6.3 Кабельное хозяйство

Кабельное хозяйство выполняется согласно действующим нормам и правилам (СНиП, ПУЭ), а так же РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкции по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» [12.33], РД 34.03.304-87 «Правилам выполнения противопожарных требований по огнестойкому уплотнению кабельных линий» [12.34].

6.3.1 Кабельное хозяйство внутри зданий и по площадке

Прокладка кабельных линий в помещении главного щита управления (ГЩУ), ГРУ-6 кВ, в главном корпусе и от главного корпуса к помещению ГЩУ предусматривается по существующим кабельным сооружениям и конструкциям.

Проходы кабелей через стены, перекрытия и перегородки кабельных сооружений выполняются с уплотнением мест прохода кабелей трудно сгораемыми материалами, перечень которых приведен в РД 34.03.304-87 «Правилам выполнения противопожарных требований по огнестойкому уплотнению кабельных линий» [12.34]. Это обеспечивает нераспространение огня из одного помещения в другое в течение 0,75 часа.

При подходе к электрооборудованию кабели прокладываются в стальных трубах и металлорукавах.

Для повышения пожарной безопасности предусматриваются кабели с оболочками, не поддерживающими горение, типов ААШнг, АВВГнг, ВВГнг, КВВГЭнг, КВВГнг.

6.4 Заземляющие устройства, молниезащита

Все вновь устанавливаемое оборудование размещается в существующем главном корпусе и существующих помещениях щита управления. Новое заземляющее устройство не предусматривается. Оборудование присоединяется к существующему заземляющему контуру стальной полосой сечением 40х4 мм^2 и полосой 25х4 мм^2.

Молниезащита на данной стадии проектирования не выполняется, так как все устанавливаемое оборудование размещается в существующих зданиях.

6.5 Электрическое освещение

По причине того, что выполняется замена существующего оборудования и размещение нового предусматривается в существующих помещениях, электрическое освещение на данном этапе проектирования не предусматривается.

6.6 Электромагнитное воздействие и воздействие на окружающую среду

В рабочем проекте применено электротехническое оборудование и кабели на напряжение 6, 0,4 кВ, не оказывающие вредного электромагнитного воздействия на окружающую среду.

Полностью отсутствует маслонаполненное оборудование с большим количеством масла, система охлаждения турбогенератора – воздушная.

В ГРУ-6 кВ установлены шкафы КРУ-6 кВ с вакуумными выключателями. Трансформаторы напряжения, имеющие незначительный объем масла, размещаются внутри шкафов КРУ, и разлив масла не выходит за пределы шкафа.

Рабочим проектом предусмотрены силовые кабели без свинцовой оболочки.

Раздел 7. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

7.1 Описание существующего состояния

В настоящее время система автоматизации паровой турбины типа Р-2,5-35/6 ст.№2 Аркалыкской ТЭЦ выполнена на «традиционных» средствах автоматизации.

Контроль и управление технологическими процессами осуществляется с теплового щита управления ТЩУ, оборудованного щитовыми устройствами.

Объем теплотехнического контроля, сигнализации, автоматического регулирования, технологических защит и блокировок не соответствует требованиям СО 34.35.101-2003 «Методическими указаниями по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях» [12.35], РД 34.35.131-95 «Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования электростанций с поперечными связями» [12.36]. Контрольно-измерительные приборы, находящиеся в эксплуатации морально и физически устарели, не входят в реестр Государственной Системы обеспечения единства Измерений Республики Казахстан (ГСИ РК) [12.37].

Отображение и регистрацию информации обеспечивают одно- и двухточечные вторичные приборы, установленные на щитовых устройствах. Регистрация показаний приборов производится на бумажные носители. Данные приборы морально и физически устарели и не входят в реестр ГСИ РК [12.37].

Щитовые устройства, включая металлоконструкции, аппаратуру питания, сигнализации, НКУ, органы управления запорной и регулирующей арматурой морально и физически устарели, имеют неэстетичный вид ввиду большого срока эксплуатации.

Для управления электрифицированной запорно-регулирующей арматурой предусмотрены силовые сборки задвижек. Пускорегулирующая аппаратура сборок в неудовлетворительном состоянии, физически изношена ввиду большого срока эксплуатации.

Импульсные линии, включая отключающую импульсную запорную арматуру в неудовлетворительном состоянии, физически изношены, имеют следы коррозии. Запорная арматура в нерабочем состоянии. Датчики температуры не оснащены защитными гильзами.

Кабельные линии частично не закреплены. Металлоконструкции и защитные трубы в неудовлетворительном состоянии, физически изношены, имеют следы коррозии.

7.2 Краткая характеристика объекта автоматизации

В разделе «Система управления технологическими процессами» рабочего проекта «Реконструкция Аркалыкской ТЭЦ в части замены турбоагрегата ст.№2 мощностью 2,5МВт в г.Аркалык Костанайской области» предусматривается автоматизированная система управления технологическими процессами АСУТП турбоагрегата типа SST-060 ст.№2 компании SIEMENS, поставляемой комплектно.

7.3 Общая концепция системы управления

Автоматизированная система управления технологическими процессами АСУТП предназначена для управления основными и вспомогательными технологическими процессами производства тепло- и электроэнергии на ТЭЦ.

Основными целями внедрения современной АСУТП являются:

1) Обеспечение управления технологическим оборудованием ТЭЦ в нормальных, переходных и предаварийных режимах работы для выполнения главной функции – выработки электрической и тепловой энергии требуемого количества и качества.

2) Защита технологического оборудования при угрозе возникновения аварийной ситуации.

3) Обеспечение персонала достаточной, достоверной и своевременной информацией о ходе технологического процесса и состоянии оборудования для оперативного управления.

АСУТП обеспечивает улучшение следующих показателей:

- повышение эксплуатационной готовности технологического оборудования и точности регулирования параметров;
- повышение экономичности работы технологического оборудования за счет оптимизации режимов работы оборудования, экономии топлива;
- создание лучших условий работы для оперативного персонала, облегчающих принятие безошибочных решений по управлению технологическим оборудованием и снижающих нагрузку на операторов-машинистов;
- повышение меры ответственности персонала за счет наличия в системе функции слежения и протоколирования действий персонала по управлению технологическим оборудованием.

Объем контролируемых технологических параметров предусмотрен в соответствии с СО 34.35.101-2003 «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях» [12.35], ВНТП-81 «Нормы технологического проектирования тепловых электростанций» [12.38], РД 34.РК.20.501-02 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Казахстан» [12.39], «Правила устройства электроустановок Республики Казахстан» [12.32], ГОСТ 21.208-2013 «Автоматизация технологических процессов» [12.40]; РД 34.35.131-95 «Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования электростанций с поперечными связями» [12.36]; РД 153-34.1-35.137-00 «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники» [12.41].

7.4. Функциональная и организационная структура системы управления

Турбина Siemens SST-060 оснащается комплектной локальной автоматизированной системой управления. Данная локальная система предусматривает возможность интеграции в систему управления верхнего уровня.

Структура объекта управления и контроля определяется составом основного и вспомогательного оборудования.

Система регулирования частоты вращения турбины обеспечивается комплектным электронным регулятором SIEMENS SC900, поддерживающим постоянную частоту вращения ротора турбоагрегата.

Также турбина оснащена:

- регулятором давления свежего пара;
- регулятором давления отбора пара;
- регулятором парораспределения;

Схема технологических защит турбины обеспечивает защиту от:

- превышения скорости вращения;
- превышения ускорения;
- по условию отключения от регулятора скорости.

Контроль и управление турбиной осуществляется с локального пульта оператора SIMATIC MP277 (10”) с цветным сенсорным TFT –дисплеем. Дополнительно, для дистанционного контроля и управления турбиной предусматривается автоматизированное рабочее место АРМ оператора, устанавливаемое в помещении теплового щита управления ТЩУ.

А также, для контроля основных параметров работы турбины предусматривается дополнительное автоматизированное рабочее место АРМ в помещении главного щита управления ГЩУ.

Управление электрифицированной запорной арматурой, не входящей в границы поставки турбины (на свежем паре, на отработавшем паре и на линии аварийного слива масла) предусматривается с применением силовой аппаратуры сборок РТЗО ЗАО «КЭМОНТ» г. Усть-Каменогорск.

7.5 Электропитание приборов и средств автоматизации

Все оборудование автоматизации питается от сети переменного тока напряжением 380/220В (+10/-15%) с частотой 50 Гц (±1 Гц). Для обеспечения бесперебойной работы аппаратуры имеются две параллельные (основная и резервная) сети питания либо от устройств автоматического ввода резерва (АВР).

Раздел 8. ВОДОСНАБЖЕНИЕ

8.1 Хозяйственно-противопожарный водопровод

В рабочем проекте предусмотрена система хозяйственно-противопожарного водопровода.

Внутренний хозяйственно-противопожарный водопровод

Противопожарный водопровод В2 необходим для обеспечения охлаждения маслобака вновь установленной турбины типа SST-060 в случае возникновения пожара в турбинном отделении. Подключение трубопровода охлаждения турбины осуществляется к существующему кольцевому хозяйственно-противопожарному водопроводу Ø89х3мм. Расход воды на охлаждение маслобака составляет 7,07 л/с.

Охлаждение маслобака предусматривается стационарной дренчерной установкой водяного охлаждения с ручным управлением. Открытие задвижки – по месту вручную. Трубопроводы системы противопожарного водопровода приняты из стальных электросварных труб Ø57х2,5 - Ø40х2,2мм по ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент» [12.42], выполненных по гр. В ГОСТ 10705-80 «Трубы стальные электросварные. Технические условия» [12.43] из стали марки Вст3сп2 по ГОСТ 380-2005 «Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки» [12.44] и стальных водогазопроводных труб Ø15мм по ГОСТ 3262-75 «Трубы стальные водогазопроводные» [12.45].

Раздел 9. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

9.1 Общие сведения

Действующая площадка ТЭЦ расположена в промышленной зоне города Аркалык, Костанайской области.

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) г. Аракалык входит в состав ГКП «Аракалыкская теплоэнергетическая компания (ТЭК)».

ГКП «Аркалыкская ТЭК» расположена по адресу: г. Аракалык, ул. Каирбекова, 25. Основным видом деятельности предприятия является производство и передача электрической энергии и теплоносителя до потребителя, обеспечение водой, канализацией, теплом населения города и предприятий. Данная организация является единственным энергогенерирующим предприятием в Аркалыкском районе.

Промышленная площадка Аркалыкской ТЭЦ расположена в пределах радиуса обслуживания существующей пожарной части. В случае возникновения пожара на Аркалыкской ТЭЦ, согласно плана пожаротушения по вызову (рангу) №2 выезжают подразделения специализированного отряда №2 г. Аркалыка в составе 7 человек личного состава и 3 единицы техники АЦ и 1 единица АЛ. Аркалыкскую ТЭЦ обслуживает специализированный отряд №2 г. Аркалыка ГУ «СПиАСР ДЧС Костанайской области», который расположен по адресу - г. Аркалык, ул. Горбачева 38.

Время прибытия пожарного наряда на АТЭЦ составляет 6 минут. Расстояние до объекта составляет 2,6 км. Количество личного состава составляет 7 человек и 3 единицы техники.

9.2 Категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности и классы помещений по ПУЭ

Показатели, характеризующие взрывную, взрывопожарную и пожарную опасность, установлены для помещений, зданий и сооружений согласно действующим нормативным требованиям по определению категорий помещений по взрывопожарной и пожарной опасности (см. таблицу 9.1).

Таблица 9.1

№ п/п	Наименование зданий и помещений	Категория производств согласно СНиП РК 4.02-08-2003 [12.46]	Класс помещений по ПУЭ РК [12.32] согласно СНиП РК 4.02-08-2003 [12.46]	Степень огнестойкости согласно СНиП РК 4.02-08-2003 [12.46]	Класси-фикация пожаров
1	Главный корпус в составе:	В	нормальные	II	В
1.1	Турбинное отделение	Г	нормальные	II	В
1.2	ГРУ-6 кВ (сущ.)	Д	–	II	Е

9.3 Строительные мероприятия

Взрыво - и пожаробезопасность здания ТЭЦ обеспечивается планировочными решениями с учетом категорий производств, применением материалов и конструкций с требуемой степенью огнестойкости, необходимой площадью легко сбрасываемых конструкций.

Здание ТЭЦ обеспечены комплексом активной и пассивной противопожарной защиты.

Комплекс активной защиты предусматривает предупреждение, недопущение и тушение возникающих очагов возгораний.

Комплекс пассивной защиты предусматривает соответствующее огнезащитное покрытие несущих конструкций с целью сохранения прочности и устойчивости конструктивной схемы зданий и сооружений в целом в случае огневого воздействия.

Проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- исключение строительных конструкций из сгораемых материалов;
- повышение огнестойкости конструкций применением специальных огнезащитных покрытий;
- применение конструктивных решений, предотвращающих распространение огня по конструкциям и через коммуникации;
- создание огнезащитных зон, разрывов, преград;
- организация необходимых проходов и надежных путей эвакуации;
- пути эвакуации выполняются с применением несгораемых материалов, рассредоточено, с организацией проходов в соответствии с требованиями, к ним предъявляемыми.

Предел огнестойкости строительных конструкций принят в соответствии с требованиями СНиП РК 2.02-05-2002 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» [12.47], действующего по состоянию на 9.12.2016 г.

9.4 Противопожарное водоснабжение

Противопожарный водопровод В2 необходим для обеспечения охлаждения маслобака вновь установленной турбины типа SST-060 в случае возникновения пожара в турбинном отделении. Подключение трубопровода охлаждения турбины осуществляется к существующему кольцевому хозяйственно-противопожарному водопроводу Ø89х3мм. Расход воды на охлаждение маслобака составляет 7,07 л/с.

Охлаждение маслобака предусматривается стационарной дренчерной установкой водяного охлаждения с ручным управлением. Открытие задвижки – по месту вручную. Трубопроводы системы противопожарного водопровода приняты из стальных электросварных труб Ø57х2,5 - Ø40х2,2мм по ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент» [12.42], выполненных по гр. В ГОСТ 10705-80 «Трубы стальные электросварные. Технические условия» [12.43] из стали марки Вст3сп2 по ГОСТ 380-2005 «Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки» [12.44] и стальных водогазопроводных труб Ø15мм по ГОСТ 3262-75 «Трубы стальные водогазопроводные» [12.45].

9.5 Противопожарные мероприятия для основного технологического оборудования

В соответствии с действующими противопожарными нормами для локализации возгораний в турбинном отделении ТЭЦ г. Аркалык предусматривается аварийный слив турбинного масла из маслосистемы турбоагрегатов в подземный резервуар, расположенный за пределами главного корпуса объемом 5 м^3.

Трубопроводы аварийного слива масла присоединяются к специальным штуцерам на маслобаке турбоагрегата. На каждом трубопроводе последовательно устанавливаются две запорные арматуры с ручным приводом: первая по ходу среды арматура снабжается колонковым приводом, установленным на удалении от оборудования маслосистемы, на основной отметке обслуживания турбоагрегата, в безопасном при пожаре месте. Вторая по ходу среды арматура, при работающей маслосистеме, должна находиться в открытом положении и быть опломбирована.

Диаметр каждого трубопровода аварийного слива выбирается исходя из расчета слива масла из маслосистемы турбоагрегата за время не более 15 мин.

Емкость масляной системы устанавливаемых турбоагрегатов составляет около 3,6 м^3, поэтому емкость подземного бака аварийного слива должна быть не менее этой величины.

Все фланцевые соединения и арматура маслопроводов станции закрываются кожухами, со сбором протечек в специальные баки. Под всем маслонаполненным оборудованием – маслобаком, маслоохладителями, колонками регуляторов давления теплофикационных отборов, эксгаустерами, гидравлическими грузовыми аккумуляторами – выполняются поддоны с высотой борта 50 мм, а протечки масла из них также направляются в специальные баки.

Все маслопроводы станции выполняются из стальных бесшовных труб с применением стальной арматуры.

Вновь устанавливаемый турбогенератор SST-060 выполняется с воздушным охлаждением, что в значительной степени повышает его взрывопожаробезопасность.

На ТЭЦ применяется жидкое топливо (мазут). Согласно ГОСТ 12.1.044 «Пожаро-взрывоопасность веществ и материалов» [12.48] температура самовоспламенения - 350°С. Температурными пределами распространения пламени 91-55°С. Взрывоопасная концентрация паров мазута в смеси с воздухом составляет: нижний предел - 1,4%, верхний - 8%.

При хранении мазута и эксплуатации мазутного хозяйства применяются следующие существующие технические решения:

- все огневые работы в помещениях, на территории мазутного хозяйства, трубопроводах мазута выполняются по наряду-допуску;
- не допускается подогревать мазут в резервуарах до температуры превышающей 90°С;
- запрещается применение открытого огня при разогреве замерзших мазутопроводов, а так же на территории мазутного хозяйства;
- запрещается использовать мазутопроводы в качестве конструкций, несущих дополнительную нагрузку;
- на мазутопроводах применяется несгораемая теплоизоляция.

Производится контроль за коррозионным состоянием металлических резервуаров мазута.

Оборудование в помещениях располагается таким образом, чтобы обеспечить свободный доступ ко всем элементам оборудования, устройствам пожаротушения и к лестничным клеткам. Лестницы и площадки изготавливаются решетчатыми.

Наиболее важными инженерными коммуникациями на территориях производств являются: трубопроводы горячей воды, водопроводы, подземные и проложенные в кабельных каналах электрокабеля и кабеля связи, которые в то же время являются наиболее уязвимыми при авариях, пожарах и катастрофах, а также магистральные сети, здания, железнодорожные пути, автомобильные подъездные пути.

Для предупреждения возникновения пожаров проводится профилактическая работа. Объекты должны быть обеспечены противопожарными средствами и инвентарем. Назначены ответственные за противопожарное состояние, проводиться противопожарные тренировки.

Мероприятия, выполняемые для предупреждения и снижения воздействия пожаров:

- средства пожаротушения держать в исправленном состоянии;
- проверить и доукомплектовать пожарные щиты недостающими огнетушителями и инструментом;
- произвести снос объектов, не имеющих материальной ценности, способных к возгоранию;
- очистить территорию от легковоспламеняющихся предметов и сухой травы;
- обработать поверхности деревянных строений и конструкций (перегородки, лестничные клетки, стеллажи и др.) огнезащитными вспучивающимися красками или штукатуркой толщиной не менее 15 мм;
- не загромождать проходы и лестничные клетки в помещениях производственных цехов;
- держать в свободном для проезда состоянии подъездные пути и пути проезда между зданиями;
- готовить аварийно-технические формирования для локализации и тушения пожаров;
- готовить сменный персонал к безаварийной остановке производства.

При взрывах и пожарах необходимо задействовать план пожаротушения объекта.

Совместные действия обслуживающего персонала и пожарной части при тушении пожара

После прибытия пожарной части на месте пожара руководителем пожаротушения является командир прибывшего пожарного подразделения.

1) Представитель станции - лицо, ответственное за соблюдение техники безопасности, обязан давать командиру пожарной части указания по соблюдению электротехнических правил безопасности, выполнение которых обязательно. Руководитель пожарной части должен быть предупрежден о возможности

загорания рядом расположенной аппаратуры при недостаточной защите ее от огня или при нагреве.

Начальник смены станции обязан выдать командиру прибывшего пожарного подразделения письменное разрешение на тушение пожара. Текст разрешения следующий: «Разрешаю приступить к тушению пожара. Действовать с учетом наличия напряжения, соблюдая необходимые меры безопасности. Подпись»

2) Пожарная часть приступает к тушению пожара в электроустановке после получения инструктажа от лица ответственного за соблюдение техники безопасности и после снятия напряжения с горящего оборудования. Однако при этом надо руководствоваться настоящей инструкцией.

3) Начальник смены, совместно с лицом ответственным за соблюдение техники безопасности при пожаротушении, должны обеспечить прибывшую пожарную часть защитными средствами имеющимися на центральных противопожарных постах, обеспечить и организовать участие дежурного персонала, членов ДПД и других работников станции, прибывших к месту пожара в развертывании средств пожаротушения, охлаждения близлежащих конструкций и оборудования, оцепления опасной зоны, локализации и ликвидации очага возгорания.

Заземление пожарных стволов и заземление пожарных машин должно осуществляться дежурным оперативным персоналом. Лицо, ответственное за соблюдение техники безопасности, лично проверяет правильность подключения заземляющих тросиков к местам заземления, после этого разрешает тушение пожара водой.

4) При тушении пожара работа пожарных подразделений производится с учетом указаний старшего лица из числа технического персонала энергетического объекта, который должен давать указания руководителю тушения пожара по соблюдению электрических правил безопасности, информировать о возможном загорании рядом расположенной аппаратуры и распространения пожара.

Руководитель тушения пожара обязан согласовывать со старшим из числа технического персонала свои действия по расстановке сил и средств пожаротушения, перемену позиций пожарных стволов и т.д.

5) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждение токоведущих частей.

Личный состав пожарных подразделений во время тушения пожара должен считать, что все токоведущие части электроустановки находятся под напряжением, за исключением тех токоведущих частей, отсутствие напряжения на которых подтверждено персоналом.

Действия добровольной пожарной дружины

При возникновении пожара на станции для ликвидации его должны быть дополнительно привлечены следующие лица из числа сменного персонала - члены станционной добровольной пожарной дружины:

- дежурный слесарь котельного участка;
- дежурный электромонтер;
- старший машинист турбинного участка
- дежурный персонал цеха

Из числа ремонтного персонала привлекаются:

- электрослесари электромастерской (6 чел - выделяются старшим мастером);
- персонал цеха КИП;
- персонал ремонтного цеха - 10 чел.

Перечисленные лица и члены добровольной пожарной дружины при объявлении по местному радио о пожаре должны явиться к месту пожара в подчинение руководителя пожаротушения.

В каждом цехе должен быть утвержденный список лиц обязанных принимать участие в тушении пожара (независимо от места пожара). Эти лица должны быть специально проинструктированы.

9.6 Электротехнические мероприятия

Поскольку все проектное оборудование устанавливается в существующих действующих помещениях, на данном этапе проектирования специальных пожарных мероприятий не предусматривается.

Для всего электротехнического оборудования, принятого к установке предусмотрены мероприятия, максимально снижающие риск возникновения и распространения пожара:

-Турбогенератор имеет воздушную систему охлаждения. Отсутствие водорода исключает возможность взрыва и пожара на генераторе;

-В ГРУ-6 кВ к установке принято оборудование с трудно горючими и негорючими материалами:

- шкафы КРУ типа К-XXVI с вакуумными выключателями;
- силовые и контрольные кабели с изоляцией, не поддерживающей горение.

Кабельное хозяйство выполняется согласно действующим нормам и правилам (СНиП, ПУЭ), а также РД 34.49.101-87 «Инструкции по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» [12.49], РД 34.03.304-87 «Правилам выполнения противопожарных требований по огнестойкому уплотнению кабельных линий» [12.34].

Прокладка кабельных линий в действующих кабельных каналах и лотках предусматривается по кабельным конструкциям открытым способом с обеспечением защиты от механических повреждений, от воздействия искр, источников тепла.

Проход кабелей через стены, перекрытия и перегородки кабельных сооружений выполняется с уплотнением мест перехода кабелей трудно сгораемыми материалами, перечень которых приведен в РД 34.03.304-87 [12.34]. Для предотвращения распространения пожара при возгорании кабеля, в местах перехода кабельных каналов из одного помещения в другое установлены огнепреградительные перегородки. Это обеспечивает нераспространение огня из одного помещения в другое в течение 0,75 часа.

Для повышения пожарной безопасности предусматриваются кабели с оболочками, не поддерживающими горение, типов ААШнг, АВВГнг, ВВГнг, КВВГЭнг, КВВГнг.

Раздел 10. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ПО ВЗРЫВО- И ПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТИ

10.1 Общая информация

10.1.1 Общие сведения о промышленном объекте

В настоящее время централизованное теплоснабжение и электроснабжение г. Аркалык осуществляется от АТЭЦ, входящее в состав ГКП «Аркалыкская ТЭК».

Персонал АТЭЦ входит в состав и подчиняется ГКП «Аркалыкская ТЭК».

Почтовый адрес: Республика Казахстан, Костанайская область, г. Аркалык, промзона, ТЭЦ.

Центральный офис управления компанией ГКП «Аркалыкская ТЭК» находится по ул. Каирбекова,25.

Ф.И.О.	Должность	Телефон: (71430)
Абишев А. С.	Директор ГКП «Аркалыкская ТЭК»	7-05-78
Мамедов Ю. Т.	Начальник производства ТЭЦ	-
Хамитов Ж. Х.	Зам. директора	-
Омаров А. М.	Главный технический руководитель охраны труда и надежности ГКП «АТЭК»	-
Кусайын Ж. Н.	Начальник ПТО ГКП «АТЭК»	-

10.1.2 Краткая характеристика Аркалыкской ТЭЦ

Жизнедеятельность города обеспечивает Государственное коммунальное предприятие «Аркалыкская теплоэнергетическая компания» (ГКП «АТЭК»), которая осуществляет снабжение потребителей города теплом, горячим водоснабжением, холодной питьевой водой, технической водой промышленных объектов, обеспечивает прием и отведение стоков. Кроме этого обеспечивает выработку электроэнергии на тепловом потреблении на собственные нужды предприятия и ее транспорт и обеспечивает холодным водоснабжением сельские населенные пункты, расположенные вдоль магистральных водопроводов (Ашу-Тасты, Ангар, Родина, Ак-бидай, Жалгызтал, Фурманова).

Предприятие ГКП «Аткалыкская ТЭК» представлена тремя площадками, расположеными в городе Аркалык:

- площадка №1 расположена в промзоне за железнодорожными путями ст. Аркалык;
- площадка №2 расположена на территории бывшего автобусного парка;
- площадка №3 расположена по ул. Горбачева.

Площадка №1 представлена территорией ТЭЦ, расположенной в промзоне, в южной части города.

Границами промышленной площадки служат территории соседних предприятий. Расстояние от ТЭЦ до ближайшего жилого массива (селитебной зоны) составляет 700м.

Площадка ТЭЦ расположена в пределах радиуса обслуживания существующего специализированного пожарного отряда №2 ГУ «СПиАСР ДЧС Костанайской области, находящегося в 2,6 км от территории ТЭЦ.

ТЭЦ города Аркалык представляет собой промышленную площадку площадью территории 18,53 га, на которой расположены следующие здания и сооружения:

- здание главного корпуса, оборудованное тремя паровыми котлами марки БМ-35-39 ст. №1-3 и тремя водогрейными — 2 шт. марки ПТВМ-30 ст. №1, 2 и 1 шт. марки ПТВМ — 100 ст. №4 (с января 2005года находится в резерве) и турбинами паровыми - Р-4-35/3 КТЗ ст. №1, эл. мощностью – 4 МВт и Р-2,5-35/6 КТЗ ст. №2 эл. мощностью – 2,5 МВт (в нерабочем состоянии);
- дымовая труба высотой 120,0м;
- дымовая труба высотой 80,0м;
- газоходы;
- золошлакоудаление представлено закрытыми контейнерами;
- ремонтная мастерская;
- столярный цех;
- закрытый склад угля;
- склад мазута — 5 наземных резервуаров (4 по 200м3 и 1 по 10000м3) и 2 подземных по 2000м3;
- мазутонасосная;
- административно-бытовой корпус;
- проходная.

Основным и резервным топливом на ТЭЦ является мазут топочный.

Система горячего водоснабжения закрытая. Режим работы ТЭЦ – по тепловому графику. Исходной водой для подпитки теплосети и подпитки котлов является техническая вода.

Установленная мощность АТЭЦ, с учётом вновь устанавливаемой турбины после реконструкции, составит:

- тепловая мощность – 132,7 Гкал/ч;
- электрическая - 6,5 МВт.

Основное оборудование АТЭЦ после проведения реконструкции:

Котлы паровые мазутные:

- 3хБМ-35 ст. № 1-3 – существующий;

Котлы водогрейные мазутные:

- 2хПТВМ-30 ст. № 4, 5 – существующие;.

Турбины паровые:

- АР-4-3 ст. № 1 – существующая;
- SST-060 ст. № 2 – новая.

Технические решения, направленные на обеспечение безопасности

Аркалыкская ТЭЦ является объектом, относящимся к категории стратегически важного назначения для жизнеобеспечения города.

В зависимости от потенциальной опасности, величины социально-экономических последствий, возможных чрезвычайных ситуаций АТЭЦ относится к категории по гражданской обороне – категорированная. Нарушение функционирования АТЭЦ может привести к значительным социально-экономическим последствиям.

Основным способом защиты рабочих от современных средств поражения является укрытие в защитных сооружениях. Защитные сооружения приводятся в готовность для приема укрываемых в сроки, не превышающие 12 часов.

Создание фонда защитных сооружений на территории АТЭЦ осуществляется путем приспособления под защитные сооружения помещений в цокольных и наземных этажах существующих и вновь строящихся зданий и сооружений.

На территории станции созданы защитные пункты управления противоаварийными действиями, оснащенные вычислительной техникой, средствами связи, оповещения, сбора информации по радиационной и метеорологической обстановке.

При эксплуатации котельных установок, производящих пар и сетевую воду, должны выполняться следующие технические решения:

- устройство и обслуживание котельных установок должны соответствовать Правилам устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов;
- предохранительные и взрывные клапаны котлов должны иметь отводы для удаления пароводяной смеси за пределы рабочего помещения в места, безопасные для обслуживающего персонала;
- при появлении дефектов на трубопроводах горячей воды и пара необходимо немедленно определить опасную зону прекратить в ней все работы, удалить из нее персонал, оградить эту зону и вывесить знаки безопасности;
- все поверхности трубопроводов, технологического оборудования, имеющих высокую температуру, должны быть изолированными. Температура на поверхности изоляции не должна превышать 45°С.

На АТЭЦ имеется взрыво- и пожароопасные вещества, применяемые в производственных процессах – мазут, дизельное топливо, турбинное и трансформаторное масло, хранящееся в емкостях, а так же транспортируемое по мазутопроводам от мазутного хозяйства с температурой 60-120 ºС и давлением до 2,45 МПа.

При хранении мазута в количестве 17 850 тонн и эксплуатации мазутного хозяйства приняты следующие технические решения:

- все огневые работы в помещениях, на территории мазутного хозяйства, трубопроводах мазута выполняются по наряду-допуску;
- не допускается подогревать мазут в резервуарах до температуры превышающей 90°С;
- запрещается применение открытого огня при разогреве замерзших мазутопроводов, а так же на территории мазутного хозяйства;
- запрещается использовать мазутопроводы в качестве конструкций, несущих дополнительную нагрузку.

Кроме того, опасным веществом на ТЭЦ является пар, находящийся в главном

паропроводе от паровых котлов, с температурой 440 ºС и давлением до 3,8 МПа.

Наиболее важными инженерными коммуникациями на территориях производств являются: паропроводы, водопроводы, подземные и проложенные в кабельных каналах электрокабеля и кабеля связи, которые в то же время являются наиболее уязвимыми при авариях, пожарах и катастрофах, а также магистральные сети, здания; железнодорожные пути; автомобильные подъездные пути.

При этом могут возникнуть крупные производственные аварии, катастрофы, стихийные бедствия и пожары для локализации и устранения последствий которых будут привлекаться формирования гражданской обороны объекта.

На АТЭЦ возможно возникновение очагов пожаров, наиболее крупные и приносящие материальный ущерб - это загорание и разрушение наземного резервуара с мазутом, при этом возможно растекание горячего мазута по территории станции. Другим наиболее опасным пожаром может быть пожар в кабельном канале под ГРУ в районе кабельного колодца.

Численность рабочих и служащих, находящихся в зонах поражения и ориентировочные его потери

Наибольшая работающая смена на АТЭЦ составляет – 54 человек.

Максимальная посещаемость объекта: 135 человек вместе.

В крупных производственных авариях, стихийных бедствиях, катастрофическом затоплении объектов и пожарах, практически людские потери не ожидаются.

10.2 Оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению

Аварийные ситуации на оборудовании Аркалыкской ТЭЦ могут возникнуть в ряде случаев, например, таких как нарушение механической целостности отдельных агрегатов, механизмов, установок; аппаратов и сосудов, работающих под давлением, трубопроводов; при возгорании протечек горючих жидкостей – смазочного масла, дизельного топлива; взрывах и возгораниях и т.п.

Для повышения надежности работы и предотвращения аварийных ситуаций проектирование, строительство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений электростанции, должны осуществляться в строгом соответствии с действующими нормами, правилами и инструкциями.

При реконструкции АТЭЦ предусматриваются следующие инженерно-технические мероприятия, относящиеся как непосредственно к области предупреждения аварийных ситуаций, так и режиму безопасности труда персонала:

- устанавливается основное и вспомогательное оборудование, выпускаемое заводами, которые положительно зарекомендовали себя в энергетике. Оборудование отличается надежностью, высокими технико-экономическими и экологическими показателями, оно отработано в производстве и эксплуатации;
- устройство и обслуживание котельных установок должны соответствовать «Правилам устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных

котлов»; «Требованиям промышленной безопасности по устройству и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов»;

- устанавливаемое вспомогательное оборудование выбирается с учетом его надежности и экономичности. Вспомогательное оборудование, выход из строя которого может создать аварийную ситуацию, резервируется. При необходимости предусматривается автоматическое включение резервного оборудования (АВР);
- устанавливается основное и вспомогательное оборудование, снабженное защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций;
- управление технологическим оборудованием предусматривается со щита управления с помощью АСУ ТП, где сконцентрированы показания, устройства защиты, управления и сигнализации. При отклонении параметров от заданных значений срабатывает технологическая сигнализация, а при более глубоких отклонениях срабатывают либо локальные защиты, либо происходит отключение оборудования;
- для защиты трубопровода на выходе из котлов от повышения давления сверх допустимого, предусматривается установка предохранительных клапанов со сбросом избыточного давления в общекотельные дренажные трубопроводы;
- компоновка основного и вспомогательного оборудования обеспечивает возможность свободного прохода людей при его обслуживании или эвакуации. Расположение арматуры на трубопроводах предусматривается в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта. Оборудование и трубопроводная арматура снабжаются в необходимом количестве стационарными площадками обслуживания, лестницами, переходными мостиками и т.д., а здания и сооружения – выходами и проемами;
- имеющиеся каналы, дренажные и технологические приямки, а также проемы в площадках перекрываются съемными и стационарными настилами или огораживаются;
- для оперативно используемой арматуры, арматуры большого диаметра и арматуры с большим перепадом давлений применяются электрические приводы и, при необходимости, байпасирование трубопроводами малого диаметра (в том числе для прогрева трубопроводов и предотвращения гидроударов);
- при появлении дефектов на трубопроводах горячей воды необходимо немедленно определить опасную зону прекратить в ней все работы, удалить из нее персонал, оградить эту зону и вывесить знаки безопасности;
- все поверхности трубопроводов, технологического оборудования, имеющих высокую температуру, должны быть изолированными. Температура на поверхности изоляции не должна превышать 45°С;
- для заполнения и опорожнения трубопроводы снабжаются в необходимом количестве воздушниками и дренажами;

- при проектировании трубопроводов горячей сетевой воды выполняются их расчеты на прочность и самокомпенсацию с учетом максимально возможных параметров среды;
- исключается открытый сброс дренажей установок и трубопроводов;
- помещения с постоянным обслуживающим персоналом оборудуются стационарным освещением, отоплением, вентиляцией, кондиционированием воздуха, средствами связи, а также санузлами и эвакуационными выходами;
- требования к обслуживающему персоналу:
  - лица, обслуживающие тепломеханическое оборудование, должны пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически;
  - персонал, использующий в своей работе электрозащитные средства, обязан знать и выполнять «Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках»;
  - проверка знаний и допуск к самостоятельной работе рабочих и отдельных категорий специалистов, обслуживающих объекты, поднадзорные Госгортехнадзору;
  - персонал руководствуется в своей работе ПТЭ (правила технической эксплуатации), ПТБ (правила техники безопасности), «Требованиями устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» [12.7], инструкциями заводов изготовителей, должностными инструкциями, правилами работы с персоналом и другими нормативными документами РК.

Надежность работы основного и вспомогательного оборудования в части максимального исключения аварийных ситуаций, вызывающие чрезвычайные ситуации, определена тем, что в помещениях противоаварийные системы направлены в первую очередь на исключение (предупреждение) создания аварийных ситуаций.

10.3 Оценка рисков

В соответствии с совместным приказом Министра внутренних дел РК от 25.12.15г. № 1060 и Министра национальной экономики РК от 12.01.16г. № 8 «Об утверждении Критериев оценки степени рисков и проверочных листов в области пожарной безопасности и гражданской обороны» [12.50] ТЭЦ относится:

- в области пожарной безопасности: *к высокой степени риска* - «тепловые электростанции (п. 4, п.п. 9);
- - в области гражданской обороны: *к высокой степени риска* - «организации, отнесенные к категориям по гражданской обороне».

Анализ условий возникновения и развития аварий

Возможные причины возникновения и развития аварийных ситуаций с учетом отказов и неполадок оборудования, возможных ошибочных действий персонала, внешних воздействий природного и техногенного характера

Причинами возникновения возможных аварийных ситуаций на объектах в общем случае могут быть:

- отказы технологического оборудования, в т.ч. из-за заводских дефектов, брака, строительно-монтажных работ (СМР), коррозии, физического износа, образования при потере герметичности оборудования или трубопроводов за счет подсоса воздуха взрывоопасных топливовоздушных смесей, дефектов оснований резервуаров (неравномерная осадка ведет к образованию чрезмерных разрывающих и растягивающих усилий от давления жидкости); опасностей, связанных с гидравлическими ударами, вибрацией, превышением давления, прекращения подачи электроэнергии;
- ошибки персонала, в т.ч. превышение давления в оборудовании выше допустимого, ошибки при проведении чистки, ремонта и демонтажа (механические повреждения, дефекты сварочно-монтажных работ), нарушения режимов эксплуатации сосудов (переполнение, образование недопустимого разрежения, несоблюдение скорости наполнения и опорожнения);
- нарушение целостности мазутопровода или арматуры в пределах паровых и водогрейных котлов;
- нарушение целостности мазутопровода или арматуры на основных мазутоподогревателях;
- нарушение целостности надземной мазутной емкости;
- нарушение целостности мазутопровода или арматуры в помещении мазутонасосной;
- разрыв главного паропровода;
- нарушения техники безопасности обслуживающим персоналом;
- воздействия природного и техногенного характера, в т.ч. разряды от статического электричества; грозовые разряды; смерчи и ураганы; весенние паводки и ливневые дожди; снежные заносы и понижение температуры воздуха; оползни; попадание оборудования объекта в зону действия поражающих факторов аварий, произошедших на соседних установках и объектах; диверсии).

К факторам, влияющим на возникновение аварии, относятся:

- качество СМР и продолжительность эксплуатации;
- уровень антропогенной активности - (влияние техники и человека на окружающую среду);
- конструктивно-технологические факторы;
- качество используемого оборудования, дефекты материала оборудования и сварных швов;
- степень природных воздействий;
- эксплуатационные факторы;
- интенсивность коррозии.

Факторами, влияющими на условия развития аварий, являются:

- региональные условия: рельеф местности, ее ландшафт, время года, метеорологические условия и др.;
- оснащенность и эффективность действий аварийно-восстановительных и пожарных бригад;
- время реагирования на аварийную ситуацию операторов (обслуживающего персонала) и специальных служб.

Характерные причины потери герметичности оборудования и трубопроводов сведены в таблицу 10.3.1.

Таблица 10.3.1

Вид оборудования	Причины потери герметичности
Все виды оборудования, в том числе технологические трубопроводы, насосы, сосуды, работающие под давлением, запорная арматура и т.д.	- дефекты оборудования до ввода в эксплуатацию; - дефекты оборудования вследствие физического износа: - превышение давления; - резкое понижение давления; - перегрев; - переохлаждение; - потеря содержимого через неисправную запорную арматуру; - вибрация; - наружная коррозия; - внутренняя коррозия; - эрозия; - образование микротрещин от коррозии; - резкое изменение температуры в аппарате; - потеря прочности вследствие воздействия пониженных температур; - слабо затянутые или перетянутые болты и шпильки; - продувочная или дренажная линия оставлены открытыми перед вводом в эксплуатацию; - повреждения при взрыве в ограниченном пространстве от ударной волны или разлетевшихся осколков; - диверсии или саботаж.
Технологические трубопроводы	- упавший объект; - внешние механические воздействия механизмов, машин; - линейное напряжение; - расширение вследствие резкого изменения теплового режима.
Вращающееся оборудование	- дефекты подшипников, уплотнений и перегрев; - дефекты и износ уплотнений; - вибрация.
Насосы	- перекрытое выпускное отверстие; - кавитация; - вибрация; - износ сальников, манжет.

Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций

Оценка риска - процесс, используемый для определения вероятности (или частоты) и тяжести последствий реализации опасностей аварий для здоровья человека, имущества и окружающей среды. Оценка риска включает анализ вероятности (или частоты), анализ последствий и их сочетание. Основное

внимание при разработке декларации было уделено не только точности применяемых моделей и количественных оценок риска, но и качественному анализу возможных сценариев возникновения и развития аварий. В данном разделе приведено детальное описание возможных последствий аварий для персонала, населения, материальных объектов и элементов окружающей среды (водные объекты, почва, атмосферный воздух), с указанием вероятности развития рассматриваемого сценария.

1) Определение возможных последствий аварий и чрезвычайных ситуаций с учетом их вероятности

Оценка последствий аварий включает количественную оценку объемов утечек и вероятностную оценку аварийной разгерметизации отдельных участков.

На основании базовых частот аварий определяются частоты аварий по размерам образовавшихся дефектных отверстий для оборудования.

Последствия выбросов продукта из аварийных отверстий разного размера бывают различны. При этом могут быть два случая развития инициирующего события: произошло загорание выбрасываемого продукта или не произошло. Вероятность загорания для крупных утечек (на полный диаметр отверстия) принимается равной 0,3, средних (отверстия диаметром до 50мм) - 0,07 и мелких (отверстия диаметром до 10мм) - 0,01. При отсутствии загорания происходит аварийный выброс. Вероятность этого события равна 0,62.

При загорании возможны так же два случая: ранее или позднее загорание. Ранее загорание происходит одновременно или почти одновременно с исходным выбросом. Оно в основном приводит к факельному пожару. Позднее загорание происходит спустя некоторое время. Оно может привести или к «огневому шару», или взрыву, или к бассейновому пожару. Вероятности раннего и позднего загорания принимаются, равными 0,5.

Воздействие факельного пожара или взрыва на оборудование и трубопроводы, находящиеся под давлением, может привести к их разрушению и дальнейшему расширению (эскалации) аварии. Противопожарная защита, термическая защита (изоляция), аварийное отключение и продувка могут задержать или предотвратить эскалацию аварии.

Наибольшая вероятность эскалации возникает при факельных пожарах и взрывах.

Предусмотренная система аварийной остановки и система продувки отдельных отсекаемых (изолируемых) участков на месторождении, которая способна достаточно быстро сбросить давление, чтобы предупредить дальнейшую эскалацию. Время сброса давления сопоставимо со временем эскалации и способствует ее уменьшению.

Поэтому для дальнейших расчетов вероятность эскалации принимается равной 0,5.

2) Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварий

Анализ последствий аварий устанавливает зоны воздействия наиболее опасных событий на персонал и оборудование. Для выбросов углеводородных продуктов это обычно выражаются через расстояния от места аварии до границ воздействии.