одного раза в смену для ПРГ и внутренних газопроводов котельного отделения;
- одного раза в месяц для надземных газопроводов.

Там же определены основания для внепланового визуального контроля технического состояния (обхода): деформации грунта, сейсмические воздействия и других негативных явлений, которые могут вызвать недопустимые напряжения в газопроводе.

Кроме указанных в п. 18 ПБ сетей газораспределения и газопотребления сроков планового ТО, там же определена периодичность и других видов работ:

- проверок срабатывания устройств технологических защит и действия сигнализации по максимальному и минимальному давлению газа в газопроводах должна проводиться в сроки, установленные изготовителями, но не реже одного раза в шесть месяцев, при этом должны быть обеспечены безопасные условия рассеивания газа (п. 25);
- контрольных измерений загазованности в помещениях ПРГ и котельного отделения стационарными сигнализаторами загазованности или переносным прибором из верхней зоны помещений - не реже одного раза в смену (при обнаружении утечки газа необходимо приостановить все работы, организовать дополнительную вентиляцию и незамедлительные работы по её устранению в соответствии с производственными инструкциями - п. п. 26 и 46);
- регулярного (по графику) дренирование газопроводов со сбором конденсата собирается в передвижные емкости и последующей утилизацией (сброс удаленной из газопроводов жидкости в канализацию запрещён - п. 27);
- технического обслуживания газопроводов - не реже одного раза в шесть месяцев (п. 31).

Объёмы ТО ПРГ и внутренних газопроводов определены требованиями п. п. 32 и 33 ПБ сетей газораспределения и газопотребления.

Для обеспечения безопасного выполнения ТО сетей газораспределения и газопотребления ТЭС должны быть выполнены следующие требования п. 35:

- оформление наряда-допуска на производство газоопасных работ;
- численность бригады под руководством мастера должна составлять не менее трех человек;
- выполнение в светлое время суток или при достаточном искусственном освещении.

Для технологического оборудования, средств контроля, управления, сигнализации и связи п. 73 установлена следующая периодичность внешних осмотров (обходов):

- технологическое оборудование, трубопроводная арматура, электрооборудование, средства защиты, технологические трубопроводы - перед началом смены и в течение смены, не реже чем через два часа;
- средства контроля, управления, исполнительные механизмы, средства сигнализации и связи - не реже одного раза в сутки;
- вентиляционные системы - перед началом смены;
- средства обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения - не реже одного раза в месяц.

Результаты осмотров должны быть по окончании смены занесены в журнал приема и сдачи смен (оперативный журнал).

В соответствии с требованиями ПБ сетей газораспределения и газопотребления аварийное отключение газопроводов необходимо (п. 45) в случаях:

- разрыва сварных стыков;
- коррозионных и механических повреждений газопровода и арматуры с выходом газа;
- при взрыве, пожаре, непосредственно угрожающих газопроводам и газоиспользующему оборудованию.

Персонал, не участвующий в аварийно-восстановительных работах, должен быть удалён из опасной зоны (п. 46).

П. п. 48 и 79 ПБ сетей газораспределения и газопотребления подтверждают ранее введённые нормативные требования о необходимости продувок газопроводов:

- воздухом или инертным газом до полного вытеснения газа перед начала работ;
- при заполнении газом - до вытеснения всего воздуха.

Кроме того, там же подтверждены требования в части необходимости инструментального контроля концентраций и безопасного выпуска газовоздушных смесей продувки, запрет продувки газопроводов котлов через трубопроводы безопасности или через газогорелочные устройства котла (п. 58).

В отличие от восстановительных работ по приведению газопроводов и газового оборудования в технически исправное состояние, для которых необходимо оформление нарядов-допусков, аварийно-восстановительные работы, выполняемые собственными силами аварийно-диспетчерских служб продолжительностью не более суток, оформление нарядов-допусков не нужно. Так же не требуют оформления нарядов-допусков работы по локализации и ликвидации аварий на газопроводах в период до устранения прямой угрозы причинения вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среде (п. 139).

Дополнительные положения и рекомендации содержит ГОСТ Р 58095.4-2021 «Требования к сетям газопотребления. Системы газораспределительные. Требования к сетям газопотребления. Часть 4. Эксплуатация», т. к. содержит нормативы, обязательные для энергетических предприятий, использующих газ в качестве топлива. К числу периодически выполняемых работ ГОСТ Р 58095.4-2021 относит:

- режимную наладку газоиспользующего оборудования с корректировкой (при необходимости) режимных карт - не реже 1 раза в 3 года (п. 10.7);
- проверку технического состояния вентиляционных каналов в здании (помещениях) с установленным газоиспользующим оборудованием - не реже 2 раз в год (п. 10.9);
- уборку пыли и дезинфекцию вентиляционных каналов - не реже 1 раза в 3 года (п. 10.9).

Особо опасные работы (ввод в эксплуатацию, пуск газа, присоединение газопроводов, ремонт газопроводов и оборудования «под газом», работы в ПРГ с применением сварки и газовой резки) должны производиться по наряду и специальному плану, утвержденному техническим руководителем электростанции.

В плане работ должны быть указаны строгая последовательность проведения работ, расстановка людей, потребность в механизмах и приспособлениях; мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность данных работ.

Кроме того, в п. 129 ПБ сетей газораспределения и газопотребления дан перечень газоопасных работ, в том числе на ПРГ. Вместе с тем, в соответствии с требованием п. 133 перечень газоопасных работ и инструкция, определяющая порядок подготовки и безопасность их проведения применительно к конкретным производственным условиям, должны быть разработаны и утверждены на электростанции с обязательным пересмотром и переутверждением не реже одного раза в год. Также должен быть разработан и утвержден перечень газоопасных работ, выполняемых по производственным инструкциям

без оформления наряда-допуска. К ещё одной категории п. 136 отнесены газоопасные работы, выполняемые по специальному утвержденному плану, там же дан их перечень и требования к содержанию.

Планирование ТОиР газопроводов и газоиспользующего оборудования, текущих и капитальных ремонтов

Особенностью эксплуатации систем газопотребления является необходимость долгосрочного планирования работ по оценке технического состояния, техническому диагностированию и капитальному ремонту газопроводов (в том числе внутриплощадочных), ГРП, капитальному ремонту газоиспользующего оборудования, а также для выполнения работ по их консервации. Согласно п. 5.3.7 ГОСТ Р 58095.4-2021 «Требования к сетям газопотребления. Системы газораспределительные. Требования к сетям газопотребления. Часть 4. Эксплуатация» такое долгосрочное планирование необходимо выполнять на период не менее двух лет, т. к. планы-графики проведения технического диагностирования ГРП должны быть составлены не менее чем за 6 месяцев до истечения срока (продолжительности) их эксплуатации, установленного в проектной документации. Если в проектной документации отсутствует продолжительность эксплуатации ПРГ, то план-график проведения его технического диагностирования должен быть составлен не менее, чем за 6 месяцев до истечения 20 лет со дня ввода ПРГ в эксплуатацию.

Планирование текущих и капитальных ремонтов должно учитывать результаты мониторинга и оценки их технического состояния (Правила организации ТОиР, п. 165), кроме того, нормативные показатели периодичности капитального ремонта производственных зданий и сооружений (см. там же приложение № 32).

Безопасная эксплуатация арматуры

ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности» в п. 10.6 содержит следующие рекомендации для технологических регламентов в части мероприятий по эксплуатации арматуры:

- техническое обслуживание;
- ремонты;
- диагностирование;
- периодические проверки и оценки безопасности, включая контроль технического состояния (обследование).

Т. к. отказам арматуры предшествуют ее т. н. «предельные состояния», то для своевременного обнаружения и предотвращения негативного влияния на эксплуатацию газоиспользующего оборудования и сетей газопотребления для проведения наружных осмотров при обходах оборудования целесообразно использовать следующие критерии предельного состояния арматуры, приведенные в п. 4.2.2 ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности»:

- начальная стадия нарушения целостности корпусных деталей («потение», капельная течь, газовая течь);
- недопустимое изменение размеров элементов по условиям прочности и функционирования арматуры;
- потеря герметичности в разъемных соединениях, неустранимая их подтяжкой расчетным крутящим моментом;
- возникновение трещин на основных деталях арматуры;
- наличие шума от протекания рабочей среды через затвор или обмерзания (образования инея) на корпусе со стороны выходного патрубка при положении арматуры «закрыто», свидетельствующих об утечке через затвор запорной или предохранительной арматуры;

- увеличение крутящего момента при управлении арматурой до значений выше норм, указанных в 6.1.7 этого стандарта, эксплуатационной документации (далее - ЭД) и технических условиях (далее - ТУ).

Согласно п. 5 «Показатели арматуры для обеспечения безопасности» ГОСТ 12.2.063- 2015 в ТУ, КД и ЭД должны быть приведены показатели (характеристики) и технические требования, выполнение которых позволит обеспечить безопасность арматуры в течение заданного срока службы и ресурса, в том числе:

- показатели назначения;
- показатели надежности;
- показатели безопасности;
- возможные отказы и критерии предельных состояний.

Показатели безопасности согласно п. 5.3.1 рассматриваемого стандарта должны быть установлены для арматуры, отказы которой в отношении любого вида опасности являются критическими.

Для обеспечения своевременного прекращения эксплуатации арматуры в целях проведения экспертизы ее промышленной безопасности в п. 5.3.2 рассматриваемого стандарта введены т. н. «назначенные показатели», которые дополняют показатели долговечности и сохраняемости в 5.2.1 (там же) или м. б. использованы взамен их. При достижении назначенных показателей эксплуатация арматуры должна быть прекращена независимо от ее технического состояния. Дальнейшая эксплуатация арматуры возможна только по решению комиссии, проведшей экспертное обследование в установленном нормативной документацией порядке (там же п. 5.3.3). Также ГОСТ 12.2.063-2015 в разделе 10 «Требования безопасности при эксплуатации» определяет положения, которые позволяют обеспечить применение арматуры по прямому назначению и защиту от возможных ошибок персонала из-за предполагаемого недопустимого использования арматуры. Для этого в п. 10.3 этого стандарта приведены следующие требования:

- арматуру необходимо применять в соответствии с ее функциональным назначением;
- запорная арматура должна быть полностью открыта или закрыта. Использовать запорную арматуру в качестве регулирующих устройств при не полностью открытом положении затвора не допускается;
- арматуру и приводные устройства необходимо применять в соответствии с их показателями назначения в части рабочих параметров, сред, условий эксплуатации;
- арматуру следует эксплуатировать в соответствии с руководством по эксплуатации;
- режим эксплуатации арматуры должен быть таким, чтобы исключить любой разумно прогнозируемый риск;
- эксплуатационный контроль должен предусматривать систему мер по устранению возможных предельных состояний и предупреждению критических отказов арматуры.

Кроме того, п. 10.4 этого стандарта рекомендует при эксплуатации арматуры обращать особое внимание на:

- выполнение функции закрытия и открытия;
- скорость сброса давления;
- устройства, которые предотвращают физический доступ в тот момент, когда арматура находится под давлением или вакуумом;
- температуру поверхности арматуры и рабочей среды;
- состояние нестабильных текучих сред;
- герметичность;

- принятие организационных и технических мер предупреждения опасности, если нельзя полностью исключить такую опасность при эксплуатации арматуры.

ГОСТ 12.2.063-2015 в п. 10.8. предписывает выполнение работ по определению возможности продления назначенных показателей арматуры и определению остаточного ресурса силами аккредитованных в установленном порядке экспертных организаций. Аналогичное предписание в части контроля технического состояния (обследованию) арматуры содержит п. 10.10 этого стандарта. При наличии аттестованной лаборатории или персонала некоторые работы по контролю технического состояния арматуры по согласованию с экспертной организацией может выполнять эксплуатирующая организация (там же, п. 10.9).

5.1.3 Ведомственные надзорные требования в части безопасной эксплуатации сетей газопотребления

Требованиями Минэнерго России предусмотрено выполнение ведомственных регламентов с четырьмя ступенями ***плановых целевых обследований и внеочередных целевых проверок в части газового хозяйства*** (см. СО 153-34.03.103 «Положение о ведомственном надзоре за состоянием газового хозяйства тепловых электростанций Минтопэнерго РФ» - далее Ведомственный надзор за состоянием газового хозяйства), то ниже представлены некоторые требования Ведомственного надзора за состоянием газового хозяйства. Эти требования разработаны преимущественно для специалистов и руководителей тепловых электростанций, общий ведомственный надзор от лица Минтопэнерго РФ осуществляет Инспекция по контролю технического состояния объектов электроэнергетики (АО «Техническая инспекция ЕЭС»).

Согласно п. 2 Ведомственного надзора за состоянием газового хозяйства предусмотрено проведения комплексных и целевых обследований (проверок). К целевому обследованию отнесены проверки (см. п. 3):

- газового хозяйства при подготовке к работе в осенне-зимний период;
- выполнения требований техники безопасности, включая организацию обучения и инструктажа эксплуатационного персонала;
- выполнения графиков планово-предупредительных ремонтов и осмотров газового оборудования и газопроводов;
- производства газоопасных работ.

Структура четырёх ступеней плановых целевых обследований, их объёмы и сроки про- ведения определены п. п. 5, 16 и 12 Ведомственного надзора за состоянием газового хозяйства. Результаты комплексных обследований первой, второй и третьей ступени контроля состояния газового хозяйства электростанции необходимо вносить в журнал контроля за состоянием газового хозяйства (см. там же п. 7).

Ведомственный надзор за состоянием газового хозяйства включает, не ограничиваясь, проверки:

- наличия и выполнения приказа о создании газовой службы электростанции;
- соблюдения сроков обходов и ведения журналов учета обходов;
- соблюдения сроков обходов наружных и внутренних газопроводов, установленного на них газового оборудования и проверок на загазованность помещений;
- наличия пломб на запорной арматуре перед предохранительно-сбросными клапанами (ПСК) ПРГ;
- отсутствия загромождения проездов и проходов к надземным газопроводам, газовому оборудованию, зданию и территории ПРГ;
- состояния газопроводов и газового оборудования ПРГ (состояние и исправность запорной арматуры, технологического оборудования, опорных инструкций,

наличие крепежа во фланцевых соединениях ПСК газопроводов и оборудования, наличие и состояние токопроводящих соединений на газопроводах);

- наличия заглушек на газопроводах ПРГ и котельного отделения, находящихся в ремонте;
- наличия и исправности прибора контроля загазованности помещений ПРГ и соблюдение сроков его проверки;
- наличия разработанных совместно с газоснабжающей организацией и утвержденных главным инженером электростанции графиков аварийного газоснабжения в случае аварий на магистральных газопроводах;
- наличия паспортов регуляторов давления газа и предохранительных клапанов, заполнения паспортов по результатам выполненных ремонтных работ;
- своевременности и качества ТОиР средств измерений и автоматики газопроводов и газового оборудования;
- правильности обращения обтирочных и горючих материалов;
- наличия и состояния предупредительных надписей и знаков нумерации газового оборудования и котельного отделения;
- состояния отличительной окраски наружных газопроводов, ГРП и газового оборудования;
- наличия утвержденных графиков и темников тренировочных занятий с персоналом газовой службы по планам предупреждения и ликвидации аварий, а также планам взаимодействия служб различного назначения.

Ведомственным надзором за состоянием газового хозяйства (п. 12) определены следующие сроки проведения комплексного обследования состояния газового хозяйства тепловых электростанций:

- первая ступень контроля - один раз в месяц;
- вторая ступень контроля - один раз в квартал;
- третья ступень контроля - один раз в шесть месяцев;
- четвертая ступень контроля - один раз в год.

Ответственные лица по всем четырём ступеням контроля определены п. п. 5.1 ÷ 5.4 (см. там же).

В части обеспечения безопасной эксплуатации системы внутреннего газоснабжения целесообразно привести в т. ч. ряд положений СО 34.30.106-00 (РД 153-34.1-30.106-00) «Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций» (утв. РАО ЕЭС России 03.05.2000, далее- Правила для газового хозяйства ГТУ и ПГУ ТЭС), имея в виду, что согласно п. 3.1.8 Правила для газового хозяйства ГТУ и ПГУ ТЭС определяют порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту (далее - ТОиР) газового хозяйства ГТУ и ПГУ с давлением природного газа до 5,0 МПа.

Помимо требований к проектированию газового хозяйства Правила для газового хозяйства ГТУ и ПГУ ТЭС содержат раздел 3 «Эксплуатация объектов газового хозяйства» (ниже ссылки даны на п. п. этого документа), согласно которому должна быть:

- создана газовая служба (участок) по ТОиР и организован производственный контроль за обеспечением безопасной эксплуатации газового хозяйства (3.1.2);
- разработана производственная технологическая инструкция, содержащая требования технологической последовательности выполнения различных операций при подготовке к пуску газа, выводе в резерв, ремонте, допуске ремонтного персонала к выполнению газоопасных работ на оборудовании и газопроводах (3.1.4);
- отдельно должны быть разработаны инструкции по безопасному проведению огневых и газоопасных работ, безопасности труда, а также должностные инструкции и планы (инструкции) по локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовом

хозяйстве и взаимодействию служб различных ведомств по локализации и ликвидации аварийных ситуаций, взрывов и пожаров в системе газоснабжения, с указанием должностных лиц, для которых знание этих инструкций обязательно (3.1.4).

В п. 3.2.4 Правила для газового хозяйства ГТУ и ПГУ ТЭС помимо собственной газовой службы допускают выполнение ТОиР газопроводов и газового оборудования подрядными организациями, лицензированными территориальными органами Ростехнадзора.

Всем рабочим под личную расписку должны быть выданы должностные инструкции и инструкции по безопасности труда согласно их профессиям (3.1.5).

На ТЭС из числа руководителей или специалистов, прошедших проверку знаний пожарной безопасности и Правил для газового хозяйства ГТУ и ПГУ ТЭС, должно быть назначено лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию всех объектов газового хозяйства ГТУ и ПГУ, и его заместитель (3.2.1); права, предоставляемые такому лицу приведены в 3.2.3 там же.

ТОиР газопроводов, арматуры и технологического оборудования, за исключением аварийно-восстановительных работ, необходимо выполнять в дневное время (3.2.7).

Для ТО газового хозяйства установлена следующая периодичность (3.2.5):

- газопроводов и газового оборудования ППГ должно производиться не реже одного раза в 6 месяцев;

ТО внутренних газопроводов ГТУ необходимо проводить не реже одного раза в месяц и текущие ремонты - не реже одного раза в год. Периодичность капитальных ремонтов подлежит установлению с учетом фактического состояния оборудования.

ТО и текущий ремонт предохранительной запорной и регулирующей арматуры с гарантированным сроком эксплуатации можно выполнять в соответствии с паспортом (инструкцией) завода-изготовителя. По истечении гарантийного срока это оборудование должно пройти проверку и сервисное обслуживание.

Виды работ по ТО ППГ приведены в 3.2.10 Правил для газового хозяйства ГТУ и ПГУ ТЭС.

5.1.4 Периодичность работ, выполняемых по утвержденному графику

Правила для газового хозяйства ГТУ и ПГУ ТЭС в п. 3.1.7 содержат перечень работ, выполняемых по графику, утвержденному техническим руководителем (главным инженером ТЭС):

- осмотр технического состояния (обход);
- проверка параметров срабатывания ПСК и ПЗК, установленных на ППГ;
- проверка работоспособности ПЗК, включенных в схемы защит и блокировок ГТУ и ПГУ;
- контроль загазованности воздуха в помещениях ППГ, котельном и машинном залах, а также в тех помещениях, где размещены блоки системы газоснабжения;
- проверка действия автоматических сигнализаторов загазованности воздуха в помещениях ППГ, машинном зале;
- проверка срабатывания устройств технологической защиты, блокировок и действия сигнализации;
- очистка фильтров;
- проверка плотности фланцевых, резьбовых и сварных соединений газопроводов и сальниковых набивок арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;
- включение и отключение газопроводов и газового оборудования в режимы резерва, ремонта и консервации;

- техническое обслуживание;
- текущий ремонт;
- режимно-наладочные работы на газоиспользующем оборудовании с пересмотром режимных карт;
- техническое освидетельствование (диагностика технического состояния) газопроводов и газового оборудования;
- капитальный ремонт.

Кроме того, Правила для газового хозяйства ГТУ и ПГУ ТЭС содержат указания по периодичности внешних осмотров технологическое оборудование, средства контроля, управления, сигнализации, связи (3.1.12):

- технологическое оборудование, трубопроводная арматура, электрооборудование, средства защиты, технологические трубопроводы - перед началом смены машинистом, обходчиком, старшим машинистом цеха, начальником смены;
- средства контроля, управления, исполнительные механизмы, средства сигнализации и связи - не реже одного раза в сутки работниками цеха ТАИ;
- вентиляционные системы - перед началом смены начальником смены;
- средства пожаротушения, включая автоматические системы обнаружения и тушения пожаров - не реже одного раза в месяц специально назначенным лицом совместно с работниками пожарной охраны.

МУ по ТО газоснабжения ТЭС (далее - ссылки на п. п. этого норматива) установлена периодичность работ, выполняемых по утвержденному графику, для:

- проверок плотности фланцевых и резьбовых соединений газопроводов и газового оборудования, сальников арматуры с оформлением нарядов-допусков на производство газоопасных работ (п. 1.1.9);
- контрольных осмотров технического состояния газопроводов и газового оборудования ГРП, но не реже 1 раза в сутки (п. 2.2.4);
- контрольных осмотров состояния надземных (наземных) газопроводов, но не реже 1 раза в месяц (п. 2.3.4).

Перечень работ по контрольным осмотрам технического состояния газопроводов и газового оборудования определён п. 2.2.1, все замеченные неисправности или недостатки должны быть доложены начальнику смены цеха, в ведении которого находится ГРП, и отражены в журнале дефектов и неполадок оборудования (п. 2.2.5).

Контрольные осмотры технического состояния надземных (наземных) газопроводов согласно п. 2.3.1 предусматривают:

- внешний осмотр газопроводов со всеми установленными на них отключающими устройствами;
- очистку запорной арматуры от загрязнений (при необходимости).

Перечень проверок, выполняемых при внешнем осмотре газопроводов определён п. 2.3.2. Результаты контрольных осмотров должны быть занесены в журнал обходов оборудования с указанием принятых мер по устранению неисправностей. Выявленные, но не устраненные дефекты должны быть отражены в журнале дефектов и неполадок оборудования (п. 2.3.3).

Для газопроводов и газового оборудование п. 3.2.1 определён перечень работ по ТО, сведения о выполненных по этому перечню работах должны быть внесены в журнал выполненных работ по ТО систем газоснабжения электростанции (п. 3.2.1).

Перечень работ по ТО наружных надземных и наземных газопроводы приведен в п. 3.3.1, сведения о выполненных работах должны быть внесены в журнал выполненных работ по ТО систем газоснабжения электростанции. В составе этих работ подлежат выполнению как плановые нивелировки трассы газопроводов (1 раз в 5 лет, а для вновь сооружаемых

газопроводов - ежегодно на протяжении 2 лет после окончания строительства), так и выполняемые для устранения нештатных внешних воздействий (см. п. 3.3.3).

Должны быть устранены немедленно (в аварийном порядке):

- неисправности регуляторов, вызывающих колебание рабочего давления газа, превышающее 10 % рабочего давления на выходе из ГРП, неполадки в работе предохранительных клапанов (п. 2.2.3);
- утечки газа (п. п. 1.1.4, 1.1.9 и 2.2.3);
- отклонения трассы газопроводов от проектных отметок, могущие создать опасное перераспределение нагрузок на опоры и нарушить схему дренажных или продувочных газопроводов (п. 3.3.3).

5.1.5 О регламенте подготовки топливной системы ГТУ к работе

ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утв. Приказом Ростехнадзора № 531 от 15.12.2020, рег. № 61962. 2 в Минюсте РФ от 30.12.2020, ниже - Правила и ссылки на п. п. Правил) устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, случаев производственного травматизма на ОПО газораспределения и газопотребления, в т. ч. при эксплуатации ГТУ и ПГУ.

Согласно п. 84 Правил применяемые в ***сети газопотребления ГТУ*** технические устройства должны иметь документацию об оценке (подтверждении) соответствия обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации о техническом регулировании (см. подраздел 4.3. Теплотехнические решения).

Значительная часть эксплуатационных алгоритмов ГТУ, включая обеспечение безопасности пусковых, рабочих и остановочных режимов, автоматизирована и не требует участия персонала при условиях подтверждённой работоспособности и надлежащих настроек соответствующих систем автоматизации. Поэтому при подготовке ГТУ к работе необходимо выполнение определённых регламентов, обеспечивающих в т. ч. безопасную эксплуатацию.

В частности, для обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации ГТУ п. 108 Правил перед розжигом горелочных устройств регламентирована вентиляция камер сгорания и газовоздушных трактов с использованием пускового устройства ГТ для обеспечения шестикратного воздухообмена вентилируемых объемов до дымовой трубы, включая газоходы и паровые котлы-утилизаторы (далее - КУП). После каждой неудачной попытки пуска ГТ зажигание топлива без предварительной вентиляции рассматриваемых газовоздушных трактов запрещено.

Проверку герметичности затвора стопорного клапана, ПЗК ГТ необходимо выполнять после ремонта с визуальным контролем, перед каждым: пуском ГТУ, а также периодически не реже одного раза в месяц (п. 111 Правил).

Для безопасных условий производства работ на оборудовании ГТУ Правилами, в частности, запрещено:

- приступать к вскрытию турбин, камеры сгорания, стопорного и РК, не убедившись в том, что запорные устройства на подводе газа к ГТ закрыты, на газопроводах установлены заглушки, газопроводы освобождены от газа, арматура на продувочных газопроводах открыта (п. 120);
- проведение ремонтных и наладочных работ защит, блокировок и сигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допуска;
- выполнять регулировку и ремонт систем автоматизации, противоаварийных защит и сигнализации в условиях загазованности.

5.1.6 Проектно-технологические решения для газоснабжения площадки ТЭС

В таблице 7 тома 5.6.1.1 приведена следующая спецификация трубопроводов системы газоснабжения.

№ пп	Трубопровод	Ду,мм	Категория трубопровода	Сортамент трубопровода	
				Обозначение	Материал
1	Газопроводы от входа на станцию до ППГ	530	I	ГОСТ 20295-85	17Г1С ТУ 14-3-1128-2000
2	Газопроводы от ППГ до ДКС	400	I	ГОСТ 8732-78	09Г2С ТУ 14-3-1128-2000
3	Газопроводы от ДКС до БОА	200	Ia	ГОСТ 8732-78	09Г2С ТУ 14-3-1128-2000
4	Газопроводы в БОА	200/ 200	Ia	ГОСТ 8732-78/ ГОСТ 9940-81	09Г2С/ ТУ 14-3-1128-2000/ 08Х18Н10Т ГОСТ 9940-81
5	Газопроводы к БГА	200	Ia	ГОСТ 9940-81	08Х18Н10Т ГОСТ9940-81

5.1.7 ТОиР и ТБЭ сети и систем воздухоснабжения

Для обеспечения сжатым воздухом оборудования нового энергоблока проектом предусмотрена установка компрессорной станции в контейнерном исполнении.

Потребность и достаточность для нового энергоблока в сжатом воздухе определена и обоснована в Разделе 6 тома 6.1.1 25-83G1-00-ТР1.1.

Потребность в техническом сжатом воздухе для оборудования энергоблока определяют необходимость продувок газопроводов и собственные нужды. Такие продувки газопроводов отнесены к ответственным технологическим регламентам, предотвращающим образование взрывопожароопасных концентраций газовоздушных смесей в соответствии с «Правилами безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (см. п. п. 34, 49, 51 и 79), приказ Ростехнадзора №531 от 15.12.2020; с п. 4.2 СО 34.20.514 -2005 «Методические указания по эксплуатации газового хозяйства тепловых электростанций».

5.2 Трубопроводы пара и горячей воды, а также соответствующая арматура

5.2.1 Некоторые показатели проектных решений для систем трубопроводов

Показатели разработки проектных решений для систем трубопроводов содержит в Разделе 6 тома 6.1.1 25-83G1-00-ТР1.1.

В томе отмечено, что толщины стенок трубопроводов с учетом припуска 1 мм на коррозию выполнены с использованием программы «СТАРТ» с учетом требований ГОСТ

32388-2013 «Расчет трубопроводов» и РД 10-249-98 «Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды».

В томе 6.1.1 25-83G1-00-ТР1.1 приведены отмеченные ранее показатели проектных решений соответственно по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов, а также их антикоррозионной защите. Прогнозируемый срок службы покрытия с учётом условно-чистого типа атмосферы и слабоагрессивной степени воздействия атмосферного воздуха на металлические конструкции составит 20 лет для металлических поверхностей оборудования, баков и трубопроводов при:

- температуре эксплуатации до + 120 °С и установке в помещениях, на открытом воздухе или под навесом;
- температуре эксплуатации от + 250 до +600 °С, закрытых тепловой изоляцией;
- не закрытых или закрытых тепловой изоляцией, работающих при температуре (+ 60 ÷ +250) 0°С, расположенных в помещении, на открытом воздухе или под навесом.

АКЗ-покрытия с прогнозируемым сроком службы 20 лет предусмотрены для внутренних поверхностей баков и оборудования дизельного топлива, синтетического и трансформаторного масла.

Гарантийный срок службы 10 лет будут иметь покрытия внутренних поверхностей оборудования и трубопроводов:

- контактирующих с разбавленными растворами кислот и щелочей до температуры + 90 °С, подверженных механическому воздействию;
- в условиях воздействия горячей воды с температурой эксплуатации до + 100°С (для баков сбора конденсата, дренажей, коагулированной воды, технического водоснабжения и в системах питьевого водоснабжения).

5.2.2 Периодичность освидетельствования трубопроводов пара и горячей воды

Периодичность освидетельствования трубопроводов пара и горячей воды, подлежащих учёту в территориальных органах Ростехнадзора, установлена в требовании 448 ППБ котлов и трубопроводов:

- не реже одного раза в три года силами уполномоченной специализированной организации, если иные сроки не установлены в руководстве (инструкции) по эксплуатации;
- не реже 1 раза в 12 месяцев (если нет иных указаний по срокам проведения в руководстве (инструкции) по эксплуатации), а также если характер и объём ремонта не вызывают необходимости внеочередного освидетельствования силами ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования совместно с ответственным за производственный контроль за безопасной эксплуатацией оборудования путем проведения осмотра трубопровода перед началом и после окончания планового ремонта.

Подробнее о техническом освидетельствовании трубопроводов в требованиях 446 ÷ 460 ППБ котлов и трубопроводов.

5.2.3 ТОиР технологических трубопроводов

Так как значительное число операций ТОиР требуют ***промывки и продувки технологических трубопроводов,*** то Приказ 444 содержит соответствующий раздел V.VII.

Требованием 176 Приказа 444 установлено, что ***основным мероприятием для контроля за безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов*** является

периодическое техническое освидетельствование, выполняемое под руководством лиц, ответственными за безопасную эксплуатацию трубопроводов в эксплуатирующей организации, а также с привлечением профильных подрядчиков. Согласно требованию 179 при проведении освидетельствования особое внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. Это участки с изменением направления потока (отводы, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно не работающие участки).

Сроки проведения освидетельствования технологических трубопроводов должна устанавливать эксплуатирующая организация, руководствуясь данными требования 177:

Транспортируемые среды	Периодичность проведения освидетельствований, при скорости коррозии, мм/год		
	Более 0,5	Более 0,1 до 0,5	Не более 0,1
Токсичные, высокотоксичные вещества; органические теплоносители; воспламеняющиеся и горючие вещества; окисляющие вещества; вещества, представляющие опасность для окружающей среды	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года
Трудногорючие и негорючие вещества	Не реже одного раза в 3 года	Не реже одного раза в 6 лет	Не реже одного раза в 8 лет

Объём выполняемых освидетельствований, включая радиографический или ультразвуковой контроль сварных стыков, а также фиксацию результатов замеров и точки контроля в паспорте технологического трубопровода регламентирован требованием 180 Приказа 444. При неудовлетворительных результатах освидетельствования технологического трубопровода необходимо:

- определить границу дефектного участка (требование 181);
- выполнить детальные (более частые) измерения толщины стенки всего трубопровода (требование 181);
- провести полное освидетельствование трубопровода согласно требованию 185, а также участков трубопроводов, работающих в аналогичных условиях (требование184).

Документирование результатов освидетельствования регламентировано требованием 187. Нормы отбраковки технологических трубопроводов установлены разделом V.XII Приказа 444.

Объем ***выборочного освидетельствования*** технологических трубопроводов с номинальным давлением более 10 МПа определён требованием 182.

Мероприятия, выполняемые при ***ТО технологических трубопроводов,*** определены в разделе V.XV Приказа 444, включая:

- разборку фланцевых соединений с заменой прокладок, арматуры или отдельных элементов (требование 200);
- съемной арматуры (требование 201);

- регулирующих клапанов и запорной арматуры КИПиА, установленных на трубопроводах (требование 202);
- предохранительных клапанов (требование 203).

Ремонтные и монтажные работы на технологических трубопроводах регламентированы в разделе V.XV Приказа 444, согласно требованию 214 которого:

- эти работы подлежат выполнению по технологии и рабочим чертежам специализированных организаций;
- текущий профилактический ремонт и ТО, не требующие применения сварки и термической обработки, выполняют специалисты эксплуатирующей организации или специализированный подрядчик.

Так как ***производство ремонтных и монтажных работ*** на действующих технологических трубопроводах запрещено требованием 223, то до начала этих работ необходимо установить заглушки и (или) запорную арматуру согласно требованию 221, а также оформить наряд- допуск на производство рассматриваемых работ подготовленным и аттестованным персоналом (требования 222 и 227). Если производство ремонтных и монтажных работ требует привлечения сторонних организаций, то их специалисты должны соответствовать требованию 228, а выполняемые ими работы должны контролировать согласно требованию 229 представители эксплуатирующей организации (ОПО).

Объём проверок после капитального ремонта, а также ремонта, связанного с вырезкой и переваркой участков технологического трубопровода, заменой арматуры, наладкой опор и заменой тепловой изоляции, перед включением оборудования в работу регламентирован требованием 216 Приказа 444.

5.2.4 ТБЭ для трубопроводов пара, горячей воды и арматуры

Так как проектные решения предусматривают использование котельного и паротурбинного оборудования с высокими параметрами рабочих сред, то для их ввода и безопасной эксплуатации необходимо руководствоваться требованиями технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (далее - ТР ТС 032/2013), ФНП «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» (утв. приказом Ростехнадзора № 536 от 15.12.2020, далее - ППБ котлов и трубопроводов), Приказа 444 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (далее - Приказа 444) и РД 153-34.1-003-01 (СО 153-34.003-01) «Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте энергетического оборудования» (далее - РД 153).

Обязанность проведения входного контроля и приемки (допуска) материалов, оборудования и его элементов для монтажа, проверки (приемки) скрытых работ и ответственных конструкций, и пооперационного контроля качества выполняемых работ, а также исполнительные схемы (чертежи), подтверждающие соответствие выполненных работ проектной документации, подтверждения качества выполненных монтажных работ и требования к итоговой документации сформулированы в требовании 195 ППБ котлов и трубопроводов. Контроль качества монтажа должен быть подтвержден удостоверением (свидетельством) о качестве монтажа, подписанным руководителями (техническими руководителями) или уполномоченными должностными лицами монтажной и эксплуатирующей организаций в соответствии с требованием 196 (там же).

Требованием 197 ППБ котлов и трубопроводов регламентированы данные ***удостоверения (свидетельства) о качестве монтажа,*** кроме того, там же в требовании

198 определён комплект ***исполнительной документации,*** сформированный в процессе выполнения монтажных работ и подлежащий передаче эксплуатирующей организации.

В требовании 220 установлено, что перед пуском (включением) в работу каждая единица оборудования подлежит ***маркировке с присвоением номера*** по системе нумерации, принятой в эксплуатирующей организации, который должен быть указан на табличке, вывешенной на соответствующей единице оборудования. Кроме того, на этой табличке должны быть указаны:

- учётный номер, присвоенный территориальным органом Ростехнадзора после получения соответствующей информации от органа надзора;
- разрешённые параметры (давление и температура рабочей среды);
- даты следующего наружного и внутреннего осмотров и гидравлического испытания котлов, наружного осмотра трубопроводов;
- дата истечения срока службы, установленного организацией-изготовителем или указанного в заключении экспертизы промышленной безопасности.

Трубопроводы при эксплуатации в зависимости от назначения и параметров среды должны быть окрашены в соответствующий цвет (нанесена ***опознавательная окраска),*** иметь маркировочные надписи и условные обозначения в соответствии с проектной документацией и схемой трубопровода согласно требованию 221 и приложением № 4 к ППБ котлов и трубопроводов.

Требованием 11 в Приказе 444 установлена обязательность оформление ***паспорта на технологические трубопроводы*** всех категорий до их ввода в эксплуатацию, кроме того, применение на ОПО технологических трубопроводов без паспортов или имеющих паспорта с частично заполненными разделами не допустимо. Там же определены содержание и приложения паспортов технологических трубопроводов, а требованием 12 - показатели надежности.

Комплектность ***технической и эксплуатационной документации для технологических трубопроводов*** или их сборочных единиц определена требованием 117, а необходимый перечень технической и эксплуатационной документации на каждый технологический трубопровод в эксплуатирующей организации - требованием 119 Приказа 444.

Паспорта и иные документы на трубопроводы пара и горячей воды, на которые не распространяются требования ТР ТС 032/2013, должны быть оформлены согласно требованию 246 и приложению № 7 к ППБ котлов и трубопроводов.

Обязанность эксплуатирующей организации по обеспечению безопасных условий эксплуатации и контролю работы технологических трубопроводов, включая своевременность и качество проведения освидетельствований и ремонтов, технического диагностирования и обследования установлена требованием 10 в Приказе 444.

5.2.5 Требования безопасной эксплуатации арматуры оборудования, работающего под давлением

Согласно требованию 186 Приказа 444 все технологические трубопроводы и их участки, которые при освидетельствовании были разобраны, разрезаны и сварены, после сборки подлежат контролю сварных швов, испытанию на прочность и плотность.

Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, включая обратные клапаны и приводные устройства арматуры (при их наличии), необходимо выполнять при освидетельствовании технологического трубопровода, если это не противоречит требованиям документации изготовителя (требование 188). Соответствующие объёмы работ определены документацией изготовителя арматуры (обратных клапанов), а также требованием 189.

РД 153 помимо технологий, материалов и методов контроля сварки и термообработки трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте содержит основные положения по:

- входному контролю металла (труб, листов, профильного проката), конструктивных элементов, сварочных материалов и материалов для дефектоскопии;
- организации сварочных работ и их приёмке;
- оформлению документации (см. в т. ч. раздел 21, Приложения 5 и 27).

Следует обратить внимание на перечень изделий в подразделах 1.1 и 1.4, на которые распространяются требования РД 153.

В части соответствия требованиям РД 153 к изготовлению, монтажу и ремонту, а также контролю качества металла и сварных соединений необходимы:

- наличие у исполнителя лицензии (разрешения) соответствующего надзорного органа на выполнение таких работ (см. подраздел 3.1);
- сварщики, аттестованные на уровень профессиональной подготовки в соответствии с ПБ 03-273-99 и имеющие аттестационное удостоверение, в котором указывается к каким видам работ допущен сварщик (см. подраздел 5.1.1);
- обеспеченность сварщика набором инвентаря и инструментов согласно перечню в подразделе 3.13;
- проверка сварщика, несмотря на наличие удостоверения, путем сварки им и контроля допускных (пробных) стыков перед его допуском к работе (см. подраздел 5.1.3);
- операторы-термисты, прошедшие специальную подготовку, сдавшие соответствующие испытания и имеющие удостоверение на право производства указанных работ в монтажных и ремонтных условиях (см. подраздел 5.1.4);
- контроль оборудования на: наличие паспорта завода-изготовителя; комплектность и исправность; действие срока последней проверки и госповерки (см. подраздел 5.2.2);
- входной контроль металла (труб, листов, профильного проката) и конструктивных элементов, подлежащих сварке (см. подраздел 5.3.1), а также сваро1Пiых материалов и материалов для дефектоскопии (см. подраздел 5.4);
- проверка наличия на всех поступающих на монтажную площадку блоках, трубах и деталях клейм, маркировки, а также сертификатов завода-изготовителя, подтверждающих соответствие блоков, труб и деталей их назначению до начала сборки, т. к. при отсутствии клейм, маркировки или сертификатов блоки, трубы и детали не подлежат дальнейшей обработке (см. подраздел 6.1.1).

Кроме того, РД 153 содержит значительное число требований и рекомендаций, связанных с организацией и безопасным проведением сварочных работ, контролю качества сварки. В частности, таблица 18.4 содержит объемы контроля неразрушающими методами сварных соединений трубопроводов, на которые распространяются правила Ростехнадзора, а раздел 21 - оформление технической документации на сварочные работы, а также рекомендуемые формы технической документации в Приложении 27.

5.2.6 Трубопроводы, подлежащие обязательной тепловой изоляции

Необходимость применения тепловой изоляции согласно требованию 77 Приказа 444 необходимо определять в зависимости от свойств транспортируемых веществ, места и способа прокладки технологического трубопровода, особенностей технологического процесса, а также обеспечения безопасности труда и взрывопожаробезопасности. При этом в требовании 77 приведены признаки трубопроводов, подлежащие обязательной тепловой изоляции, а также указана возможность выполнения тепловой изоляцией функций огнезащиты и (или) защиты от шума.

Требования 78 и 79 Приказа 444 содержат ограничения соответственно по использованию теплоизоляционных конструкций из горючих материалов для технологических трубопроводов, а также устройству тепловой изоляции технологических трубопроводов, подверженных ударным нагрузками вибрации.

Кроме того, раздел III Приказа 444 содержит требования к трубопроводной арматуре, в частности, определяет обязательный объём испытаний на заводе-изготовителе, результаты которых должны быть отражены в паспорте арматуры (см. требование 84).

Ранее со ссылкой на п. 5.1 и п. 5.2 тома 6.1.1, а также п. 6 в томе 5.6.1 приведены описания технических решений по тепловой изоляции ограждающих поверхностей и перечень применяемых материалов, в т. ч. для оборудования, подверженного вибрации, арматуры, фланцевых соединений, компенсаторов, то ков, а также на контролируемых участках трубопроводов, включая открытые технологические площадки.

5.3 Требования безопасной эксплуатацией оборудования под давлением

5.3.1 Эксплуатационный контроль состояния оборудования под давлением

Согласно требованию 228 в ППБ котлов и трубопроводов ***эксплуатирующая организация должна обеспечить*** исправное (работоспособное) состояние и безопасные условия эксплуатации оборудования под давлением, для этого:

- утвердить перечень применимых нормативно-технических документов, установленных законодательством РФ;
- разработать и утвердить инструкции для ***ответственного за осуществление производственного контроля и ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования***;
- назначить распорядительным документом штатных инженерно-технических работников (далее - ИТР), прошедших аттестацию в области промышленной безопасности, должностными лиц, ***ответственными за осуществление производственного контроля при эксплуатации оборудования на ОПО, а также ответственными за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования под давлением*** в соответствии с положениями ст. 14.1 Федерального закона № 116-ФЗ;
- установить распорядительными документами и производственными инструкциями порядок эксплуатации, технического обслуживания и ремонта (далее - ТОиР) оборудования под давлением, включая, но не ограничиваясь его осмотрами, проверками действия арматуры, контрольно-измерительных приборов, предохранительных и блокировочных устройств, средств сигнализации и защиты, производственным документированием;
- разработать и утвердить на основе руководств (инструкций) по эксплуатации конкретного вида оборудования и с учётом особенностей технологического процесса, производственные инструкции для персонала, осуществляющего обслуживание и ремонт оборудования под давлением, определяющие его обязанности и ответственность, порядок безопасного производства работ;
- назначить необходимое количество штатных специалистов и рабочих, удовлетворяющих квалификационным требованиям, не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе и допущенных к самостоятельной работе в качестве эксплуатационного персонала;
- выдать производственные инструкции эксплуатационному персоналу перед допуском к работе с подтверждением их получения подписью работника;
- обеспечить своевременное проведение аттестации в области промышленной безопасности ИТР, связанных с эксплуатацией оборудования под давлением, в

соответствии со ст. 14.1 Федерального закона № 116-ФЗ, а также проверки знаний эксплуатационного персонала в объёме производственных инструкций и допуск их к работе распорядительными документами эксплуатирующей организации;

- обеспечить проведение работ по техническому освидетельствованию, техническому диагностированию и ТОиР оборудования под давлением в т. ч. согласно требованиям нормативно-технических документации, организаций-изготовителей, а также применяемой эксплуатирующей организацией системой проведения соответствующих работ.

Количество и квалификация персонала, необходимого для безопасной эксплуатации оборудования под давлением, с учётом его количества, видов (типов) и условий эксплуатации должно соответствовать указаниям в проекте ОПО и руководств (инструкций) по эксплуатации оборудования, соответствующие изменения могут быть обусловлены повышением уровня автоматизации управления технологическим процессом и оборудованием в результате реконструкции или технического перевооружения (см. требования 230, 231).

Кроме того, требование 19 Приказа 444 обязывает эксплуатирующую организацию ***аттестовывать в области промышленной безопасности работников,*** связанных с эксплуатацией, монтажом и (или) ремонтом технологических трубопроводов ОПО, а при их возможности оказаться в зоне воздействия поражающих факторов развития аварийных сценариев - ***обучить правилам использования*** и способам проверки исправности ***средств индивидуальной защиты, а также провести тренировку по их применению.***

Обязанности ответственного за осуществление ***производственного контроля за безопасной эксплуатацией оборудования под давлением и ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования под давлением*** определены соответственно требованиями 233 и 236 ППБ котлов и трубопроводов.

Процедуры проверки знаний и допуска работника к самостоятельной работе определены требованием 238 и должны быть включены в соответствующие распорядительные документы эксплуатирующей организации. ***Периодичность проверки знаний эксплуатационного персонала*** составляет один раз в 12 месяцев, необходимость внеочередных проверок знаний регламентирована требованием 239. Согласно требованию 242 результаты проверок знаний эксплуатационного персонала подлежат оформлению в порядке, установленном распорядительными документами эксплуатирующей организации, протоколом с отметкой в удостоверении о допуске к самостоятельной работе.

Согласно разделу V.XVI Приказа 444 помимо перечня (перечней) технологических трубопроводов эксплуатирующая организация в соответствии с требованием 204 должна иметь ***техническую документацию*** на каждый трубопровод, которая включает в т. ч.:

- паспорт технологического трубопровода с приложениями;
- заключение о качестве сварных стыков;
- заключение о техническом состоянии арматуры.

Готовность оборудования к пуску в работу определяют его соответствие проектной и технической документации, а также фактическое состояние: регламент соответствующих проверок определён в т. ч. требованием 215 ППБ котлов и трубопроводов. Проверки готовности оборудования к пуску в работу должны выполнять ответственные лица или комиссия с их участием, назначаемая руководителем (техническим руководителем) в соответствии с требованиями 213 и 214 ППБ котлов и трубопроводов.

Решение о вводе в эксплуатацию оборудования под давлением должен принимать руководитель (или уполномоченное им должностное лицо) эксплуатирующей организации, которое должно быть оформлено на основании результатов проверки готовности оборудования к пуску в работу, в т. ч. Акта готовности оборудования (см. требование 217.4) и организации надзора за его эксплуатацией (см. требование 212).

Требования 249 ÷ 332 ППБ котлов и трубопроводов ***к эксплуатации котлов*** необходимы в т. ч. для подготовки соответствующих должностных инструкций и оформления нарядов-допусков, в т. ч. для производства работ внутри остановленного и расхоложенного котла, а также открывания запорной арматуры котла, которое допустимо только по письменному разрешению (наряду-допуску) после удаления людей из котла.

В частности, согласно требованию 326 для своевременного выявления нарушений режимов работы водоподготовительного, теплоэнергетического и теплосетевого оборудования, приводящих к коррозии, накипеобразованию и отложениям при эксплуатации котлов обеспечить химический контроль за качеством (составом) воды, пара, конденсата, отложений, реагентов, консервирующих и промывочных растворов, топлива, шлака, золы, газов, масел и сточных вод.

Для определения необходимости проведения эксплуатационной очистки и других мер, препятствующих коррозии и образованию отложений согласно требованию 328 подлежат оформлению акты о состоянии внутренней поверхности на основании результатов внутренних осмотров котлов и вспомогательного оборудования, отбора проб отложений, вырезки образцов труб (при необходимости).

Служебные помещения котельных отделений согласно требованию 249 должны быть оснащены в т. ч.:

- часами;
- средствами связи с потребителями пара и горячей воды, техническими службами и администрацией эксплуатирующей организации.

В здания и помещения, в которых эксплуатируются котлы, согласно требованию 250 должен быть предотвращён доступ лиц, не имеющих отношения к эксплуатации основного и вспомогательного оборудования котлов. Допуск посторонних лиц в указанные здания и помещения возможен:

- в случае производственной необходимости;
- только с разрешения эксплуатирующей организации и в сопровождении её представителя.

Во время работы котла требованием 251 запрещено поручать дежурному (сменному) эксплуатационному персоналу выполнение каких-либо работ, не предусмотренных производственной инструкцией по эксплуатации котла и технологического вспомогательного оборудования, кроме того, требованием 252 запрещено оставлять котёл без постоянного наблюдения, в т. ч. после его остановки до снижения давления в нем до значения, равного атмосферному давлению, за исключением котлов, оснащенных системами автоматики, сигнализации и защит, обеспечивающих автоматическое ведение режима работы, предотвращение аварийных ситуаций и остановку котла при нарушениях режима работы, могущих вызвать повреждение котла.

Требованием 255 запрещено применение легковоспламеняющихся видов топлива в качестве растопочного.

Объём проверок перед пуском котла после нахождения его в резерве более трёх суток определён в т. ч. требованием 275, при этом выявленные неисправности должны быть устранены до пуска котла, т. к. требованием 276 пуск котла запрещён при неисправности защитных блокировок и устройств защиты, действующих на его остановку.

Требование 278 содержит перечень ***производственных инструкций для безопасной эксплуатации котлов и вспомогательного оборудования,*** разработка, утверждение и наличие которых должны быть обеспечены эксплуатирующей организацией, в т. ч.:

- инструкции по эксплуатации котлов на каждый тип котла из числа установленных на ОПО;

- режимные карты, составленные на каждый котел по результатам работ по пуско-наладке после монтажа и режимно-наладочных (эксплуатационных) испытаний в процессе эксплуатации;
- инструкции по техническому обслуживанию, ремонту и проверке автоматической системы управления и приборов безопасности;
- инструкции по ведению водно-химического режима котлов и по эксплуатации установки (установок) для подготовки (докотловой обработки) воды с режимными картами по результатам наладки;
- инструкции по эксплуатации (обслуживанию, проверке исправности, настройке) предохранительных устройств.

Для безопасной эксплуатации котлов и вспомогательного оборудования в ППБ котлов и трубопроводов предусмотрены в т. ч. следующие требования:

- перед растопкой и после остановки котла топка и газоходы, включая рециркуляционные, должны быть провентилированы в соответствии с требованием 284;
- режим работы котла должен соответствовать режимной карте, составленной на основе испытания оборудования и инструкции по эксплуатации (294);
- плотность ограждающих поверхностей котла и газоходов, в том числе исправность взрывных клапанов (при их наличии) необходимо контролироваться в соответствии с требованием 303;
- периодичность проверок исправности действия манометров, предохранительных клапанов, указателей уровня воды и питательных насосов должна соответствовать требованию 304: по инструкции в соответствии с графиком, утверждённым техническим руководителем (главным инженером) электростанции.

В процессе эксплуатации котла необходимо проверять в соответствии с требованием 308 ***исправность предохранительных клапанов*** принудительным кратковременным их открыванием (подрывом), кроме того, необходимо выполнять проверку настройки и регулировки срабатывания предохранительных клапанов:

- периодически после проведения ревизии и ремонта в соответствии с графиком планово-предупредительных ремонтов не реже одного раза в 12 месяцев (если иного не установлено предприятием-изготовителем в технической документации клапана);
- внепланово после выявления и устранения неисправности клапана, в том числе течи (негерметичности), отказа срабатывания предохранительного клапана при превышении давления выше значения его настройки.

Проверка настройки и регулировка проводятся в порядке, установленном производственной инструкцией на испытательном стенде, обеспечивающим необходимую точность настройки и регулировки.

Эксплуатационные испытания (режимная наладка) котла согласно требованию 312 необходимы:

- после внесения изменений в его конструкцию;
- при переводе котла на другой вид или марку топлива;
- в случаях отклонения параметров работы котла от заданных значений (для выяснения и устранения причин),

а также периодически не реже 1 раза в 5 лет.

В части ***требований к эксплуатации трубопроводов*** (см. 363 ÷ 385 в ППБ котлов и трубопроводов) следует особо выделить требование 365, связанное с предотвращением аварий трубопроводов, работающих при температуре, вызывающей ползучесть металла. Для таких, как правило наиболее ответственных, трубопроводов эксплуатирующая организация обязана обеспечить проведение систематических наблюдений (контроля) за ростом остаточных деформаций, в т. ч. за счёт надлежащей разработки руководств по эксплуатации, производственных инструкций и методик, определяющих периодичность и критерии контроля.

Такие трубопроводы также должны подвергаться техническому диагностированию, неразрушающему, разрушающему контролю, в том числе до выработки ими назначенного ресурса (срока службы), в соответствии с требованиями, установленными в руководстве (инструкции) по эксплуатации, производственных инструкциях и иных распорядительных документах, принятых в эксплуатирующей организации.

ППБ котлов и трубопроводов в требовании 364 регламентируют ряд положений производственной инструкции по эксплуатации трубопровода (системы трубопроводов и оборудования), а в требовании 367 - контролируемые параметры, включая величины тепловых перемещений трубопроводов, отсутствие защемлений и повышенной вибрации, плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений, температурный режим работы металла при пусках и остановах.

Требование 385 обязывает при эксплуатации трубопроводов и арматуры выполнять ***контроль состояния тепловой изоляции*** в порядке, установленном производственными инструкциями.

Кроме того, требованием 371 установлены ***сроки проверок исправности манометров и действия предохранительных клапанов:***

- для трубопроводов с рабочим давлением до 1,4 МПа включительно - не реже одного раза в смену;
- для трубопроводов с рабочим давлением свыше 1,4 до 4,0 МПа включительно - не реже одного раза в сутки;
- для трубопроводов с рабочим давлением свыше 4 МПа, а также для всех трубопроводов, установленных на тепловых электростанциях, - в сроки, установленные инструкцией, утверждённой техническим руководителем (главным инженером) электростанции.

О результатах проверки должны быть сделаны соответствующие записи в сменном (оперативном) журнале.

Эксплуатационный контроль состояния (обследование и мониторинг технического состояния) зданий и сооружений, предназначенных для осуществления технологических процессов с использованием в его составе оборудования под давлением, возможно выполнять в т. ч. согласно положениям ГОСТ 31937-2024 «Здания и сооружения правила обследования и мониторинга технического состояния» в связи с прекращением действия ГОСТ 31937-2011 (см. требование 393 ППБ котлов и трубопроводов).

5.3.2 Обязательные мероприятия промышленной безопасности

Для оборудования, работающего под давлением в составе ОПО требованием 461 ППБ котлов и трубопроводов, определены ***обязательные мероприятия промышленной безопасности:***

- экспертизы промышленной безопасности (далее - ЭПБ) документации, зданий, сооружений ОПО и оборудования под давлением;
- испытаний;
- технического диагностирования;
- технических освидетельствований.

Кроме того, ППБ котлов и трубопроводов содержит в разделе VI требование 394, более детально раскрывает эти обязательные мероприятия промышленной безопасности, в соответствии с которым оборудование, работающее под давлением, подлежит:

- ***техническому освидетельствованию*** как комплексу периодически проводимых работ по определению фактического состояния оборудования под давлением в целях определения его работоспособности и соответствия промышленной безопасности в процессе применения в пределах срока безопасной эксплуатации;

- ***техническому диагностированию*** с целью контроля состояния оборудования или отдельных его элементов при проведении технического освидетельствования.

При этом техническое освидетельствование подразделяют на:

- первичное (после монтажа, до ввода в эксплуатацию);
- периодическое (в процессе эксплуатации объём работ, порядок и периодичность определяют руководства и (или) инструкции по эксплуатации, см. требование 395);
- внеочередное (о случаях, связанных с выполнением внеочередных технических освидетельствований см. требование 399).

Технические освидетельствования оборудования под давлением, подлежащего учёту в территориальных органах Ростехнадзора, согласно требованию 396 должны проводить уполномоченные специализированные организации, имеющие подразделения (лаборатории) неразрушающего контроля, а также ответственных за осуществление производственного контроля совместно с ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования.

Результаты технических освидетельствований с указанием максимальных разрешённых параметров и сроков следующего освидетельствования должны быть внесены в паспорт оборудования под давлением лицами, проводившими техническое освидетельствование (см. требование 400 и приложение № 1 к ППБ котлов и трубопроводов).

Согласно требованию 403 если при техническом освидетельствовании обнаружены дефекты или нарушения в работе, опасные для дальнейшей эксплуатации оборудования и трубопроводов, то их работа должна быть запрещена.

Требованием 463 выполнение ***технического диагностирования оборудования под давлением,*** в пределах срока его службы (ресурса), установленного предприятием-изготовителем, предусмотрено силами работников специализированного подразделения (лаборатории) эксплуатирующей организации (при наличии) или специализированной организации:

- при проведении технического освидетельствования в соответствии с руководством по эксплуатации, а также по решению специалиста эксплуатирующей или специализированной организации, выполняющего техническое освидетельствование, в целях уточнения характера и размеров дефектов, выявленных по результатам визуального контроля;
- для эксплуатационного контроля металла и продления срока службы основных элементов котлов и (или) трубопроводов тепловых электростанций;
- при установлении причин инцидента, произошедшего с оборудованием вследствие образовавшихся в процессе его эксплуатации дефектов, в целях определения характера, размеров и причин их возникновения.

Согласно требованию 464 результаты технического диагностирования должны быть оформлены актом (техническим отчётом) и подписаны руководителем проводившей их организации, который (которые) должны быть приложены к паспорту соответствующего оборудования и (или) трубопровода, работающего под давлением. Если техническое диагностирование является частью ЭПБ, выполняемой для определения остаточного ресурса (срока службы) оборудования и (или) трубопроводов, то согласно требованию 471 необходимо оформление заключения ЭПБ, содержащее выводы о соответствии объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности и возможности продления срока безопасной эксплуатации, устанавливающие:

- срок дальнейшей безопасной эксплуатации;
- условия дальнейшей безопасной эксплуатации оборудования, в том числе разрешённые параметры и режимы работы, а также объём, методы, периодичность

проведения технического освидетельствования и поэлементного технического диагностирования.

Подробнее об ЭПБ и техническом диагностировании оборудования, работающего под давлением, в требованиях 461 ÷ 4 71 ППБ котлов и трубопроводов.

Объём технического освидетельствования котлов регламентирован требованием 405 и должен включать:

- наружный и внутренний осмотр котла и его элементов;
- осмотр металлоконструкций каркаса котла (при наличии);
- гидравлические испытания, которые допустимы только при удовлетворительных результатах наружного и внутреннего осмотров (см. требование 415).

Требованием 409 для уполномоченных специализированных организаций определены сроки, не реже которых должны быть проведены ***периодические технические освидетельствования котлов:***

а) наружный и внутренний осмотры один раз в четыре года;

б) гидравлическое испытание один раз в восемь лет.

Подробнее о техническом освидетельствовании котлов в требованиях 405 ÷ 420 ППБ котлов и трубопроводов.

Также регламентирован объём технического освидетельствования трубопроводов пара и горячей воды в требовании 446:

- выполнение наружного осмотра и гидравлического испытания - перед пуском вновь смонтированного трубопровода, после реконструкции и ремонта трубопровода, связанного со сваркой и термической обработкой, а также перед пуском трубопровода после его нахождения в состоянии консервации свыше двух лет;
- периодический наружный осмотр.

При техническом освидетельствовании трубопроводов ППБ котлов и трубопроводов допускают применение методов неразрушающего контроля (см. требование 446). Так согласно требованию 460 гидравлическое испытание может быть заменено двумя видами контроля (радиографическим и ультразвуковым) в случаях контроля качества соединительного сварного стыка трубопровода с трубопроводом действующей магистрали, трубопроводами в пределах котла или иного технологического оборудования (если между ними имеется только одна отключающая задвижка), а также при контроле не более двух неразъёмных сварных соединений, выполненных при ремонте.

5.3.3 ТОиР оборудования под давлением

Требованием 99 ППБ котлов и трубопроводов установлено, что в процессе эксплуатации оборудования под давлением его работоспособное состояние и соответствие установленным к нему требованиям должны быть обеспечены проведением:

- технического обслуживания,
- планово-предупредительных (регламентных) ремонтов, выполняемых по утверждённому графику с периодичностью и в объёме, установленными в т. ч. в технической документации (вывод в плановый ремонт осуществляют независимо от технического состояния оборудования на начало ремонта в установленные планом-графиком сроки);
- текущих ремонтов, выполняемых для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и состоящий в замене и (или) восстановлении его отдельных частей;
- средних ремонтов, выполняемых для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса оборудования с заменой или восстановлением

составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей;

- капитальных ремонтов, выполняемых для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые основные элементы, указанные в требовании 103 ППБ котлов и трубопроводов;
- неплановых ремонтов (при необходимости их проведения по техническому состоянию оборудования) силами специалистов соответствующих подразделений эксплуатирующей организации, а также специализированных организаций (при необходимости) в соответствии с указаниями руководства (инструкции) по эксплуатации (выполняют вне плана для ликвидации причин аварии или инцидента, а также по текущему состоянию оборудования, установленному при выполнении ТО).

ФНП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» в 111. допускают проведение технического обслуживания и текущего профилактического ремонта соответствующего оборудования, не требующих применения сварки и термической обработки, силами эксплуатирующей организации согласно руководствам (инструкциям) по эксплуатации и фактическому состоянию оборудования. Там же 109. содержит требование о проведении монтажа, ремонтов и реконструкций (модернизаций) оборудования под давлением с применением сварки и термической обработки по технологии, разработанной до начала производства работ специализированной организацией, в соответствии с настоящими ФНП и технологической документацией, на основании рабочих чертежей и иной конструкторской документацией разработчика проекта и документации организации-изготовителя оборудования. По завершении выполнения работ по ремонту, реконструкции (модернизации) оборудования под давлением организация, производившая эти работы, должна предоставить сведения о проведенной работе и примененных материалах с приложением комплекта ремонтной документации согласно пункту 200 настоящих ФНП, на основании которых уполномоченное лицо эксплуатирующей организации делает запись о выполненных работах в паспорт и ремонтный журнал оборудования (см. 203. там же).

Изменение конструкции оборудования, работающего под давлением, возможно по проекту (конструкторской документации), выполненному или согласованному организацией-изготовителем (разработчиком проекта) оборудования, кроме того, работы по реконструкции и модернизации, приводящих к изменению характеристик и конструкции оборудования и (или) изменению параметров, режимов работы и (или) технологического процесса, а также изменения назначения оборудования, должны быть обеспечены выполнением требования 98 ППБ котлов и трубопроводов и оформлением нового руководства (инструкции) по эксплуатации.

Согласно требованию 96 ***монтаж (демонтаж), ремонт с применением сварки, реконструкцию (модернизацию), наладку оборудования под давлением*** при эксплуатации, реконструкции, техническом перевооружении, консервации, ликвидации ОПО должны выполнять специализированные организации, при этом компетентность сварщиков, специалистов сварочного производства и специалистов неразрушающего контроля для возможности их допуска к выполнению работ должна быть подтверждена установленным образом (см. требование 102), а входной контроль сварочных материалов необходимо выполнять согласно требованию 139 ППБ котлов и трубопроводов. Порядок контроль качества сварных соединений должен быть предусмотрен проектно-конструкторской и технологической документацией выполняемых работ (см. требование 145), а средства контроля должны иметь свидетельства метрологи- ческой поверки и испытаний (см. требование 151). Подробнее о применении ультразвукового и радиографического методов контроля см. в требованиях 158 ÷ 161 ППБ котлов и трубопроводов.

Раздел V.III Приказа 444 содержит ***требования к производству сварочных работ, термической обработке и неразрушающему контролю качества сварных соединений трубопроводов.*** В частности, согласно требованию 120 сварочные материалы, процедуры сварки, требования к конструкции и качеству сварных соединений, разрушающий и неразрушающий контроль, необходимые испытания сварных соединений, их термообработка должны удовлетворять требованиям проекта. Объём контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом определён требованием 122.

Помимо контроля качества сварных соединений в процессе сварки Приказом 444 аналогичный контроль предусмотрен в разделе V.IV общих ***требований к испытанию и приемке технологических трубопроводов*** после окончания монтажных, сварочных работ и термообработки, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, подвесок и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ. Завершение указанных работ позволяет провести ***испытания на прочность и плотность,*** которое для технологических трубопроводов с ***номинальным давлением до 10 МПа,*** как правило, необходимо выполнять гидравлическим способом в соответствии с требованием 135, которое содержит так же перечень случаев, для которых допустимо проведение пневматического испытания на прочность. Там же указано, что при пневматическом испытании на прочность технологических трубопроводов, расположенных в действующих цехах или на эстакадах, в каналах или лотках рядом с действующими технологическими трубопроводами, обязателен контроль методом акустической эмиссии. Кроме того, требование 136, которое определяет гидравлический как преимущественный способ испытания на прочность и плотность технологических трубопроводов с ***номинальным давлением от 10 до 50 МПа*** так же допускает в технически обоснованных случаях замену гидравлического испытания на пневматическое при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии. Для проведения пневматических испытаний согласно требованию 135 необходима разработка инструкция, утверждаемой техническим руководителем и содержащей полный комплекс необходимых мер безопасности, а также мероприятия, исключающие возможность разрушения технологических трубопроводов, в том числе в случае появления критического сигнала акустической эмиссии.

5.3.4 Обязательные проверки перед включением оборудования в работу

Гидравлическое испытание оборудования и его элементов необходимы после всех видов контроля, а также после устранения обнаруженных дефектов для проверки плотности и прочности оборудования под давлением, а также всех сварных и других соединений. Гидравлическое испытание пробным давлением в соответствии с требованием 175 ППБ котлов и трубопроводов проводят:

- после окончательной сборки при монтаже оборудования, транспортируемого на место его установки отдельными деталями, элементами или блоками;
- после реконструкции (модернизации), ремонта оборудования с применением сварки элементов, работающих под давлением;
- при проведении технических освидетельствований и технического диагностирования оборудования.

Гидравлические испытания необходимо выполнять согласно требованиям 185 ÷ 190 ППБ котлов и трубопроводов.

Согласно требованию 384 арматура после ремонта должна быть испытана на герметичность давлением, равным 1,25 рабочего давления - для снимаемой с места, и рабочим давлением - для ремонтируемой без снятия с места установки.

Объём обязательных проверок перед включением оборудования в работу после капитального ремонта, а также ремонта, связанного с вырезкой и переваркой участков

трубопровода, заменой арматуры, наладкой опор и заменой тепловой изоляции, который должны содержать производственные инструкции определён требованием 366.

Требование 381 ППБ котлов и трубопроводов обязывает эксплуатирующие организации вести ***ремонтный журнал (ремонтные журналы) трубопроводов.***

Проведение гидравлических испытаний на прочность и плотность технологических трубопроводов определено разделом V.V, а пневматических испытаний - в V.VI Приказа 444. Проведение пневматических испытаний согласно V.VI требует выполнения требований безопасности 156 ÷ 15 9.

Разделом V.XIII Приказа 444 определены требования к ***периодическим испытаниям технологических трубопроводов*** на прочность и плотность, в т. ч. к периодичности их проведения, которая согласно требованию 197 должна быть соотнесена со временем проведения освидетельствования трубопровода:

- должна быть равна удвоенной периодичности проведения освидетельствования, но не реже одного раза в 8 лет (для технологических трубопроводов с номинальным давлением до 10 МПа);
- не реже одного раза в 8 лет для технологических трубопроводов с расчетным давлением более 10 МПа и расчетной температурой до 200°С включительно;

в) не реже одного раза в 4 года для технологических трубопроводов с расчетным давлением более 10 МПа и расчетной температурой выше 200°С.

Основания для ***технического диагностирования и обследования технического состояния*** технологических трубопроводов, в т. ч. продления срока (назначенного ресурса) безопасной эксплуатации, приведены в требовании 198, а соответствующий комплекс работ - в требовании 199.

5.3.5 Порядок действий при нештатных ситуациях

Порядок действий ***в случаях аварии или инцидента при эксплуатации оборудования под давлением,*** определён в т. ч. требованиями 386 ÷ 387 ППБ котлов и трубопроводов.

Помимо положений, связанных со спецификой ОПО, в инструкциях по действиям в аварийных ситуациях (в том числе при аварии) персонала, эксплуатирующего оборудование под давлением, требованием 387 установлены обязательные данные в части:

- оперативных действий по предотвращению и локализации аварий;
- способов и методов ликвидации аварий;
- порядка оповещения работников ОПО и специализированных служб, привлекаемых к осуществлению действий по локализации аварий;
- порядка приведения оборудования под давлением в безопасное положение в нерабочем состоянии или указание производственных инструкций, устанавливающих такие требования;
- мест отключения вводов электропитания и перечень лиц, имеющих право на отключение;
- схем эвакуации в случае возникновения аварийной ситуации, взрыва, выброса токсичных веществ в помещении или на площадке, где эксплуатируется оборудование, если аварийная ситуация не может быть локализована или ликвидирована;
- мест расположения аптечек первой помощи;
- методов оказания первой помощи работникам, попавшим под электрическое напряжение, получившим ожоги, отравившимся продуктами горения.

Согласно требованию 386 на ОПО, использующих оборудование под давлением, должны быть разработаны и утверждены инструкции, устанавливающие действия работников в аварийных ситуациях (в том числе при аварии). Если для ОПО ст. 10.2

Федерального закона № 116-ФЗ предусмотрена обязательность разработки и утверждения ***планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий,*** то разработка отдельных инструкций не нужна.

5.4 Безопасная эксплуатация КУП

5.4.1 Требования промышленной безопасности к эксплуатации парового КУП

Для постановки на учёт парового котла эксплуатирующая организация должна представить в территориальный орган Ростехнадзора или иной федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный в области промышленной безопасности, если оборудование под давлением эксплуатируется на подведомственном данному органу ОПО документы согласно перечня в 224 ФНП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением».

Требования промышленной безопасности к эксплуатации оборудования под давлением содержит V. цитируемых ФНП, где общие требования к организациям, осуществляющим эксплуатацию оборудования под давлением, и к работникам этих организаций обязывают в т. ч. назначить распорядительным документом организации из числа инженерно-технических работников, состоящих в штате эксплуатирующей организации, должностных лиц, ответственных за осуществление производственного контроля при эксплуатации оборудования на ОПО, а также ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования под давлением, прошедших аттестацию в области промышленной безопасности в соответствии с положениями статьи 14.1 Федерального закона № 116-ФЗ. Там же содержатся требования по обеспечению:

- своевременного проведения аттестации в области промышленной безопасности инженерно-технических работников, связанных с эксплуатацией оборудования под давлением;
- выполнения работ по техническому освидетельствованию, техническому диагностированию, техническому обслуживанию и ремонту оборудования под давлением;
- проведения осмотров, технического обслуживания, обследования, экспертизы промышленной безопасности и ремонта зданий и сооружений для технологических процессов с использованием оборудования под давлением.

В 247. цитируемые ФНП обязывают эксплуатирующую организацию обеспечить проведение:

- технического обслуживания;
- планово-предупредительных ремонтов;
- неплановых ремонтов (при необходимости по техническому состоянию оборудования), как собственными силами, так и с привлечением специализированных организаций.

Кроме того, 236 цитируемых ФНП содержит перечень требований к должностным обязанностям лиц, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования под давлением, включающий в т. ч.:

- хранить паспорта оборудования под давлением и руководства (инструкции) организаций-изготовителей по монтажу и эксплуатации;
- не реже одного раза в месяц осматривать оборудование под давлением и обеспечивать соблюдение безопасных условий и режимов его эксплуатации;
- проводить и участвовать в технических освидетельствованиях оборудования под давлением;
- своевременно выполнять предписания по устранению выявленных нарушений;

- проводить противоаварийные тренировки с эксплуатационным персоналом.

5.4.2 Обеспечение готовности КУП к эксплуатации

Эксплуатационные испытания ***(режимная наладка)*** необходимы:

- после внесения изменений в его конструкцию;
- случаях отклонения параметров работы котла от заданных значений (для выяснения и устранения причин);
- периодически не реже 1 раза в 5 лет (см. 312. там же).

На основании внутренних осмотров КУП и вспомогательного оборудования, отбора проб отложений, вырезки образцов труб (при необходимости) составляются акты о состоянии внутренней поверхности, о необходимости проведения эксплуатационной очистки и принятия других мер, препятствующих коррозии и образованию отложений (см. 328. там же).

Эксплуатирующая организация обязана обеспечить проведение систематических наблюдений (контроля) за ростом остаточных деформаций трубопроводов, работающих при температуре, вызывающей ползучесть металла, а также установить периодичность и критерии контроля (см. 365. там же). Кроме того, в производственных инструкциях по эксплуатации трубопроводов и арматуры должны быть установлены и подлежать систематическому контролю в т. ч.:

- величины тепловых перемещений трубопроводов и их соответствие расчетным значениям по показаниям индикаторов (реперов);
- отсутствие защемлений и повышенной вибрации трубопроводов;
- плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений;
- температурный режим работы металла при пусках и остановах (см. 367. там же).

Плотность ограждающих поверхностей КУП и газоходов, в том числе исправность взрывных клапанов (при их наличии), должна контролироваться путем осмотра и определения присосов воздуха в порядке и с периодичностью, установленными в производственной инструкции, но не реже одного раза в месяц (см. 303. там же).

Проверка исправности действия манометров, предохранительных клапанов, указателей уровня воды и питательных насосов должна проводиться в соответствии с графиком, утверждённым техническим руководителем (главным инженером) электростанции (см. 304. там же).

5.4.3 ТОиР КУП

Разработчиком, изготовителем и поставщиком парового котла является АО «Подольский машиностроительный завод» (далее – АО «ЗиО»). АО «ЗиО» предоставлены технические условия ТУ 25.30.11-186-05015331-2026 на котел-утилизатор Е-224/50-8,0/0,65-517/218 (ПК-186).

Котел должен соответствовать требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением». Монтаж, наладка и эксплуатация котла должны производиться в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

Конструкция поставочных блоков должна проверяться расчетом на жесткость, обеспечивающую безопасность погрузочно-разгрузочных работ.

Котел является плотным и исключает возможность выброса газов в помещение цеха.

Площадки обслуживания котла в районе ремонтных лазов, а также расширенные ремонтные площадки должны иметь покрытие из рифленой оцинкованной листовой стали, остальные площадки и ступени лестниц должны иметь покрытие из полосовой оцинкованной стали «на ребро».

Меры по обеспечению взрывобезопасности оборудования котлов должны обеспечивать возможность ведения устойчивого процесса горения и исключать возможность образования отложений в газоходах продуктов неполного сгорания, возникновения застойных и плохо вентилируемых зон топки.

Участки элементов котла и трубопроводов с повышенной температурой поверхности, с которыми возможно непосредственное соприкосновение обслуживающего персонала, должны быть покрыты тепловой изоляцией, обеспечивающей температуру наружной поверхности не более 45°С при температуре окружающей среды не более 25°С.

Для изолируемых поверхностей, расположенных на открытом воздухе в рабочей или обслуживаемой зоне не выше 55°С (при металлическом покровном слое) при температуре окружающей среды 25°С.

Для обеспечения надежности КУП при эксплуатации следует соблюдать требования к:

- режимам пуска/останова КУП;
- эксплуатации в соответствии с графиками пуска/останова;
- консервации в периоды простоя и ремонта оборудования КУП;
- периодическим эксплуатационным промывкам КУП;
- проведению планово-предупредительных ремонтов, планово-предупредительного технического обслуживания КУП и своевременной замене быстроизнашивающихся деталей насосного оборудования, фильтров и арматуры (уплотнительных колец, прокладок для корпуса, подшипников, торцевых и сальниковых уплотнений, фильтрующих элементов).

ФНП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» в 111. допускают проведение технического обслуживания и текущего профилактического ремонта соответствующего оборудования, не требующих применения сварки и термической обработки, силами эксплуатирующей организации согласно руководствам (инструкциям) по эксплуатации и фактическому состоянию оборудования. Там же 109. содержит требование о проведении монтажа, ремонтов и реконструкций (модернизаций) оборудования под давлением с применением сварки и термической обработки по технологии, разработанной до начала производства работ специализированной организацией, в соответствии с настоящими ФНП и технологической документацией, на основании рабочих чертежей и иной конструкторской документацией разработчика проекта и документации организации-изготовителя оборудования. По завершении выполнения работ по ремонту, реконструкции (модернизации) оборудования под давлением организация, производившая эти работы, должна предоставить сведения о проведенной работе и примененных материалах с приложением комплекта ремонтной документации согласно пункту 200 настоящих ФНП, на основании которых уполномоченное лицо эксплуатирующей организации делает запись о выполненных работах в паспорт и ремонтный журнал оборудования (см. 203. там же).

Эксплуатационные испытания (режимная наладка) необходимы:

- после внесения изменений в его конструкцию;
- случаях отклонения параметров работы котла от заданных значений (для выяснения и устранения причин);
- периодически не реже 1 раза в 5 лет (см. 312. там же).

На основании внутренних осмотров парового котла и вспомогательного оборудования, отбора проб отложений, вырезки образцов труб (при необходимости) составляются акты о состоянии внутренней поверхности, о необходимости проведения эксплуатационной очистки и принятия других мер, препятствующих коррозии и образованию отложений (см. 328 там же).

Эксплуатирующая организация обязана обеспечить проведение систематических наблюдений (контроля) за ростом остаточных деформаций трубопроводов, работающих при температуре, вызывающей ползучесть металла, а также установить периодичность и критерии контроля (см. 365. там же). Кроме того, в производственных инструкциях по эксплуатации трубопроводов и арматуры должны быть установлены и подлежать систематическому контролю в т. ч.**:**

- величины тепловых перемещений трубопроводов и их соответствие расчетным значениям по показаниям индикаторов (реперов);
- отсутствие защемлений и повышенной вибрации трубопроводов;
- плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений;
- температурный режим работы металла при пусках и остановах (см. 367 там же).

Плотность ограждающих поверхностей парового котла и газоходов, в том числе исправность взрывных клапанов (при их наличии), должна контролироваться путем осмотра и определения присосов воздуха в порядке и с периодичностью, установленными в производственной инструкции, но не реже одного раза в месяц (см. 303. там же).

Проверка исправности действия манометров, предохранительных клапанов, указателей уровня воды и питательных насосов должна проводиться в соответствии с графиком, утверждённым техническим руководителем (главным инженером) электростанции (см. 304 там же).

Для технического обслуживания КУП предусмотрены площадки и лестницы.

Работы по ремонту котла выполняются организацией, имеющей право на проведение этих работ и располагающей необходимым оборудованием, инструментом и персоналом.

Качество выполненных ремонтных работ с применением сварки, а также качество применённых материалов, полуфабрикатов, деталей должно быть подтверждено соответствующими документами.

Подвески, арматура и трубопроводы, расположенные на потолочном перекрытии и боковых стенах доступны для ремонта с помощью крана или других грузоподъёмных механизмов.

Работы по ремонту котла выполняются организацией, имеющей право на проведение этих работ и располагающей необходимым оборудованием, инструментом и персоналом.

Качество выполненных ремонтных работ с применением сварки, а также качество применённых материалов, полуфабрикатов, деталей должно быть подтверждено соответствующими документами.

После проверки технического состояния паропроводов в пределах котла, контроля сварных швов, гибов, литых отводов и деформации труб, проверки технического состояния фланцевых соединений и крепежных деталей, в т. ч. на основе ФНП в области промышленной безопасности «Основные требования к проведению неразрушающего контроля технических устройств, зданий и сооружений на опасных производственных объекта», производится замена шпилек, отработавших ресурс, в случае необходимости замена участков паропроводов.

Конструкция КУП обеспечивает возможность проведения предпусковых и эксплуатационных водно-химических промывок пароводяного тракта, а также консервации внутренних поверхностей котла при остановах. АО «ЗиО» предусмотрено,

что до ввода парового котла в эксплуатацию должны быть выполнены предпусковые промывки (очистки) от внутренних загрязнений и средств консервации в объемах, предусмотренных соответствующей технической документацией на КУП.

5.4.4 ТБЭ КУП

В пределах назначенного (расчетного) срока службы (ресурса) парового котла и по его достижению, а также при оценке возможности продления его эксплуатации сверх срока службы (ресурса) необходимо применять требования к оценке состояния металла основных элементов на основании результатов контроля, установленные ФНП в области промышленной безопасности «Правила осуществления эксплуатационного контроля металла и продления срока службы основных элементов котлов и трубопроводов тепловых электростанций» утв. приказом Ростехнадзора № 535 от 15.12.2020 (рег. № 6198 в Минюсте РФ 31.12.2020).

Согласно требованиям, этого ФНП:

- контроль металла оборудования в плановом порядке осуществляется эксплуатирующей организацией, находящейся в ее составе лабораторией неразрушающего, разрушающего контроля (при наличии) или лабораториями других организаций (п. 10);
- эксплуатирующая организация должна организовать учёт температурного режима работы металла теплоэнергетического оборудования и систематическую обработку суточных графиков температур пара за каждым котлом и в паропроводах. По всем паропроводам с температурой пара 450 °С и выше необходимо учитывать продолжительность и величину превышения температуры на каждый пятиградусный интервал сверх номинального уровня. Учёт температуры и продолжительности (в часах) эксплуатации паропроводов следует проводить по каждому самостоятельному участку (с собственным регистрационным номером), а также перед впрыскивающими пароохладителями котлов (п. 15);
- при необходимости проведения исследований металла на вырезке необходимо выполнять отбор проб, при этом отбор проб металла из поверхностей нагрева котлов места вырезок должны соответствовать зонам с наибольшей повреждаемостью и с максимальной плотностью теплового потока или (и) температурой пара (п. 80);
- для проведения экспертизы промышленной безопасности и продление срока службы оборудования выполняются организацией, имеющей лицензию на проведение экспертизы промышленной безопасности (п. 8).

5.5ТОиР и ТБЭ ВПУ

Для обеспечения потребностей вновь вводимого оборудования проектом предусматривается подача химобессоленной воды от существующей ХВО ТЭЦ-25.

При эксплуатации ВПУ необходимо руководствоваться. требованиями «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» (Приказ №1070 от 04 октября 2022 года) гл. XXII «Общие требования к водоподготовке и водно-химическому режиму объектов электроэнергетики», XXIII «Требования к водоподготовке и коррекционной обработке воды», и XXV «Требования к осуществлению химического контроля», которые регламентируют:

- проведение предпусковой очистки пароводяных контуров, которую при вводе в эксплуатацию нового теплоэнергетического оборудования должен обеспечить комплекс водоподготовительных установок, установок очистки конденсата, коррекционной обработки воды, реагентного и бакового хозяйства (п. 312);

- ремонт оборудования водоподготовительных установок, установок для очистки конденсатов и коррекционной обработки воды в соответствии с Правилами ТОиР (п. 315);
- организацию и выполнение химического мониторинга и контроля за ведением ВХР основного и вспомогательного тепломеханического и электрического оборудования (п. 326);
- охлаждение проб до температуры (20 ÷ 40) °С (п. 327);

Выполнение внутренних осмотров оборудования, отбора проб отложений, вырезок образцов труб, составление актов осмотра, а также расследование аварий и неполадок, связанных с водно-химическим режимом, с участием персонала химического цеха (п. 310).

Качество конденсата и питательной воды должно соответствовать требованиям разделов XXV «Требования к осуществлению химического контроля» «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» (Приказ №1070 от 04 октября 2022 года), а также СО 153- 34.37.303-2003 «Инструкция по организации и объему химического контроля водно-химического режима на тепловых электростанциях».

ФНП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» содержат также требования к безопасной эксплуатации котлов и трубопроводов, регламентируют порядок действий в случаях аварии или инцидента при эксплуатации оборудования под давлением.

Все помещения химических лабораторий подлежат оснащению приточно-вытяжной вентиляцией, освещением, отоплением, подводом холодной и горячей воды, канализацией.

На пробоотборных линиях, поступающих к приборам автоматического контроля с температурой среды более 40°С, устанавливаются устройства подготовки пробы.

5.6 ТОиР и ТБЭ ГТУ

Монтаж и пусконаладочные работы ГТУ на электростанции предусмотрены под техническим руководством шеф-персонала изготовителя.

После завершения в полном объёме пусконаладочных работ (далее - ПНР) необходимо проведение комплексных испытаний оборудования ГТУ по программе, согласованной с заводом-изготовителем. Выполнение в полном объёме указанных выше мероприятий является обязательным для принятия поставщиком контрактных ***гарантийных обязательств по ГТУ.***

Монтаж и ПНР системы промывки, включая монтаж форсунок подачи моющего раствора, предусмотрен силами и за счёт заказчика ГТУ.

В течение гарантийного срока поставщик ГТУ сохраняет за собой право авторского надзора за эксплуатацией ГТУ, а также поставщик ГТУ может быть привлечён заказчиком к надзору в течение всего срока службы ГТУ по отдельным договорам.

Постгарантийное обслуживание ГТУ, включая поставку новых деталей или сборочных единиц, необходимых для восстановления работоспособности ГТУ, а также ремонт ГТУ должны быть предусмотрены по отдельным договорам.

Поставка ГТУ предусматривает передачу заказчику ***эксплуатационной документации,*** разработанной заводом-изготовителем.

Конструктивное исполнение ГТУ обеспечивает возможность ***технического осмотра и инструментального контроля (диагностики)*** сборочных единиц и деталей в соответствии с регламентом ТОиР без вскрытия других элементов, имеющих более длительный межремонтный ресурс, а также максимально возможный визуальный и инструментальный контроль наиболее ответственных элементов и узлов без разборки или при незначительной разборке.

Для проведения осмотра и контроля внутренних деталей без вскрытия турбогруппы предусмотрены точки и отверстия для технического эндоскопа.

Конструктивное исполнение деталей и сборочных единиц тяжелее 20 кг приспособлено для подъема, опускания и удержания на весу грузоподъёмными средствами при монтажных и ремонтных работах.

Подъемные приспособления, поставляемые изготовителем комплектно ГТУ, удовлетворяют требованиям ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения» (утв. приказом Ростехнадзора № 461 от 26.11.2020 г.). Кроме того, специальный инструмент и приспособления, поставляемые изготовителем комплектно ГТУ, отвечают требованиям «Правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями» (утв. Минэнерго СССР 30.04.1985).

Применение конденсационного осушителя воздуха предусмотрено для:

- осушения и подогрева воздуха в проточной части ГТЭ-160.1 при остановах;
- циркуляцию сухого воздуха во время длительного простоя.

Поддержание надёжной и безопасной эксплуатации ГТУ требует выполнения регламента технического обслуживания и ремонта (далее - ТОиР) по Программе технического обслуживания, которая предусматривает следующие три типа обслуживания, различающиеся объемом работ и интервалом их выполнения.

Малая инспекция включает осмотр доступных узлов, открытие токов и проверку внутренней части камер сгорания, лопаток турбины, входной зоны компрессора.

Инспекция горячего тракта (ИГ1) предусматривает снятие верхних крышек наружного корпуса турбины и камер сгорания для ремонта т. н. горячих частей проточной части турбины и камер сгорания, обоймы направляющих лопаток, рабочих и направляющих лопаток турбины, замену, в зависимости от состояния, плиток камеры сгорания, а также регламентную замену рабочих лопаток и направляющих лопаток турбины.

Главная инспекция (ГИ) включает демонтаж верхних частей корпусов турбины и компрессора, детальный визуальный контроль и неразрушающий контроль материалов, а также ремонт в соответствии с планом ревизии и состоянием установки.

Узел	Ресурс до ремонта, ЭЧ	Ресурс до замены, ЭЧ-
Лопатки компрессора	66000	-
Днище пламенной трубы	33000	100000
Плитки камеры сгорания		В зависимости от состояния при инспекции
Смеситель	33000	100000
Внутренний корпус	33000	100000
Рабочие лопатки 1-й ступени	33000	66000*
Рабочиелопатки 2-й ступени	33000	66000
Рабочие лопатки 3-й ступени	33000	100000

Рабочие лопатки 4-й ступени	-	100000
Сопловые лопатки 1-й ступени	33000	66000
Сопловые лопатки 2-й ступени	33000	66000
Сопловые лопатки 3-й ступени	-	100000
Сопловые лопатки 4-й ступени	-	100000

*или после 1250 пусков, в зависимости что наступает раньше.

Продолжительность остановов для технического обслуживания

(для справки, при работе в две смены по 10 часов)

Вид обслуживания	Остановы, дни
Инспекция	5
Ревизия горячих уздлов тракта	32
Капитальный ремонт	46

Ресурсы между обслуживанием

ЭЧ	Ресур с, ЭЧ
Малая инспекция	8300
Инспекция горячего тракта	33000
Капитальный ремонт с продлением ресурса	66000

Заполнение и доливка маслобаков ГТУ предусмотрены из бочек по гибким шлангам в специальные патрубки заполнения с помощью передвижной маслозаправочной установки, которой также будет обеспечена требуемая очистка масла фильтрацией «на ходу» (без останова ГТУ). Хранение нормативного запаса масла в таре предусмотрено на складе масла. Аварийный слив масла предусмотрен подземными трубопроводами в подземный бак с объемом, соответствующим наибольшей ёмкости маслосистемы турбоустановки. Подземный железобетонный бак аварийного слива масла V=21 м^3 удален от наружных стен здания главного корпуса на расстояние более 5 м.

5.6.1 Требования поставщика ГТУ в части обеспеченности расходуемыми средами

Необходимое для устойчивой работы КС давление топливного газа за блоком подачи в ГТУ зависит от состава топливного газа, его температуры и плотности, а также от внешних условий (температура окружающего воздуха и геодезической отметки площадки электростанции).

Оценка значения максимального давления топливного газа обычно выполняют для

максимального расхода топливного газа при:

- минимальной температуре окружающего воздуха (с учетом максимально допустимой выходной мощности);
- минимальной калорийности топливного газа;
- максимальной температуре топливного газа.

Т. к. во время пусков ГТУ возможно некоторое повышение температуры газа, однако это повышение должно оставаться в рамках установленного допуска. Также повышение температуры газа не должно быть значительным даже при аварийной ситуации, например, при неисправности охладителя топлива.

Заводом-изготовителем установлен диапазон допустимых значений калорийности топливного газа: (35000 ÷ 50000) кДж/кг, возможность отступления от которого требует специального разрешения.

Общим требованием к минимальной температуре топливного газа является превышение на 10 °С т. н. точки росы любого компонента топливного газа, включая высшие углеводороды.

В качестве ориентировочного значения числа Воббе заводом-изготовителем приведено 37,6 МДж/(кг·м^3)^{0,5}, а допускаемые отклонения - в диапазоне ± 16 %. Иные значения числа Воббе требуют согласования с заводом-изготовителем.

Таким образом подготовка топливного газа, подаваемого на вход блока регулирующих клапанов, помимо свойств в ГОСТ-5542-2022 «Газ природный промышленного и коммунальнобытового назначения. Технические условия» должна соответствовать требованиям в приложениях «Е» и «Ж» ТУ 31-10-029-00211464-2007.

Давление природного газа на входе в систему газообразного топлива ГТУ должно быть стабилизировано и соответствовать требованиям завода-изготовителя, в частности, до расхода газа 11,0 кг/с значения давлений должны принадлежать интервалу (2,25 ± 0,05) МПа. Кроме соответствия допустимых отклонений давления и расхода газа, приложения «Е» и «Ж» содержат требования к таким свойствам газообразного топлива как:

- допустимые диапазоны температур, низшей теплотворной способности и числа Воббе;
- скорость изменения давления и температуры и низшей теплотворной способности;
- примеси.

Т. к. для газовоздушной топливной смеси КС и проточной части ГТУ существенны примеси, содержащиеся как в газе, так и в цикловом воздухе, то приложение «Ж» содержит предельно допустимые содержания соответствующих примесей. Если уровни этих примесей в топливе не превышают нижеследующих пределов, то ГТУ может работать при номинальной мощности без ограничения или сокращения указанных межремонтных интервалов (здесь и ниже сохранены формулировки и указания завода-изготовителя ГТУ).

Предельное содержание примесей				Топливо за фильтром
Примеси		Единица измерения	Воздух за КВОУ[1)]	Природный газ
Пыль (только для газа)	Общ. d < 2 мкм 2<d<10 мкм D > 10 мкм D > 25 мкм	ppm (вес.)	≤ 0,08 ≤ 0,06 ≤0,02 ≤0,0002	≤20 ≤18,5 ≤1,5 ≤0,002
Ванадий (V)		ppm (вес.)	≤0,001	≤0,5

Свинец (Pb)	ppm (вес.)	≤0,002	≤1,0
Общее содержание натрия (Na) + калий (K)	ppm (вес.)	≤0,001	≤0,5
Кальций (Ca)	ppm (вес.)	≤0,02	≤10
Азот (N) (азот топлива)	ppm (вес.)		Пределы, предписанные местными нормативами по уровню выбросов NO_x
Сера (S)	ppm (вес.)		В соответствии с местными нормативами по уровню выбросов SO_x (при полном окислении серы)
Сероводород (H_2S)	ppm (об.)		≤10
Углеводороды ацителенового ряда (C_2H_2)	% об.		≤0,1
Водород (H_2)	% об.		≤1
Высшие углеводороды C_nH_m ($n \geq 2$)	% об.		≤10[2)]
Смазочное масло	ppm (вес.)		≤1

Содержание примесей отнесено к низшей теплотворности 42 МДж/кг.

1) Загрязнения воздуха и топлива	Суммарная концентрация примеси имеет три составляющие - из воздуха, топлива и воды. Если превышены приведенные в таблице концентрации по воздуху, то допустимые пределы содержания примесей в топливе должны быть снижены на величину превышения концентрации примесей в воздухе, чтобы общее массовое содержание тобой данной примеси (в воздухе и топливе) не превышало предписанного предела.
2) Ванадий	Влияние ванадия чрезвычайно вредно вследствие коррозии, эрозии и загрязнений лопаток.
3) Свинец	Никаких отклонений от этих, пределов, какими бы ни были их допустимые значения.
4) Натрий и калий	Нормативный предел в 0,5 ppm (вес.) является суммарной величиной содержания калия и натрия. На прибрежных и промышленных станциях этот предел снижен до 0,3 ppm (вес.) при условии, что не проводится никакого анализа воздуха.
5) Водород	При содержании в газе более 1 % водорода (H_2) и/или более 0,1 % ацетилена (C_2H_2) ГТУ должна работать в режиме диффузионного горения. Если горелка работает в режиме горения с предварительным смешением, то есть риск нарушения горения и даже повреждение горелки.

6) Высшие углеводороды	Сюда входят углеводороды, которые в нормальных условиях находятся в жидком состоянии. Склонность высших углеводородов к распаду возрастает с увеличением длины цепочки. Если допустимое объемное содержание, равное 10 % по объему, превышено, то могут возникнуть проблемы при эксплуатации в режиме с предварительным смешиванием (проскок пламени). Когда содержание высших углеводородов (C_nH_m), $n \geq 2$, кроме C_2H_6) в топливе превышает 10 % об. и/или содержание водорода более 10 % об. необходима консультация с поставщиком ГТУ. Содержание этана (C_2H_6) допустимо до максимального значения (15 % об.) без дополнительных консультаций с поставщиком ГТУ
7) Смазочное масло	Особые проблемы связаны со смазочными маслами. Масляная пленка на внутренней стороне трубопроводов может стать причиной проскока пламени на горелке.

5.6.2 Технологическое обеспечение ТОиР ГТУ

Конструкцией ВЗТ предусмотрена замена фильтрующих элементов в пределах каждого яруса без применения инструмента (гайковертов, гаечных ключей и пр.). Механизация подъёма фильтрующих элементов на вышестоящие ярусы предусмотрена штатными грузоподъемными механизмами КВОУ согласно в т. ч. технологии погрузоразгрузочных и монтажных работ, ремонта и регламент технического обслуживания, перечню ремонтных средств и соответствующей техническая документация на ТОиР поставщика ВЗТ .

Комплектная поставка ВЗТ предусматривает в т. ч. комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей, предназначенный для обеспечения эксплуатации и ТОиР . Также поставщик ВЗТ обеспечит гарантированные изготовление и поставку запасных частей на договорной основе в течение расчетного срока службы ВЗТ .

Капитальный и средний ремонт оборудования ВЗТ предусмотрен на площадке эксплуатации без вывоза на специализированную площадку при плановых ремонтах.

Требования к чистоте циклового воздуха за КВОУ приведены в п.7.3.6 .

Для взведения антипомпажных клапанов должен быть предусмотрен необходимый запас ***сжатого воздуха (или азота в баллонах)*** с давлением 0,6 МПа (см. 7.3.8).

Для компенсации безвозвратных фактических ***потерь масел*** необходимо учитывать данные 7.3.2 о количестве минерального масла Тп-22С на одну заправку 14,0 м^3 для системы смазки и 250 л масла для системы регулирования по стандарту DIN 51524-2- HLP46 или аналоги с 9-м классом промышленной чистоты.

В ГТУ установлены форсунки системы ***промывки проточной части компрессора*** на ходу и на холодной прокрутке (см. 2.7.1).

5.6.3 Подготовка ГТУ к эксплуатации

Правила для газового хозяйства ГТУ и ПГУ ТЭС в п. 3.1.8 содержат следующие требования:

- проверку срабатывания устройств технологической защиты, блокировок и действия сигнализации необходимо проводить согласно соответствующей утвержденной инструкции;
- режимные карты необходимо пересматривать не реже одного раза в два года.

Кроме того, необходим внешний осмотр технологического оборудования, средства контроля, управления, сигнализации и связи со следующей периодичностью (3.1.12 там же):

- технологическое оборудование, трубопроводная арматура, электрооборудование, средства защиты, технологические трубопроводы - перед началом смены машинистом, обходчиком, старшим машинистом цеха, начальником смены;
- средства контроля, управления, исполнительные механизмы, средства сигнализации и связи - не реже одного раза в сутки работниками цеха ТАИ;
- вентиляционные системы - перед началом смены начальником смены;
- средства пожаротушения, включая автоматические системы обнаружения и тушения пожаров - не реже одного раза в месяц специально назначенным лицом совместно с работниками пожарной охраны.

Значения колебания давления газа на выходе из ППГ не должны выходить за пределы утвержденных технических условий на поставку ГТУ или паспортных характеристик ГТУ, но не более 10 % рабочего давления (3.4.8 там же).

Согласно п. 84 ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утв. приказом Ростехнадзора № 531 от 15.12.2020, рег. № 61962 в Минюсте РФ 30.12.2020, далее - Правила) применяемые в сети газопотребления ГТУ технические устройства должны иметь документацию об оценке (подтверждении) соответствия обязательным требованиям, установленным законодательством РФ о техническом регулировании. Кроме того, подлежат исполнению специальные требования к эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления газотурбинных и парогазовых установок (см. гл. IV), т. к. ГТУ в составе энергоблока ПГУ ЮЯ ТЭС будут использовать природный газ с давлением свыше 1,2 МПа. В их числе требования к:
- эксплуатации ППГ;
- вентиляции газовоздушного тракта ГТУ и ПГУ;
- пусковыми остановочным режимам ГТУ, включая аварийные.

Проведение вентиляции предусмотрено Правилами:
- после остановки ГТ для газовоздушного тракта ГТУ и ПГУ в режим холодной про крутки ГТ (п. 99);
- при пуске газа для газопроводов, подводящих газ к агрегатам через продувочные газопроводы в места, предусмотренные проектом (п. 105);
- перед розжигом горелочных устройств ГТ для камеры сгорания и газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ, включая газоходы и КУП, с использованием пускового устройства ГТ и обеспечением шестикратного воздухообмена вентилируемых объемов до дымовой трубы (п. 108);
- после отключения ГТУ и ПГУ для трактов и других мест, предусмотренных проект ной документацией, в т. ч. горелок (п. 121).

После окончания вентиляции (продувки) должны быть перекрыты всасывающий и (или) выхлопной тракты. Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток роторов при остывании ГТУ должны быть указаны в инструкции по эксплуатации.

После каждой неудачной попытки пуска ГТ зажигание топлива без предварительной вентиляции газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ запрещён.

Продолжительность вентиляции должна соответствовать проектной документации и указываться в инструкции по эксплуатации и программе запуска (розжига).

Запорная арматура на газопроводе перед горелочным устройством должна открываться после окончания вентиляции газовоздушного тракта и включения ЗЗУ.

ТО стопорных и регулирующих топливных клапанов ГТ предусматривает (п. 110):
- обеспечение плотности;
- расхаживание на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при работе ГТ в базовом режиме.

- проверку герметичности затвора стопорного клапана, ПЗК после ремонта (визуальный контроль), перед каждым пуском ГТУ, а также периодически не реже одного раза в месяц (п. 111).

Перед пуском ГТУ после ремонта или простоя в резерве свыше трех суток должны быть проверены исправность и готовность к включению средств технологической защиты и автоматики, блокировок вспомогательного оборудования, масляной системы, резервных и аварийных маслонасосов, КИП и средств оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены (п. 112).

Условия, при которых Правила запрещают пуск ГТУ приведены в п. 114.

5.6.4 Безопасное выполнение пусковых операций ГТУ

Безопасное выполнение пусковых операций ГТУ определено в т. ч. В СО 34.30.106-00 (РД 153-34.1-30.106-00) «Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций» (утв. РАО ЕЭС России 03.05.2000, далее - ПТЭ газового хозяйства ГТУ и ПГУ, ниже даны ссылки на этот доку мент):

- пуск ГТУ и ПГУ допустим только с полностью открытыми шиберами к дымовой трубе (3.5.5);
- вывод из работы технологических защит, обеспечивающих взрывобезопасность, как при пуске, так и на работающем оборудовании запрещён (3.6.9);
- камеры сгорания и газовоздушные тракты ГТУ или ПГУ, включая газоходы и КУП, перед розжигом горелочных устройств ГТ должны быть провентилированы (проветрены), а после каждой неудачной попытки пуска ГТ зажигание топлива без предварительной вентиляции газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ запрещено (3.5.6);
- подача газа на газовую горелку и ее ЗУ должна быть немедленно прекращена, если при розжиге пламенных труб (газовых горелок) камеры сгорания ГТ или в процессе регулирования не произошло воспламенения или произошло погасание пламени, при этом повторный розжиг может быть разрешён после вентиляции камер сгорания и газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ, а также устранения причины неполадок (3.5.7).

Помимо проверки готовности к пуску КУП в ПТЭ газового хозяйства ГТУ и ПГУ для пусковых операция приведены основания:

- запрета пуска (3.5.12);
- немедленного прекращения пуска действием защит или персоналом (3.5.14).

Согласно ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утв. приказом Ростехнадзора № 531 от 15.12.2020, рег. № 61962 в Минюсте РФ 30.12.2020, далее - Правила) пуском ГТУ должен руководить начальник смены, а после ремонта, проведения регламентных работ - начальник цеха или его заместитель (п. 111, здесь и далее - ссылки на п. п. Правил).

При пуске ГТУ и ПГУ должны полностью открыты шиберы к дымовой трубе, переключение которых допустимо только после выхода ГТ на холостой ход (п. 107). Параметры и скорость пуска ГТ из различных тепловых состояний определена в п. 106 Правил.

Контроль розжига пламенных труб (газовых горелок) камеры сгорания ГТ при пуске ГТУ предусматривает:

- немедленное прекращение подачи газа на газовую горелку и ее запальное устройство, если при розжиге пламенных труб (газовых горелок) камеры сгорания ГТ или в процессе регулирования произошли отрыв, проскок или погасание пламени (п. 109);
- вентиляцию камер сгорания и газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ в течение времени, указанного в производственной инструкции, а также после устранения причин неполадок до повторного розжига.

Пусковые ситуации, требующие немедленного прекращения действием защит или персоналом определены п. 116 Правил. При этом пуск ГТУ после аварийной остановки или сбоя при предыдущем пуске, если причины этих отказов не устранены, запрещён п. 116 Правил.

5.6.5 Требования, обеспечивающие безопасную эксплуатацию ГТУ

Согласно ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утв. приказом Ростехнадзора № 531 от 15.12.2020, рег. № 61962 в Минюсте РФ 30.12.2020, далее - Правила) работающая ГТУ должна быть:

- немедленно отключена действием защит или персоналом в случаях, которые определены п. 117 Правил;
- разгружена и остановлена по решению технического руководителя ТЭЦ в случаях, которые определены п. 118 Правил.

Требования к технологическим операциям при аварийной остановке ГТУ или ПГУ с КУП определены п. 119 Правил. Приступать к вскрытию турбин, камеры сгорания, стопорного и РК, не убедившись в том, что запорные устройства на подводе газа к ГТ закрыты, на газопроводах установлены заглушки, газопроводы освобождены от газа, арматура на продувочных газопроводах открыта запрещено п. 120 Правил.

В части технологических защит, блокировки сигнализаций Правилами установлены следующие требования:

- должен быть обеспечен автоматический ввод технологических защит (п. 125);
- технологические защиты, блокировки и сигнализация, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на которых они установлены (п. 125);
- вывод из работы технологических защит, обеспечивающих взрывобезопасность, на работающем оборудовании запрещён (п. 126).

Вывод из работы других технологических защит, а также технологических блокировок и сигнализации на работающем оборудовании разрешён (п. 126) по письменному распоряжению начальника смены в оперативном журнале с обязательным уведомлением технического руководителя ТЭЦ только в светлое время суток и не более одной защиты, блокировки или сигнализации одновременно в случаях:

- обнаружения неисправности или отказа;
- периодической проверки согласно графику, утвержденному техническим руководителем ТЭЦ.

Запрещены Правилами:

- проведение ремонтных и наладочных работ защит, блокировок и сигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допуска (п. 127);
- работы по регулировке и ремонту систем автоматизации, противоаварийных защит и сигнализации в условиях загазованности (п. 128).

Значительная часть эксплуатационных алгоритмов ГТУ, включая обеспечение безопасности пусковых, рабочих и остановочных режимов, автоматизирована и не требует участия персонала при условиях подтверждённой работоспособности и надлежащих настроек соответствующих систем автоматизации. Поэтому при подготовке ГТУ к работе необходимо выполнение определённых регламентных работ, обеспечивающих в т. ч. безопасную эксплуатацию. Действующая в н. в. редакция ПТЭ ЭСиС в части выполнения ТОиР ссылается на приведенные выше положения и требования Правил ТОиР.

В соответствии с требованиями ПТЭ газового хозяйства ГТУ и ПГУ (в скобках приведены ссылки на требования):

- ГТУ должна быть немедленно отключена действием защит или персоналом в случаях, определённых в п. 3.5.15;

- в случаях, определённых в п. 3.5.16. ГТУ должна быть разгружена и остановлена по решению по технического руководителя (главного инженера) ТЭЦ.

В случае аварийного останова ГТУ или ПГУ с КУП необходимо согласно требованиям ПТЭ газового хозяйства ГТУ и ПГУ в п. 3.5.17.:

- прекратить подачу топлива в камеру сгорания ГТ закрытием стопорного клапана, ПЗК и других запорных устройств на газопроводе ГТ;
- открыть продувочные газопроводы и трубопроводы безопасности на отключенных газопроводе ГТ;
- отключить паровую турбину и турбогенератор в составе ПГУ.

После отключения ГТУ запорная арматура на продувочных газопроводах и газопро водах безопасности должна постоянно находиться в открытом положении (там же, п. 3.5.19).

Помимо приведенных выше общих нормативно-технических ***требований к эксплуатации ГТУ*** и ПГУ соответствующая ***документация завода-изготовителя ГТЭ-160.1, включая*** ТУ 31-10-029-00211464-2007 (далее -ТУ СМ) содержит следующее.

Надёжная работа ГТУ предусмотрена при температуре наружного воздуха от минус 40 до плюс 40 °С. При температуре наружного воздуха ниже минус 18 °С необходимо включение в работу воздухоподогревателя в КВОУ для обеспечения температуры на входе в компрессор минус 20 °С (п. 2.1.9 ТП СМ).

Температура воздуха в машинном зале ГТУ не должна быть ниже +5 °С, а её максимальное значение не должно превышать 35 °С, в т. ч. для обеспечения нормируемых условий работы воздушного маслоохладителя, использующего воздух из машинного зала, Кроме того,

вода для охлаждения масла с давлением 0,5 МПа (5 кг/см2 и расходом 150 т/ч (на один маслоохладитель) должна иметь температуру не более 36 °С.

Надёжная работа ГТУ обеспечена при противодавлении в выхлопном патрубке 3,5 кПа, а также при резком повышении на 3,0 кПа или понижении на 3,0 кПа этого давления (п. 2.1.13 ТП СМ).

После включения в сеть время работы ГТУ на промежуточных нагрузках лимитировано только для режимов от холостого хода до 10 % нагрузки, длительность которых не должна превышать одного часа за пуск.

Если выполнены требования в части системы маслоснабжения (п. 4.4.2 ТП СМ), количества пусков за время работы и своевременной реализации ТОиР (см. приложение «Д» там же), ГТУ допускает повторный пуск через любое время после останова.

Согласно п. 2.1.11 в ТП СМ ГТУ обеспечивает работу с любой нагрузкой в пределах регулировочного диапазона по активной мощности 47,5 до 51,5 Гц.

Эксплуатационный контроль вибрации опор подшипников ГТУ на основе штатных измерений имеет (см. п. 2.1.12 ТП СМ) должен быть основан на следующих нормируемых показателях:

- штатный уровень вибрации составляет не более 4,5 мм/с;
- при вибрации от 4,5 мм/с до 7,1 мм/с в срок не более 30 суток должны быть приняты меры к ее снижению;
- работа ГТУ более 7 суток запрещена при вибрации более 7,1 мм/с;
- при вибрации свыше 11,2 мм/с ГТУ должна быть остановлена действием защиты или вручную.

5.7Обеспечение готовности ПТУ к безопасной эксплуатации

Общие требования к эксплуатации турбинных установок ТЭС (см. гл. XVIII ПТЭ ЭСиС) содержат в т. ч. указания по ***настройке автомата безопасности*** (далее - АБ) должна проводиться на специальном разгонном стенде или в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя (п. 255), кроме того, перечислены стопорно-регулирующие органы, действующие на закрытие при срабатывании АБ.

Там же, п. п. 259 и 260 содержат перечни эксплуатационных ситуаций, требующих соответственно исключить ***пуск и отключения работающей турбины персоналом.*** Кроме того, незамедлительное отключение турбины персоналом в минимально возможные сроки необходимо при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях, указанных в п. 260 ПТЭ ЭСиС, а также в случаях, приведенных в п. 278 там же.

ПТЭ ЭСиС в п. 269 требует от эксплуатирующей организации выполнения мероприятий по ***расхаживанию*** стопорных и регулирующих клапанов свежего пара и пара промперегрева, стопорных (отсечных) и регулирующих клапанов (диафрагмы) отборов пара, отсечных клапанов на паропроводах связи со сторонними источниками пара:

- на часть хода - ежесуточно во время работы паровой турбины;
- на полный ход с проверкой плавности их хода и посадки - перед пуском паровой турбины и в случаях, предусмотренных производственной (местной) инструкцией, если иное не предусмотрено документацией завода-изготовителя.

Требования ПТЭ ЭСиС к ТО ***обратных клапанов*** турбин сформулированы в п. 270:

- плотность обратных клапанов регулируемых отборов и срабатывание предохранительных клапанов этих отборов необходимо проверять не реже 1 раза в год и перед испытанием паровой турбины на сброс нагрузки;
- плотность обратных клапанов регулируемых отопительных отборов пара, не имеющих связи с отборами других турбин, РОУ и другими источниками пара необходимо проверять согласно требованиям завода-изготовителя паровой турбины;
- посадку обратных клапанов всех отборов необходимо проверять перед каждым пуском и при останове паровой турбины, а при непрерывной работе - периодически по графику, утвержденному техническим руководителем, но не реже одного раза в 4 месяца.

При неисправности обратного клапана работа паровой турбины с отбором пара запрещена.

В части ТО ***масляных насосов*** паровых турбин п. 274 содержит следующие требования:

- резервные и аварийные масляные насосы, а также устройства их автоматического включения необходимо проверять в работе 2 раза в месяц при работе турбоагрегата, а также перед каждым его пуском и остановом;
- проверка АВР перед остановом необходима для турбин, у которых рабочий масляный насос системы смазки не имеет индивидуального электропривода;
- запорная арматура, устанавливаемая на линиях системы смазки, регулирования и уплотнений турбогенератора, ошибочное переключение которой может привести к останову или повреждению оборудования, должна быть опломбирована в рабочем положении.

Помимо необходимости проведения ***тепловых испытаний паротурбинных установок со снятием энергетических характеристик*** на вновь смонтированном и (или) модернизированном (реконструированном) оборудовании, п. 280 ПТЭ ЭСиС содержит требование о проведении таких испытаний не реже 1 раза в 5 лет для подтверждения соответствия энергетических характеристик ПТУ нормативным характеристикам в процессе эксплуатации.

Требования ПТЭ ЭСиС к безопасной эксплуатации паротурбинных в части ***контроля*** их ***вибрационного состояния*** сформулированы в п. 277, где приведены

эксплуатационные ситуации, требующие разгрузки и остановки, такие как одновременное изменение вибрации оборотной частоты двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух компонентов вибрации одной опоры на 1 мм/с и более от любого начального уровня.

Перечни эксплуатационных ситуаций, при наступлении которых турбинная установка должна быть разгружена или остановлена по решению технического руководителя определены п. п. 261 и 279 ПТЭ ЭСиС.

Достаточно широкий круг мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию турбинных установок, ПТЭ ЭСиС требуют включать в производственные (местные) инструкции эксплуатирующей организации, в т. ч.:

- проверки и испытания системы регулирования и защиты турбины от повышения частоты вращения (п. 253);
- регулировки АБ турбинных установок на срабатывание при повышении частоты вращения роторов (п. 254);
- критерии плотности стопорных и регулирующих клапанов (п. 256);
- необходимость и порядок проведения консервации при выводе турбинной установки в длительный резерв (п. 263).

Согласно данным поставщика комплектация система АСУ ТП турбины предусматривает необходимое количество измерительных приборов, непосредственно установленных на элементах турбины, в т. ч.:

- аппаратура контроля механического состояния турбины;
- датчики температуры, установленные непосредственно на турбине, а также кабели и детали электрооборудования, встраиваемые в узлы турбины.

Для работы устройств контроля и управления, электроприводов, поставляемых с турбиной, эксплуатирующей организацией должны быть предусмотрены источники напряжения:

- переменный ток с частотой 50 Гц - 380, 220 В;
- постоянный ток - 220 В;
- переменного или постоянного тока (для осветителей слива масла из подшипников турбины) - (12 ÷ 24) В.

5.7.1 ТБЭ при эксплуатации ПТУ

Залив и долив системы маслоснабжения паровой турбины будет осуществляться из бочек со склада передвижной маслозаправочной машиной. Проектом предусмотрено подключение передвижной маслоочистительной машины к масляному баку паровой турбины для очистки масла. Регенерация масла и утилизация масла будет осуществляться специализированной организацией. Для слива масла из масляного бака турбины предусмотрен подземный резервуар аварийного слива масла турбины V=26,95 м^3.

5.7.2 ТБЭ турбогенераторов и синхронных компенсаторов

В процессе эксплуатации системы электроснабжения, электротехнической системы и электрооборудования вновь вводимого энергоблока ТЭС необходимо руководствоваться ПТЭ ЭСиС, включая следующие требования технологической безопасности турбогенераторов и синхронных компенсаторов (в скобках указаны соответствующие требованиям номера пунктов):

- устройства для пожаротушения должны быть в постоянной готовности и обеспечивать возможность их быстрого приведения в действие;
- при пуске и во время эксплуатации необходимо выполнять контроль технологических параметров в объёме, предусмотренном ПТЭ ЭСиС;

- в системе маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов должны быть постоянно включены в работу регуляторы давления уплотняющего, прижимного и компенсирующего масла;
- опломбирование запорной арматуры системы маслоснабжения уплотнений вала должно соответствовать положениям ПТЭ ЭСиС;
- длительная перегрузка по току сверх значения, допустимого при данных температуре и давлении охлаждающей среды, запрещена;
- в аварийных условиях разрешено кратковременно перегружать по токам статора и ротора согласно инструкциям завода-изготовителя, техническим условиям и государственным стандартам.

Безотказной и безаварийной работе оборудования способствует выполнение требований Правил организации ТОиР, включая нормативно обоснованную периодичность работ по ремонту, учитывающую климатические и метеорологические условия эксплуатации, соответствующие указания изготовителей оборудования, его техническое состояние, подтверждённое результатами обходов, осмотров и испытаний.

Планирование ТОиР предусматривает разработку годовых и месячных графиков ремонта и технического обслуживания, а также пятилетних перспективных планов, подлежащих корректировке с учетом технического состояния оборудования ПС и изменение условий их эксплуатации.

Согласно п. 391 Правил ТОиР ремонтные работы необходимо производить по технологическим картам и ППР, а их результаты должны быть документированы, не ограничиваясь:
- протоколами технических решений;
- протоколами испытаний, картами измерений, ведомости параметров технического состояния до и после ремонта;
- сертификатами на использованные материалы и запчасти;
- актами скрытых работ.

5.8 ТОиР и ТБЭ градирен, а также соответствующих строительных конструкций и присоединяемых систем

Основным: технологическим элементом ***системы технического водоснабжения*** электростанций являются градирни, неотделяемым частями которых являются бассейны градирен, аванкамеры, цирквводоводы, камеры арматуры перед градирнями и их основания, образующие ***строительно-технологический комплекс сооружений градирен.*** Помимо взаимной строительной и технологической связности комплекс сооружений градирен является одним из главных звеньев в цепи технологического процесса электростанций конденсационного типа. Особенностью ТОиР комплекса сооружений градирен является отсутствие доступа в период эксплуатации к донным частям бассейнов градирен и аванкамер, а также каналам цирквводоводов. Поэтому указанные выше части комплекса сооружений градирен не являются самостоятельными единицами ТОиР, выделяемыми из производственного (технического) контроля, а периодичность выполнения основных операций ТОиР связана с остановами основного технологического оборудования электростанции. Эта особенность ТОиР комплекса сооружений градирен отражена в т. ч. в документе обязательного применения «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации...» (утв. приказом Минэнерго Рос- сии № 1070 от 04.10.2022; рег. № 71384 в Минюсте РФ 06.12.2022; далее - ПТЭ ЭСиС) в разделе X «Требования к техническому водоснабжению объектов электроэнергетики». В частности, в п. 189 осмотр основных конструкций комплекса сооружений градирен регламентирован ежегодно в весенний и осенний периоды; при этом обнаруженные дефекты должны быть

устранены в период ремонта в соответствии с графиком ремонта. Кроме того, ПТЭ ЭСиС (см. п. п. 184 ÷ 1 85) требуют от систем технического водоснабжения обеспечения:

- бесперебойной подачи технической воды нормативной температуры в необходимом количестве и требуемого качества;
- предотвращение загрязнений конденсаторов турбин и систем технического водоснабжения;
- выполнения надлежащих мероприятия в случае накипеобразующей способности охлаждающей воды.

Для этого ПТЭ ЭСиС (см. п. п. 185, 190 ÷ 1 92) требуют от эксплуатирующей организации в соответствии с производственной (местной) инструкцией:

- выполнять мероприятия, снижающие и (или) предотвращающие образование накипи охлаждающей водой;
- промывать водораспределительные системы градирен;
- контролировать перепад давления воды на решетках и сетках, проводить их осмотр;
- оборудовать градирни водоулавливающими устройствами случае увлажнения и обледенения прилегающей территории и зданий при их эксплуатации в зимний период;
- вносить изменения в режим работы брызгальных устройств градирен в осенне-зимний период во избежание увлажнения и обледенения расположенного вблизи градирен оборудования, конструктивных элементов и территории.

ТОиР градирен необходимы для обеспечения надежности их работы и поддержания охлаждающего эффекта на уровне проектных показателей и имеют выраженный сезонный характер. Кроме того, эксплуатирующей организацией должен быть обеспечен контроль текущего состояния оборудования:

- запорной арматуры подводящего и сбросного трубопроводов градирни, а также трубопроводов обогрева водосборного бассейна;
- заноса сороудерживающих решеток в водосливном приямке, водопереливной воронке водосборного бассейна градирни;
- приводных механизмов поворотных створок системы воздухорегулирования и механизмы подъема сороудерживающих решеток в водосливном приямке водосборного бассейна градирни;
- загромождения воздуховходных окон, препятствующих свободному проходу воздуха;
- оценка состояния антикоррозионного покрытия внутренних и наружных металлоконструкций градирни и необходимости его возобновления;
- при кратковременном отключении градирни или брызгального устройства в зимний период должна быть обеспечена ***циркуляция теплой воды в бассейне*** для предотвращения образования в нем льда (см. п. 192 ПТЭ ЭСиС);

не реже двух раз в год (перед летней и зимней эксплуатацией):

- детальный осмотр элементов водораспределительного и оросительного устройства градирни, с отключением отдельных зон орошения;
- визуальный контроль целостности водоуловителя;

ежегодно (обычно весной):

проверка ***гидравлической плотности бассейна*** (обязательна в первые два года эксплуатации, а в дальнейшем - не реже одного раза в три года): см. также требования п. 189 ПТЭ ЭСиС;

не реже одного раза в два года:

- полное опорожнение и очистка ***водосборных бассейнов;***

через три года:

не реже одного раза в пять лет:

- возобновление антикоррозионного покрытия наружных металлоконструкций градирни;

не реже одного раза в 10 лет:

- детальное обследование металлического каркаса и обшивки градирни с составлением ведомости дефектов с указанием способов и сроков их устранения.

Детализацию видов ТОиР зданий и сооружений электростанций, включая периодичность выполняемых работ, содержит СТО 17330282.27.100.003-2008 «Здания и сооружения ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» (утв. приказом ОАО РАО ЕЭС России № 100 от 06.03.2008; далее Приказ № 100). Помимо очередных осмотров два раза в год - весной и осенью - Приказ № 100 в 6.1.2 регламентирует обязательные общие технические осмотры:

- систематические ***повседневные наблюдения;***
- ***внеочередные осмотры*** после пожаров, ливней, сильных ветров, снегопадов, наводнений, землетрясений и других явлений стихийного характера, а также аварий зданий, сооружений и технологического оборудования ТЭС.

При этом установление и утверждение техническим руководителем ТЭС конкретных ***календарных сроков очередных осмотров*** зданий и сооружений в 6.1.8 Приказа № 100 поставлена в зависимость от:

- фактического состояния зданий и сооружений;
- климатических условий районов расположения ТЭС.

Кроме того, Приказ № 100 содержит требования в части ***систематических проверок:***

- вертикальности сооружений в сроки, совпадающие с измерениями осадки фундаментов (при увеличении отклонения от вертикали отдельных конструкций или сооружений, либо появления продольного прогиба, угрожающих их устойчивости, необходимо привлечение специализированной организации для ***обследования,*** см. 6.2.2.1);
- состояния замоноличенных стыков элементов железобетонных сборных рамных конструкций каркасов с отметками в журнале по эксплуатации здания и сооружения появление волосяных трещин в теле ригелей, стоек, а также изменения их во времени по маякам.

При увеличении трещин необходимо принимать меры к ***временному страхующему усилению конструкций*** и привлечению для консультации специалистов проектных или специализированных организаций. (см. 6.2.2.5).

Помимо систематических проверок требованием 6.2.2.4 Приказа № 100 регламентированы ***периодические проверки*** состояния сварных швов, закладных деталей в открытых для обзора узлах сопряжений сборных железобетонных конструкций, не допуская появления дефектов, и поддерживать в исправном состоянии защищающие от коррозии конструкции.

Обнаружение в каменных, кирпичных, бетонных и железобетонных конструкциях трещин требует (см. 6.2.2.26 там же) немедленной организации ***наблюдения за их развитием, с помощью маяков.***

Выявление при осмотрах ***аварийных конструкций*** требует согласно 6.1.15 в Приказе № 100 немедленного принятия экстренных мер, включая временное усиление аварийных конструкций, а также привлечение экспертных организаций для выдачи заключения и рекомендаций по восстановлению работоспособного состояния конструкций.

Кроме визуальных осмотров Приказ № 100 в разделе 9 регламентирует выполнение ***периодических инструментальных наблюдений*** за развитием деформаций, осадки фундаментов и систематические наблюдения режима подземных вод, которые надлежит начинать в период строительства после выполнения основных строительных работ

нулевого цикла (сразу после возведения их фундаментов). Наблюдения должны быть продолжены в период эксплуатации ТЭС (см. 9.4):

- в первые два года эксплуатации 2 раза,
- в дальнейшем, до стабилизации осадок фундаментов - один раз в год,
- после стабилизации осадок фундаментов - как правило 1 раз в 5 лет (исключения – в 9.3).

Периодичность ***контроля за режимом подземных вод*** приведена в 6.2.1.9 Приказа № 100:

- в первый год эксплуатации - не реже 1 раз в месяц,
- в последующие годы - в зависимости от изменения уровня подземных вод, но не реже 1 раза в квартал.

В ***карстовых зонах*** контроль за режимом подземных вод должен быть организован по специальным программам в сроки, предусмотренные местной инструкцией. Измерения температуры воды и отбор ее проб на химический анализ из скважин должны производиться в соответствии с местной инструкцией. Результаты наблюдений необходимо заносить в специальный журнал.

При постоянном повышении уровня грунтовых вод, определяемого по пьезометрическим скважинам либо по смотровым колодцам, а также затопления подземных помещений зданий и сооружений необходимо привлекать специализированную организацию для разработки соответствующих технических решений (см. 6.2.1.11 там же).

В 6.4.7.1 Приказа № 100 для своевременного обнаружения начальных процессов деформации фундаментов и оснований по причинам неравномерной осадки либо пучения основания регламентировано проведение ***периодических натурные обследований.***

При обнаружении трещин осадочного характера:

- следует предусматривать учащенное наблюдение за осадкой фундаментов и деформациями с цикличностью, определяемой специализированной организацией (6.4.7.2);
- надлежит определить по возможности:

причину их возникновения;

- возраст трещин;
- ширину раскрытия и протяженность трещин;
- характер раскрытия по вертикали (увеличение раскрытия к верху или к низу);
- степень их опасности (6.4.7.3).

Помимо периодических натурных обследований в разделе 12 Приказа№ 100 регламентирована периодичность ***освидетельствований и обследований*** всех зданий и сооружений не реже 1 раза в пять лет силами специализированных организаций (12.1 и 12.6), включая комплекс сооружений градирен как одно из основных технологических сооружений электростанций конденсационного типа (12.6).

Кроме того, для производственных зданий и сооружений, находящихся в эксплуатации более 25 лет, независимо от их состояния, необходимы комплексные обследования с оценкой их прочности, устойчивости и эксплуатационной надежности с привлечением

специализированных организаций, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже 1 раза в 5 лет (12.7, там же).

Внеочередные обследования зданий и сооружений необходимы (12.8, там же):

- после взрывов, пожаров, аварий, стихийных бедствий, при обнаружении внешних признаков аварийно-опасных повреждений конструкций;
- после обнаружения дефектов и повреждений при осмотрах несущих и ограждающих конструкций зданий и сооружений с признаками опасности разрушения;
- при реконструкции, консервации или изменении назначения объекта.

Аналогичные и дополнительные к приведенным выше требованиям по обеспечению безопасной эксплуатации строительно-технологического комплекса сооружений градирен содержит РД 34.22.401-95 «Методические указания по наладке систем технического водоснабжения тепловых электростанций» СПО ОРГРЭС, 1998/ РАО «ЕЭС России»; Департамент науки и техники. - М., 2009 год, где в т. ч. в 6.2.13 типизированы недостатки в работе градирен электростанций и приведен ряд указаний и рекомендаций (ниже даны ссылки на п. п. этого документа).

В части периодичности ТОиР РД 34.22.401-95 содержит следующие требования:

- детальный осмотр элементов водораспределительного и оросительного устройства градирни с отключением отдельных зон орошения необходим не реже двух раз в год - перед летней и зимней эксплуатацией, детальное обследование металлических каркасов вытяжных башен обшивных градирен - не реже одного раза в 10 лет, железобетонных оболочек - не реже одного раза в 5 лет (6.7.1);
- проверка плотности бассейна необходима в первые два года эксплуатации ежегодно, а в дальнейшем - не реже одного раза в 3 года (при наличии фильтрации, превышающей 3 л на 1 м смачиваемой поверхности, водосборный бассейн подлежит ремонту);

Кроме того, образование белых пятен на поверхности железобетонной оболочки градирни свидетельствует о процессе выщелачивания бетона, предшествующий его разрушению. В этом случае необходимо установить наблюдения за развитием процесса и своевременно выполнить ремонт оболочки (6.7.16).

О ТОиР циркуляционных трактов см. в подразделе5.12 настоящего раздела.

Несмотря на то, что разработчиком конструктивных решений для градирен согласно требованиям СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия» приняты все нагрузки:

- собственный вес элементов;
- вес технологического оборудования (вес вентиляторов, диффузоров, оросителя и водоуловителя, системы водораспределения);
- ветровая и снеговая нагрузки;
- обледенение;
- вес воды;
- монтажные и ремонтные нагрузки;

с соответствующими коэффициентами (запасом) надежности, при изменении технологического оборудования и (или) принятых проектных решений, необходимо производить проверку прочности, устойчивости, пространственной неизменяемости сооружения.

При эксплуатации с проектными показателями допустимых нагрузок следует учитывать, что предельные значения эксплуатационных нагрузок также определяют:

- расчетная производительность подающих трубопроводов;
- давление воды в подающих трубопроводах;
- температура воды для охлаждения, подаваемой в градирню.

При своевременном и качественном выполнении мероприятий ТОиР:

- нормативная периодичность капитального ремонта градирни в нормальных условиях составит 20 лет.

В целом об использовании ГОСТ 31937-2011 «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния» как документе ограниченного добровольного применения см. выше в 2.б).1 «Проверки, осмотры и освидетельствования состояния строительных конструкций и оснований».

В части добровольного применения СП 255.1325800.2016 «Здания и сооружения. Правила эксплуатации. Основные положения» стоит обратить внимание на ограничения по области его применения в 1.2: «Настоящий свод правил не распространяется на особо

опасные, технически сложные и линейные объекты.», т. е. СП 255.1325800.2016 не применим к эксплуатации зданий и сооружений ТЭС.

5.9 Мониторинг производственно-технологических процессов, включая автоматизированные средства предотвращения нештатных и аварийных ситуаций, их развития в техногенные инциденты – проверить нумерацию

5.9.1 Нормативно-технические требования к системам АСУ электростанций

Так как средства автоматики ТЭС можно условно разделить на системы обеспечения технологической безопасности основного оборудования и комплекс систем безопасности сопровождения основного технологического процесса (в т. ч. автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации; автоматизации противодымной вентиляции; охранной сигнализации и охранных технических средств; СОУЭ), то ниже эти системы будут поименованы как ***Системы технологической безопасности*** и ***Системы сопровождения*** с тем, чтобы разграничить соответствующие им сведения о минимальной периодичности выполнения проверок, осмотров и освидетельствований состояния систем автоматизации в процессе эксплуатации объекта.

К Системам сопровождения применимы в том числе рекомендации ГОСТ Р 54101-2010 (т. к. этот ГОСТ не отнесен к документации обязательного применения, в т. ч. для особо опасных и технических сложных объектов электроэнергетики). Вместе с тем, раздел ПД № 10 (25-83G1-00-ТБЭ, том 10, ниже приведены ссылки на соответствующие л. л.) содержит сведения о минимальной периодичности проверок, осмотров и освидетельствований состояния систем автоматизации в процессе эксплуатации объекта для следующих Систем сопровождения:

- автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации: 25÷31;
- охранной сигнализации и охранных технических средств: 80;
- СОУЭ: 278.

Также приведены сведения о минимальной периодичности проверок, осмотров и освидетельствований состояния систем автоматизации в процессе эксплуатации объекта для следующих Системы технологической безопасности:

- связь: 33;
- СДТУ: 23;
- ОВиК: 265.

Требования в части минимальной периодичности проверок, осмотров и освидетельствований состояния Системы технологической безопасности в процессе эксплуатации объектов электроэнергетики, в т. ч. приведенные выше, регламентированы нормативно-техническими документами обязательного применения, включая:

- Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики (утв. приказом Минэнерго от 25 октября 2017 г. № 1О13, рег. в Минюсте России 26 марта 2018 г. № 50503; далее - Правила организации ТОиР), в которых учтены в т. ч. следующие особенности применения АСУ и иных технических средств автоматики на электростанциях:
- объекты электроэнергетики реализуют непрерывный производственный цикл;
- регламентирована постоянная готовность средств автоматики, обеспечиваемая в том числе:
  - средствами самодиагностики и аварийной сигнализации;
  - резервированием устройств;

- применением быстродействующих средств автоматического ввода резерва.

Согласно требованию 25 в ПТЭ ЭСиС АСУ должны быть приняты в постоянную эксплуатацию без не устраненных замечаний, выявленных в период испытаний. Это же требование касается средств диспетчерского и технологического управления (далее - СДТУ) с линиями связи, устройства предупредительной и аварийной сигнализации, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения и вентиляции. Для сопровождения эксплуатации указанных технических средств на электростанциях должно быть организовано ***круглосуточное оперативное обслуживание с постоянным дежурством, оперативного персонала***, причём согласно 1.2.6 в приказе Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 265 обязанностью оперативного персонала является не только контроль работы автоматики: «...убедившись в ее неправильных действиях, переходит на ручное управление. В работу защит оперативный персонал не вмешивается, и лишь при отказе действия защиты персонал выполняет ее функции».

Раздел XXVIII «Требования к эксплуатации системы управления технологическими процессами» ПТЭ ЭСиС содержит требование 368, в соответствии с которым: системы при включенном технологическом оборудовании системы управления технологическими процессами должны постоянно находиться в работе, а исправность средств автоматического включения резервного электрического питания устройств управления и исправность устройств сигнализации наличия напряжения питания необходимо проверять ***по графику, утвержденному техническим руководителем.***

Отключение исправных автоматических регуляторов согласно 378 в ПТЭ ЭСиС допустимо в случаях, указанных в производственных (местных) инструкциях по эксплуатации, производство ремонтных и наладочных работ в исполнительных (внешних) цепях средств логического управления на работающем оборудовании запрещено (380 там же).

В части ТОиР АСУ, включая соответствующую периодичность ТОиР АСУ, ПТЭ ЭСиС отсылают к Правилам организации ТОиР, которые в п. 4 регламентируют организацию ТОиР в соответствии с ***локальными нормативными актами субъектов электроэнергетики*** (далее - ЛНА), разрабатываемых в соответствии с Правилам организации ТОиР. Там же в п. 4 определены нормативно-правовые основания организации, планирования, подготовки и проведения технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты, а также соответствующих технических средств автоматики и вторичного оборудования. Кроме того, раздел V. «Требования к организации планирования, подготовки, производства ремонта и приемки из ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ)» Правил организации ТОиР содержат нормативно-технические положения, определяющие организацию и выполнение всех видов работ по средств измерений (далее - СИ) и автоматики объектов электроэнергетики, а также регламентирующие соответствующие показатели периодичности выполнения ТОиР.

Техническое обслуживание (далее - ТО) разделено на виды:

- ТО с непрерывным контролем (далее - ТО с НК), выполняемое процессе эксплуатации совместно с основным и вспомогательным оборудованием;
- ТО с периодическим контролем (далее - ТО с ПК), которое следует проводить на работающем без изменения режимов его работы или на остановленном основном и вспомогательном оборудовании.

ТО с ПК следует проводить по годовому графику, который должен учитывать:

- сроки и объемы ТО, определенные изготовителями оборудования, нормативной и технической документацией;
- сроки планового ремонта основного и вспомогательного оборудования объекта;
- сроки службы и интенсивность работы подсистем АСУ ТП (средств ТАИ);

- сроки поверки средств измерения (далее - СИ) и проведения государственного метрологического контроля;
- утвержденные графики поверки и (или) калибровки СИ.

В состав работ по ТО с ПК включают следующие мероприятия:

- обход оборудования объекта по месту и на щитах (залах) управления для визуальной проверки технического состояния;
- проверки технического состояния с применением внутренних или внешних средств контроля или диагностирования при помощи переносной (встроенной аппаратуры);
- проверки на исправность (работоспособность) подсистем АСУ ТП (средств ТАИ);
- устранение неисправностей, дефектов, выявленных по результатам обхода, проверки технического состояния и замечаниям оперативного персонала;
- проверки технического состояния подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) с применением внешних средств мониторинга или диагностирования при помощи переносной (встроенной) аппаратуры;
- калибровки, настройки и проверки после замены отдельных приборов или элементов перед вводом ответствующего устройства в работу, а также при наличии замечаний к правильности функционирования устройств;
- калибровки, настройки и проверки при внесении изменений (корректировке или обновлении) программного обеспечения (далее - ПО), алгоритмов управления, параметров настройки;
- указанные выше мероприятиям. б. инициированы по распоряжению технического руководителя.

ТО с ПК ***основных авторегуляторов*** *ТЭС* следует выполнять с периодичностью не менее одного раза в 3 месяца (но не реже одного раза каждые 2000 часов работы энергоблока или установки). ТО с ПК остальных авторегуляторов ТЭС следует выполнять с периодичностью 1 раз в (4 ÷ 6) месяцев, но не реже одного раза каждые 3500 часов работы энергоблока или установки.

Если все элементы ***технологических защит, блокировок и сигнализации*** (далее - ТзиС) могут быть продиагностированы с помощью программ ЭВМ, то по усмотрению технического руководителя они могут не подвергаться опробованию после простоя оборудования продолжительностью более 3 суток.

ТО с ПК отдельных элементов и устройств ТЗиС (отсечные исполнительные механизмы, приборы, первичные преобразователи, указатели положения, сигнализаторы уровня) следует выполнять на остановленном основном и вспомогательном оборудовании в межремонтный период с периодичностью не менее 1 раза в (3 6) месяцев.

ТО с ПК ***схем дистанционного управления электроприводов задвижек*** следует выполнять на остановленном основном и вспомогательном оборудовании ТЭС в межремонтный период с периодичностью 1 раз в 6 месяцев, кроме электроприводов задвижек топливной арматуры, ТО с ПК которой необходимо выполнять 1 раз в 4 месяца.

ТО с ПК КИП и других ***средств химического контроля и специальных измерений*** (далее - ХКиСИ) следует выполнять с проверкой по поверочным газовым смесям или калибровкой по буферным растворам не реже 1 раза в 3 месяца в соответствии с нормативной и технической документацией.

ТО с ПК вторичных КИП (кроме ХКиСИ) следует выполнять на остановленном основном или вспомогательном оборудовании ТЭС в межремонтный период с периодичностью 1 раз в (3 6) месяцев.

ТО с ПК ***программно-технических и вычислительных комплексов,*** а также средств отображения информации следует выполнять в объёме работ согласно п. 369 Правил организации ТОиР и проводить с периодичностью 1 раз в 3 месяца.

При истечении установленного срока службы, окончании выпуска запасных частей изготовителем оборудования или окончании поддержки разработчиком программного обеспечения необходимо разработать и утвердить график перспективной замены или модернизации под- систем АСУ ТП (средств ТАИ) объекта.

В части периодичности технического обслуживания ***устройств релейной защиты и автоматики*** (далее - РЗА) в разделе VII «Требования к организации технического обслуживания устройств РЗА» Правила организации ТОиР требуют проводить ТО РЗа в соответствии с годовыми и месячными графиками (п. 418), в т. ч. силами сторонних организаций (п. 419).

Отдельные требования в части периодичности ТОиР сформулированы в п. 430 Правил организации ТОиР для ***средств диспетчерского и технологического управления*** (далее - СДТУ), включая периодичность, объем и сроки работ по ремонту СДТУ, устанавливаемые в ЛНА. В соответствии с разделом VIII «Требования к организации технического обслуживания и ремонта СДТУ, устройств сигнализации, СИ» Правил организации ТОиР планирование ремонта СДТУ должно включать в себя разработку:

- годовых и месячных графиков ремонта;
- перспективных графиков ремонта.

Там же в п. 422 в связи с периодичностью выполнения определены виды технического обслуживания СДТУ:

- ***плановое техническое обслуживание*** (далее - ПТО) для предупреждения возможности появления отказа или ухудшения функционирования СДТУ, подлежащее выполнению со- гласно утвержденному графику, составленному с учетом годового графика ремонта СДТУ;
- ***оперативное техническое обслуживание*** (далее - ОТО), выполняемое после обнаружения неработоспособности системы и направленное на устранение неисправностей в целях полного восстановления функционирования СДТУ.

ПТО СДТУ следует выполнять в сроки согласно утвержденному техническим руководителем субъекта электроэнергетики графику, для чего согласно требованию 423 в Правилах организации ТОиР субъектам электроэнергетики надлежит разработать ***годовой и месячные графики ПТО*** и согласовать их с субъектом оперативно-диспетчерского управления, в диспетчерском управлении или ведении которого находится оборудование СДТУ.

Там же в п. 425 в связи с периодичностью выполнения определён функционал ОТО СДТУ, в т. ч.:

- ***круглосуточный мониторинг технического состояния СДТУ*** централизованными автоматизированными системами управления и мониторинга;
- ***неотложные (ремонтно-восстановительные) работы*** длительностью не более одной рабочей смены, которые надлежит (см. п. 438):
  - организовать немедленно после выявления повреждения;
  - проводиться непрерывно до его устранения.

Для дефектов и отказов СДТУ не устраняемых в порядке ОТО Правила организации ТОиР содержат требование 433 выполнения ***непланового ремонта,*** при этом вывод оборудования должен быть произведен по аварийной заявке.

В п. 428 Правила организации ТОиР требуют ежегодного согласования графиков в срок, обеспечивающий выполнение ТОиР в соответствии с правилами вывода в ремонт.

При истечении проектных сроков службы СДТУ согласно требованию 434 (там же) субъектам электроэнергетики надлежит в течение одного года разработать ***график перспективной замены или модернизации СДТУ на 10 лет.***

Правила организации ТОиР содержат следующие требования к организации работ по восстановлению технического состояния ***линий связи СДТУ:***

- неисправности оборудования должны быть выявлены в течение 4 часов с момента получения заявки от субъекта электроэнергетики или обнаружения неисправности оборудования;
- неисправности, не связанные с заменой оборудования, должны устраняться в течение 1 часа с момента прибытия технического персонала на объект электроэнергетики.
- вышедшее из строя оборудование подлежит замене в течение 2 часов с момента определения неисправности.

Таким образом разработка ЛНА в части периодичности ТОиР АСУ и систем автоматики основного энергетического оборудования электростанций регламентирована в ПТЭ ЭСиС и Правил организации ТОиР как нормативно-техническая основа для составления графиков, утверждаемых техническим руководителем.

5.9.2 Основное об АСУ ТЭС

Автоматизацию производственных процессов вновь возводимого паросилового энергоблока и энергоблоков существующей паротурбинной части как единого технологического комплекса ТЭС обеспечат взаимосвязанные АСУ для тепломеханического (ТМО) и электро-технического оборудования (ЭТО, соответственно - АСУ ТМО и АСУ ЭТО). Проектные решения представлены в томах 6.4.1 (Раздел 6. Технологические решения». Часть 4. Автоматизация технологических процессов. Книга 1. Тепломеханическое оборудование, 25-83G1-00-ТР4.1, здесь и далее - том 6.4.1), 6.4.2 (Раздел 6. Технологические решения». Часть 4. Автоматизация технологических процессов. Книга 2. Программно-технический комплекс, 25-83G1-00-ТР4.2, здесь и далее - том 6.4.2) и ИОС1.3 (раздел 5, часть 3. Автоматизация технологических процессов электротехнического оборудования) соответственно для АСУ ТМО и АСУ ЭТО. Эти АСУ оснащены техническими средствами мониторинга производственно-технологических процессов, включая автоматизированные средства предотвращения нештатных и аварийных ситуаций, их развития в техногенные инциденты, включая безопасную остановку как отдельных групп оборудования, так и электростанции в целом.

Проектные решения томов ТР4.1, ТР4.2 и ИОС1.3 охватывают автоматизацию технологических процессов оборудования энергоблока, в составе:

- ГТУ с комплектным турбогенератором и ЛСАУ ГТУ;
- КУП и вспомогательного оборудования;
- конденсационной ПТУ с комплектными турбогенератором комплектно и шкафами средств автоматики и защит, включая электронную часть системы регулирования и защит;

а также основных и вспомогательных систем энергоблока ПГУ и входящее в их состав оборудования:

- КРУ 6 кВ, РУСН- 0,4 кВ и сборок задвижек 0,4 кВ и т. п.;
- системы технического и производственного водоснабжения НГК.
- В общей станционной части объектами АСУ являются:

• здания и сооружения ЭТО, вт. ч.:

- ОРУ-500 кВ, ОРУ-110 кВ;
- открытая установки трансформаторов;

• хозяйство газового топлива, в т. ч.:
- резервуар сбора газового конденсата;
- внутренний и внешний газопроводы;
• вспомогательные здания и сооружения производственного назначения:
- склад масла в таре;
- резервуар аварийного слива трансформаторного масла;
- резервуар аварийного слива турбинного масла;
• система технического водоснабжения, вт. ч.:
- циркуляционнаянасосная станция
- башенная испарительная градирня;
- камеры арматуры и расходомеров;
• системы водоснабжения и водоотведения, вт. ч.:
- очистные сооружения:
• дождевых сточных вод с аккумулирующей емкостью
• общеблочное оборудование паросилового энергоблока:
• трубопроводы пара ВД и НД;
• трубопроводы пара собственных нужд;
• трубопроводы питательной воды;
• трубопроводы системы замкнутого контура охлаждения вспомогательного оборудования энергоблока;
• трубопроводы и система подпитки энергоблока ХОВ с баками запаса конденсата;
• трубопроводы системы заполнения и сбора утечек масла;
• трубопроводы и насосы системы дренажных вод;
• насосы охлаждения вспомогательного оборудования;
• бака грязного конденсата с насосами и трубопроводами;
• узел коррекционной обработки циркводы;

Как в АСУ ТМО, так и в АСУ ЭТО реализована интеграция и обмен информацией для оборудования и систем, автоматизация которых предусматривают комплектно поставляемые локальные системы автоматического управления (ЛСАУ). ПТК АСУ ТМО интегрируют в т. ч. ЛСАУ:

- системы автоматическогоконтроля выбросов;
- система автоматизированного управления компрессорной сжатого воздуха;
- система автоматического регулирования и защит турбины (САРТ);
- система автоматизированного управления ГТУ (САУ ГТУ);
- автоматизированная система контроля вибрации и механических величин турбоагрегата (АСКВМ);
- система автоматизированного управления БОУ (САУ БОУ);
- автоматизированная система управления БППГ (САУ БППГ);
- система автоматизированного управдения ДКС (САУ ДКС).

В ПТК АСУ ТМО и ЭТО также будут интегрированы такие информационные и измерительные системы как:

- СОТИАССО;
- РАС;
- ПА;
- СМПР;
- АИССКУЭ.

Для постоянного мониторинга технологических параметров предусмотрены в т. ч.:

- система удаленного мониторинга и диагностики;
- передача данных из АСУ ТП энергоблока в отдельную систему сбора и передачи технологической информации в региональное диспетчерское управление энергосистемы г. Москвы и Московской области (Филиал АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ).

5.9.3 Функциональные особенности АСУ ТМО

АСУ ТП паросилового энергоблока предназначена в т. ч. для повышения надежности работы основного оборудования, снижения риска тяжелых аварий, защиты персонала при угрозе аварии и улучшение условий труда. Для этого средствами ПТК АСУ ТП предусмотрено в том числе выполнение ***управляющих функций*** технологических защит, блокировок, автоматического ввода и вывода защит.

В томе «Технологические защиты и защитные блокировки» 25-83G1-00-ТР4.2 отмечено, что подсистема ***технологических защит, блокировок и АВР*** является наиболее ответственной в АСУ ТП и предназначена для:

- предотвращения возникновения и развития аварийных ситуаций с помощью автоматического выполнения необходимых операций по останову оборудования или снижения его нагрузки по заранее заданной программе;
- защиты оперативного персонала и оборудования при возникновении аварийной или предаварийной ситуации путём экстренного автоматического перевода защищаемого оборудования в безопасное состояние.

Ввод и вывод основных защит указанная подсистема АСУ ТП выполняет автоматически с наивысшим приоритетом по отношению к другим дискретным воздействиям при срабатывании трёх аналоговых датчиков одного параметра по логическому алгоритму «два из трёх. Срабатывание защит сопровождает аварийная звуковая сигнализация, оперативному персоналу поступает вся информация о состоянии защит - введена, выведена, сработала.

Предварительный перечень технологических защит, действующих на останов паросилового энергоблока в томе 25-83G1-00-ТР4.2.

Сигналы подсистемы ***технологической сигнализации*** по степени ответственности разделены на четыре группы:

- аварийная, об аварийном отключении выключателей и срабатывании защит оборудования энергоблока, включая срабатывание электрических защит и отказы в ответственных электроустановках;
- предупредительная, об аварийном отключении ответственных механизмов, при котором в случае не включения резервных механизмов возникает аварийная ситуация;
- при отказах программно-технических средств ПТК АСУ ТП;
- об отклонениях параметров.

Подсистема ***дистанционного управления оборудованием*** реализует дискретное автоматическое управление энергоблоком в целом или отдельными технологическими узлами и агрегатами, в том числе при пусках и остановах (подробнее см. том 25-83G1-00-ТР4.2).

АСУ ТП ТМО имеет трёхуровневую иерархическую структуру:

- полевой уровень - датчики технологических параметров и исполнительные механизмы (подробнее см. том 25-83G1-00-ТР4.1);
- средний уровень - функционально-распределенная микропроцессорная система управления (микропроцессорные программируемые контроллеры) для сбора, первичной обработки входных сигналов, автоматического управления, регулирования, последовательного управления, технологических защит и блокировок, а также интеграции

систем агрегатной автоматики (ЛСАУ), (подробнее см. тома 25-83G1-00-ТР4.1 и 25-83G1-00-ТР4.2);

- верхний уровень предназначен для отображения информации, дистанционного управления технологическим процессом, удалённой настройки системы (за исключением подсистем агрегатного уровня), протоколирования, архивирования, расчетов и т. п. (подробнее см. том 25-83G1-00-ТР4.2).

Оснащение АСУ ТП ТМО предусматривает в т. ч.:

- модули устройств связи с объектом (далее - УСО), обеспечивающие сопряжение с оборудованием (датчиками, исполнительными механизмами и др. устройствами) и позволяющие принимать, обрабатывать, выдавать сигналы различного типа в широком диапазоне значений напряжения, тока, мощности, длительности импульсов и т. п. (подробнее см. том 25-83G1-00-ТР4.2);
- резервированные контроллеры, интерфейсные модули которых обеспечивают цифровой обмен с другими устройствами ПТК и имеют резервированные шины для связи с модулями УСО (подробнее см. том 25-83G1-00-ТР4.2);
- резервированные серверы автоматизации с установленными операционными системами и программным обеспечением (подробнее см. том 25-83G1-00-ТР4.2);
- инженерную станцию для конфигурирования и сопровождения системы управления АСУ ТП ТМО (подробнее см. том 25-83G1-00-ТР4.2);
- автоматизированные рабочие места (далее - АРМ). Помимо автоматизированного управления оборудованием, системами и энергоблоком в целом, в т. ч. средствами АРМ, предусмотрена и возможность ручного аварийного останова оборудования. При отказе ПТК АСУ ТП работа энергоблока не предусмотрена.

Для безаварийного останова при отказе ПТК, на центральном щите управления (далее - ЦЩУ) предусмотрен ***пульт аварийного останова,*** оснащённый ключами (кнопками) и индикацией исполнения команды отключения (включения), которые обеспечивают останов основного оборудования и управление исполнительными устройствами помимо ПТК, а также приборами контроля основных параметров технологического процесса во время останова оборудования.

Управление пожаротушением и представление информации о срабатывании пожарной сигнализации и ходе пожаротушения предусмотрены через блоки индикации и пульты управления, установленные в помещении пожарного поста и на ЦЩУ с постоянно присутствующим оперативно-диспетчерским персоналом.

На ЦЩУ на отм. + 12,000 (ряд «Д - Е» в осях «1» ÷ «3/1») размещаются следующие АРМ-ы:

- Экраны коллективного пользования АСУ ТМО (3 шт.);
- Экран коллективного пользования АСУ ЭТО (1 шт);
- АРМ АСУ ТМО (4 шт.);
- АРМ АСУ ЭТО (3 шт.);
- Аварийные пульты управления (4 шт.);
- АРМ АСУ ИС;
- АРМ БППГ;
- АРМ ВХР;
- АРМ САУ ДКС;
- АРМ НСС;
- АРМ НС ЭЦ;
- АРМ НС КТЦ;
- АРМ САУ ГТУ;
- АРМ САУ ГТУ
- АРМ телемеханики;

- АРМ радиосвязи;
- АРМ видеонаблюдения;
- АРМ системы экологического мониторинга.

Также установка АРМ предусмотрена в помещении:

- Серверная АСУ ТП.

Для сопровождения технологических процессов АСУ ТП ТМО средствами ПТК автоматически реализует ***информационные функции, в т. ч.:***

- формирование признаков недостоверности (достоверности) входной информации, в т.ч. при отказах модулей УСО (и после их устранения), выявленных алгоритмами самодиагностики;
- автоматическое исключение (выбраковка) сигналов от неисправных датчиков, используемых в контурах управления (технологическая защита, автоматическое регулирование, логическое управление и т. д.);
- проверки достоверности входной информации с выдачей соответствующих сигналов предупредительной сигнализации и сообщений;
- оперативный контроль состояния устройств АСУ ТП ТМО и интегрируемых в ПТК АСУ ТП ТМО систем автоматического управления (ЛСАУ);
- визуализации параметров состояния объектов управления;
- регистрация аварийных ситуаций.

Для общего оперативного предоставления информации о работе ТМО и ЭТО энергоблока в помещении ЦЩУ будут установлены экраны коллективного пользования (далее - ЭКП).

Кроме того, для представления оперативному, эксплуатационному и административному персоналу энергоблока предназначены результаты решения следующих расчетно-диагностических задач по:

- ресурсу оборудования и вероятности развития повреждений, что позволяет проводить коррекцию режимов и планировать сроки вывода оборудования в ремонт;
- текущему состоянию оборудования и систем автоматического управления;
- непрерывному контролю выбросов в окружающую среду токсических и пахучих веществ, шуму, вибрации и других вредных физических факторов.

АСУ ТП ТМО, включая ПТК, коммуникационные и питающие кабели, а также источники электроснабжения предназначены для ***непрерывно-дискретного режима работы в жестких условиях промышленной эксплуатации,*** поэтому для обеспечения помехоустойчивости цифровой аппаратуры предусмотрены:

- преимущественное использование ВОЛС для передачи цифровой информации для шин связи всех типов;
- применение экранированных медных кабелей с многопроволочными медными жилами, в изоляции не распространяющей горение, с пониженным дымо- и газовыдением для реализации кодовых каналов передачи цифровых данных и для реализации слаботочных линий связи;
- соединение экранов кабелей сигнальных связей ПТК с шинами рабочего (функционального) заземления ПТК, изолированными перемычками по кратчайшему расстоянию;
- обеспечение нормированных переходных сопротивлений в местах заземления корпусов аппаратуры, экранов кабелей и периодический контроль параметров заземления (в соответствии с нормативными документами по заземлению);
- разнесение по разным кабелям, жгутам и разнесение в пространстве цепей аналоговых сигналов, входных и выходных дискретных сигналов и всех их от силовых коммутационных цепей и цепей питания 220 В переменного тока;

- размещение приборов и устройств АСУ ТП, по возможности, на максимальном удалении от источников электромагнитных помех и индустриальных радиопомех (привода, мощные коммутационные устройства, флуоресцентные лампы и др.);
- использование датчиков измерения технологических параметров энергоблока, устойчивых к электромагнитным помехам.

Для ПТК АСУ ТП предусмотрено ***рабочее заземление,*** удовлетворяющее следующим требованиям:

- в местах компактного размещения оборудования ПТК предусмотрены специальные магистрали (шины) рабочего заземления ПТК;
- микропроцессорные устройства нижнего уровня АСУ ТП (контроллеры, станции ввода/вывода, терминалы РЗА) заземляются на шины рабочего заземления ПТК;
- все магистрали рабочего заземления ПТК предусмотрено изолировать от общего контура защитного заземления и соединить с этим контуром в одной точке изолированными перемычками по кратчайшему расстоянию;
- экраны кабелей ввода аналоговых и дискретных сигналов должны быть изолированными и экран каждого кабеля должен, на одном конце, быть соединён изолированной перемычкой с шиной рабочего заземления ПТК;
- к шинам рабочего заземления ПТК могут быть подключены только заземляющие провода и шины устройств ПТК.

Так как при ***аварийной потере питающего напряжения*** должны быть сохранены аппаратура ПТК АСУ ТП ТМО энергоблока, её настройки, базы данных и подсистема электрического питания КИП, то проектными решениями предусмотрена системы гарантированного электропитания ПТК общего станционного и агрегатного уровней (система бесперебойного питания, далее - СБП), которые:

- обеспечат нормальную работу АСУ ТП в течение не менее 30 минут после потери питания СН;
- будут иметь распределенное промышленное исполнение;
- будут укомплектованы фильтрами импульсных помех и защищены от колебаний напряжения промышленной сети;
- обеспечат электрическое питание технических средств верхнего уровня ПТК АСУ ТМО энергоблока от двух независимых источников напряжением 380/220В переменного тока через АБП, причём отключение сети напряжения 220 В постоянного тока не будет приводить к отключению технологического оборудования.

Комплектация АСУ ТП предусмотрена оборудованием, включённым в реестр:

- промышленной продукции, произведенной на территории РФ или произведенной на территории государства-члена Евразийского экономического союза согласно постановлению Правительства РФ от 30 апреля 2020 г. № 616;
- российской радиоэлектронной продукции согласно постановлению Правительства РФ от 10 июля 2019 г. № 878.

5.9.3.1 Технические средства автоматизации эксплуатации газового хозяйства

В томе 5.6.2 приведены прикладные решения для автоматизации газоснабжения.

Основными объектами автоматизации газоснабжения являются:

- автоматическое поддержание выходного давления к ГТУ на заданном уровне независимо от изменения расхода;
- оснащение БОА, ППГ, ДКС, средствами автоматизации, интегрированные в ПТК АСУ ТП ТМО и обеспечения защит и противоаварийных режимов работы, включая:
  - технологические блокировки, защиты;

- управление элементами систем «жизнеобеспечения»;
- повышение безопасности работы автоматизируемого оборудования.

САУ ППГ, САУ ДКС, САУ БОА будут представлять собой максимально автоматизированные автономные системы, не требующую постоянного контроля со стороны обслуживающегои оперативного персонала, с централизованным управлением средствами операторских станций на ЦЩУ, а также с местного пульта управления.

5.9.3.2 Автоматизация систем водоснабжения и водоотведения

В томе 25-83G1-00-ИОС4.2 приведены прикладные решения для автоматизации водоснабжения и водоотведения соответственно, включающих на площадке энергоблока следующие системы:

- водоснабжения, включая:
  - хозяйственно-питьевое водоснабжение;
  - техническое водоснабжение;
- водоотведения (канализации):
  - хозяйственно-бытовой;
  - дождевой.
- очистные сооружения:
  - дождевых сточных вод, включая поверхностные сточные воды с промышленной площадки.

Для учёта сточных вод от ЛОС и учета стоков хозяйственно-бытовой канализации предусматриваются расходомеры-счетчики ультразвуковые для безнапорных трубопроводов и открытых каналов ВЗЛЕТ Показания приборов учета предназначены для передачи в ПТК АСУ ТП ТМО.

Управление электрифицированной арматурой, систем водоснабжения и водоотведения, возможно, как средствами ПТК АСУ ТП, так и по месту.

5.9.3.3 Управление циркуляционными насосами и арматурой технического водоснабжения

В томе 25-83G1-00-ТР4.2 приведены прикладные решения для ***автоматизации и дистанционного управления циркуляционными насосами*** средствами ПТК АСУ ТП, кроме того, в помещении ЦНС предусмотрена кнопка аварийного отключения. Данные о режимах и состоянии оборудования ЦНС, а также предупредительные и аварийные сигналы будут отображены на мониторах АРМ оператора в ЦЩУ.

Для предотвращения возможного аварийного затопления циркуляционных насосов с приводами от электродвигателей в дренажном приямке ЦНС будут установлены три рабочих насоса.

5.9.3.4 Автоматизация систем отопления вентиляции и кондиционирования

В томе 25-83G1-00-ИОС4.2 также приведены прикладные решения для автоматизации систем отопления, вентиляции и кондиционирования (далее - ОВиК).

Автоматизация систем ОВиК предусмотрена во всех вновь возводимых здания и сооружениях в рамках реализации проекта.

Средства автоматизации систем ОВиК обеспечат в т. ч.:

- управление центральными приточными установками осуществляется с местных шкафов управления, поставляемых комплектно с оборудованием и устанавливаемых в венткамерах;
- защиту от замерзания воды в воздухонагревателях по температуре обратного теплоносителя и воздуха после калорифера;
- автоматическое отключение установки при угрозе замерзания калорифера;
- защиту от перегрева воздухонагревателей для систем с электровоздухонагревателем;
- сигнализацию неисправностей и аварийных состояний, в т. ч. таких как неисправность насоса, загрязнение фильтра, угроза замерзания калорифера, авария вентилятора;
- автоматическое отключение систем воздушного отопления, вентиляции (индивидуально для каждой системы вентиляции), кондиционирования, воздушно-тепловых завес и внутренних блоков кондиционеров для помещений, оборудованных автоматическими установками пожаротушения или автоматической пожарной сигнализацией;
- при отключениях при пожаре систем ОВиК предусмотрено сохранение электропитания цепей защиты от замораживания для приточных установок, поставляемых комплектно со шкафами управления;
- закрытие при пожаре противопожарных нормально открытых клапанов систем общеобменной вентиляции;
- включение при пожаре систем аварийной противодымной вентиляции, открывание дымовых клапанов;
- автоматическое управление системой дымоудаления (от системы пожарной сигнализации) как дистанционно (со щитов управления с постоянно присутствующим обслуживающим персоналом), так и кнопками, установленными у эвакуационных выходов с этажей;
- опережающее - за 30 секунд - включение вытяжной противодымной вентиляции относительно момента запуска приточной противодымной вентиляции при возникновении пожара;
- включение резервных систем вентиляции при неисправности рабочих;
- включение систем аварийной вентиляции при образовании в воздухе рабочей зоны помещения концентраций вредных веществ, превышающих ПДК, а также концентраций горючих веществ в воздухе помещения, превышающих 10 % НКПР газовоздушной смеси.

Кроме того, для систем ОВиК предусмотрена ***автоматизация контроля и учета потребляемой тепловой энергии на отопление и теплоснабжение,*** для чего в узле управления будут установлены тепловые счётчики на трубопроводах подачи т. ч. прямой сетевой воды. Подробнее решения, описывающие учёта тепла см. в томе 25-83G1-00-ИОС4.2.

5.9.3.5 О программно-техническом комплексе автоматизированной системы управления инженерными системами

В томе 25-83G1-00-ТР4.2 приведены в том числе решения по программно-техническому комплексу автоматизированной системы управления инженерными системами (ПТК АСУ ИС), которая предназначена для управления инженерными системами и системами жизнеобеспечения здания средствами автоматизированной системы управления - АСУ ИС - с возможностью агрегатно-узлового управления приточно-

вытяжными установками, канализационными насосными, перекачивающими насосными. Реализация АСУ ИС предусмотрена на ПТК «ТЕКОН» как и ПТК АСУ ТП энергоблока с интеграцией АСУ ИС в АСУ ТП энергоблока.

5.9.3.6 Автоматизация систем контроля загазованности

В томах 25-83G1-00-ИОС6.2 и 25-83G1-00-ТР4.1 приведены в т. ч. общие признаки проектных решений в части автоматизации систем контроля загазованности:

- обнаружение вредных и взрывоопасных газов;
- сигнализация о превышении предельно допустимых концентраций (ПДК);
- сигнализация о взрывоопасных концентрациях (10 % НКПР, 20 % НКПР);
- включение аварийной вентиляции;
- включение световой и звуковой сигнализации по месту;
- сигнализацию в ПТК АСУ ТП.

Кроме того, томах 25-83G1-00-ИОС6.2 и 25-83G1-00-ТР4.1 детализированы в т.ч. общие признаки проектных решений для автоматизации систем контроля применительно к загазованности метаном, угарным газом (окисью углерода), водородом, аммиаком и парами дизельного топлива; ниже приведены соответственные данные из 8 тома 6.3.1 с указанием размещения соответствующих анализаторов, которое предусмотрено в местах наиболее вероятного наличия указанных веществ.

Источниками утечек тошшвного (природного) газам. б. камеры сгорания (далее - КС) ГТУ, БОА, БППГ, ДКС, соответственно местами установки анализаторов приняты НГК и помещения БОА, БППГ, ДКС. При превьшгении загазованности в помещениях до 10 % НКПР предусмотрено включение светозвуковых оповещателей, установленных снаружи у входа в помещение, а также аварийной вентиляции, с передачей в АСУ ТП электростанции сигналов о превьшгении загазованностью критических значений 10 % НКПР и 20 % НКПР.

Кроме того, подлежит контролю содержание угарного газа (окиси углерода) как продукта неполного сгорания топливного газа. Появлениеугарного газа возможно у КС, в местах соединения ГТУ с диффузором, диффузора с КУП и КУП с дымовой трубой, соответственно в этих местах предусмотрена установка анализаторов и постов светозвуковой сигнализации, а также формирование и передача в АСУ ТП электростанции предупредительных и аварийных сигналов для двух пороговых значений ПДК.

В электротехническом отделении НГК предусмотрены помещения АКБ № 1 и АКБ № 2 для аккумуляторных батарей (далее - АБ), при зарядке которых возможно выделение водорода. В указанных помещениях АБ для предотвращения взрывоопасности предусмотрена установка анализаторов наличия водорода, которые обеспечивают формирование и передачу в АСУ ТП электростанции сигналов по двум пороговым значениям предела взрываемости (далее - ПВ): 10 % от нижнего ПВ (0,4 % объемного содержания) и 25 % от нижнего ПВ (1 % объемного содержания), включая предупредительные и аварийные.

Контроль содержания аммиака предусмотрен в помещении для хранения запаса аммиака в еврокубах в складе реагентов в таре с отмеченными ранее автоматическими включениями светозвуковой сигнализации и аварийной вентиляции с передачей предупредительных и аварийных сигналов средствами АСУ ТП в случаях превышения пороговых значений ПДК, которые для аммиака составляют 20 мг/м^3 и 100 мг/м^3.

Система контроля загазованности входит в комплектную поставку ППГ, БОА и ДКУ для обеспечения измерений уровней загазованности в местах возможных появлений взрывоопасных газов и выдачи предупредительной и аварийной сигнализации о достижении взрывоопасных концентраций оператору АСУ ТП для формирования

оперативных действий, аналогичных отмеченным ранее, в т. ч. для НГК. При 50 % НКПР предусмотрено отключение технологического оборудования.

5.9.3.7 Автоматизация пожаротушения

Для тушения пожара в главном корпусе и на территории ТЭС предусмотрена система раздельного противопожарного водопровода, на которой установлены пожарные насосы, находящиеся в помещении циркуляционной насосной станции ЦНС.

Водяное пожаротушение предусмотрено для маслобаков ТГ турбин, пенное пожаротушение для трансформаторов на площадке открытой установки и здания маслосклада**.** ***Газовое пожаротушение*** предусмотрено для помещений, змещено электротехническое оборудование.

Подробные решения по автоматизации противопожарных систем приведены в томе 9.1 (раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности». Часть 1. Текстовая часть, 25-83G1-00-ПБ1, здесь и далее - том 9.1).

5.9.3.8 Система технологического видеонаблюдения (СТВН)

Основные показатели системы технологического видеонаблюдения (далее - СТВН), охватывающей здание главного корпуса:

- машинный зал;
- котельное отделение;
- трубопроводное отделение;
- насосные установки;
- помещени щита управления;
- помещения с серверным и коммуникационным оборудованием АСУ ТП;
- электротехническое отделение.

кроме того, СТВН предусмотрена в ППГ.

Оперативный мониторинг технического состояния и администрирование СТВН будут обеспечены средствами специализированного АРМ в помещении щита управления.

Функционал СТВН будет обеспечен сетевыми (IP) видеокамерами различного исполнения (стационарные, купольные, моторизированные, поворотные и т.п.) со следующими показателями:

- питание: PoE/PoE+;
- класс защиты IP67;
- водо- и пыленепроницаемость со степенью не менее IP65;
- антивандальное исполнение (при необходимости);
- температурный режим работы: (минус 40 ÷ +60) °С.
- средства автоматизации во взрывоопасных зонах будут обеспечены соответствующей маркировкой взрывозащиты;
- климатическое исполнение оборудования: УХЛ4 для типа атмосферы I (условно-чистая) в ГК и УХЛ1 при наружной установке оборудования.

5.9.3.9 Организация ТОиР АСУТП

Безотказной и безаварийной работе оборудования АСУ ТП способствует выполнение требований «Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» (утв. приказом Минэнерго РФ от 25 октября 2017 г. № 1013 , рег. в Минюсте России 26 марта 2018 г. № 50503, далее - Правила организации ТОиР), включая нормативно обоснованную периодичность по ремонту, учитывающую

климатические и метеорологические условия эксплуатации, соответствующие указания изготовителей оборудования, его техническое состояние, подтверждённое результатами обходов, осмотров и испытаний.

Планирование ТОиР предусматривает разработку годовых и месячных графиков ремонта и технического обслуживания, а также пятилетних перспективных планов, подлежащих корректировке с учетом технического состояния оборудования ПС и изменение условий их эксплуатации.

Согласно п. 391 Правил организации ТОиР ремонтные работы необходимо производить по технологическим картам и ППР, а их результаты должны быть документированы, не ограничиваясь,

- протоколами технических решений;
- протоколами испытаний, картами измерений, ведомости параметров технического состояния до и после ремонта;
- сертификатами на использованные материалы и запчасти;
- актами скрытых работ.

В части эксплуатации и технического обслуживания средств автоматизации, АСУ ТП, локальных систем управления должны быть реализованы следующие решения.

Согласно разработанным в проекте структуре управления и штатному расписанию объекта должен быть организован ***цех тепловой автоматики*** (цех АСУ ТП - требует уточнения), укомплектованный руководителями и специалистами надлежащих компетенций и квалификации. Для обеспечения непрерывной бесперебойной работы оборудования и систем в штате цеха АСУ ТП должен быть предусмотрен дежурный и сменный персонал.

Согласно Правилам организации ТОиР (далее ссылки даны на п. п. этого документа) техническим руководителем должны быть утверждены (п. 354):

- лица, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования;
- границы обслуживания по перечню обслуживаемых подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) объекта;
- разделение подсистем АСУ ТП (средств Т АИ) по видам технического обслуживания (п. 356): с непрерывным (ТО с НК) и периодическим контролем (ТО с ПК);
- годовой график ТО с ПК, а также сроков плановых ремонтов, поверки и калибровки СИ (п. 361);
- регламент технического обслуживания и ремонта подсистем АСУ ТП (средств Т И) объекта.

Выполнением ТО с НК в объёме требований п. 359 должна обеспечиваться постоянная готовность к работе и правильное функционирование подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) согласно п. 357 Правил организации ТОиР.

Дополнительные требования к размещению оборудования ПТК АСУ ТП, а также объёмах и периодичности ТОиР подлежат уточнению на стадии рабочего проектирования с учётом конкурсного отбора поставщиков, паспортных и гарантийных показателей соответствующего оборудования и систем, установленных и принятых в эксплуатацию на ТЭС.

Цех тепловой автоматики (цех АСУ ТП), обслуживающий средства автоматизации, должен обеспечивать надежную эксплуатацию технических средств, информационного и программного обеспечения АСУ, а также ТОиР средств автоматизации в соответствии с утвержденным графиком, которая включает:

- плановое техническое обслуживание,
- плановые текущий и капитальный ремонты,
- неплановый (аварийный) ремонт при отказе.

Инструкции по эксплуатации и техническому обслуживанию средств автоматизации энергоблоков электростанции должны учитывать:

- особенности применяемого основного оборудования;
- конкретных схем, реализованных в АСУ ТП, локальных системах управления;
- требования заводских инструкций по эксплуатации основного оборудования и средств автоматизации;
- результаты наладки и испытаний технологического оборудования и средств автоматизации;
- особенности состава и форм оперативного обслуживания и ремонта средств автоматизации, принятые на электростанции.

Проверка технического состояния средств автоматизации должна включать в себя, не ограничиваясь:

- осмотр и проверку технического состояния во время обходов оборудования;
- проверку устройств ПТК тестами;
- плановые (по графику) опробования устройств;
- внеплановые проверки и опробования устройств;
- устранение неисправностей.

Обходы оборудования и осмотры средств автоматизации должны быть организованы согласно графику или по мере необходимости (при появлении индикации о неисправности). При ***обходе оборудования*** следует проверять:

- плотность соединительных (импульсных) линий и первичных преобразователей (отсутствие свищей, течей в соединительных линиях и первичных преобразователях), неплотность в продувочных линиях (визуально и по нагреву соединительных линий);
- целостность и отсутствие внешних повреждений устройств, доступных для осмотра (первичных преобразователей, приборов, пусковых устройств, исполнительных механизмов, шкафов с оборудованием ПТК);
- степень нагрева электродвигателей исполнительных механизмов включенных регуляторов (прикосновением руки к корпусу);
- работу вентиляторов охлаждения устройств ПТК;
- наличие напряжения питания средств автоматизации по состоянию коммутационных аппаратов, свечению табло, сигнальных ламп, светодиодов, показаниям вольтметров на дверях вводных шкафов, сборок задвижек, индикации на видеограммах мониторов ПТК;
- значение расхода среды, подаваемой на первичные преобразователи приборов автоматического химического анализа;
- температуру окружающего воздуха, влажность, вибрацию и запыленность в местах установки приборов и аппаратуры;
- чистоту и отсутствие запыленности в панелях, закрытие дверей шкафов и сборок;
- работоспособность микропроцессорных контроллеров (по таблицам индикации светодиодов) ПТК;
- работоспособность технических средств ПТК, предназначенных для архивации данных;
- качество печати на принтерах ПТК;
- исправность светозвуковой сигнализации путем опробования;
- состояние пожарной безопасности оборудования и средств автоматизации (в соответствии с требованиями инструкции по пожарной безопасности).

Дежурный персонал цеха ТАИ (цеха АСУ ТП) должен своевременно сообщать свои замечания персоналу технологического цеха, несущего ответственность за сохранность и

чистоту внешних частей технических средств автоматизации (контроллеров, исполнительных механизмов, датчиков и др.), установленных по месту и на щитах управления (ГрЩУ, ЩУ).

Указанные выше требования должны быть включены в должностные инструкции по эксплуатации и техническом обслуживании средств автоматизации наряду с требованиями ПТЭ, инструкциями и правилами по охране труда и пожарной безопасности, типовых положений о цехе ТАИ (цехе АСУ ТП), приказов и распоряжений по электростанции, распоряжений по цеху ТАИ (цеху АСУ ТП), отраслевой нормативной документацией, проектными материалами, техническими описаниями и инструкциями по эксплуатации предприятий-изготовителей для отдельных средств автоматизации.

Разработка плана и периодичности ***осмотров,*** а также сроков проведения ***обследований технического состояния*** оборудования системы автоматизации должна быть организована, в т. ч., согласно ГОСТ Р 53195.2-2008 «Безопасность функциональная связанных с безопасностью зданий и сооружений систем. Часть 2. Общие требования».

Во время осмотра средств автоматизации запрещено:

- производить какие-либо переключения на технологическом оборудовании;
- открывать или закрывать регулирующие органы, вентили на соединительных линиях, задвижки и другую арматуру;
- снимать плакаты и ограждения;
- прикасаться к токоведущим частям и производить их чистку;
- вводить и выводить технологические защиты, изменять их уставки;
- изменять настройки авторегуляторов.

Внеплановые проверки и опробования технических средств автоматизации производятся по распоряжению оперативного персонала технологического цеха (ХЦ, ЭЦ, КТЦ и др.) или административного персонала цеха ТАИ и АСУ ТП дежурным персоналом цеха ТАИ и АСУ ТП в следующих случаях:

- при отказе или ложном действии устройств;
- после замены отдельных устройств или их ремонта перед вводом этих устройств в работу;
- при наличии замечаний к функционированию устройств со стороны оперативного персонала технологического цеха;
- после внесения изменений в программное обеспечение АСУ ТП.

Операции с аппаратурой, установленной в шкафах ПТК, на пультах, в распределительных щитах и сборках выполняет оперативный персонал цеха ТАИ и АСУ ТП, если разрешение на такие операции оформлены записью в ***наряде-допуске для работы в электроустановках.***

Опробование и проверка под напряжением, пробное включение в работу отдельных аппаратов, элементов и участков схемы или узлов средств автоматизации во время технического обслуживания, ремонта, наладки выполняются с разрешения начальника смены (оперативного персонала) технологического цеха, участка при соблюдении следующих условий: работа должна быть прекращена, бригада от опробуемого энергооборудования удалена, защитные заземления, ограждения и плакаты сняты.

Подготовку участка технологического оборудования перед допуском к работам на средствах автоматизации проводит оперативный персонал цеха, участка, в управлении которого находится технологическое оборудование.

Обслуживание электрической части средств автоматизации (устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений, защит и технических средств АСУ ТП, локальных систем управления) выполняется с соблюдением мер электробезопасности, предусмотренных «Правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

ПТК АСУ ТП – восстанавливаемая и ремонтопригодная система, рассчитанная на длительное функционирование. Периодичность и продолжительность остановов регламентируются графиком ремонтов энергооборудования. Срок службы ПТК - не менее 15 лет с возможностью продления этого срока путем замены отслуживших элементов новыми.

Датчики и исполнительные механизмы, участвующие в технологических защитах энергоблока ТЭС должны иметь надёжность в соответствии с требованиями пункта 5.9.7 РД 153-34.1-35.137-00 (СО 34.35.137-00) Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники.

Эксплуатация технических средств АСУ ТП должна быть обеспечена надлежащей квалификацией персонала, в т. ч. оперативного, допущенного к проведению к соответствующим работам: регламентным, устранению дефектов (отказов), ремонту и проверке технических средств, вводу дополнительных программных модулей и информации в базы данных на устройствах системы.

Для всех помещений АСУ ТП предусмотрены:

- кондиционирование воздуха и звукоизоляция;
- покрытия полов и стен из негорючих материалов, препятствующих накоплению статического электричества и не создающих пыль;
- гидроизоляция потолочного перекрытия;
- общая равномерная освещенность (300 ÷400) лк на высоте 0,8 мот пола.

Система кондиционирования и вентиляции должны быть обеспечены следующие ***параметры воздуха в помещении:***

- температура от 18 до 25 °С;
- относительная влажность от 45 до 80 %;
- избыточное давление не менее 9,8 Па при атмосферном давлении в диапазоне (84,6 ÷ 106,7) кПа;
- содержание пыли в воздухе не более 0,3 мг /м^3 при максимальных размерах частиц не более 3 мкм.

Уровень шума, создаваемого обслуживаемой аппаратурой АСУ ТП, имеющей в своем составе источники шума, не превышает 60 дБ.

Периодическими замерами необходимо подтверждать в течение всего периода эксплуатации оборудования фактическое значение ***сопротивления контактных соединений заземления*** ПТК, которое не должно превышать 0,5 Ом.

В местах размещения технических средств АСУ ТП должно быть исключено прямое попадание на аппаратуру влаги, открытого огня, агрессивных сред, механических воздействий. ***Метрологическое обеспечение*** оборудования и систем АСУ ТП должно соответствовать нормативно-техническим требованиям, в т. ч.:

- средства измерения (далее - СИ) и измерительные системы (далее - ИС), в том числе контроллеры и ПТК, должны быть зарегистрированы в Федеральном фонде обеспечения единства измерений (утверждены как тип средств измерений) и допущены к применению в РФ, иметь экспертное заключение, подтверждающее соответствие отраслевым требованиям (сертификат);
- производитель СИ должен иметь на территории РФ представительство или дилерскую сеть со складскими запасами поставляемого оборудования, а также технические и сервисные центры по сопровождению и ремонту поставляемого оборудования, обеспечивающие в т. ч. калибровку и поверку поставляемых ИС;
- все СИ должны быть испытаны, откалиброваны, поверены на заводе-изготовителе и иметь действующий оттиск поверительного клейма, либо свидетельство о поверке с указанием срока действия поверки в соответствии с Приказом МинПромТорга №2510 от 31.07.2020;

- межповерочный (межкалибровочный) интервал средств измерения должен быть не менее рекомендуемого в соответствии с приказом Росстандарта от 02.07.2019 г. №1502;
- в процессе эксплуатации необходимы систематические метрологический надзор и контроль.

Технические средства верхнего уровня ПТК АСУ ТМО энергоблока должны получать электрическое питание от двух независимых источников переменного тока напряжением 380/220В через АБП комплектной поставки ПТК. Допустимая величина рабочего напряжения должна быть обеспечена в интервале (минус 20 % ÷ + 15%) от номинального значения.

Большинство модулей ПТК на лицевой панели имеют световую сигнализацию об их исправности и неисправности, состоянии сигнала.

5.9.3.10 ТО преобразователей давления и перепада давления

Безопасность эксплуатации преобразователей давления, перепада давления, давления - разрежения должна быть обеспечена:
- прочностью измерительных камер;
- изоляцией электрических цепей;
- надежным креплением при монтаже на объекте;
- конструкцией (все составные части преобразователя, находящиеся под напряжением, размещены в корпусе, обеспечивающем защиту обслуживающего персонала от соприкосновения с деталями и узлами, находящимися под напряжением).

Корпус преобразователей должен быть заземлен. Заземление осуществляется посредством винта с шайбами, расположенными на корпусе преобразователей.

ТО преобразователей должно быть обеспечено персоналом, имеющим квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Запрещена эксплуатация преобразователей в системах, давление в которых может превышать соответствующие наибольшие предельные значения.

При испытании изоляции и измерении ее сопротивления необходимо учитывать требования безопасности, установленные на испытательное оборудование.

Замену, присоединение и отсоединение преобразователей от магистралей, подводящих измеряемую среду, следует производить при отсутствии давления в магистралях и отключенном электрическом питании.

ТО преобразователей предусматривает соблюдение мер безопасности при их эксплуатации, профилактические осмотры, периодическую поверку и проведение ремонтных работ.

Профилактические осмотры должны включать:
- внешний осмотр;
- проверку герметичности системы;
- проверку прочности крепления, отсутствия обрыва заземляющего провода;
- проверку функционирования;
- проверку установки значения выходного сигнала, соответствующего нулевому значению измеряемого давления;
- проверку электрического сопротивления изоляции.

Периодическую поверку преобразователей должны проводить специалисты метрологической службы. Интервал между поверками преобразователей составляет 5 лет.

Преобразователи с неисправностями, не подлежащими устранению при профилактическом осмотре, или не прошедшие периодическую поверку, подлежат текущему ремонту. Ремонт преобразователей производится на предприятии-изготовителе.

Средний срок службы преобразователей давления и перепада давления составляет 15 лет.

Преобразователи во взрывозащищенном исполнении предусмотрены для взрывоопасных зон помещений и наружных установок в соответствии с установленной маркировкой взрывозащиты с соблюдением требований «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», руководства по эксплуатации преобразователей, инструкции по монтажу электрооборудования, в составе которого они устанавливается.

Перед монтажом преобразователи должны быть осмотрены. При этом необходимо обратить внимание на:

- предупредительные надписи, маркировку взрывозащиты и ее соответствие классу взрывоопасной зоны;
- отсутствие повреждений корпуса преобразователя и элементов кабельного ввода;
- состояние и надежность завинчивания электрических контактных соединений, наличие всех крепежных элементов (болтов, гаек, шайб и т.д.). Необходимо обеспечить надежное присоединение жил кабеля к токоведущим контактам разъема, исключая возможность замыкания жил кабеля;
- состояние элементов заземления.

Все крепежные элементы преобразователей должны быть затянуты, съемные детали должны плотно прилегать к корпусу.

Преобразователь должен быть заземлен. Место присоединения наружного заземляющего проводника должно быть тщательно зачищено и, после присоединения заземляющего проводника, предохранено от коррозии путем нанесения консистентной смазки.

При эксплуатации преобразователей необходимо руководствоваться разделом «Обеспечение взрывозащищенности при монтаже», действующими «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ), «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭЭП).

При профилактических осмотрах взрывозащищенных преобразователей дополнительно требуется выполнить следующие мероприятия:

- после отключения преобразователей от источника электропитания вскрыть крышку электронного блока. Произвести проверку взрывозащитных поверхностей. Если имеются повреждения поверхностей взрывозащиты, то преобразователь отправить на ремонт;
- при снятой задней крышке преобразователя требуется убедиться в надежности электрических контактов, исключающих нагрев и короткое замыкание, проверить сопротивление изоляции заземления;
- проверить надежность уплотнения вводимого кабеля;
- проверить состояние клеммной колодки, она не должна иметь сколов и других повреждений;
- после установки задней крышки преобразователя произвести пломбирование датчика.

5.9.3.11 ТО анализаторов наличия опасных газов

К работе с анализаторами наличия опасных газов м. б. допущены лица, изучившие руководство по их эксплуатации, прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III.

Монтаж и эксплуатация средств энергоснабжения анализаторов должны соответствовать правилам и нормам «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

При работе с анализаторами должны выполняться мероприятия по технике безопасности в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», в том числе гл. 3.4 «Электроустановки во взрывоопасных зонах».

Газоанализаторы должны быть заземлены.

Следует оберегать анализаторы от ударов по корпусу, вибраций и механических повреждений. Не допускается их падение с высоты более 1 м.

При эксплуатации анализаторов не допускается попадание пыли, грязи и влаги в отверстия для доступа воздуха к сенсору газоанализатора. Следует периодически удалять загрязнения струей сухого сжатого воздуха.

Во избежание выхода из строя сенсоров анализаторов категорически запрещается подача на сенсоры чистого метана, пропана, бутана и других горючих газов, и паров с концентрацией более 100 % НКПР.

Не рекомендуется эксплуатировать анализатор при концентрациях контролируемых газов, превышающих номинальные диапазоны измерения.

Запрещено:

- вскрытие корпусов анализаторов во взрывоопасных зонах без отключения электропитания;
- эксплуатация анализаторов с поврежденным корпусом и если на поверхности резьбы в отверстии корпуса прибора есть механические повреждения;
- превышать момент затяжки 10 Н*м, чтобы исключить повреждение резьбы в корпусе анализаторов;
- использование газоанализаторов после истечения срока действия последней государственной поверки (межповерочный интервал анализаторов составляет 12 месяцев).

Анализаторы должны быть присоединены сертифицированными и кабельными вводами и заглушками, которые обеспечивают необходимые вид и уровень взрывозащиты и степень защиты оболочки.

Средний срок службы анализаторов составляет 15 лет, средний срок службы сенсоров составляет 3 года.

Оборудование АСУ ТП должно быть включено в реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации или произведенной на территории государства - члена Евразийского экономического союза, предусмотренный постановлением Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2020 г. № 616, включено в единый реестр российской радиоэлектронной продукции, предусмотренный Постановлением Правительства РФ от 10 июля 2019 г. № 878.

Минимальный объем закупаемого оборудования российского происхождения должен соответствовать постановлению Правительства Российской Федерации от 3 декабря 2020 г. № 2013. Для подтверждения выполнения требований Постановления Правительства РФ от 3 декабря 2020 г. № 2013 необходимо к спецификации поставляемого промышленного, в том числе телекоммуникационного оборудования, прикладывать выписки из реестра российской промышленной продукции или реестра евразийской промышленной продукции, единого реестра российской радиоэлектронной продукции с указанием номеров реестровых записей соответствующих реестров и отчетный документ,

показывающую долю товаров российского происхождения, определенную в процентном отношении к объему закупок товаров соответствующего вида.

5.9.3.12 ТО термопар и термометров сопротивления

К эксплуатации термопар и термометров сопротивления м. б. допущены лица, изучившие руководство по их эксплуатации и прошедшие инструктаж на рабочем месте.

При эксплуатации термопар и термометров сопротивления необходимо руководствоваться «Правилами технической эксплуатации электроустановки потребителей» (ПТЭЭП), руководством по их эксплуатации, инструкциями на оборудование, в комплекте с которым они работают.

Во время эксплуатации термопары и термометры сопротивления не нуждаются в специальном ТО, требуется выполнять периодический профилактический осмотр, периодическую поверку, ремонтные работы.

Профилактические осмотры проводятся в порядке, установленном на объектах эксплуатации термопар и термометров сопротивления, но не реже двух раз в год. При выполнении профилактического осмотра необходимо выполнять:

- внешний осмотр;
- проверку целостности оболочки термопар и термометров сопротивления, кабеля, отсутствия на них повреждений
- проверку прочности крепления термопар и термометров сопротивления, отсутствия обрыва заземляющего провода, если такой провод применяется;
- проверку работоспособности;
- проверку электрического сопротивления изоляции;
- проверку наличия маркировки взрывозащиты (для термопар и термометров сопротивления исполнения «Ex»).

Дальнейшая эксплуатация термопар и термометров сопротивления с повреждениями или неисправностями запрещена. Такие термопары и термометры сопротивления подлежат текущему ремонту. Ремонт ТП производится на предприятии-изготовителе.

Периодическую поверку термопар и термометров сопротивления проводят специалисты метрологической, аккредитованные на право поверки организации. Интервал между поверками термопар и термометров сопротивления составляет 4 года.

Средний срок службы термометров сопротивления составляет 6 лет. Средний срок службы термопар зависит от температуры измеряемой среды. Для среды с температурой, не превышающей + 600 °С, гарантийный срок эксплуатации составляет 24 месяца, для среды с температурой, не превышающей 1000 °С - 12 месяцев, для среды с температурой, превышающей 1000 °С - 1000 часов.

Взрывозащищенные термопары и термометры сопротивления предусмотрены для применения во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок в соответствии с установленной маркировкой взрывозащиты с соблюдением требований действующих «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», руководства по эксплуатации термопар и термометров сопротивления, инструкции по монтажу электрооборудования, в составе которого устанавливается термопары и термометры сопротивления.

Перед монтажом термопары и термометры сопротивления должны быть осмотрены.

При этом необходимо обратить внимание на:

- предупредительные надписи, маркировку взрывозащиты и ее соответствие классу взрывоопасной зоны;
- отсутствие повреждений корпуса и элементов кабельного ввода;

- состояние и надежность завинчивания электрических контактных соединений, наличие всех крепежных элементов (болтов, гаек, шайб и т. д.);
- состояние элементов заземления.

При использовании взрывозащищенных термопар и термометров сопротивления необходимо предпринять меры по ограничению температуры взрывонепроницаемой оболочки вследствие нагрева от измеряемой среды до значений, не превышающих 80 °С (температурный класс Т5) или 100 °С (температурный класс Т6) в зависимости от маркировки термопар и термометров сопротивления и условий эксплуатации.

Монтаж взрывозащищенных термопар и термометров сопротивления необходимо выполнять в соответствии с утвержденными схемами электрических соединений. Должно быть обеспечено надежное присоединение жил кабеля к токоведущим контактам разъёма, исключая возможность замыкания жил кабеля.

После монтажа необходимо проверить работоспособность термопар и термометров сопротивления.

Все крепежные элементы должны быть затянуты, съемные детали должны плотно прилегать к корпусу.

Корпус термопар и термометров сопротивления должен быть заземлен. Место присоединения наружного заземляющего проводника должно быть тщательно зачищено и, после присоединения заземляющего проводника, предохранено от коррозии нанесением консистентной смазки.

5.9.3.13 Обеспечение ТБЭ для технических средств АСУТП

В местах размещения технических средств АСУ ТП должно быть исключено прямое попадание на аппаратуру влаги, открытого огня, агрессивных сред, механических воздействий. Система кондиционирования и вентиляции должна обеспечивать в помещениях АСУ ТП следующие параметры окружающего воздуха:

- температуру от 18 до 25 °С;
- относительную влажность от 45 до 80 %;
- избыточное давление не менее 9,8 Па;
- атмосферное давление (84,6 ÷ 10 6,7) кПа;
- содержание пыли не более 0,3 мг/м^3 при максимальных размерах частиц не более 3 мкм.

5.9.4 Функциональные особенности АСУ ЭТО

ТО **электрической части средств автоматизации** (устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений, защит и технических средств АСУ ТП, локальных систем управления) выполняется с соблюдением мер электробезопасности, предусмотренных «Правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Согласно Правилам организации ТОиР (далее ссылки даны на п. п. этого документа) техническим руководителем должны быть утверждены (п. 354):

- лица, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования;
- границы обслуживания по перечню обслуживаемых подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) объекта;
- разделение подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) по видам технического обслуживания (п. 356): с непрерывным (ТО с НК) и периодическим контролем (ТО с ПК);

- годовой график ТО с ПК, а также сроков плановых ремонтов, поверки и калибровки СИ (п. 361);
- регламент технического обслуживания и ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) объекта.

Выполнением ТО с НК в объёме требований п. 359 должна обеспечиваться постоянная готовность к работе и правильное функционирование подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) согласно п. 357 Правил организации ТОиР.

Для поддержания в течение т. н. жизненного цикла объекта предусмотренных проектными решениями функциональных возможностей АСУ ТП электростанции в процессе эксплуатации должна быть организована система технического обслуживания и ремонта (ТОиР), обеспечивающая безопасность и надёжность как систем управления и автоматизации, так и всего комплекса оборудования.

В части эксплуатации и технического обслуживания средств автоматизации, АСУ ТП, локальных систем управления должны быть реализованы следующие решения.

Согласно разработанным в проекте структуре управления и штатному расписанию объекта должен быть организован цех тепловой автоматики (цех АСУ ТП), укомплектованный руководителями и специалистами надлежащих компетенций и квалификации. Для обеспечения непрерывной бесперебойной работы оборудования и систем в штате цеха АСУ ТП должен быть предусмотрен дежурный и сменный персонал.

Цех тепловой автоматики (цех АСУ ТП), обслуживающий средства автоматизации, должен обеспечивать надежную эксплуатацию технических средств, информационного и программного обеспечения АСУ. Техническое обслуживание и ремонт средств автоматизации выполняется в соответствии с утвержденным графиком.

5.9.4.1 Техническое обслуживание устройств РЗА

Техническое обслуживание устройств РЗА необходимо проводить в соответствии с годовыми и месячными графиками (п. 418 Правил организации ТОиР), в т. ч. силами сторонних организаций (п. 419, там же).

Так как безопасную эксплуатацию электростанции обеспечивает, в т. ч. оперативное взаимодействие с диспетчерскими службами энергосистемы, то соответствующие технические средства наряду с подготовленным и аттестованных оперативно-диспетчерским персоналом должны безотказно обеспечивать это направление работ. Указанные технические средства, как и средства измерения (далее - СИ), должны быть подготовлены к работе согласно требованиям раздела VIII Правил организации ТОиР «Требования к организации технического обслуживания и ремонта СДТУ, устройств сигнализации, СИ». Ниже приведены основные положения этих требований (в скобках указаны соответствующие требованиям номера пунктов Правил организации ТОиР).

В томе 5.1.2 (подраздел 1 «Система электроснабжения» раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения», Часть 2. Релейная защита, автоматика, управление и сигнализация 25-83G1-00-ИОС1.2) приведены проектные решения по релейной защите и автоматике (далее - РЗиА), включая противоаварийную (далее - ПА) и режимную автоматику.

Для управления основным и общим станционным электротехническим оборудованием (далее - ЭТО) предусмотрены автоматизированные рабочие места (далее - АРМы) систем АСУ ТМО, АСУ ЭТО, устанавливаемые на ЩУ. Приведены перечни объектов управления в электрической части, предусмотренные к размещению на ЩУ, а также виды автоматических устройств для главной схемы и схемы собственных нужд.

5.9.4.2 Регистрация аварийных событий

Назначение регистраторов аварийных событий (далее- РАС) определено в томе 5.1.2 для сбора, хранения и автоматической передачи данных РАС в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ для вновь вводимых присоединений:

- ОРУ-110 кВ и ОРУ-500 кВ;
- энергоблока с двумя ТГ;
- блочных трансформаторов ;
- РТСН 25/110 кВ мощностью 25 МВА;
- систем возбуждения ТГ, СОПТ, КРУ СН-6,3 кВ вводных ячеек,

для чего предусмотрено применение как автономных РАС, так и регистраторов, встроенных в терминалы МП РЗА.

РАС интегрированы в АСУ ЭТО по дублированным цифровым интерфейсам с использованием стандартных протоколов обмена данными.

5.9.4.3 Периодичность проверок, осмотров и освидетельствований состояния систем электроснабжения

ТЭС будет являться особо опасным технически сложным объектом электроэнергетики, что определяет нормативно-технические требования в т. ч. к надёжности электроснабжения систем т. н. собственных нужд (далее - СН), включая независимые дублируемые источники и системы электроснабжения, категорирование потребителей СН, диагностику и самодиагностику технических средств автоматизации процессов электроснабжения (подробнее см. том 5.1).

Разработки и проектно-технологические решения для ТЭЦ выполнены в соответствии с нормативно-техническими требованиями в т. ч.:

- «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (утв. Приказом Минэнерго России № 1070 от 04.10.2022, рег.№ 71384 в Минюсте РФ 06.12.2022, далее - ПТЭ ЭСиС);
- «Правила проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики» (утв. Приказом Минэнерго России № 465 от 14.05.2019, рег. № 55283 в Минюсте РФ 16 июля 2019 г.);
- «Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» (утв. Приказом Минэнерго России № 1013 от 25 октября 2017 г., рег. № 50503 в Минюсте России 27.03.2018; далее - Правила организации технического обслуживания);
- СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» утв. ОАО «РАО ЕЭС России» 25.12.2003 (далее - Правила организации ТОиР).

Правила организации ТОиР (даны ссылки на п. п. этого документа) содержат раздел 2 «Техническое обслуживание и ремонт оборудования электростанций», которые в п. 2.2.1 допускают техническое обслуживание (далее - ТО) как на работающем, так и остановленном оборудовании, с определённым составом работ, в т. ч.:

- обход по графику и технический осмотр работающего оборудования для контроля его технического состояния и своевременного выявления дефектов;
- контроль технического состояния оборудования с применением внешних средств контроля или диагностирования, включая контроль переносной аппаратурой герметичности, вибрации и др.,
- устранение отдельных дефектов, выявленных в результате контроля состояния, проверки (испытаний) на исправность (работоспособность);

- осмотр и проверка оборудования при нахождении его в резерве или на консервации с целью выявления и устранения отклонений от нормального состояния.

Для выполнения ТО необходимо (п. 2.2.3):

- установить состав работ и периодичность (график) их выполнения для каждого вида оборудования с учетом требований завода-изготовителя и условий эксплуатации;
- назначить ответственных исполнителей работ из персонала электростанции или заключается договор с подрядным предприятием на выполнение этих работ;
- ввести систему контроля за своевременным проведением и выполненным объемом работ;
- оформлять журналы ТО по видам оборудования с записями о выполненных работах, сроках выполнения и исполнителях.
- проработать с персоналом документы, необходимые для ТО и хранимые на соответствующих рабочих местах.

Периодичность и объем ТО оборудования и запасных частей, находящихся на хранении, в том числе централизованного запаса, электростанции должны устанавливать в соответствии с инструкциями по хранению и консервации оборудования и запасных частей (п. 2.2.2).

ПТЭ ЭСиС в разделе XLIII содержит требования к эксплуатации освещения объектов электроэнергетики, в частности п. 637 устанавливает минимальную периодичность проверок:

- действия автомата аварийного освещения - не реже 1 раза в месяц в дневное время;
- исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения - 2 раза в год.

При этом должен быть определен порядок и обеспечено выполнение проверки состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного, эвакуационного и рабочего освещения, испытаний и измерений сопротивления изоляции (п. 638 там же).

Аналогичные требования в части минимальной периодичности проверок электрического освещения содержит в п. 2.12.16 главы 2.12 «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии (утв. Приказом Минэнерго России от 12.08.2022 № 811, далее - ПТЭ ЭП). В части электроустановок потребителей электрической энергии, относящихся к потребителям т. н. собственных нужд (далее - СН) объекта проектирования, в 37 установлена обязанность утверждения руководителем составленных графиков осмотров и обходов такого оборудования для проверок наличия и содержания эксплуатационной документации на рабочих местах оперативного, оперативно-ремонтного персонала, а также принятия мер по устранению выявленных нарушений. К числу электроустановок СН относятся электросварочные установки, для которых требованием в 58 ПТЭ ЭП предусмотрено измерение сопротивления изоляции не реже одного раза в 6 месяцев, а также при наличии видимых механических повреждений.

Кроме того, в п. 23 ПТЭ ЭП в части ТО отсылают к Правилам организации технического обслуживания в т. ч. электроустановок, которые являются оборудованием объектов по производству электрической энергии или объектов электросетевого хозяйства. В частности, материально-техническое обеспечение ТОиР в соответствии с 38 должно иметь планово-сметное обоснование, Приложение № 81 содержит перечень работ по ТО воздушных линий электропередачи напряжением (0,38 ÷ 20) кВ и периодичность их выполнения:

Наименование работы	Сроки проведения

Осмотр воздушных линий электропередачи (далее - ВЛ)	
1. Периодический осмотр всей ВЛ электромонтерами	Не реже 1 раза в год, по годовому плану технического обслуживания
2. Выборочный осмотр отдельных ВЛ (участков) инженерно-техническим персоналом.	Не реже 1 раза в год
3. Осмотр ВЛ, включенных в план капитального ремонта, инженерно-техническим персоналом совмещается с проверкой загнивания деревянных деталей опор, закрепления крюков, состояния изоляторов, проводов, определением состояния железобетонных опор и приставок	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
4. Верховой осмотр	По мере необходимости
5. Внеочередной осмотр после стихийных явлений или воздействия сверхрасчетных нагрузок	После стихийных явлений или воздействия сверхрасчетных нагрузок
6. Осмотр, связанный с непредвиденным отключением ВЛ	По мере необходимости
7. Осмотр после успешного повторного включения	
8. Осмотр инженерно-техническим персоналом с составлением акта	После капитального ремонта
Профилактические проверки и измерения	
9. Проверка степени загнивания деталей деревянных опор (при наличии)	Через 3÷6 лет после ввода в эксплуатацию, далее не реже 1 раза в 3 года. Каждый раз перед подъемом на опору или сменой деталей. В течение года, предшествующего капитальному ремонту.
10. Проверка состояния железобетонных опор, их элементов, железобетонных приставок	Каждый раз перед подъемом на опору в течение года, предшествующего капитальному ремонту
11. Проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений, гаек анкерных болтов опор	Не реже 1 раза в 6 лет
12. Измерение ширины просеки, высоты деревьев и кустарников под проводами	Не реже 1 раза в 3 года. По мере необ ходимости по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.
13. Измерение сопротивления заземляющих устройств: - на опорах с разрядниками или ограничителями перенапряжения (далее - ОПН), защитными промежутками и электрооборудованием, заземлителями грозозащиты и с повторными заземлением нулевого провода; - выборочно на 2% металлических и железобетонных опор от общего числа опор в населенной местности на участках ВЛ с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводимыми грунтами; - у опор всех типов	 Не реже 1 раза в 6 лет Не реже 1 раза в 6 лет После переустройства, ремонта заземляющих

	устройств
14. Выборочная проверка состояния заземляющего устройств со вскрытием грунта: - у 2 % опор с заземлителями - у опор с заземлителями, подвергающимися интенсивной коррозии	 Не реже 1 раза в 12 лет По решению технического руководителя субъекта электроэнергетики
15. Проверка расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов в местах сближения и пересечения; расстояний между проводами ВЛ с совместной подвеской	По мере необходимости; перед капитальным ремонтом
16. Проверка сопротивления петли «фаза-нуль»	При подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменения этого сопротивления. При возрастании нагрузки, требующей замены плавкой вставки предохранителя или установки автоматического выключателя.
17. Проверка разрядников, ОПН, защитных промежутков	В течение года, предшествующего капитальному ремонту. Проверка разрядников со снятием с опор 1 раз 3года.
18. Проверка защиты от перенапряжений	Ежегодно перед началом грозового сезона.
19. Проверка состояния проводов и соединителей проводов	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
20. Проверка габаритов проводов, расстояний приближения, в том числе в местах пересечений	
21. Проверка расстояний приближения проводов ВЛ к проводам других ВЛ или проводам проводного вещания при совместной подвеске на общих опорах	
22. Проверка габарита от проводов до поросли	
23. Проверка состояния проводов в местах возможного соприкосновения с деревьями, отдельными сучьями	
24. Проверка отсутствия повреждений зажимов и арматуры для соединения проводов с оборудованием и подземным кабелем	
Основные отдельные работы, выполняемые по мере необходимости	
25. Вырубка отдельных деревьев, угрожающих падением на провода ВЛ, обрезка кроны на отдельных деревьях	По результатам осмотров
26. Замена отдельных поврежденных элементов ВЛ	
27. Выправка отдельных опор	
28. Уплотнение грунта в пазухах котлованов опор	
29. Перетяжка проводов	

30. Удаление набросов на проводах ВЛ	
31. Замена оборванных заземляющих проводников	
32. Перетяжка проволочных бандажей крепления деревянных стоек к приставкам	
33. Замена трубчатых разрядников	
34. Восстановление постоянных знаков, плакатов	
35. Выполнение мероприятий, связанных с охраной ВЛ. Допуск к работам сторон- них организаций и надзор за работами, проводимыми вблизи ВЛ	По графикам работ
36. Технический осмотр при строительстве и реконструкции ВЛ, выполняемый организациями - исполнителями ремонта	
37. Работы, связанные с приемкой объектов на баланс и в эксплуатацию	
38. Наблюдение за образованием гололедно-изморозевых отложений	При возникновении условий для образования гололедно-изморозевых отложений
Работы на ВЛ с изолированными и защищенными изоляцией проводами *	
39. Проверка состояния концевых, анкерных, поддерживающих, соединительных и ответвительных зажимов, устройств их крепления к опорам или сооружениям	При осмотрах линии, включенной в план капитального ремонта на следующий год. По мере необходимости
40. Проверка состояния защитной обо почки проводов в местах возможного соприкосновения с деревьями, отдельными сучьями	
41. Проверка отсутствия повреждений арматуры для соединения проводов с оборудованием и подземным кабелем	
42. Проверка защитных промежутков, устройств защиты от дуги	
43. Замена элементов устройств, защиты проводов от атмосферных перенапряжений	При необходимости
44. Наложение изолирующей ленты на поврежденные места защитного покрытия провода	При осмотрах линии, включенной в план капитального ремонта на следующий год. По мере необходимости

Там же Приложение № 33 содержит требования к периодичности капитального ремонта электроосвещения производственных зданий и сооружений энергообъектов:

№ п/п	Наименование конструктивных элементов	Периодичность капитального ремонта в годах для различных условий эксплуатации		
		в нормальных условиях	В агрессивных условиях при переувлажнении	при вибрации и других динамических воздействиях
14.	Электроосвещение	12	10	10

Молниезащита

В части ТО и проверок системы молниезащиты в ГОСТ Р 59789-2021 (МЭК 62305-3:2010) «Молниезащита. Часть 3. Защита зданий и сооружений от повреждений и защита людей и животных от электротравматизма» содержит как обязательное Приложение «D» с подразделами 6 для систем молниезащиты взрывоопасных сооружений, так и справочное Приложением «Е». Установленная в подразделе D.6.5 Приложения D периодичность электрических испытаний систем молниезащиты (далее СМЗ) взрывоопасных сооружений составляет (12 ÷ 14) месяцев, причём уровень проверки и интервал между периодическими проверками должны быть определены с учетом типа оборудования, указаний изготовителя (при их наличии), факторов, определяющих износ оборудования, и результатов предыдущих проверок. Кроме того, ТО и проверки СМЗ следует проводить вместе с обслуживанием и проверкой всех других электрических установок в опасных зонах и объединять в единый график обслуживания. Интервалы между периодическими проверками, превышающие три года, должны быть обоснованы.

ТО и проверки СМЗ взрывоопасных сооружений предусматривает также мероприятия по защите от перенапряжений. Минимальная периодичность осмотров устройств защиты от перенапряжений (и их средств изоляции, при их наличии) согласно требованию в D.6.7 составляет не более 12 месяцев или каждый раз, когда выполняются электрические испытания СМЗ. Осмотр устройств защиты от перенапряжений необходимо проводить после любого предполагаемого или реального удара молнии в сооружение.

Справочным Приложение «Е» в таблице Е.2 рекомендован максимальный период между ТО и проверками СМЗ:

Уровень защиты	Визуальный осмотр, год	Полное обследование, год	Полное обследование в особых условиях, год
I и II	1	2	1
III и IV	2	4	1

Визуальный осмотр СМЗ следует проводить по меньшей мере один раз в год. В некоторых областях, подверженных значительным изменениям погоды и экстремальным погодным условиям, целесообразно проводить визуальный осмотр СМЗ чаще, чем указано в таблице Е.2. Если СМЗ входит в планово-предупредительную программу обслуживания или если этого требуют страховые организации здания, СМЗ может быть подвергнута полному обследованию ежегодно.

Интервал между осмотрами СМЗ должен быть определен следующими факторами:

- назначение защищаемого сооружения, особенно в отношении последствий его повреждения;
- класс СМЗ;
- местные условия окружающей среды, например: в условиях коррозионно активной атмосферы проверки следует выполнять через короткие интервалы;
- материалы отдельных компонентов СМЗ;
- тип поверхности, на которой установлены компоненты СМЗ;
- тип грунта и связанная с этим скорость коррозии.

В дополнение к сказанному выше СМЗ должна быть осмотрена каждый раз, когда в защищаемом сооружении были произведены любое существенное изменение или ремонт, а также после удара молнии в СМЗ.

Общее обследование и испытания следует проводить с периодичностью от 2 до 4 лет. Элементы СМЗ, находящиеся в сложных условиях окружающей среды, например,

части СМЗ, подверженные значительным механическим воздействиям (например, гибкие полосы уравнивания потенциалов в районах с сильным ветром), устройства защиты от перенапряжений на трубопроводах, наружное уравнивание потенциалов кабелей и т. п., должны быть ежегодно обследованы полностью.

5.9.5 ТОиР системы внутриобъектовой связи

Техническое обслуживание и ремонт (далее - ТОиР) оборудования связи периода эксплуатации предусмотрены силами и средствами специальной службы информационных технологий и связи энергоблока ТЭС. Для освоения и надлежащей эксплуатации оборудования связи персонал должен пройти соответствующее обучение и иметь действующие сертификаты.

При эксплуатации оборудования связи предусмотрены ***контрольно-корректирующий и профилактический методы ТО,*** причём контрольно-корректирующий метод должен быть основным **и** только часть оборудования подлежит обслуживанию профилактическим методом.

Контрольно-корректирующее ТО:

- направлено на поддержание и восстановление параметров качества и норм, установленных Министерством связи и массовых коммуникаций РФ и Сектором стандартизации электросвязи Международного союза электросвязи.
- основано на непрерывном автоматическом контроле работы оборудования, качества обслуживания и работоспособности и устранении повреждений после получения информации от системы контроля о выходе параметров качества обслуживания за пределы допустимых эксплуатационных норм.

Профилактическое ТО:

- направлено на своевременное предупреждение возможности появления отказа или ухудшения функционирования;
- предполагает участие персонала, выполняющего профилактическое обслуживание оборудования через определенные временные интервалы с целью уменьшения вероятности отказа или ухудшения работоспособности.

График (периодичность) профилактического обслуживания и контрольных измерений параметров систем связи подлежит разработке и утверждению с учетом технической документации на средства связи. Результаты проведении профилактических работ подлежат регистрируется в журнале учёта профилактических работ.

Выполнение ТО оборудования связи возможно ***централизованным и/или децентрализованным способами.***

При децентрализованном способе все виды работ по ТО выполняют силами технического персонала, закреплённого за оборудованием на площадке.

Централизованный способ ТО предполагает, что:

- оборудование на разных площадках обслуживает персонал, сосредоточенный в центре эксплуатации;
- большинство задач эксплуатации и ТО может быть выполнено в центре эксплуатации;
- оборудование связи обычно не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала, необходимого только для устранения неисправностей или для выполнения определенных работ на месте;
- квалифицированный персонал будет использован более рационально, а общие затраты на ТО снижены.
- сохраняется возможность децентрализованного способа ТО. Технический персонал службы эксплуатации систем связи должен:

- принимать заявки о неисправностях оборудования связи, линий связи и абонентских устройств;
- своевременно производить измерения;
- определять характер повреждения и принимать меры для дальнейшего устранения неисправности в контрольные сроки.

Ремонты оборудования связи, линий связи и абонентских устройств предусмотрено выполнять:

- гарантийный - силами организаций-изготовителем в соответствии с условиями контрактов на поставку;
- послегарантийный ремонт - силами организаций-изготовителей при наличии соответствующих сервисных контрактов;
- в специализированных ремонтных центрах;
- силами эксплуатирующей организации при наличии специалистов с соответствующими аттестациями.

Для выполнения ТОиР службы связи оснащают машинами, механизмами, комплектами приборов, инструментов, приспособлений, материалами в объеме, соответствующем действующим нормативным документам. Вместо неисправного оборудования может быть использовано оборудование из ремонтного резерва (запаса).

При эксплуатации сетей связи ТО должно предусматривать следующие ***виды контроля: непрерывный, периодический и эпизодический.***

Непрерывный контроль состояния сети связи предусмотрен встроенными в аппаратуру средствами управления, обеспечивающими мониторинг и анализ рабочих характеристик аппаратуры, выдачу соответствующих аварийных сообщений при превышении установленных пороговых значений.

Периодический контроль предусматривает проведение следующих видов работ:

- настроечных;
- контрольно-проверочных;
- профилактических и ремонтно-восстановительных.

Эпизодический контроль осуществляется по мере необходимости, в т. ч. при неустойчивой работе оборудования.

Периодический осмотр необходим не реже одного раза в шесть месяцев.

5.10 Обучение, повышение квалификации и аттестация эксплуатационного персонала; охрана труда и безопасное производство работ

5.10.1 О технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ

Для безопасной эксплуатации блока ТЭЦ необходимо выполнение в т. ч. общих требований, предъявляемым к объектам тепловой энергетики «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» утв. приказом Минэнерго России № 1070 от 04.10.2022 (рег. № 71384 в Минюсте РФ 06.12.2022, далее - ПТЭ ЭСиС). Перед пробным пуском генерирующего оборудования и первым включением в сеть основного электротехнического оборудования должны быть выполнены следующие условия (п. 19 ПТЭ ЭСиС):

- укомплектован, обучен административно-технический, оперативный, оперативно-ремонтный, ремонтный и вспомогательный персонал с проведением обязательных форм работы с персоналом, предусмотренных «Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации» (утв. приказом Минэнерго России от 22 сентября 2020 г. № 796, рег. № 62115 в Минюсте России 18 января

2021 г., далее - Правила работы с персоналом), разработаны и утверждены инструкции по эксплуатации, инструкции по охране труда и оперативные схемы, документация, предусмотренная п. 31 ПТЭ ЭСиС;

- введены в действие средства диспетчерского и технологического управления (далее - СДТУ) с линиями связи, устройства предупредительной и аварийной сигнализации, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции;
- введены в действие системы контроля и управления.

Кроме того, требования к персоналу ПТЭ ЭСиС предусматривают:

- комплектацию работниками, обученными, прошедшими подготовку и обязательные формы работы с персоналом в соответствии с Правилами работы с персоналом;
- организацию и проведение противоаварийных тренировок с персоналом объектов электроэнергетики (п. 28 ПТЭ ЭСиС) в соответствии с «Правилами проведения противоаварийных тренировок в организациях электроэнергетики Российской Федерации» (утв. приказом Минэнерго России от 26 января 2021 г. № 27, рег. № 62846 Минюста России 23 марта 2021 г.);
- перечень инструкций, положений, технологических и оперативных схем для каждого цеха (или) отдела, подстанции, района, участка, лаборатории и службы, который должен быть утвержден техническим руководителем НЧ ГРЭС (п. 33 ПТЭ ЭСиС).
- наличие указанных в перечне инструкций и схем документов, в том числе в электронном виде, и организацию доступа персонала к их использованию (п. 34 ПТЭ ЭСиС);
- ознакомление с указанной документацией и вносимыми в нее изменениями под роспись (путем получения собственноручной или электронной подписи) работников, для которых обязательно знание инструкций и иной технической документации (п. 37 ПТЭ ЭСиС).
- наличие оперативной документации на рабочих местах оперативного, оперативно-ремонтного персонала в соответствии с п. 38 ПТЭ ЭСиС;
- изменения в объектах ТЭЦ, входящих в их состав системах и оборудовании, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи до ввода в работу таких объектов, систем и оборудования за подписью уполномоченного лица (п. 41 ПТЭ ЭСиС);
- административно-технический персонал в соответствии с графиками осмотров и обходов должен осуществлять обходы и осмотры оборудования, зданий и сооружений, проверять наличие и содержание эксплуатационной документации на рабочих местах оперативного, оперативно-ремонтного персонала и обеспечивать принятие мер по устранению выявленных нарушений (п. 43 ПТЭ ЭСиС).

5.10.2 Нормативные требования к подготовке работников в сфере электроэнергетики

Основные требования к подготовке работников в сфере электроэнергетики (далее - персонал), к выполнению трудовых функций в сфере электроэнергетики, связанных с эксплуатацией объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок или с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, и подтверждению готовности персонала к выполнению таких трудовых функций, установлены «Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации) (утв. Приказом Минэнерго России от 22.09.2020 № 796, рег. № 62115 от 18.01.2021 в Минюсте России, далее - Правила работы с персоналом). Правила работы с персоналом в том числе определяют для такого персонала:

- категории;
- обязательные формы работы с персоналом;

- порядок проведения и оформления результатов подготовки и подтверждения готовности персонала;
- поддержания и повышения его квалификации.

Как для вновь вводимых и модернизируемых (реконструируемых) энергетических объектов, так и энергоблоков, Правила работы с персоналом предусматривают (здесь и далее ссылки на п. п. этого документа) опережающее обучение персонала, так чтобы до начала проведения пробных пусков и комплексного опробования оборудования персонал должен пройти подготовку по новой должности (рабочему месту) и быть допущен к самостоятельной работе (п. 13), при этом подготовка по новой должности (рабочему месту) должна соответствовать требованиям раздела 111.

Работа с персоналом согласно п. 7 должна включать:

- аттестацию в области промышленной безопасности;
- обучение по охране труда и проверку знания требований охраны труда в соответствии с «Правилами обучения по охране труда и проверки знания требований охраны труда» (утв. постановлением Правительства РФ от 24 декабря 2021 № 2464);
- обучение мерам пожарной безопасности по программам противопожарного инструктажа в порядке, установленном приказом МЧС России от 18 ноября 2021 г. № 806 «Об определении Порядка, видов, сроков обучения лиц, осуществляющих трудовую или служебную деятельность в организациях, по программам противопожарного инструктажа, требований к содержанию указанных программ и категорий лиц, проходящих обучение по дополнительным профессиональным программам в области пожарной безопасности»;
- противопожарные инструктажи и противопожарные тренировки для персонала, относящегося к категориям, определённым Правилами работы с персоналом;
- дополнительное профессиональное образование, а также повышение квалификации и профессиональную переподготовку.

В отношении категорий персонала, определённых п. п. 6 и 10 Правил работы с персоналом, обязательны следующие формы работы:

а) для административно-технического персонала:

- предэкзаменационная подготовка и проверка знаний;
- производственный инструктаж;
- инструктаж по охране труда;

б) для диспетчерского персонала:

- стажировка;
- подготовка по новой должности (рабочему месту);
- предэкзаменационная подготовка и проверка знаний;
- дублирование;
- противоаварийные тренировки;
- специальная подготовка;
- производственный инструктаж;
- инструктаж по охране труда;

в) для оперативного и оперативно-ремонтного персонала:

- стажировка (включая обучение работников рабочих профессий безопасным методам и приемам выполнения работ);
- подготовка по новой должности (рабочему месту);
- предэкзаменационная подготовка и проверка знаний;
- дублирование;
- противоаварийные тренировки;
- специальная подготовка;
- производственный инструктаж;
- инструктаж по охране труда;

г) для ремонтного персонала:

- стажировка (включая обучение безопасным методам и приемам выполнения работ);
- подготовка по новой должности (рабочему месту);
- предэкзаменационная подготовка и проверка знаний;
- производственный инструктаж;
- инструктаж по охране труда;

д) для вспомогательного персонала:

- предэкзаменационная подготовка и проверка знаний;
- инструктаж по охране труда.

В дополнение к формам работы с персоналом, приведенным выше согласно п. 10 Правил работы с персоналом, для административно-технического, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала, выполняющего техническое обслуживание (далее - ТО) устройств релейной защиты и автоматики (далее - персонал РЗА), необходимы:

- подготовка к самостоятельной работе по ТО устройств РЗА;
- допуск к выполнению ТО устройств РЗА определенного уровня сложности согласно требованиям в главе VII_1 рассматриваемого документа.

В частности, глава VII_1 устанавливает:

- четыре категории допуска к работе по ТО, исходя из уровня сложности обслуживаемых устройств РЗА (п. 79_3);
- возможность внеочередных оценок знаний и практических навыков персонала РЗА (п. 79_7), допустившего ошибочные или неправильные действия, приведшие к неправильной работе или неисправностям устройств РЗА.

Требования к стажировкам, предэкзаменационной подготовке и проверке знаний, дублированию, допуску к самостоятельной работе, производственным инструктажам, противоаварийным и противопожарным тренировкам, специальной подготовке и дополнительному профессиональному образованию содержат соответственно разделы IV ÷ XI Правил работы с персоналом.

В части проверки знаний Правилами работы с персоналом установлена обязательность первичной проверка знаний у работников, впервые поступивших на работу, а также при перерыве в работе более трех лет (п. 43). Требования к очередным проверкам знаний, в т. ч. при допуске персонала к самостоятельной работе установлены там же в п. 45, а случаи, требующие внеочередных проверок знаний независимо от срока проведения предыдущей проверки знаний, приведены там же в п. 47.

Дублирование как один из этапов подготовки по новой должности для диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала, а также обязательная форма работы с этими категориями персонала после перерыва в работе, необходимо проводить (п. 66):

- при подготовке по новой должности - после проверки знаний;
- после перерыва в работе более 30 календарных дней, но менее 60 календарных дней - в случаях, установленных порядком проведения работы с персоналом, принятым в организации;
- после перерыва в работе от 60 календарных дней до 6 месяцев;

при этом продолжительность дублирования для конкретного работника должна составлять (п. 67):

- не менее 12 рабочих смен - при подготовке по новой должности;
- не менее 1 рабочей смены - после перерыва в работе более 30 календарных дней.

Подразделение производственных инструктажей на плановые и внеплановые установлено в п. 81 Правил работы с персоналом. Основания для проведения внеплановых производственных инструктажей определены там же в п. 87.

- Периодичность плановых производственных инструктажей установлена в п. 85 Правил работы с персоналом:

- ежемесячно для диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала;

- не реже одного раза в квартал для ремонтного персонала;

причём инструктажи допустимо проводить как индивидуально с каждым работником, так и с группой работников, обслуживающих однотипное оборудование (п. 88 там же).

Там же в п. 91_2 инструктажи по охране труда подразделены на вводные, на рабочем месте (первичный, повторный или внеплановый) и целевые, причём первичные, повторные и внеплановые инструктажи должны быть завершены устным опросом инструктируемого или использованием технических средств обучения (п. 91_21).

Учебные и контрольные противоаварийные тренировки, которые допустимо совмещать согласно п. 94 Правил работы с персоналом с проведением контрольных противопожарных тренировок, для работников из числа диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала должны быть должны быть проведены (п. п. 92 и 95 там же):

- учебная противопожарная тренировка - один раз в три календарных месяца;

- контрольная противопожарная тренировка - один раз в шесть календарных месяцев.

Время проведения контрольных, учебных противоаварийных и противопожарных тренировок указанных категорий дежурного персонала определено в п. 96 там же.

Объём специальной подготовки диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала, включая рассмотрение не реже одного раза в месяц результатов работы смены, цеха для определения причин отклонения фактических значений параметров и показателей от определенных по энергетическим характеристикам, определён в п. 101 Правил работы с персоналом.

Рабочие места диспетчерского, оперативного, оперативно-ремонтного персонала под- лежат осмотрам и проверкам при обходах административно-техническими руководителями согласно п. п. 108 ÷ 110 Правил работы с персоналом.

Согласно п. 106 там же обучение административно-технического, диспетчерского, оперативного, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала для получения дополнительного профессионального образования необходимо не реже одного раза в пять лет с отрывом от выполнения основных должностных обязанностей в лицензированных образовательных подразделениях или в специализированных образовательных организациях, имеющих соответствующую лицензию.

5.10.3 Общие положения охраны труда и безопасного производства работ

Условия для безопасного производства работ обеспечены применимыми проектными решениями во всех разделах настоящей проектной документации, включая, но не ограничиваясь, рабочими местами с постоянным и (или) периодическим нахождением всех категорий персонала, в том числе ремонтного.

В частности, в п. 1.7 тома 4.1 (раздел 4 «Конструктивные решения». Часть 1. Текстовая часть, 25-83G1-00-КР1, здесь и далее - том 4.1) приведено описание архитектурно-строительных мероприятий, обеспечивающих защиту помещений от шума, вибрации и других факторов физического воздействия, в т. ч.:

- устройство звукоизоляции в конструкциях полов, стен, потолков помещений, а также в швах между фундаментами подверженного вибрации оборудования и фундаментами здания;

- использование специальных двухкамерных стеклопакетов для остекления окон;
- применение звукоизолирующих защитных кожухов заводского изготовления, обеспечивающих в помещении нормируемый уровень шума, для технологического оборудования, которое является источником шума;
- установка глушителей шума и вибрации на вентиляционном оборудовании (подробнее см. подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети» раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения», 25-83G1-00-ИОС4.1.1, здесь и далее - том 5.4.1.1).

Основные решения по организации и управлению производством, а также обеспечению надлежащих условий труда приведены в томе 6.1.1 (подраздел 1. Тепломеханические решения. Раздел 6. Технологические решения, 25-83G1-00-ТР1.1, том 6.1), который в 10 содержит перечень мероприятий, необходимых для исполнения требований п о охране труда при эксплуатации производственных объектов, включая нормативы допустимых уровней воздействий шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах.

5.10.4 Требования к безопасному выполнению работ в газовом хозяйстве электростанции

Детализацию требований к обучению работников различных категорий персонала безопасным методам и приемам выполнения работ содержит том 6.1 (Часть 1. Тепломеханические решения, 25-83G1-00-ТР1.1). Ниже приведены требования к безопасному выполнению работ в газовом хозяйстве электростанции, для чего необходимо выполнение следующих требований ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утв. Приказом Ростехнадзора № 531 от 15.12.2020, рег. № 61962 в Минюсте РФ от 30.12.2020, далее - ПБ сетей газораспределения и газопотребления, даны ссылки на соответствующие п. п. этого документа).

При выполнении работ в загазованной среде запрещены сварочные работы и газовая резка на газопроводах в помещениях ГРП и ГРУ без их отключения, продувки воздухом или инертным газом и установки заглушек (п. п. 155, 168 и 169).

Общие требования к инструментам, обуви и светильникам для ремонтных работ в загазованной среде содержит п. 154 ПБ сетей газораспределения и газопотребления:
- следует применять инструменты из цветных металлов, исключающие искрообразование;
- рабочие части инструментов из черного металла необходимо обильно смазывать солидолом или другой аналогичной смазкой.
- использование электрических инструментов, дающих искрение, запрещено;
- обувь не должна иметь стальных подковок и гвоздей;
- необходимо использовать переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением до двенадцати вольт.

Кроме того, безопасное выполнение работ в загазованной среде требует применения строго определённых видов противогазов и ограничения продолжительности работы в них (см. п. п. 182 и 183).

Для обеспечения безопасных условий труда всех видов персонала, принимающего участие в эксплуатации и ТОиР газового хозяйства, согласно п. 1.4 ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» необходима эксплуатационная и ремонтная документация, содержащая требования (правила), предотвращающие возникновение опасных ситуаций при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации в соответствии с общими

требованиями к содержанию эксплуатационной документации в части обеспечения безопасности в рекомендуемом приложении этого стандарта. Производственное оборудование должно отвечать требованиям безопасности в течение всего периода эксплуатации при выполнении потребителем требований, установленных в эксплуатационной документации (п. 1.5: здесь и ниже - ссылки на п. п. рассматриваемого стандарта), его трубопроводы, провода, кабели и другие соединяющие детали должны иметь маркировку в соответствии с технологическими схемами (п. 2.1.19.1). Помимо специальных технологических требований, выполнение которых обеспечивает безопасную эксплуатацию оборудования, трубопроводов и технологических систем ГРП, целесообразно руководствоваться следующими общими требованиями безопасности.

Технологические участки, связанные с управлением отдельными группами оборудования системами, должны быть оборудованы сигнализацией, мнемосхемами или другими средствами отображения информации о нарушениях нормального функционирования, средствами аварийного останова, если аварийный останов отдельных единиц не приведет к усугублению аварийной ситуации (п. 2.3.6). Кроме того, необходимы подача предупреждающих сигналов по каждому пуску оборудования и контроль отсутствие людей в опасных зонах, а также возможность временной блокировки оборудования, позволяющей персоналу покинуть опасную зону (п. 2.3.7).

Для движущихся частей производственного оборудования необходимы (п. 2.1.5):

- ограждение;
- применение сигнализации, предупреждающей о пуске оборудования;
- использование сигнальных цветов и знаков безопасности (см. также п. п. 2.4.9 и 2.4.10);
- если движущиеся части находятся вне поля видимости оператора и в этой опасной зоне могут находиться работающие, то там должны быть установлены органы управления аварийным остановом.

Используемые зажимные, захватывающие и подъемные устройства и (или) их приводы должны исключать возможность возникновения опасности при полном или частичном самопроизвольном прекращении подачи электроэнергии, а также исключать самопроизвольное изменение состояния этих устройств при восстановлении подачи электроэнергии (п. 2.1.6). Для грузоподъёмных сооружений и механизмов должны быть обозначены места для подсоединения грузоподъемных средств и поднимаемая масса (п. 2.5.1).

Части технологического оборудования, трубопроводы, предохранительные клапаны, кабели и др., механическое повреждение которых может вызвать возникновение опасности для персонала, должны быть защищены ограждениями или расположены так, чтобы предотвратить их случайное повреждение работающими или средствами технического обслуживания (п. 2.1.8). Требования к защитным ограждения см. в п. п. 2.4.3, 2.4.4 и 2.4.8.

Помимо ведомственных требований в части подготовки и аттестации эксплуатационного персонала, целесообразно учитывать положения и рекомендации ГОСТ Р 58095.4-2021 «Требования к сетям газопотребления. Системы газораспределительные. Требования к сетям газопотребления. Часть 4. Эксплуатация». Этот стандарт в п. 5.3.6 подтверждает необходимость:

- подготовки и аттестации руководителей и специалистов ОПО по вопросам безопасности эксплуатации сетей газопотребления в порядке, установленном Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- проверки знаний электротехнического персонала «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утверждённых приказом Министерства труда и социального развития РФ № 903н от 15.12.2020;

- обучения и проверки знаний по вопросам безопасности, приемам выполнения работ, инструктаж по безопасности, а также стажировки на рабочем месте перед допуском к самостоятельной работе согласно 116-ФЗ;
- допуска персонала к самостоятельной работе согласно «Порядку обучения по охране труда и проверки знания требований охраны труда», утвержденному Постановлением Правительства РФ№ 2464 от 24.12.2021.

Для эксплуатационного персонала необходима проверка знаний безопасных методов и приемов выполняемых работ в объеме производственным инструкциям не реже 1 раза в год. Повышение квалификации и проверка знаний руководителей и специалистов необходима не реже 1 раза в 5 лет.

Кроме того, необходимо выполнение следующих требований ПБ сетей газораспределения и газопотребления.

При выполнении работ в загазованной среде запрещены сварочные работы и газовая резка на газопроводах в помещениях ГРП и ГРУ без их отключения, продувки воздухом или инертным газом и установки заглушек (п. п. 155, 168 и 169).

Общие требования к инструментам, обуви и светильникам для ремонтных работ в загазованной среде содержит п. 154 ПБ сетей газораспределения и газопотребления:

- следует применять инструменты из цветных металлов, исключающие искрообразование;
- рабочие части инструментов из черного металла необходимо обильно смазывать солидолом или другой аналогичной смазкой.
- использование электрических инструментов, дающих искрение, запрещено;
- обувь не должна иметь стальных подковок и гвоздей;
- необходимо использовать переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением до двенадцати вольт.

Кроме того, безопасное выполнение работ в загазованной среде требует применения строго определённых видов противогазов и ограничения продолжительности работы в них (см. п. п. 182 и 183).

Принадлежность газового хозяйства к взрывоопасным участкам требует обратить внимание на положения и рекомендации ГОСТ 12.1.010-76 «Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования», прежде всего в части взрывопредупреждения (см. раздел 2, в т. ч. п. п. 2.4 и 2.6: здесь и ниже даны ссылки на п. п. рассматриваемого стандарта), которые реализованы как соответствующими проектными решениями, так и должны быть применены в эксплуатационной и ремонтной практике для обеспечения безопасных условий труда персонала. Соответствующие специальные технологические требования приведены ниже, причём они охватывают положения и рекомендации ГОСТ 12.1.010-76 в части разделов 3 «Требования к взрывозащите» и 4 «Организационные и организационно-технические мероприятия по обеспечению взрывобезопасности», включая организацию противоаварийных газоспасательных работ. Контроль за соблюдением требований взрывобезопасности целесообразно осуществлять, в т. ч. на основании положений и рекомендаций раздела 5 ГОСТ 12.1.010-76.

Специальные технологические требования для обеспечения безопасных условий труда при эксплуатации газового хозяйства содержат, в т. ч. СО 34.23.608-2005 «Методические указания по техническому обслуживанию газового оборудования и газопроводов систем газоснабжения тепловых электростанций» (далее - МУ по ТО газоснабжения ТЭС).

Для безопасного выполнения ТО систем газоснабжения согласно п. п. 4.5 ÷ 4.6, 4.9 ÷4.21 МУ по ТО газоснабжения ТЭС необходимо:

- наличие у эксплуатационного персонала практических навыков освобождения людей, попавших под напряжение, находящихся под действием электрического тока, оказания

пострадавшим доврачебной помощи при отравлении оксидом углерода (СО), поражении электрическим током, ранении, ожогах и других несчастных случаях;

- наличие аптечки у бригады газовой службы, выполняющей работы по ТО;
- обеспечение эксплуатационного персонала спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты по действующим нормам и с учётом выполняемых работ;
- ограничивать продолжительность непрерывной работы в противогазе, которая не должна превышать 30 минут;
- контролировать отсутствие на спецодежде развевающихся частей и расстегнутых пуговиц, ношение защитных касок, застегнутых подбородным ремнем в ремонтных зоне и в помещениях с действующим энергетическим оборудованием;
- использование исправных искронедающих инструментов;
- предотвращение включения (отключения) освещения помещений газового хозяйства при нахождении в них людей;
- исключение проверки плотности газопроводов, арматуры и приборов огнем, а также курения;
- ограждение места проведения газоопасной работы и его оснащение знаками безопасности.

На технологических участках газового хозяйства запрещено:

- опираться и становиться на барьеры площадок, ходить по трубопроводам, а также по конструкциям и перекрытиям, не предназначенным для перехода по ним, при выполнении контрольных осмотров технического состояния газопроводов и газового оборудования;
- проверять плотность газопроводов, арматуры и приборов огнем;
- спускаться в газовые колодцы, а также в колодцы других подземных сооружений при отборе проб воздуха и обходе трассы подземных газопроводов;
- разводить огонь и курить во время откачки конденсата, а также допускать к месту работы посторонних;
- курение в помещениях и на территории ГРП.

Лица, ответственные за руководство газоопасными работами, согласно п. 4.11 МУ по ТО газоснабжения ТЭС должны находиться на месте работ при их проведении. Для выполнения оперативным персоналом контрольных осмотров технического состояния газопроводов и газового оборудования должно быть получено соответствующее разрешение дежурного персонала, ведущего режим оборудования (п. 4.12).

Утечки газа и указанные выше неисправности должны быть устранены в аварийном порядке. Кроме того, необходимо немедленное прекращение подачи газа (п. п. 4.7, 4.8):

- через поврежденный участок при обнаружении утечки газа через сварные соединения или из-за образования свища в газопроводах;
- через импульсную линию, в которой обнаружена утечка газа;
- в случаях разрыва сварных стыков, коррозионных и механических повреждений газопровода и арматуры с выходом газа, а также при взрыве, пожаре, непосредственно угрожающих газопроводами газоиспользующему оборудованию (аварийное отключение газопроводов в соответствии с п. 45 Правил безопасности газоснабжения);
- в случаях, определённых п. 65, подача газа в газопроводы котла немедленно прекращает оперативный персонал.

При этом запрещено отключать технологические защиты, обеспечивающие взрывобезопасность работающего котельного оборудования (см. п. 74 Правил безопасности газоснабжения).

Технологические защиты, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены (см. п.74 там же), при этом запрещено проведение работ:

- по ремонту и наладке в цепях защит, блокировок и сигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допуска (п. 75 там же);
- по регулировке и ремонту систем автоматизации, противоаварийных защит и сигнализации в условиях загазованности (п. 76 там же).

Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должна производиться в сроки, предусмотренные эксплуатационной документацией изготовителей этого оборудования, но не реже одного раза в 6 месяцев (п. 78 там же).

Обо всех случаях обнаружения газа в воздухе помещений должны быть немедленно уведомлены НСС (НС КТЦ) и лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию газового хозяйства.

Для устранения утечек газа необходимо оформлением наряда-допуска на производство газоопасных работ. Кроме того, оформлением наряда-допуска на производство газоопасных работ необходимо, не ограничиваясь, для:

- проверки параметров срабатывания ПСК и ПЗК;
- очистки фильтров;
- проверки плотности фланцевых и резьбовых соединений газопроводов и газового оборудования, сальников арматуры;
- технического обслуживания газового оборудования и газопроводов системы газоснабжения.

Срок хранения нарядов-допусков 1 год со дня выдачи.

Без оформления нарядов-допусков на производство газоопасных работ допустимы:

- контрольные осмотры технического состояния газопроводов и газового оборудования;
- периодически повторяющиеся газоопасные работы, выполняемые постоянным составом работников по утвержденным производственным инструкциям.

Кроме того, см. п. 139 ПБ сетей газораспределения и газопотребления, п. 141 этого документа требует регистрации нарядов-допусков в специальном журнале.

Перечень и требования к выполнению ***газоопасных работ*** содержит раздел V «Газоопасные работы» ПБ сетей газораспределения и газопотребления (см. соответственно п. п. 129 ÷ 182), где, в частности, определены газоопасные работы, выполняемые по специальному плану, а также необходимость соответствующих инструкций, утвержденных техническим руководителем (п. п. 133 и 136), и подлежащих пересмотру и переутверждению не реже одного раза в год. Минимальную численность, подчинённость и квалификационный состав бригад для газоопасных работ в зависимости от их сложности и условий выполнения определяет п. 130 Правил безопасности газоснабжения.

ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности» в разделе 10 «Требования безопасности при эксплуатации» содержит, в т. ч., следующие положения (ниже даны ссылки на соответствующие п. п. этого стандарта), которые при эксплуатации арматуры запрещают (п. 10.14):

- использовать арматуру в качестве опоры для трубопровода;
- применять для управления арматурой рычаги, удлиняющие плечо рукоятки или маховика, не предусмотренные инструкцией по эксплуатации;
- применять удлинители к ключам для крепежных деталей;
- производить работы по устранению дефектов корпусных деталей и подтяжку резьбовых соединений, находящихся под давлением (см. также примечание к этому подпункту);
- эксплуатировать арматуру при отсутствии маркировки и при поврежденных гарантийных пломбах (для опломбированной арматуры).

Кроме того, п. 10.11 ГОСТ 12.2.063-2015 рекомендует перекрывать трубопроводы запорной арматурой со скоростью, исключающей возможность гидроударов.

Перечень запретов, необходимых для безопасного выполнения ремонтов арматуры содержит п. 11.13 раздела 11 «Требования безопасности при ремонте» ГОСТ 12.2.063-2015. Если для обеспечения безопасности после или в процессе ремонта арматуры необходимо проведение комплекса испытаний, то они должны быть проведены в полном объеме с выполнением всех требований ремонтной документации (см. там же п. 11.9).

5.10.5 Безопасная эксплуатация компрессорных установок

Ниже приведены перечень операций с использованием сжатого воздуха и их периодичность для продувок газопроводов ТЭС:

- продувка фильтров перед очисткой в соответствии с требованием организации-изготовителя, но не реже 1 раз в 12 месяцев (см. п.15 ФНП «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»);
- проверка параметров срабатывания предохранительного сбросного клапана ПСК после каждого ремонта, но не реже одного раза в 6 месяцев;
- техническое обслуживание газопроводов и технических устройств, в соответствии с требованием организации-изготовителя, но не реже 1 раз в 6 месяцев.

Для предотвращения атмосферной коррозии металла оборудования и трубопроводов предусмотрено нанесение на соответствующие поверхности стойких покрытий с прогнозируемым сроком службы покрытия 20 лет.

Защита трубопроводов сжатого воздуха от атмосферного и статического электричества предусмотрена за счёт использования общих станционных средств и систем коллективной защиты.

В части организации и выполнения мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию системы и сетей сжатого воздуха для продувки газопроводов, целесообразна реализация требований ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» утверждённых приказом Ростехнадзора № 444 от 21.12.2021 и зарегистрированных в Минюсте РФ с № 68666 от 01.06.2022 (далее - ФНП для трубопроводов со ссылками на соответствующие п. п. этого документа). На ТЭЦ должно быть назначено лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов, подлежащее аттестации в области промышленной безопасности в установленном порядке (п. п. 176, 19).

Технологические трубопроводы должны иметь опознавательную окраску, предупреждающие знаки и маркировочные щитки (п. 82).

Комплект технической и эксплуатационной документации на каждый технологический трубопровод должен соответствовать перечню п. 119 ФНП для трубопроводов, в т. ч. иметь паспорт технологического трубопровода.

Проектные решения предусматривают испытания сети трубопроводов сжатого воздуха пневматическим методом (воздухом) с давлением испытаний $P_{исп} = 1,25x\ P_{раб}$ (см. том 5.7.1). На время проведения пневматических испытаний на прочность как внутри помещений, так и снаружи должна устанавливаться охраняемая (охранная) зона (п. 156 ФНП для трубопроводов). Кроме того, п. 4.2.1 СО 34.20.514-2005 «Методические указания по эксплуатации газового хозяйства тепловых электростанций» содержит требование, согласно которому в радиусе 10 м от места выпуска газовоздушной смеси во время продувки запрещено применение открытого огня курение и другие действия, способные вызвать загорание газовоздушной смеси.

Согласно требованию п. 162 ФНП для трубопроводов продувку технологических трубопроводов следует проводить под давлением, равным рабочему. Устранение дефектов во время нахождения трубопровода под давлением недопустимо (п. 138 там же).

ФНП для трубопроводов в п. 10 обязывает эксплуатирующую организацию обеспечивать:

- своевременное проведения освидетельствований и ремонтов, технического диагностирования и обследования технологических трубопроводов, включая воздухопроводы;
- наличие необходимые нормативно-технические документы и эксплуатационную документацию, определяющие порядок и условия безопасного ведения производственных процессов, действия персонала в аварийных ситуациях и привыполнении ремонтных работ.

На опасных производственных объектах эксплуатация технологических трубопроводов всех категорий без паспортов или имеющих паспорта с частично заполненными разделами запрещена требованием п. 11 ФНП для трубопроводов, поэтому паспорт сети трубопроводов сжатого воздуха должен быть оформлен до ввода её в эксплуатацию.

Периодичность испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность должна соотноситься со временем проведения освидетельствования: для сети трубопроводов сжатого воздуха ТЭЦ с номинальным давлением менее 10 МПа периодичность испытания должна быть равна удвоенной периодичности проведения освидетельствования, но не реже одного раза в 8 лет (см. п. 197а) ФНП для трубопроводов).

Объём наружных осмотров технологических трубопроводов периода эксплуатации, включая пуски, определена в п. 170 ФНП для трубопроводов, кроме того, и периодичность таких осмотров, устанавливаемая лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию технологического трубопровода, не должна быть реже одного раза в смену, а результаты осмотра необходимо фиксировать в специальном журнале.

Если при наружном осмотре обнаружены неплотности разъемных соединений, давление в трубопроводе должно быть снижено до атмосферного, температура горячих трубопроводов - до 60 °С с соблюдением мер безопасности.

При обнаружении дефектов, устранение которых связано с огневыми работами, технологический трубопровод должен быть остановлен и подготовлен к проведению ремонтных работ в соответствии с инструкциями, разработанными ТЭЦ (п. 175 там же).

Кроме наружных осмотров в соответствии с требованием п. 172 ФНП для трубопроводов необходимы периодические обследования с целью оценки их технического состояния и соответствия проекту, в т. ч. с использованием методов неразрушающего контроля в местах повышенного коррозионного и эрозионного износа, нагруженных сечений трубопроводов. Результаты обследования технологических трубопроводов должны быть оформлены соответствующим актомили отражены в специальном журнале.

П. 176 ФНП для трубопроводов определяет периодическое техническое освидетельствование как основное мероприятие для безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, выполняемое совместно с лицами, ответственными за безопасную эксплуатацию трубопроводов, согласно срокам, связанным со скоростью коррозионно-эрозионного износа трубопроводов на основании данных таблицы в п. 177 (там же). Объём работ по техническому освидетельствованию определён в п. 180 ФНП для трубопроводов и включает как наружный осмотр и ревизию технологического трубопроводаи его арматуры (п. 188 там же), так и значительный объём инструментальных операций таких как измерение толщины стенок, контроль сварных стыков, а также испытание на прочность и плотность (п. 197 там же). Результаты этих работ должны быть внесены в паспорт освидетельствованного технологического трубопровода. Кроме того, к паспорту должны быть приложены соответствующие акты, протоколы и заключения о проведенных исследованиях (п. 187 там же).

При неудовлетворительных результатах освидетельствования ФНП для трубопроводов требуют как определения границы дефектного участка технологического трубопровода (п. 181), так и проведения полного освидетельствования трубопровода и участков трубопроводов, работающих в аналогичных условиях (п. 184).

Основания для проведения диагностических работ с целью возможности продления срока (назначенного ресурса) безопасной эксплуатации технологических трубопроводов в пределах остаточного срока службы (ресурса) определены в п. 198 ФНП для трубопроводов.

Текущий профилактический ремонт и техническое обслуживание технологических трубопроводов, не требующие применения сварки и термической обработки, выполняют, как правило, работники организации, эксплуатирующей опасный производственный объект (п. 214).

Объём проверок перед включением оборудования в работу после капитальных ремонтов технологических трубопроводов, а также их ремонтов, связанных с вырезкой и переваркой участков, заменой арматуры и наладкой опор определён в п. 216 ФНП для трубопроводов.

Согласно 2.13 РД 34.03.252-93 (СО 153-34.03.252-93) «Типовая инструкция по охране труда для машиниста компрессорной установки» (утв. Минтопэнерго РФ 26.01.1993, ниже - ссылки на положения этого документа) при эксплуатации компрессорных установок могут иметь место следующие опасные и вредные производственные факторы, связанные с повышенными:

- уровнями шума и вибрации;
- давлением сжатого воздуха в ресивере;
- значением напряжения в электрической сети,

а также рисками контакта с движущимися механизмами и вращающимися частями вентилятора.

Кроме того, согласно 4.18 этого документа работы внутри аппаратов отнесены к категории опасных работ и требуют разрешения лица, ответственного за безопасную эксплуатацию. При выполнении работы внутри аппаратов необходимо нахождение рядом напарника, при этом все люки должны быть открыты и обеспечена непрерывная вентиляция. В случае выполнения работ с применением открытого огня и электросварки необходимо письменное разрешение главного инженера и начальника пожарной охраны, а также наблюдение ответственного лица (4.23 там же).

Рассматриваемый документ устанавливает следующие требования к приёму на должность машинистам компрессорных установок ТЭС (2.2 ÷ 2.4):

- возраст не моложе 18 лет, отсутствие противопоказаний и прохождение предварительного медицинского осмотра;
- обучение по программам профессиональной подготовки;
- проверка знаний инструкций: по охране труда; оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования; по применению средств защиты, необходимых для безопасного выполнения работ; ПТБ для рабочих, имеющих право подготавливать рабочее место, осуществлять допуск, быть производителем работ, наблюдающим и членом бригады в объеме, соответствующем обязанностям ответственных лиц ПТБ;
- распоряжение по структурному подразделению о допуске к самостоятельной работе;
- выдача квалификационного удостоверения.

В процессе эксплуатации компрессорных установок необходимо проходить (2.6):

- повторные инструктажи - не реже одного раза в квартал;
- проверку знаний инструкций по охране труда и оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования - один раз в год;
- медицинский осмотр - один раз в два года;

- проверку знаний по ПТБ для рабочих, имеющих право подготавливать рабочее место, осуществлять допуск, быть производителем работ, наблюдающим или членом бригады один раз в год.

Нарушении ПТБ в зависимости от характера нарушений является основанием для внепланового инструктажа или внеочередной проверки знаний (2.7).

Для безопасного выполнения своих должностных обязанностей машинисты компрессорных установок должны:

- использовать только исправные приспособления и инструменты, а также пригодные средства защиты (2.10)

В обязанности машинистов компрессорных установок также входит:

- применение соответствующих средств индивидуальной защиты для защиты от воздействия опасных и вредных факторов (2.14);
- знать местоположение аптечки и умение ею пользоваться (2.9);
- обращение за медицинской помощью в здравпункт или оказание самому себе первой помощи (самопомощи) в зависимости от тяжести травмы при несчастном случае (2.8);
- оказание первой помощи пострадавшему при несчастном случае до прибытия медицинского персонала (2.8).

При реализации в полном объеме проектных решении при строительстве электростанции, при соблюдении эксплуатационным персоналом режимов работы технологических процессов, правил и норм противопожарной и технологической безопасности, при осуществлении постоянного контроля и поддержания в исправном состоянии оборудования и систем, предусмотренные проектные решения обеспечивают надежную и безаварийную эксплуатацию электростанции на весь назначенный нормативный срок ее работы - 30 лет.

5.11 Обеспечение безопасной эксплуатации системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха

5.11.1 Оснащённость электростанции техническими средствами системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха

Основные показатели проектных решений для технических средств системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха (далее - ОВиК) содержит том 5.4.1.1 (часть 1. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения 25-83G1-00-ИОС4.1.1, здесь и далее - том 5.4.1.1).

В п. 5.1 тома 5.4.1.1 приведены виды оборудование для отопления, предусмотренного проектными решениями:

- конвекторы (радиаторы);
- регистры из гладких труб;
- электрические конвекторы;
- агрегаты воздушного отопления;
- воздушно-тепловые завесы;
- калориферы приточных установок,

выбор которых для поддержания в холодный период года нормируемой температуры - воздушное, водяное или электрическое - сделан в зависимости от технологического назначения обогреваемых помещений. В качестве теплоносителя предусмотрено использование сетевой воды с температурным графиком 95/70 °С системы теплофикации собственных нужд.

Согласно п. 5.1 тома 5.4.1.1 в электрических системах отопления предусмотрено применение электрических нагревательных приборов со встроенными терморегуляторами для возможности регулирования температуры внутреннего воздуха и автоматического поддержания заданной температуры. Максимальная температура нагрева внешней панели корпуса не превышает +90°С. Уровень защиты от поражения током не ниже класса I. Имеется возможность заземления и встроена защита от перегрева. Степень защиты приборов отопления в электротехничесих помещениях не ниже IP44. Степень защиты электрических приборов отопления в комнатах отдыха и приема пищи, комнате допусков, кислотной, помещении хранения баллонов, коридорах и приточных венткамерах не ниже IP20.

В помещениях с выделением взрывопожароопасных газов и паров предусматриваются следующие виды отопления:

- воздушное;
- водяное с отопительными приборами с гладкой поверхностью;
- электрическое с электроприборами во взрывозащищенном исполнении.

В помещениях с вероятным поступлением большого количества взрывопожароопасных веществ предусмотрена аварийная вентиляция с автоматическим включением при срабатывании газоанализаторов в помещениях, настройка которых предусмотрена на 10 % нижнего концентрационного предела распространения пламени.

Подробнее о противопожарных мероприятиях в системах ОВиК см. в п. 16 тома 5.4.1.1.

В п. 12 тома 5.4.1.1 в части противопожарной вентиляции и вентиляции, взрыва- и пожароопасных помещений отмечено:

электрооборудование систем вентиляции следует предусматривать той же категории, которая устанавливается для технологического или инженерного оборудования здания (помещения, зоны).

- установка нормально открытых и закрытых огнезадерживающих клапанов на воздуховодах в местах пересечения воздуховодами противопожарных преград или перекрытий. В качестве огнезадерживающих предусмотрены противопожарные клапаны КПУ-1Н (или аналог) с электромеханическим приводом, с пределом огнестойкости равным нормируемому пределу огнестойкости конструкции. Клапаны имеют автоматическое управление;

- покрытие транзитных воздуховодов огнезащитным составом, обеспечивающим предел огнестойкости не менее EI 30 в соответствии с Приложение Н СП 60.13330.2020;

- покрытие воздуховодов вытяжной противодымной вентиляции огнезащитным составом, обеспечивающим предел огнестойкости не менее EI60 - уплотнение кольцевых зазоров огнестойкими материалами в стенах, перегородках и перекрытиях после монтажа систем вентиляции;

- автоматическое отключение систем вентиляции (кроме цепей защиты от замораживания), закрытие огнезадерживающих клапанов.

В местах прохода воздуховодов, трубопроводов и фреонопроводов через стены, перегородки и перекрытия заделку зазоров выполнить материалами с требуемым пределом огнестойкости ограждающих конструкций.

В томе 5.4.2.1 (часть 2. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Автоматизация. Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения 25-83G1-00-ИОС4.2.1, здесь и далее - том 5.4.2.1) приведен функционал систем контроля и управления ОВиК:

- местный контроль параметров воздуха и теплоносителя;
- автоматическое блокирование вентиляторов систем местных отсосов и общеобменной вентиляции с технологическим оборудованием;
- включение резервного оборудования при выходе из строя основного;

- открытие или закрытие заслонок наружного воздуха при включении или отключении приточных установок;
- включение аварийной вентиляции при срабатывании сигнализирующих устройств газоанализаторов;
- отключение при пожаре систем вентиляции в помещениях, оборудованных автоматическими установками пожаротушения или автоматической пожарной сигнализацией,
- управление центральными приточными установками (кондиционерами) осуществляется с местных щитов управления, которые поставляются комплектно с оборудованием и устанавливаются в венткамерах;
- поддержание заданных значений температуры воздуха в режимах «Зима/Лето» с помощью регулирующего клапана с электроприводом, установленного на трубе теплоносителя, по сигналу от датчика температуры в приточном воздуховоде и датчиков температуры в помещениях;
- автоматическая защита от замерзания воды в воздухонагревателях по температуре обратного теплоносителя и воздуха после калорифера;
- автоматическое отключение системы при угрозе замерзания калорифера (термостат температуры воздуха после калорифера и датчик температуры обратного теплоносителя);
- сигнализация нормальной работы и отображение значений контролируемых параметров (включено, отключено, температура приточного воздуха и обратного теплоносителя, температура воздуха в помещениях, прогрев калориферов);
- сигнализация неисправностей и аварийных состояний - неисправность насоса (по кон- тактам пусковой аппаратуры), загрязнение фильтра (датчик перепада давления на фильтре), угроза замерзания калорифера (термостат защиты от замерзания и датчики температуры прямого и обратного теплоносителя), авария вентилятора (датчик перепада давления на вентиляторе).
-

5.11.2 Противодымная защита

В п. 5.4 тома 5.4.2.1 приведен в т. ч. перечень мероприятий для предотвращения распространения дыма при пожаре:

- автоматическое отключение всех систем приточно-вытяжной вентиляции с механическим побуждением в помещениях, оборудованных установками АПС и АПТ, а также автоматическое включение систем дымоудаления на путях эвакуации;
- открытие клапанов дымоудаления;
- закрытие огнезадерживающих клапанов;
- включение систем вентиляции подпора воздуха в тамбурах;
- запуск систем противодымной защиты при возникновении пожара предусмотрен автоматически, дистанционно и кнопками.

Дополнительные особенности системы противодымной защиты при возникновении пожара на производственных участках химводоподготовки:

- в помещениях антинакипина, гипохлорида и складе хранения реагентов предусмотрена аварийная приточно-вытяжная вентиляция, включаемая по сигналу газоанализатора;

Для помещений аккумуляторных предусмотрены:

- при пожаре: отключение приточных установок, вытяжных вентиляторов, закрывание противопожарных клапанов и автоматическое включение приточной установки для создания подпора воздуха в тамбуре;
- заземление вентоборудования, воздуховодов и трубопроводов, в т. ч. транзитных;

- аварийная вентиляция будет обеспечиваться основными системами вентиляции с механическим побуждением основными вытяжными системами с удалением воздуха из нижней и верхней зоны помещения аккумуляторной АБ1 и АБ2;
- резервирование вентиляторов вытяжных установок во взрывозащищенном исполнении;
- постояннодействующая естественная вентиляция наряду с механическими вытяжными системами.
- защита поверхностей кислотостойким покрытием для воздуховодов и оборудования.

В целом для систем вытяжной противодымной вентиляции предусмотрены воздуховоды из негорючих материалов класса герметичности «В» с пределом огнестойкости не менее EI 60.

В п. 5.4 тома 5.4.1.1 приведен в т. ч. перечень мероприятий противодымной защиты зданий и сооружений ТЭЦ, необходимых для безопасного перемещения персонала внутри зданий в период эвакуации во время пожара и для аварийно-восстановительных работ. Кроме того, отмечены особенности противодымной защиты, связанные с разработанными проектными решениями по пожаротушению, в частности:

- вытяжная противодымная защита во время пожара предусмотрена для удаления продуктов горения из коридоров длиной более 15 метров без проветривания при пожаре в перечисленных в п. 5.4 тома 5.4.1.1 помещениях, причём удаление дыма из коридора отделения ЭТУ в ГК предусмотрено сертифицированными крышными вентиляторами дымоудаления с открыванием клапанов как автоматически от датчиков пожарной сигнализации, так и вручную по месту установки клапанов, а также дистанционно от главного входа в ГК.

Для возмещения объемов удаляемых продуктов горения из коридора, защищаемых механической вытяжной противодымной вентиляцией предусмотрена система противодымной вентиляции с механическим побуждением. Для притока воздуха в нижней части защищаемого помещения выполнены проемы с воздушными противопожарными клапанами, оснащенными автоматически и дистанционно управляемыми приводами.

В остальных помещениях в соответствии с требованиями ФЗ № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», СП 7.13130.2013 «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требования пожарной безопасности» противодымная защита не нужна

5.11.3ТОиР подсистем воздушного отопления и приточной вентиляции

Требования к ***техническому обслуживания в процессе эксплуатации подсистем воздушного отопления и приточной вентиляции:***

- на каждую приточную вентиляционную установку и систему воздушного отопления должен быть составлен паспорт по форме приложения 9 ПТЭ ТЭ, в котором должны быть отражены внесённые изменения и результаты испытаний;
- не реже 1 раза в 2 года, а также после монтажа и реконструкции должны пройти испытания при расчетной нагрузке по воздуху при температурах теплоносителя, соответствующих наружной температуре в объёме, предусмотренном п. 9.4.14 ПТЭ ТЭ. Перед началом испытания должны быть устранены дефекты, обнаруженные при осмотре. Недостатки, выявленные во время испытания и наладки вентиляционных систем, должны быть внесены в журнал дефектов и отказов с целью их последующего устранения.
- местная инструкция для обхода оборудования должна включать требования п. 9.4.18 ПТЭ ТЭ;

- должен быть организован ежедневный контроль за температурой, давлением теплоносителя, воздуха до и после калорифера, температурой воздуха внутри помещений в контрольных точках с записью соответствующих показаний в оперативном журнале;
- не реже 1 раза в неделю необходимо осматривать оборудование систем, приборы автоматического регулирования, контрольно-измерительные приборы, арматуру, конденсатоотводчики;
- по графику, установленному местной инструкцией, необходимо проверять исправность контрольно-измерительных приборов, приборов автоматического регулирования, в т. ч. включение автоматической блокировки, обеспечивающей минимальную подачу теплоносителя для исключения замораживания трубок калориферов;
- не реже 1 раза в 5 лет производить замену уплотняющих прокладок фланцевых соединений и проверять исправность запорно-регулирующей арматуры;
- местной инструкцией определить периодичность очистки и продувки калориферов (очистка перед отопительным сезоном обязательна), а также способы: пневматический (сжатым воздухом), а при слежавшейся пыли - гидропневматический или продувкой паром;
- закрывать на летний период все калориферы со стороны подвода воздуха;
- по текущему состоянию, но не реже 2 раз в год, очищать внутренние части воздуховодов;
- не реже 1 раза в квартал очищать защитные сетки и жалюзи перед вентиляторами;
- ежегодно проверять и восстанавливать антикоррозийные покрытия металлических воздухоприемных и выходных шахт, а также наружных жалюзийных решеток.

Кроме того, проектными решениями предусмотрена автоматизация систем ОВиК, содержащаяся в томе проектной документации по АСУ ТП.

5.11.4 Эксплуатация тепловых сетей и узлов ввода теплоносителя

Эксплуатация тепловых сетей и узлов ввода теплоносителя регламентирована «Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок», утверждёнными Минэнерго России, приказ № 115 от 24.03.2003 г. (далее ПТЭ ТЭ).

Для контроля состояния тепловой изоляции, оборудования тепловых сетей, режимов их работы регулярно по графику проводится обход теплопроводов и тепловых пунктов. График обхода предусматривает осуществление контроля состояния оборудования слесарями-обходчиками и мастером.

Частоту обходов устанавливает лицо, ответственное за эксплуатацию, в зависимости от типа оборудования и его состояния, но не реже 1 раза в неделю в течение отопительного сезона и 1 раза в месяц в межотопительный период. Тепловые камеры необходимо осматривать не реже 1 раза в месяц; камеры с дренажными насосами - не реже 2 раз в неделю. Проверка работоспособности дренажных насосов и автоматики их включения обязательна при каждом ободе. Результаты осмотра фиксируют в журнале дефектов тепловых сетей.

Кроме того, тепловые пункты периодически, но не реже 1 раза в неделю, должны быть осмотрены управленческим персоналом и специалистами организации с записью результатов осмотра в оперативный журнал.

Баки-аккумуляторы ежедневно при приёмке и сдаче смены подлежат визуальному осмотру, при котором должна быть выполнена проверка:

- отсутствия явных течей, подтеков и мокрых пятен на наружной поверхности тепловой изоляции;
- исправности указателя уровня и регулятора уровня;
- отсутствия протечек через сальники запорной и регулировочной арматуры;
- отсутствия засора или замерзания переливной и вестовой труб;

- исправность работы сигнализации достижения предельного уровня и отключения насосов при достижении нижнего уровня.

Кроме того, необходимо ежесменно выполнять опробование электрической схемы сигнализации баков-аккумуляторов с записью результатов в оперативный журнал. Все обнаруженные при опробовании дефекты подлежат немедленному устранению.

Проверка сигнализации, электроприводов и схем питания электронасосных агрегатов, запорной электрифицированной арматуры и другого оборудования бака-аккумулятора проводится по графику, утвержденному техническим руководителем эксплуатирующей организации, но не реже 1 раза в квартал.

В регламенте технического обслуживания баков-аккумуляторов должна быть ежегодная оценка их состояния и определение пригодности к дальнейшей эксплуатации. Эту оценку следует производить в период отключения установок горячего водоснабжения и выполнять путем визуального осмотра конструкций и основания баков, компенсирующих устройств трубопроводов, а также вестовых труб с составлением акта по результатам осмотра. Осмотр баков, защищенных герметиком, производится при замене последнего.

Периодическая техническая диагностика конструкций бака-аккумулятора должна выполняться не реже 1 раза в 3 года, ежегодно проводятся осмотр и проверка на прочность и плотность.

Результаты ежегодного осмотра и периодической диагностики баков-аккумуляторов должны быть оформлены актами с указанием выявленных дефектов, методов и сроков их устранения. Акт должен быть подписан ответственным лицом за безопасную эксплуатацию баков-аккумуляторов и утверждён техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Не реже 1-го раза в 5 лет организация (организации), эксплуатирующая тепловые сети, должна проводить испытания на прочность и плотность, максимальную температуру теплоносителя и определение тепловых и гидравлических потерь.

В зависимости от назначения трубопроводов и параметров среды, применяемых теплоизоляции и защитных укрывных элементов, внешняя поверхность трубопроводов должна быть окрашена в соответствующий цвет и иметь маркировочные надписи согласно требованиям Ростехнадзора. Окраска, условные обозначения, размеры букв и расположение надписей должны соответствовать действующим стандартам.

Независимо от температуры теплоносителя и способов прокладки для всех трубопроводов тепловых сетей, арматуры, фланцевых соединений, компенсаторов и опор труб следует выполнять устройство тепловой изоляции.

Для трубопроводов надземной прокладки при применении теплоизоляционных конструкций из горючих материалов следует предусматривать вставки длиной 3 м из негорючих материалов через каждые 100 м длины трубопровода.

Ввод в эксплуатацию тепловых сетей после окончания капитального ремонта без наружного антикоррозийного покрытия труб и металлических конструкций не допускается.

Оснащение центральных и индивидуальных тепловых пунктов контрольно-измерительными приборами определяют п. п. 9.1.44 и 9.1.45 ПТЭ ТЭ.

Согласно ПТЭ ТЭ при текущей эксплуатации тепловых сетей необходимо:

- поддерживать в исправном состоянии все оборудование, строительные и другие конструкции тепловых сетей, проводя своевременно их осмотр и ремонт;
- наблюдать за работой компенсаторов, опор, арматуры, дренажей, воздушников, контрольно-измерительных приборов и других элементов оборудования, своевременно устраняя выявленные дефекты и неплотности;
- выявлять и восстанавливать разрушенную тепловую изоляцию и антикоррозионное покрытие;

- удалять скапливающуюся в каналах и камерах воду и предотвращать попадание туда грунтовых и верховых вод;
- отключать неработающие участки сети;
- своевременно удалять воздух из теплопроводов через воздушники, не допускать присоса воздуха в тепловые сети, поддерживая постоянно необходимое избыточное давление во всех точках сети и системах теплопотребления;
- поддерживать чистоту в камерах, в проходных каналах, не допускать пребывания в них посторонних ли;
- принимать меры к предупреждению, локализации и ликвидации аварий и инцидентов в работе тепловой сети;
- осуществлять контроль за коррозией.

Результаты осмотра должны быть зафиксированы в журнале дефектов тепловых сетей, причём дефекты, угрожающие аварией и инцидентом, устраняются немедленно. Сведения о дефектах, которые не представляют опасности с точки зрения надежности эксплуатации тепловой сети, но которые нельзя устранить без отключения трубопроводов, заносятся в журнал обхода и осмотра тепловых сетей, а для ликвидации этих дефектов при ближайшем отключении трубопроводов или при ремонте - в журнал текущих ремонтов. Контроль может осуществляться дистанционными методами.

Согласно ПТЭ ТЭ периодическая техническая диагностика конструкций бака-аккумулятора должна выполняться не реже 1 раза в 3 года и содержать следующие работы:
- измерение фактических толщин листов поясов стенки с использованием соответствующих средств измерения;
- дефектоскопия основного металла и сварных соединений;
- проверка качества основного металла и сварных соединений, механические свойства и химический состав которых должны соответствовать указаниям проекта и требованиям технических условий завода-изготовителя на поставку.

На действующих баках-аккумуляторах производство работ, связанных с ударными воздействиями на их конструкции, изготовленные из кипящей стали, при температуре наружного воздуха ниже минус 20 °С не допускается.

Ремонт тепловых сетей производится в соответствии с утвержденным графиком (планом) на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных испытаний на прочность и плотность.

График ремонтных работ составляется исходя из условия одновременного ремонта трубопроводов тепловой сети и тепловых пунктов.

Перед проведением ремонтов тепловых сетей трубопроводы освобождаются от сетевой воды, каналы должны быть осушены. Температура воды, откачиваемой из сбросных колодцев, не должна превышать 40°С. Спуск воды из камеры тепловых сетей на поверхность земли не допускается.

При эксплуатации тепловых сетей поддерживаются в надлежащем состоянии пути подхода к объектам сети, а также дорожные покрытия и планировка поверхностей над подземными сооружениями, обеспечивается исправность ограждающих конструкций, препятствующих доступу посторонних лиц к оборудованию и к запорно-регулирующей арматуре.

Для трубопроводов со средой, подверженной замерзанию на период останова, применяется электрообогрев с использованием саморегулирующейся нагревательной ленты. Назначение: защита от замерзания в соответствии с климатическими условиями. Система обеспечивает автоматическое управление электрообогревом и имеет защиту от короткого замыкания. Документация по электрообогреву будет разработана на стадии

рабочего проектирования после определения всех диаметров и длин трубопроводов, которые необходимо обогревать

5.11.5 ТБЭ системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха

Безопасная эксплуатация ***системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха,*** включая мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту, должны быть обеспечены на основе, но не ограничиваясь, «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», утверждённых Минэнерго России, приказ № 115 от 24.03.2003 г. (далее - ПТЭТЭ), РД 34.21.527-95 (СО 34.21.527-95) «Типовая инструкция по эксплуатации систем отопления и вентиляции тепловых электростанций», раздел 4 «Эксплуатация систем отопления и вентиляции», ГОСТ 12.4.021-75 «Система стандартов безопасности труда. Системы вентиляционные. Общие требования», раздел 3 «Требования, предъявляемые к вентиляционным системам при эксплуатации и ремонте».

ПТЭ ТЭ регламентируют технические требования как к источникам тепловой энергии для систем теплоснабжения, тепловых сетей и узлов ввода теплоносителя, так и к системам и агрегатам ОВиК, а также к их эксплуатации и реконструкции.

В соответствии с ПТЭ ТЭ как при разработке, так и при эксплуатации систем ОВиК должны быть выполнены следующие требования.

К отопительным приборам должен быть обеспечен свободный доступ. Устанавливаемые ограждения, не предусмотренные проектом и штатной комплектацией изготовителя оборудования, не должны снижать теплоотдачу приборов, препятствовать доступу к устройствам регулирования и очистке приборов. При этом максимальная температура поверхности отопительных приборов должна соответствовать требованиям к температурному режиму отапливаемого помещения, а также санитарным нормам и правилам.

Запорная арматура на трубопроводах систем отопления должна быть установлена в соответствии с требованиями строительных норм и правил в местах, доступных для обслуживания и ремонта. Трубопроводы систем отопления и теплоснабжения согласно проектным решениям должны быть изготовлены из стальных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75* и из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91.

Прокладка или пересечение в одном канале трубопроводов отопления с трубопроводами горючих жидкостей, паров и газов с температурой вспышки паров 170°С и менее или агрессивных паров и газов не предусмотрена проектными решениями как противоречащая требованиям нормативно-технической документации и не допустима при реконструкции (модернизации) объекта.

При эксплуатации должен быть обеспечены регулярный контроль за удалением воздуха из систем отопления с водяным теплоносителеми из конденсатопроводов, заполненных водой. Устройства для отвода воздуха должны быть оборудованы в местах, доступных для эксплуатационного персонала.

С энергоснабжающей организацией должны быть согласованы скорость заполнения и подпитка независимых систем водяного отопления умягченной деаэрированной водой из тепловых сетей.

При эксплуатации водяной системы теплопотребления давление в обратном трубопроводе должно превышать статическое не менее, чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2), но не превышать максимально допустимое значение давления для наименее прочного элемента системы.

В процессе эксплуатации ***систем отопления*** необходимо:

- вести ежедневный контроль за параметрами теплоносителя (давление, температура, расход), прогревом отопительных приборов и температурой внутри помещений в контрольных точках с записью в оперативном журнале, а также за утеплением отапливаемых помещений (состояние фрамуг, окон, дверей, ворот, ограждающих конструкций и др.);
- не реже 1 раза в неделю очищать наружную поверхность нагревательных приборов осматривать наиболее ответственные элементы системы (насосы, запорную арматуру, контрольно-измерительные приборы и автоматические устройства);
- не реже 1 раза в месяц осматривать элементы систем, скрытых от постоянного наблюдения (разводящих трубопроводов на чердаках, в подвалах и каналах);
- проверять 2 раза в месяц закрытием до отказа с последующим открытием регулирующие органы задвижек и вентилей;
- соблюдать требование местной инструкции по эксплуатации о периодическом удалении воздуха из системы отопления;
- своевременно выполнять промывки фильтров (грязевиков), не допуская превышения разности показаний манометров до и после грязевика, нормируемой местной инструкции по эксплуатации;
- проверять исправность запорно-регулирующей арматуры в соответствии с утвержденным графиком ремонта, а снимать задвижки для их внутреннего осмотра и ремонта не реже 1 раза в 3 года, проверять плотность закрытия и менять сальниковые уплотнения регулировочных кранов на нагревательных приборах - не реже 1 раза в год;
- не реже 1 раза в 5 лет производить замену уплотняющих прокладок фланцевых соединений.

При тепловых испытаниях системы отопления должна быть выполнена наладка и регулировка системы, причём регулировку необходимо производить после выполнения всех разработанных мероприятий и устранения выявленных недостатков. Результаты тепловых испытаний должны быть оформлены актом и внесены в паспорт системы и здания.

Проектные решения в части агрегатов систем ОВиК, соответствующие техническим требованиям ПТЭ ТЭ, которые необходимо поддерживать в процессе эксплуатации:

- проектный воздухообмен в помещениях, в т. ч. проектный дисбаланс воздуха (при наличии);
- оснащение каждой калориферной установки согласно п. 9.4.2 ПТЭ ТЭ;
- обеспечение полной герметичности соединений между секциями калорифера и между калориферами, вентиляторами и наружными ограждениями, а также плотность закрытия об- водных каналов, работающих при переходных режимах;
- оснащение приточных камер систем вентиляции должно соответствовать п. 9.4.5 ПТЭ ТЭ; в т. ч. иметь запирание на замок;
- систематическое восстановление покрытия всех поверхностей, подверженных коррозии;
- контроль и восстановление уплотнения в местах проходов воздуховодов через ограждающие конструкции и стены;
- помещение для вентиляционного оборудования должно соответствовать требованиям строительных норм и правил по производственным зданиям;
- через помещения для вентиляционного оборудования допускается прокладка канализационных труб только ливневой канализации и труб сбора воды из вышерасположенных помещений вентиляционного оборудования;

не допускается прокладка:

- труб с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями и газами через помещение для вентиляционного оборудования;
- всех инженерных коммуникаций в шахтах забора воздуха.

В части действий персонала организаций, эксплуатирующих тепловые сети, включая их эксплуатационные районы и участки, ПТЭ ТЭ требует разработки и утверждения техническим руководителем организации инструкции с ***оперативным планом действий при аварии*** на любой из тепловых магистралей или насосной станции применительно к местным условиям и коммуникациям сети.

Такая инструкция должна предусматривать порядок отключения магистралей, распределительных сетей и ответвлений к потребителям, порядок обхода камер и тепловых пунктов, возможные переключения для подачи теплоты потребителям от других магистралей и иметь схемы возможных аварийных переключений между магистралями.

План ликвидации технологических нарушений во внешних тепловых сетях должен быть согласован с теплоснабжающими организациями и администрацией потребителей.

По разработанным схемам переключений с оперативным и оперативно-ремонтным персоналом тепловых сетей регулярно по утвержденному графику (но не реже 1 раза в квартал) проводятся тренировки с отработкой четкости, последовательности и быстроты выполнения противоаварийных операций с отражением их на оперативной схеме.

Эксплуатация тепловых пунктов предусмотрена силами оперативного или оперативно-ремонтного персонала, имеющего надлежащие квалификацию и аттестацию. Необходимость дежурства персонала на тепловом пункте и его продолжительность должна быть определена руководством эксплуатирующей организации в зависимости от местных условий.

5.12 ТОиР сетей и сооружений водоснабжения и водоотведения

5.12.1 О системе водоснабжения площадки ТЭС

Проектными решениями тома 5.2.1 (подраздел 2. Система водоснабжения раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения», 25-83G1-00-ИОС2.1; здесь и далее - том 5.2.1) предусмотрено устройство наружных и внутренних систем противопожарного водоснабжения высокого давления и хозяйственно-питьевого водопровода (об источниках водоснабжения см. выше в 3.1.2.3 «Система технического водоснабжения»).

Наружная сеть хозяйственно-питьевого водопровода предусматривается тупиковой из напорных полиэтиленовых труб SDR 17 диаметром 110х6,6 (ГОСТ 70628.2-2023) с устройством вводов в проектируемые здания.

Внутренние сети хозяйственно-питьевого холодного и горячего водоснабжения предусматриваются тупиковыми из стальных труб Д=108х4,0 до 20х2,8 мм, полипропиленовых труб Д=50÷20 мм.

Наружная сеть противопожарного водопровода предусматривается из напорных полиэтиленовых труб SDR 11 диаметром 400х36,3, 315х28,6 (ГОСТ 70628.2-2023).

Наружные сети пенного пожаротушения (В22) предусматриваются при подземной прокладке из напорных полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11-110х10.0 ГОСТ Р 70628.2-2023, при надземной прокладке по эстакадам и для подводящих труб к трансформаторам применены трубы стальные электросварные прямошовные Ø108х4,0 ГОСТ 10704-91 с наружным лакокрасочным покрытием.

Внутренние сети противопожарного водопровода, в том числе на охлаждение маслобаков предусматриваются из стальных электросварных труб диаметром от 273х6,0 до 20х2,8 по ГОСТ 10704-91 с наружным лакокрасочным покрытием.

Для пожаротушения площадки предусматривается кольцевая сеть противопожарного водопровода высокого давления с гидрантами. Расстановка пожарных гидрантов на кольцевой водопроводной сети обеспечивает подачу воды на пожаротушение любой точки обслуживаемых

данной сетью зданий не менее чем от двух гидрантов с учетом прокладки рукавных линий длиной не более 200 м по дорогам с твердым покрытием.

В местах расположения пожарных гидрантов устанавливаются специальные указатели. Гидранты имеют свободный подъезд пожарной техники для забора воды из них.

В местах установки гидрантов в зимний период эксплуатации должна производиться очистка от снега и льда.

Степень обеспеченности воды проектируемой сети хозяйственно-питьевого водоснабжения определяется, исходя из степени обеспеченности существующей сети станции. Для водопровода проектируемой площадки устанавливается 3 категория по степени обеспеченности водой.

Система противопожарного водоснабжения по степени обеспеченности водой будет иметь I категорию, в т. ч. за счёт присоединения к существующей сети противопожарного водопровода ТЭЦ-25.

Согласно 4.2 «Расход воды на пожаротушение» тома 5.2.1, будет обеспечен максимальный расход воды на наружное пожеротушение 50 л/с, общий расход с учетом наружного и внутреннего пожаротушения 154 л/с.

5.12.2 О системе водоотведения площадки ТЭС

Проектными решениями тома 5.3.1 (подраздел 3. Система водоотведения раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения», 25-83G1-00-ИОС3.1, здесь и далее том 5.3.1) для площадки ТЭС предусмотрены следующие системы канализации стоков:

- Хозяйственно-бытовая канализация ;
- Дождевая канализация;
- Производственная канализация
- Маслоотвод;

Очистка хозяйственно-бытовых сточных вод не предусматривается согласно техническим условиям. Сети бытовой канализации самотечные, сброс в существующую сеть станции.

Сбор дождевых стоков с площадки ТЭС предусмотрен через дождеприемные решётки резервуар проверхностных сточных вод объёмом 830 м3. Также в резервуаре предусмотрен дополнительный объем воды для работы мешалок. Резервуар оборудован люками для обслуживания насосов, мешалок.

Стоки по самотечным трубопроводам собираются в железобетонный монолитный аккумулирующий резервуар. Затем с помощью погружных насосов сточные воды подаются на ЛОС комплектной поставки (насосное оборудование, емкостное оборудование в надземном блок-боксе, оборудование управления и КИП входят в комплект). Количество насосов – 2 (1 рабочий, 1 резервный), напор 20 м. Производительность ЛОС 11 л/с. После очистки дождевые стоки проходят ультрафиолетовое обеззараживание.

В колодце К2-20 устанавливается переливная стенка для направления сточных вод в резервуар сбора поверхностного стока. При заполнении резервуара условно чистый сток направляется по обводной линии. Очищенный сток в колодце К2-38 КОП присоединяется по шелыгам труб к сети Ду 800.

Очищенный и обеззараженный сток сбрасывается в колодец, соединенный с обводной линией и затем поступает в городской коллектор.

В резервуар поступают условно чистые стоки производствтенной канализации от приямков здания ПГУ, аварийные сливы и переливы из баков обессоленной воды (на 2 этапе), количество до 100 м3 в сутки.

Также в систему дождевой канализации предусмотрен отвод случайных проливов от технологического оборудования - производственная канализация К3Н (условно чистый сток). Качественные показатели проливов в К3Н не превышают концентраций исходного поверхностного стока. Данный сток собирается приямки, откачивается из приямков погружными насосами, на наружной сети устанавливаются колодцы-гасители напора, затем данный сток направляется на ЛОС поверхностного стока.

На 1 этапе выполняется сеть сброса промывной воды фильтров из здания фильтров исходной воды К3.3.

На 2 этапе выполняются наружные сети продувки из градирни К3.1Н, К3.1 (от точки опуска с эстакады, по эстакаде решения отражены в томе «Тепломеханические решения»), перелив и опорожнение из чаши градирни – К3.2.

Материалы труб описаны в томе 5.3.1

Для ***аварийного слива турбинного масла*** из маслобаков турбинных установок в здании ГК предусмотрен подземный железобетонный резервуар объёмом 80 м^3, в который масло поступает о закрытой системе трубопроводов для отстаивания и последующей откачки специализированной техникой.

5.12.3 О техническом водоснабжении площадки ТЭЦ

Потребности в техническом водоснабжении площадки ТЭЦ и соответствующие проектные решения содержит том 6.3 (Часть 3. Техническое водоснабжение раздела 6 «Технологические решения», 25-83G1-00-ТР3, здесь и далее - том 6.3), где отмечено, что принятая для разработки ***оборотная система охлаждения*** оборудования требует подпитки, зависящей от нагрузок и режимов работы оборудования, а также температурных климатических условий эксплуатационных периодов (см. 3.1 там же).

Указанная подпитка предназначена для компенсации потерь воды циркуляционного контура в градирне, а также из-за продувок, а её объёмный расход 1205 м^3/ч обоснован данными таблицы 4.1.1 в томе 6.3. В качестве исходной воды для технического водоснабжения предусмотрена циркуляционная вода из Кунцевского водовода.

Схема охлаждения основного и вспомогательного оборудования независимого блока включает строительство следующих сооружений на площадке ТЭЦ-25:

1 этап строительства:

- здание фильтров исходной воды

2 этап строительства:

- циркнасосной в отдельно стоящем здании;
- камеру переключения, расположенную перед градирней;
- башенной градирни.

Кроме того, для устройства оборотной системы технического водоснабжения предусмотрена прокладка следующих трубопроводов:

1 этап строительства:

- 2 трубопровода Ду350 от Кунцевского промводовода до здания фильтров исходной воды по эстакаде и от здания фильтров исходной воды до вновь строящегося главного корпуса по эстакаде;

- трубопровод Ду350 сброса от охладителей ЗК из главного корпуса до существующей циркнасосной (ЦНС-2).

2 этап строительства:

- - подводящего самотечного железобетонного циркканала, прокладываемого от башенной градирни до приемного самотечного циркканала, расположенного вдоль циркнасосной. Прокладка подземная;

- приемного самотечного железобетонного циркканала вдоль циркнасосной. Прокладка подземная;

- двух напорных стальных трубопроводов Ду1200 от циркуляционных насосов (ЦЭН) до главного корпуса (цирквода на охлаждение конденсаторов). Прокладка подземная;

- двух напорных отводящих трубопроводов горячей воды от главного корпуса (от конденсатора) до градирни из стальных труб Ду1200. Прокладка подземная;

- напорного стального трубопровода Ду600 в главный корпус к охладителям ЗК (прокладка по эстакаде)

- напорного стального трубопровода Ду600 от охладителей ЗК из главного корпуса в самотечный циркканал (прокладка по эстакаде);

- напорного стального трубопровода Ду500 к водоводяным эжекторам (прокладка по эстакаде);

- напорного стального трубопровода Ду400 от водоводяных эжекторов в самотечный циркканал (прокладка по эстакаде);

- напорный стальной трубопровод Ду125 из дренажного приямка циркнасосной в трубопровод продувки;

- трубопровод добавочной воды Ду350 из главного корпуса в циркнасосную (проладка по эстакаде);

- трубопроводов продувочных вод, 2 трубопровода Ду250 (прокладка по эстакаде);

- трубопроводы опорожнения и перелива из градирни в ПЛК.

Напор в системе технического водоснабжения обеспечат три параллельно работающие электронасоса с 50 % производительностью каждого насоса от общей потребности в охлаждающей воде (2 рабочих, один онзервный). Установка этих насосов предусмотрена в помещении ЦНС, откуда охлаждающая вода по двум трубопроводам диаметром Ду1200 будет поступать на охлаждение конденсатора и водоводянных эжекторов.

Перед градирней предусмотрена камера с арматурой оперативного переключения потоков и подачи воды непосредственно в бассейн градирни. В этой камере предусмотрена установлена электрифицированной отключающей арматуры на каждом трубопроводе.

Для трубопроводов системы технического водоснабжения из углеродистой стали диаметром Ду1200 от циркнасосной до главного корпуса и от главного корпуса до градирни предусмотрена подземная прокладка от градирни до ГК с глубиной заложения, превышающей глубину промерзания грунта. Пазухи между трубами технического водоснабжения и откосами траншеи предусмотрено засыпать песчаным грунтом с последующим послойным уплотнением. Для защиты подземных стальных трубопроводов от грунтовой коррозии их наружные поверхности предусмотрено покрыть усиленной антикоррозийной изоляцией на основе битумно-полимерных материалов, также предусмотрена внутренняя изоляция этих трубопроводов.

По трассе трубопроводов технического водоснабжения предусмотрены смотровые колодцы для ревизии и опорожнения.

От градирни до циркнасосной предусматривается подземная прокладка подводящего самотечного железобетонного циркканала.

Перед циркнасосной проложен подземный приемный самотечный железобетонный циркканал. Откуда циркуляционные насосы, насосы охлаждения вспомогательного оборудования, насосы системы пожаротушения отбирают циркуляционную воду для подачи на охладения вспомогательного оборудования и пожаротушения.

Заглублённое сооружение из монолитного железобетона для камеры арматуры перед градирней оснащено дренажной системой и предназначено для размещения оборудования, регулирующего байпасную систему градирни. Эта система будет предотвращать образования льда на опорных несущих конструкциях и оросителях градирни, исключая их разрушение при низких тепловых, гидравлических нагрузках и отрицательных температурах наружного воздуха. В камере арматуры перед градирней на циркуляционных водоводах Ду1200 предусмотрена установка запорной электрифицированной арматуры с герметичностью класса «А», управляемой как средствами ПТК АСУ ТП, так и непосредственно по месту установки.

Для основного электрифицированного оборудования ЦНС предусмотрена первая категория электроснабжения:

- - на всасе насосов предусмотрена электрифицированная запорная арматура и компенсаторы;
- на напорной стороне - компенсаторы, обратные клапаны и электрифицированная запорная арматура.

В томе 6.3.1 приведены меры для:

- предотвращения возможного затопления электронасосов;
- предотвращения снеговых наносов, обмерзания и ледообразования на элементах конструкции градирни и оборудования, в т. ч. средствами системы защиты от замерзания;
- удобного доступа к агрегатам, узлами деталям для ТОиР, в т. ч. проходные площадки, площадки обслуживания, лестницы, перила и т. п.;
- молниезащита;
- светоограждение градирни и освещение лестниц, мостков и площадок обслуживания.

Уровень шума от оборудования градирни не превысит 80дБ(А) на расстоянии 1 м от охладителя, на высоте 1,5 м над поверхностью установки.

Для ТОиР оборудования в помещении ЦНС предусмотрена установка мостового электрический крана грузоподъемностью 12/3,2 т, управляемый с пола.

Помещение ЦНС также будет оснащено системами отопления и вентиляции. Работа ЦНС автоматизирована и предусматривает в т. ч. дистанционное управление оборудованием средствами программно-технического комплекса (далее - ПТК) АСУ ТП ТЭС. ПТК поддерживает в т. ч. управляющие функции аварийного отключения оборудования и автоматического ввода резерва, а также выполняет диагностирование с выдачей предупредительных и аварийных сообщений и сигналов, отображаемых на мониторах автоматизированного рабочего места оператора на щите управления.

5.13 Поддержание работоспособности и готовности системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре

Поддержание полнофункциональной работоспособности и готовности системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (далее - СОУЭ) требует от эксплуатирующей организаций реализации ряда мероприятий, начиная с проверки (испытаний) на работоспособность. В ГОСТ Р 59639-2021 «Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность» (утв. Приказом Росстандарта № 792-ст от 24.08.2021) систематизированы все этапы соответствующих мероприятий, в т. ч. их документирование, рекомендации по установлению уровней доступа, оценка работоспособности системы, система технического

обслуживания (далее - ТО), график замены технических средств (приводимые далее мероприятия и рекомендации даны со ссылками на соответствующие п. п. этого ГОСТ).

Перед вводом СОУЭ в эксплуатацию необходимо проведение ***пусконаладочных работ*** для обеспечения и подтверждения полнофункциональной работоспособности и готовности системы (5.6.11), соответствующий акт проверки (испытаний) на работоспособность СОУЭ является необходимым условием для принятия СОУЭ в эксплуатацию (5.6.13).

Акт о проверке (испытании) на работоспособность СОУЭ должен содержать документы, перечисленные в п. 5.6.9 рассматриваемого ГОСТ, включая заключение (решение) рабочей комиссии. Кроме того, акту должны быть приложены договоры, исполнительная документация, техническая документация, входящая в комплектацию технических средств, сертификаты соответствия (декларации, если это предусмотрено действующим законодательством), иные документы, предусмотренные договорами (5.6.10).

На основе акта о проверке (испытании) на работоспособность СОУЭ должен быть оформлен и подписан акта о вводе СОУЭ в эксплуатацию (6.2.2) со следующими приложениями (6.2.3):

- техническая документация изготовителей на технические средства СОУЭ;
- проектная и рабочая документация;
- инструкции по эксплуатации на СОУЭ в целом и на отдельные технические средства;
- график замены технических средств СОУЭ;
- акт проверки (испытаний) на работоспособность;
- эксплуатационная документация;
- исполнительная документация (чертежи, акты: входного контроля, окончания монтажных работ, испытаний по окончании пусконаладочных работ, а также сертификаты на оборудование и материалы).

В период ***эксплуатации*** *СОУЭ* должны быть обеспечены:

- ввод в эксплуатацию СОУЭ;
- контроль технического состояния СОУЭ;
- ТОиР СОУЭ (при необходимости);
- устранение неисправностей и ложных срабатываний СОУЭ, выявление их причин;
- периодические проверки (испытания) СОУЭ;
- своевременную замену технических средств СОУЭ;
- ведение эксплуатационного журнала,

для чего необходимы обучение и подготовка дежурного персонала по использованию технических средств СОУЭ (6.1.1). При этом рассматриваемый ГОСТ в п. 6.1.3 рекомендует установить четыре уровня доступа, имеющие различные функциональные задачи от 1-го уровня доступа для дежурного персонала до 4-го уровня доступа, который предназначен для сервисного обслуживания, авторизованного производителем.

К обязанностям эксплуатирующей организации рассматриваемый ГОСТ в п. 7.1 относит оценку работоспособности СОУЭ не реже двух раз в год, при этом в ходе испытаний подлежат проверке основные параметры СОУЭ, приведенные в п. 7.2. Кроме того, СОУЭ должна обеспечивать нормированные характеристики при переключении с основного источника питания на резервный (7.4).

График замены технических средств СОУЭ должен быть составлен при приемке СОУЭ в эксплуатацию и содержать сведения о сроке службы технических средств СОУЭ и дате последующей замены. После замены технического средства СОУЭ график

корректируют (6.7.2). Рассматриваемый ГОСТ в п. 6.7.4 устанавливает следующие сроки периодичности плановой замены для технических средств СОУЭ:

- световые, звуковые и речевые пожарные оповещатели - в соответствии с рекомендациями изготовителей, но не более 10 лет;
- приборы и их компоненты, источники бесперебойного электропитания - в соответствии с рекомендациями изготовителей, но не более 10 лет;
- элементы питания - в соответствии с рекомендациями производителей, но не более 10 лет;
- вспомогательные технические средства пожарной автоматики - в соответствии с рекомендациями изготовителей, но не более 10 лет;
- другие элементы и составные части системы - в соответствии с рекомендациями изготовителей, но не более 10 лет.

По окончании замены технических средств СОУЭ должна быть проверена (испытана) на работоспособность (6.7.6).

Для поддержания в течение т. н. жизненного цикла объекта предусмотренных проектными решениями функциональных возможностей АСУ ТП энергоблоков электростанции в процессе эксплуатации должна быть организована система технического обслуживания и ремонта (ТОиР), обеспечивающая безопасность и надёжность как систем управления и автоматизации, так и всего комплекса оборудования.

В части эксплуатации и технического обслуживания средств автоматизации, АСУ ТП, локальных систем управления должны быть реализованы следующие решения.

Согласно разработанным в проекте структуре управления и штатному расписанию объекта должен быть организован цех тепловой автоматики, измерений и АСУТП (далее - цех ТАИ и АСУ ТП), укомплектованный руководителями и специалистами надлежащих компетенций и квалификации. Для обеспечения непрерывной бесперебойной работы оборудования и систем в штате цеха ТАИ и АСУ ТП должен быть предусмотрен дежурный и сменный персонал.

5.14 Проектные решения в части технологического обеспечения ремонтных работ

Проектными решениями предусмотрены соответствующие основному и вспомогательному оборудованию виды ремонта, в т. ч. в площадочных условиях.

Для предотвращения разлива трансформаторного масла при повреждении отдельных элементов трансформаторного оборудования предусмотрены специальные маслоприемники с маслоотводными трубами, обеспечивающие удержание не менее 100 % от общего объема масла соответствующего трансформатора. Отходы трансформаторного минерального масла объёмом около 2,575 т/год будут подлежать вывозу специализированной организацией.

Для монтажа и вывода в ремонт турбинного оборудования, а также проведения по месту ремонта тепломеханического оборудования проектными решениями в томе 6.1.1 п. 7.8 «Решения по организации ремонтных работ» предусмотрены ремонтные площадки, а также автозаезды в ГК, расположенные:

- ряд «Е» оси 7÷8;
- по оси 1 в рядах «Б» ÷ «В»;
- по оси 8 в рядах «Б» ÷ «В»;
- ряд «А» оси 5÷6;
- ряд «А» оси 7÷8.

Ремонтные площадки обеспечивают удобный и безопасный доступ к механизмам и электрооборудованию. При расстоянии от пола ремонтной площадки до нижних частей

крана менее 1800 мм дверь для входа на ремонтную площадку оборудуется запором и автоматической электроблокировкой, снимающей напряжение с главных троллеев ремонтного участка. Вместо устройства стационарных ремонтных площадок для обслуживания электроталей предусматриваются передвижные ремонтные площадки.

Для проведения ремонтных работ оборудования энергоблока ТЭС предусмотрены передвижные средства механизации: автопогрузчики, сварочные агрегаты переменного тока, преобразователи сварочные постоянного тока, напольные ручные тележки и т.д.

В главном корпусе предусмотрены сети переменного тока 400 В для подключения сварочных трансформаторов и электрифицированного инструмента.

Перечень грузоподъемного оборудования, необходимого для механизации ремонтных работ основного и вспомогательного оборудования проектируемого энергоблока, приведена в 7.8.2.

Помимо размещения технологического оборудования в зданиях, строениях и сооружениях ОКС ПД содержит проектные решения, предусматривающие доставку, хранение, монтаж и демонтаж, ремонты и наладки различного уровня и сложности всех основных групп оборудования и систем, средства механизации ТОиР, включая, но не ограничиваясь грузоподъёмными сооружения и средствами.

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	изменен-ных	заменен-ных	новых	аннулиро-ванных				

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.