

«СОГЛАСОВАНО»

«УТВЕРЖДАЮ»

\_\_\_\_\_ А.А. Иванов

\_\_\_\_\_ Б.Б. Фёдоров

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение проектных работ по объекту**  
**«Создание АСУ ТП горелок котла»**

**1. Основание для проведения работ:**

Инвестиционная программа на 2022 год.

**2. Месторасположение объекта:** ТЭЦ, котлотурбинный цех, КА ст.№1

**3. Вид строительства:** техническое перевооружение

**4. Стадийность проектирования:** Проектная и рабочая документация

**5. Характеристика объекта:**

**Технические данные котлоагрегата № 1**

5.1.	Тип котла	ТГМ-84
5.2.	Станционный номер	1
5.3.	Производительность, т/ч	420
5.4.	Минимально допустимая паропроизводительность, т/ч	210
5.5.	Вид сжигаемого топлива: основное резервное	Газ Мазут
5.6.	Давление газа перед котлом, кПа	
5.7.	Количество горелок	8
5.8.	Номинальная производительность горелки по газу, м <sup>3</sup> /ч	
5.9.	Номинальное давление газа перед горелкой, кПа	
5.10.	Номинальное давление воздуха перед горелкой, кПа	1,55
5.11.	Разрежение в топке, Па	20

Котел ТГМ-84 рассчитан на производство пара с начальными параметрами 14,0 МПа и 560 град. Компоновка котла П-образная с топкой, разделенной на две части двухсветным экраном.

Газовоздушный тракт котла выполнен по двухтопочной схеме, допускающей эксплуатацию котла с пониженной нагрузкой в случае отключения одного из основных механизмов (дымососа, дутьевого вентилятора, РВП), с одновременным выводом из работы потока с отключенным механизмом.

Установка оснащена вспомогательным оборудованием, арматурой с электроприводом (задвиги, клапаны), двигателями собственных нужд, датчиками и преобразователями.

Режим работы - круглосуточный, длительный.

Оперативное управление установкой осуществляется оператором-машинистом с теплового щита.

Автоматизируемая котельная установка относится к основному оборудованию ТЭЦ.

**6. Основные технические решения и технико-экономические показатели:**

6.1. В настоящее время на ТЭЦ КА ст.№ 2,3,4 выведены из эксплуатации. На первой очереди в работе остались только КА ст.№ 1,5. В связи с экономичной работой КА ст. №1 в паре с ТА ст. № 1, в летний период работает только КА ст. № 1. В случае прекращения подачи на ТЭЦ природного газа, отсутствие резервированной подачи топлива может привести к

аварийному останову ТА ст. № 1. В связи с вышеизложенным, а также, согласно требований правил взрывобезопасности при использовании мазута в котельных установках (РД 34.03.351-93), проектом предусматривается оснащение резервной схемой подачи топлива на котельный агрегат ТГМ-84 ст. № 1.

Планируется выполнить установку: на отводе мазутопровода к котельной установке - 2-х вводных мазутных задвижек (Ду80, РN40) с электроприводом, защитной задвижки (Ду80, РN40) с электроприводом, фланцевое соединение для установки заглушки с приспособлением для разжима фланцев с токопроводящей перемычкой, устройство для продувки мазутопровода и форсунок паром расходомерного узла учета мазута, предохранительно-запорный клапан (ПЗК) (Ду80, РN40), регулятора расхода мазута, блоков мазута; на отводе к рециркуляционной магистрали - расходомерное устройство, обратный клапан, устройство для установки заглушки и запорное устройство с электрическим приводом. В том числе и выбор мазутных форсунок

6.2. Управление арматурой интегрировать в существующую систему ПТК «Саргон». Для этого в связи с необходимостью увеличения пропускной способности заменить, снятые с производства и устаревшие контроллеры, на Армконт 310.

6.3. При необходимости предусмотреть расширение площадок обслуживания.

6.3.1. Установить площадки обслуживания для электроприводов К1-Г9, К1-Г9А, К1-В7, К1-В8, К1-В11, 1РП-3, датчиков сигнализатора загазованности. ПТЭ п. 4.7.8.

6.4. Предусмотреть поставку ЗИП (в том числе растопочные форсунок)

6.3. В объем технического задания входит выполнение предпроектного обследования с разработкой детализированного технического задания на проектирование и согласование его с Заказчиком.

6.4. Разработка проектно-сметной документации на резервирование подачи топлива КА ст.№1.

6.5. Проектная документация в обязательном порядке должна пройти согласование в Ростехнадзоре.

6.6. Проектная документация должна пройти экспертизу промышленной безопасности с получением положительного заключения согласно Федеральному закону №116-ФЗ от 21.07.1997г. о «Промышленной безопасности опасных производственных объектов» в экспертной компании.

6.7 Автоматизированная система управления горелками

Система автоматизированного управления горелками должна удовлетворять требованиям РД 153-34.1-35.127-2002 и обеспечивать выполнение следующих функций:

- дистанционное управление исполнительными устройствами;
- автоматическое регулирование;
- технологические блокировки;
- технологические защиты;
- технологическая сигнализация;
- программно-логическое управление.
- контроль и диагностику состояния элементов системы автоматизированного управления горелками и информационной системы;
- настройку и управление функционированием программно-техническим комплексом и системы управления горелками с автоматизированного рабочего места, инженера.

6.8 Технологические защиты и блокировки.

Требования к технологическим защитам должны соответствовать: РД 153-34.1-35.137-00 «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники», РД 153-34.1-35.142-00 «Методические указания по эксплуатации технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники», СТО 70238424.27.100.078-2009 «Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования».

При реализации функции технологических защит должны соблюдаться следующие принципы:

– В схемах технологических защит и блокировок должна постоянно осуществляться диагностика микропроцессорных технических средств, датчиков аналогового сигнала, линий связи микропроцессорной подсистемы управления технологическими защитами (или всего ПТК) с датчиками и исполнительными устройствами, цифровых магистралей и т.д. с сигнализацией и регистрацией отказов;

– Схемы защит должны автоматически проверяться на исправность. Выявленные неисправности должны документироваться и сигнализироваться. Объем и способы проверки уточняются при проектировании;

– Должна быть предусмотрена возможность запуска технологических защит по команде оператора от аварийных ключей или кнопок в соответствии с РД 153-34.1-35.523-2002 «Методические указания по оснащению рациональным объемом резервных аппаратных средств контроля и управления котлотурбинным оборудованием ТЭС»;

– Должна быть предусмотрена возможность представления на мониторе текущего состояния каждой защиты (введена - выведена), а также проведения через операторскую станцию по специальному паролю операций, предусмотренных по обслуживанию и проверке защит, в частности, вывода защиты на сигнал, наложения "виртуальных" накладок, регистрация аварийных событий.

Технологические блокировки должны обеспечивать:

– Автоматические действия (реакции) системы, вызванные изменениями в ходе технологического процесса;

– Запрещение недопустимых действий оператора в ходе технологического процесса.

Перечень блокировок должен быть приведен в утверждаемой части проекта.

6.9. Освещение площадок обслуживания котла ст. № 1.

Предусмотреть замену существующих светильников ярусов горелок котла ст. № 1 на светодиодные светильники.

## **7. Требования к автоматизированной системе управления горелками**

7.1. Общие требования.

7.1.1. Объект автоматизации – система резервного топлива котла ТГМ-84 ст. № 1.

7.1.2. Перечень документов, на основании которых создается система.

Разрабатываемая АСУ ТП горелками должна удовлетворять требованиям следующих нормативно - технических документов:

- РД 153-34.1-35.127-2002 «Общие технические требования к ПТК АСУ ТП тепловых электростанций»;

- СТО 70238424.27.100.038-2009 "Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования";

- СТО 70238424.27.100.010-2011 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования»;

- СТО 70238424.27.100.078-2009 «Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования»;

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229;

- РД 153-34.1-35.137-00 «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники»;

- РД 153-34.1-35.142-00 «Методические указания по эксплуатации технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники»;

- РД 153-34.1-35.523-2002 «Методические указания по оснащению рациональным объемом резервных аппаратных средств контроля и управления котлотурбинным оборудованием ТЭС, оснащенным АСУ ТП»;

- РД 34.35.414-91 «Правила организации пусконаладочных работ по АСУ ТП на тепловых электростанциях»;
- РД 34.11.202-95 «Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации»;
- ПР 50.2.022-99 Порядок осуществления государственного метрологического контроля и надзора за применением и состоянием измерительных комплексов с сужающими устройствами;
- ГОСТ 34.602-89 Техническое задание на создание автоматизированной системы;
- РД 50-34.698-90 Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;
- ГОСТ 34.201.89 Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- СНиП 3.05.07-85 Системы автоматизации;
- СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства;
- Правила устройства электроустановок.

## 7.2. Назначение системы.

7.2.1. Установка системы автоматизированного управления горелками (САУГ), обеспечивает управление технологическим процессом розжига и набора мощности горелок: управление ПЗК горелок; регулирующими клапанами на подаче воздуха и мазута к горелкам, а также сбор информации с аналоговых и дискретных датчиков о технологическом процессе и состоянии арматуры. Кроме того, система САУГ выполняет функции защит и блокировок, технологической сигнализации.

### 7.2.2. Управляющие функции.

Система автоматизированного управления горелками должна удовлетворять требованиям РД 153-34.1-35.127-2002 «Общие технические требования к ПТК АСУ ТП тепловых электростанций» и обеспечивать выполнение следующих функций:

- дистанционное управление исполнительными устройствами;
- автоматическое регулирование;
- технологические блокировки;
- технологические защиты;
- технологическая сигнализация;
- программно-логическое управление;
- контроль и диагностика состояния элементов САУГ и информационной системы;
- настройку и управление функционированием программно-техническим комплексом (далее – ПТК) и системы управления горелками с автоматизированного рабочего места (АРМ), инженера АСУТП.

## 7.3. Требования к системе.

### 7.3.1. Требования к системе в целом.

#### 7.3.1.1. Требования к структуре и функционированию системы.

ПТК САУГ и информационной системы должен состоять из верхнего и нижнего уровней. ПТК может иметь централизованную или/и распределенную структуру. ПТК должен быть аттестован РАО ЕЭС для использования в АСУ ТП основного теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций.

Нижний уровень может базироваться на контроллерах. Количество и конфигурация контроллеров должна обеспечивать требуемый объем ввода, вывода и обработки информации. В контроллерах, управляющих горелками, должен быть предусмотрен резерв, достаточный для реализации по 6 дополнительных единиц запорной арматуры на горелку (всего 36).

Контроллеры, реализующие технологические защиты, должны соответствовать требованиям РД 153-34.1-35.137-00.

Контроллеры, реализующие технологические защиты, защитные блокировки и регулирование должны быть резервированы.

Существующие технологические защиты и сигнализация сохраняются. В проекте должны быть предусмотрены изменения и дополнения в схемы существующих технологических защит, сигнализации и блокировок котла с целью приведения их в соответствие с действующими нормами и правилами.

АСУ ТП должна выполнять следующие функции:

- сбор и представление машинисту котла информации о состоянии объектов воздушного и газового тракта горелки (клапаны, шиберы, запальники горелки);
- управление объектами воздушного и газового тракта горелок в дистанционном и автоматическом режиме;
- автоматическое регулирование заданных технологических параметров работы горелок;
- технологическая защита и блокировки оборудования горелок;
- регистрация и архивирование информации;
- проверка и диагностика системы.

Предусмотреть возможность осуществления трех вариантов розжига горелок при работе котла на газе:

- **Режим №1:** розжиг и останов горелки со щита управления в автоматическом режиме с использованием функциональных кнопок клавиатуры компьютера АСУ ТП с ТЩУ;
- **Режим №2:** розжиг и останов горелки в автоматическом режиме от соответствующих командных кнопок шкафа, установленного по месту или с АСУ ТП;
- **Режим №3:** розжиг и останов горелки в дистанционном режиме. Управление элементами газового блока осуществляется со шкафа, установленного по месту.

Этот режим используется при наладке системы управления, для подачи запального газа при растопке котла на мазуте и при отказе ЦШУГ или компьютеров системы.

Каждая горелка оснащается устройством связи с объектом, выполненным в виде отдельного пылевлагозащищенного шкафа УСО. Можно использовать существующие местные щиты горелок.

Управление оборудованием и технологическими процессами осуществляется оперативным персоналом из помещения теплового щита управления (ТЩУ-1) посредством автоматизированных рабочих мест (АРМ) с помощью манипулятора «мышь» или клавиатуры. АРМ обеспечивает единообразие выполнения операций по управлению объектами всех уровней. Индивидуальное управление исполнительными устройствами дистанционными или местными ключами должно использоваться в минимальном объеме для аварийного управления.

АСУ ТП должна функционировать непрерывно при всех режимах работы технологического оборудования с регламентными перерывами на технические обслуживание и ремонт.

7.3.1.2. Требования к численности и квалификации персонала АСУТП и режиму его работы.

В составе УТАИ выделена группа по обслуживанию АСУ ТП.

Инженерно-технический персонал АСУ ТП должен знать аппаратно-программные характеристики собственно автоматизированных рабочих мест (АРМ), контроллеров и организацию сетевого обмена между ними, уметь самостоятельно поддерживать и корректировать программно-алгоритмическое обеспечение АСУТП в части: оперативного контроля и управления, архивирования и протоколирования, расчетов, выполнять регламентное техническое обслуживание ПТК, выполнять ремонтные работы, не требующие заводских условий поставщиков оборудования ПТК.

Операторы (машинисты) котла (5 смен – одна резервная) должны быть обучены работе с создаваемой АСУТП газовых горелок. Квалификация оперативного персонала должна обеспечивать надлежащий уровень владения основными операциями контроля и управления технологическим процессом посредством автоматизированных рабочих мест (АРМ), включая:

- вызов мнемосхем различного типа;
- контроль технологических параметров, включая:

- анализ поведения каждого параметра путем вызова индивидуального окна управления и динамического графика;
- групповой анализ параметров путем вызова динамических графиков, групповых гистограмм;

- действия в условиях появления сигнализирующих сообщений, включая различные способы выхода на мнемосхему, отображающую появление этого события, и дальнейшее его квитирование;

управление исполнительными механизмами, регуляторами и технологическим оборудованием в различных режимах функционирования

### 7.3.2. Требования к надежности и долговечности.

Требования к надежности систем АСУ устанавливаются в соответствии с ГОСТ 24.701.

Срок службы комплекса технических средств с учетом восстановления и замены отказавших частей - не менее 10 лет. Обеспечение Заказчика в этот период запасными частями, расходными материалами или эквивалентными элементами с аналогичными функциями должно осуществляться в рамках дополнительных сервисных договоров.

Критериями оценки надежности аппаратуры, используемой в подсистеме технологических защит, являются средняя вероятность несрабатывания (на один канал) за интервал времени один год при заданной частоте запросов, периоде обслуживания и среднем времени устранения неисправности, а так же параметр ложных срабатываний на один канал.

Средняя вероятность несрабатывания за год не должна превышать  $5 \cdot 10^{-5}$ .

Параметр потока ложных срабатываний 1/ч не более  $5 \cdot 10^{-6}$ .

Для других систем ПТК критерием надежности являются средняя наработка на отказ и среднее время восстановления устройств.

Показатели надежности подсистем ПТК кроме технологических защит.

Нормирование надежности комплекса технических средств производится согласно требованиям РД 153-34.1-35.127-2002.

Подсистема, вид отказа	Средняя наработка на отказ, тыс.ч., не менее	Среднее время восстановления, ч., не более
Автоматическое регулирование: канальный отказ (отказ по одному контуру регулирования)	20,0	1
групповой отказ (одновременный отказ от 2-х до 10-ти контуров регулирования)	50,0	1
полный отказ подсистемы автоматического регулирования	100,0	1
Дистанционное управление: невозможность управления по одному каналу	200,0	1
невозможность управления по двум и более каналам	300,0	1
ложное срабатывание по одному каналу	1000,0	0,5
Отображение информации оператору-технологу: Невозможность вызова одной видеодиаграммы	10,0	1
Отсутствие динамической информации по одному каналу	30,0	1
Невозможность вызова всех видеодиаграмм одной операторской станции	200,0	1

Невозможность вызова всех видеogramм на всех операторских станциях	400,0	1
Регистрация аварийных ситуаций (РАС): Отказ по одному параметру РАС	20,0	1
Полный отказ РАС	100,0	1

Нормирование надежности комплекса технических средств, используемых в реализации функций ТЗ и Б производится согласно РД 153-34.1-35.137-00.

#### 7.3.3. Требования к безопасности.

Разрабатываемая АСУ ТП должна соответствовать действующим ГОСТам и правилам безопасности и пожарной безопасности в части электрической и механической безопасности, уровней шума, вибрации, электрических, электростатических и электромагнитных полей.

Все внешние элементы технических средств АСУ ТП, находящиеся под напряжением, должны быть защищены от случайного прикосновения к ним обслуживающего персонала, а сами технические средства должны быть заземлены. На видном месте средств должны быть предусмотрены устройства для подключения заземления.

Комфортность работы с АСУ ТП и уровень вредных воздействий от оборудования АСУ ТП на персонал должны соответствовать существующим санитарным нормам. Инструкция по эксплуатации технических средств должна включать разделы требований по технике безопасности.

#### 7.3.4. Требования к обеспечению сохранности информации при авариях.

В системе должны быть приняты меры по полному сохранению работоспособности и сохранности информации при перерывах или полном исчезновении питания на одном или на обоих вводах 0.4 кВ. При полном исчезновении питания 0.4 кВ гарантированная работа АСУ ТП от источника постоянного тока по функциям, связанным с безопасностью, должна быть не менее 30 минут, что должно обеспечиваться стационарной батареей.

Для обеспечения сохранности информации должно предусматриваться:

- регулярное сохранение содержимого оперативной памяти на магнитном носителе;
- регламент периодического резервного копирования данных на магнитный диск или передачи в стационарную АСУ;
- регламент сохранения в долговременном архиве (не менее 3 лет) данных об истории технологического процесса;
- сервисные программы, обеспечивающие простоту и удобство создания резервных копий, их обновление и работу с ними;

#### 7.3.5. Требования к быстродействию

##### 7.3.5.1. Быстродействие отображения информации:

- время полной смены кадра не должно превышать: 1.0 - 2.5-х секунд;
- время цикла обновления оперативной информации на видеотерминалах не должно превышать:
  - для дискретной информации: 0.5 – 1.0 секунды;
  - для аналоговой информации: 1.0 – 2.0 секунды.

##### 7.3.5.2. Быстродействие и передача управляющих воздействий.

Должна быть обеспечена реализация защит и блокировок без выдержки времени с общим временем задержки (время от возникновения условия срабатывания до момента выдачи команды на исполнительный орган) не более 0,1 - 0,2 секунды.

Должна быть обеспечена возможность реализации регуляторов с общим временем задержки (время от момента превышения абсолютной величиной небаланса входного сигнала половины зоны нечувствительности до момента выдачи команды на перемещение регулирующего органа) не более 0.02 – 3.0 секунды для теплоэнергетического оборудования и 0.02 – 0.25 секунды для электротехнического оборудования (в зависимости от динамических свойств объекта).

Квантование длительности импульса регулятора должно быть не более 0,1 секунды при минимальной длительности 0.125 секунды.

Среднее время задержки в передаче дискретных команд управления со стороны оператора (время от момента нанесения команды через операторскую станцию до момента ее выдачи на объект с выходного модуля АСУ ТП) должна быть не более 1.0 секунды.

- Среднее суммарное время задержки от момента подачи оператором дискретной команды через операторскую станцию и до получения на мониторе подтверждения о ее выполнении должно быть: для команд, реализуемых внутри аппаратуры АСУ ТП (управление ключом "дистанционное/автоматическое"; включение/отключение пошаговых программ, блокировок, АВР; коррекция хода выполнения пошаговой программы; квитирование и т.д.) – не более 2 секунд;

- для команд, реализуемых в объекте управления (открыть/закрыть задвижку или соленоидный клапан; включить/отключить двигатель) – не более 2 секунд (без учета времени выполнения команды в объекте управления).

#### 7.3.6 Требования к точности.

Точность регистрации времени событий в системе единого времени АСУ ТП горелок котлоагрегата) должна быть: не более 10 мс.

Точность задания коэффициентов, установка значений констант, уставок сигнализации должна быть не хуже 0,2 % от диапазона изменения параметра.

Требования к точности каналов измерения основных технологических параметров должны соответствовать «Нормам точности измерений технологических параметров тепловых электростанций: РД 34.11.321-96».

Предусмотреть первичные преобразователи с классом точности не ниже 0,5.

#### 7.3.7 Требования к условиям эксплуатации.

Температура и влажность в помещениях, где устанавливаются технические средства АСУ ТП, приведены ниже в таблице:

Наименование помещения	Температура °С		Относительная влажность, % при темп. 25 °С	
	Рабочая	предельная рабочая	рабочая	предельная рабочая
<b>1. Оперативный и не оперативный контур управления БЩУ, помещение для технических средств ПТК*:</b>				
<b>1.1. Устройства верхнего уровня**</b>	<b>15 ÷ 25</b>	<b>10 ÷ 40</b>	<b>30 ÷ 75</b>	<b>20 ÷ 80</b>
<b>1.2. Устройства нижнего уровня***</b>	<b>10 ÷ 40</b>	<b>10 ÷ 40</b>	<b>30 ÷ 75</b>	<b>20 ÷ 80</b>
<b>2. Технические средства, устанавливаемые вблизи оборудования ****</b>	<b>10 ÷ 50</b>	<b>75</b>	<b>Не более 90</b>	<b>100</b>
*Условия эксплуатации должны соответствовать ГОСТ 15150-69, исполнение УХЛ, категория размещения 4.1 **Устройства должны соответствовать ГОСТ 12997-84, группа В4 *** Устройства должны соответствовать ГОСТ 12997-84, группа В4 и иметь степень защиты IP54 **** Устройства должны соответствовать ГОСТ 12997-84,				



группа ДЗ и иметь степень защиты IP54				
---------------------------------------	--	--	--	--

Комплекс технических средств АСУ ТП должен иметь в своем составе шкафы для размещения элементов АСУ ТП со степенью защиты IP20 для установки в помещении технических средств ПТК.

Атмосферное давление от 84,6 до 106,7 кПа.

Содержание в воздухе пыли, агрессивных газов и паров в пределах, не превышающих указанных в санитарных нормах СН 245-76.

Внешние постоянные магнитные поля напряженностью до 400 А/м.

Внешние переменные электрические поля напряженностью не более  $10 \pm$  кВ/м.

#### 7.3.8. Автоматическое регулирование.

Функция автоматического регулирования предназначена для заданного изменения и/или автоматической стабилизации параметров во всех режимах работы котла и реализуется средствами программно-технического комплекса (ПТК).

Предусмотреть алгоритмы автоматического регулирования в соответствии с СТО 70238424.27.100.078-2009 «Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования»:

- автоматическое, независимое от регуляторов других горелок, регулирование заданного соотношения «мазут-воздух» для каждой горелки воздействием на локальные шиберы воздуха горелок;

- следящий режим автоматического уравнивания давления мазута перед работающими горелками с выбором любой горелки в качестве ведущей и с возможностью переключения этой системы в режим поддержания постоянного давления мазута перед горелками;

Система автоматического регулирования должна сохранять устойчивость при любом числе включенных регуляторов.

Все существующие регуляторы сохраняются без изменений.

#### 7.3.9. Технологические защиты и блокировки.

Функции технологических защит и блокировок предназначены для выполнения операции по автоматическому останову оборудования при недопустимом отклонении параметров работы технологического оборудования котла.

Требования к технологическим защитам должны соответствовать: РД 153-34.1-35.137-00 «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники», РД 153-34.1-35.142-00 «Методические указания по эксплуатации технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники», СТО 70238424.27.100.078-2009 «Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования» и ПТЭ.

При реализации функции технологических защит должны соблюдаться следующие принципы:

- Должен быть обеспечен приоритет действия технологических защит перед всеми остальными управляющими подсистемами.

- Должна быть исключена возможность вмешательства оператора в работу защит до окончания всех операций по отключению оборудования.

- Алгоритмы технологических защит и блокировок должны быть жесткими, т.е. должна безусловно формироваться заданная последовательность управляющих воздействий при обнаружении аварийной ситуации.

- Защиты основного оборудования - котла должны соответствовать действующим нормам и правилам.

- Импульсная часть технологических защит, действующих на останов оборудования, должна строиться преимущественно по схемам «два из трех» и «два из двух».

- В схемах технологических защит и блокировок должна постоянно осуществляться диагностика микропроцессорных технических средств, датчиков аналогового сигнала, линий

связи микропроцессорной подсистемы управления технологическими защитами (или всего ПТК) с датчиками и исполнительными устройствами, цифровых магистралей и т.д. с сигнализацией и регистрацией отказов.

Схемы защит должны автоматически проверяться на исправность. Выявленные неисправности должны документироваться и сигнализироваться. Объем и способы проверки уточняются при проектировании.

Должна быть предусмотрена возможность дополнительной периодической проверки защит на действующем и остановленном оборудовании. Объем и способы проверки уточняются при проектировании.

Должна быть предусмотрена возможность ввода и вывода из работы защит и блокировок. Вывод из работы защит и блокировок производится в установленных случаях или по распоряжению технического руководителя и выполняется лицом, имеющим право на выполнение этих операций. Все действия по вводу и выводу защит и блокировок должны протоколироваться. Состояние защит должно сигнализироваться и документироваться.

Действия защит не должны препятствовать работе оборудования в режимах пуска и останова блока. Включение защит, препятствующих пуску, должно производиться автоматически по условиям работы оборудования.

Срабатывание технологических защит должно сопровождаться сигнализацией с возможностью определения первопричины их работы. Защиты с выдержкой времени должны также иметь сигнализацию начала их работы.

Должна быть предусмотрена санкционированная корректировка уставок и выдержек времени, с контролем и документированием.

Должна быть предусмотрена возможность запуска технологических защит по команде оператора от аварийных ключей или кнопок в соответствии с РД 153-34.1-35.523-2002 «Методические указания по оснащению рациональным объемом резервных аппаратных средств контроля и управления котлотурбинным оборудованием ТЭС, оснащенным АСУ ТП».

Требования к локальным защитами и блокировкам аналогичны требованиям к защитами.

– Должна быть предусмотрена возможность представления на мониторе текущего состояния каждой защиты (введена - выведена), а также проведения через операторскую станцию по специальному паролю операций, предусмотренных по обслуживанию и проверке защит, в частности, вывода защиты на сигнал, наложения "виртуальных" накладок, регистрация аварийных событий.

Существующие технологические защиты сохраняются и сигнализация сохраняются.

Технологические защиты и блокировки, связанные с добавлением резервного топлива выполнить в соответствии с СТО 70238424.27.100.078-2009 «Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования» и ПТЭ.

Перечень защит и блокировок должен быть приведен в утверждаемой части проекта.

#### 7.3.10. Алгоритмы логического управления первого уровня.

Программно-алгоритмическое обеспечение функций управления первого уровня должно реализовывать традиционные задачи отработки команд управления запорной арматурой, двигателями, соленоидными клапанами, регулирующими органами, электрическими переключателями и удовлетворять следующим требованиям.

Алгоритмы первого уровня должны быть унифицированы. Их отличие может быть обусловлено только различными требованиями по организации управления.

Должна иметься возможность управления как дистанционного, так и командами автоматики по сигналам, формируемым алгоритмами управления: защитами, блокировками, пошаговыми программами и пр., при этом команды дистанционного управления должны восприниматься от операторской станции, щита управления, местных пультов.

По всем типам оборудования первого уровня должна иметься возможность программной проверки исправности выходных командных цепей.

Алгоритмы первого уровня должны обладать системой приоритетов, при этом сигналы защит должны иметь наивысший приоритет. Сигналы защит должны различаться на защиты

собственно оборудования (двигатели, задвижки и т.д.) и на защиты от технологического процесса: такое решение позволяет организовать сигнализацию и сигнал квитирования от оператора "по месту" возникновения неисправности.

Наряду с приемом и приоритетной обработкой входных команд и формированием и выдачей управляющих воздействий должна формироваться информация:

- о состоянии исполнительного устройства (открыто/закрыто, включено/отключено, не открыто/не закрыто);

- о направлении хода или текущего положения задвижек и регулирующих клапанов;

- о режиме работы;

- о неисправностях в исполнительных или информационных цепях.

Должна иметься развитая логика диагностики возникающих неисправностей (превышение установленного времени выполнения команды, неисправность конечных выключателей, несанкционированный останов в промежуточном положении, потеря питания внешних цепей управления, самопроизвольное изменение состояния).

Сигналы неисправностей:

- превышение установленного времени выполнения команды;

- срабатывание защиты собственно исполнительного механизма;

- самопроизвольное изменение состояния, -

не должны пропадать сразу после исчезновения причины сигнализации, а требовать квитирования от оператора. После квитирования отображаемое состояние оборудования должно приходить в соответствие с его реальным состоянием.

Алгоритмы первого уровня должны обеспечивать возможность реализации различных режимов работы:

- с/без самоподхвата;

- с/без уплотненного закрытия/открытия (для задвижек и регулирующих клапанов);

- ремонтное положение с запретом на управление;

- тестовый режим;

- управление по месту.

При управлении оборудованием по месту должен быть предусмотрен запрет на управление этим оборудованием как дистанционный, так и от автоматики.

Для удобства наладки алгоритмы первого уровня должны иметь испытательный (тестовый) режим работы, для этих же целей в период наладки должна быть предусмотрена возможность обхода логики защит и запретов.

Состояние оборудования, сигналы неисправностей, режимы работы, действия оператора должны иметь свое отображение на операторской станции в виде подсвета "лампочек" (быстрое, медленное мигание, постоянное свечение), развернутых сообщений, подсветок различным цветом пиктограмм, иметь возможность протоколирования и архивирования.

Стандартная логика отображения должна быть гибкой, имеется ввиду, что помимо стандартного отображения состояний, неисправностей и режимов должна иметься возможность с одной стороны подавления сигнализации по определенным уровням, с другой стороны должна быть предоставлена возможность построения дополнительной сигнализации.

Логика отображения неисправностей должна иметь систему приоритетов, т.е. должно быть исключено сообщение о неисправности, являющейся следствием какой-либо другой неисправности.

В алгоритме управления задвижкой должна быть предусмотрена команда "стоп" для останова ее в промежуточном положении. Должна иметься возможность формирования этой команды как от автоматики (логика управления более высокого уровня), так и от оператора с операторской станции. Должны иметься два вида виртуальных блочков управления задвижкой: с кнопкой "стоп" и без нее.

Алгоритм управления регулирующим клапаном должен иметь следующие возможности, дополнительные по отношению к задвижке:

- автоматическое подключение/отключение клапана к АСР;

- формирование запрета на работу от АСР при заранее заданных событиях (например, при недостоверности измерения регулируемого параметра);

- формирование запретов на работу в сторону "больше" или "меньше".

Алгоритм управления электродвигателем механизма должен предусматривать выдачу импульсной команды "включить" ("отключить") заранее заданной длительностью при наличии соответствующей входной команды независимо от ее длительности. Алгоритм управления должен реализовывать возможность работы механизма в схеме АВР с учетом выбора механизма в качестве рабочего или резервного и формировать соответствующую информацию.

В процессе наладки и эксплуатации должен быть обеспечен простой и легкий доступ в алгоритм для изменения параметризуемых уставок (контрольное время выполнения команды, длительность импульса команды на электродвигатель и т.д.).

#### 7.3.11. Оперативный контроль и дистанционное управление.

В качестве основного средства оперативного контроля и дистанционного управления должны использоваться операторские видеотерминалы, оснащенные манипуляторами типа "мышь".

Непосредственный контроль и управление должны осуществляться "через" видеограммы фрагментов мнемосхем соответствующих узлов. Общий контроль за состоянием объекта должен производиться за счет алгоритмов сигнализации с представлением информации о ней в специальной части экрана (как правило, верхней обзорной строке или строчках).

Видеограммы технологического процесса должны быть представлены в виде иерархической пирамидальной структуры с произвольным числом уровней. Должна быть предусмотрена возможность быстрого поиска нужной видеограммы как за счет перемещения по иерархической структуре: вверх-вниз, вправо-влево, - так и с использованием «виртуальных клавиш быстрого перехода», позволяющих осуществить прямой переход от данной видеограммы к любой другой (вне зависимости от ее места в иерархической структуре), технологический узел которой назван на данной видеограмме.

Для достижения требуемого быстродействия при дистанционном управлении с операторской станции необходимо обеспечить:

- быстрый и удобный выбор видеограммы с фрагментом мнемосхемы оборудования, на котором установлено управляемое исполнительное устройство;

- быстрый и удобный выбор искомого исполнительного устройства на мнемосхеме;

- удобное и простое осуществление дистанционного воздействия и быстрое получение подтверждения восприятия воздействия ПТК;

- быстрое поступление команды на исполнительное устройство и получение подтверждения выполнения команды.

Выбор объекта управления может осуществляться одиночным действием со стороны оператора. При выполнении управляющих операций (кроме дистанционного управления клапаном и других непрерывных воздействий, например, изменения задания) должны производиться два действия: подача команды и разрешение выполнения команды.

Способы воздействия оператора на исполнительные устройства должны быть унифицированы по топологии, кодированию информации и команд. С этой целью избирательное управление с помощью экранов видеомониторов должно осуществляться через выдаваемые в "оконном" режиме виртуальные "блоки ручного управления" (БРУ), которые должны обладать такими же или расширенными возможностями по управлению и контролю, как и аналогичные традиционные БРУ. Виртуальный БРУ должен располагаться на экране таким образом, чтобы не мешать наблюдению за процессом, являющимся следствием дистанционного воздействия на БРУ. У оператора должна быть возможность перемещения его в любое удобное место на экране. Аналогично окнам управления, предусматриваемым для всех управляющих органов, для всех технологических параметров, должны быть предусмотрены окна индикации, в которых значение параметра должно представляться в виде

барограммы с нанесенным на ней уставками сигнализации и обеспечением соответствующего изменения цвета "столбика" при достижении уставки.

Должна быть предусмотрена возможность одновременного расположения на видеокадре нескольких виртуальных окон управления для обеспечения согласованного управления взаимосвязанными объектами.

Должна быть предусмотрена возможность разрешения функций контроля и управления или только управления для определенной части видеограмм (по технологическому принципу или по задачам управления, например защитам) по паролю.

К дистанционному управлению относится управление отдельными исполнительными механизмами или их группами с выполнением следующих функций:

- индивидуальное управление арматурой в объеме возможностей схемы управления конкретным исполнительным органом (открытие, закрытие, промежуточный останов);
- управление работой автоматических регуляторов (включение и отключение, изменение задания);
- управление сложными блокировками;
- управление пошаговыми программами;
- дублирование действий защит и блокировок при отказе соответствующих функций.

На экранах мониторов при представлении в мнемосхемах исполнительных механизмов должна типовым образом отображаться следующая информация:

- положение исполнительного механизма (открыт/закрыт, в промежуточном положении, включен/отключен, на авт/ручном управлении и т.д.);
- индикация автоматического или самопроизвольного отключения/включения (для механизмов);
- индикация неисправности.

Невозможность выдачи соответствующей команды управления вследствие наложения ограничения, автоматически формируемых запретов, нарушения нормальной работы исполнительного устройства и т.д., должна индицироваться изменением цвета виртуальных клавиш.

При управлении автоматическими регуляторами оператор должен иметь возможность включения и отключения регулятора, изменения задания, принудительного открытия или закрытия регулирующего органа как импульсным, так и "сплошным" воздействием. При переводе регулятора на ручное управление должен формироваться световой сигнал, исчезающий при возврате регулятора на "автомат".

При работе со сложными блокировками должны обеспечиваться:

- возможность ее включения/отключения как оператором, так и командами автоматики (от логики управления более высокого уровня);
- возможность приоритетного (аварийного) отключения блокировки от логики более высокого уровня с выдачей соответствующей сигнализации;
- возможность отображения состояния блокировки в операторской станции в виде подсвета лампочек и развернутых сообщений.

При работе с пошаговыми программами должны обеспечиваться:

- пуск и останов программы;
- перевод из ручного режима в автоматический и обратно;
- сигнализация об истечении срока ожидания формирования условий перехода к очередному шагу;
- проверка исполнения условий и выявление сигнала (сигналов), препятствующих работе программы;
- искусственное создание условий для продолжения работы программ.

Для некоторых исполнительных механизмов могут быть предусмотрены дополнительные (аварийные) каналы дистанционного управления и контроля:

- индивидуальные ключи и кнопки управления на пульте или панелях;
- индикация состояния на обзорной мнемосхеме;

- указатели положения регулирующих органов.

Перечень резервной аппаратуры управления и сигнализации согласовывается дополнительно.

При организации аварийных каналов управления должны выполняться требования РД 153-34.1-35.523-2002 (Методические указания по оснащению рациональным объемом резервных аппаратных средств контроля и управления котлотурбинным оборудованием ТЭС, оснащенным АСУ ТП), в т. ч:

- кнопки аварийного отключения, котла, и т.д. должны инициировать запуск соответствующих исполнительных команд защит. Эти кнопки предназначены для быстрого ручного отключения оборудования в случаях, не предусмотренных автоматическими защитами или при отказе их, и воздействуют на исполнительные механизмы через средства АСУ ТП;

- кнопки (ключи) аварийного отключения оборудования при полной потере собственных нужд и отказе АСУ ТП. Эти кнопки воздействуют непосредственно на исполнительные цепи приводов постоянного тока (эл/магниты импульсных предохранительных устройств, отсекающие клапаны подачи газа к котлу) и размещаются на вертикальных панелях под защитными колпаками.

Система должна обеспечивать выдачу сигналов на переключение клапанов, управление запальниками и исполнительными механизмами регуляторов по командам с дистанционных пультов управления (с тумблеров УСО каждой горелки) при отказе верхнего уровня управления (невозможности управления через компьютеры).

При управлении с УСО должна быть обеспечена:

⇒ индикация состояния управляемого оборудования.

⇒ возможность выполнения процедур розжига и останова горелок как в автоматическом режиме, так и индивидуального дистанционного управления отдельными устройствами (клапанами, запальниками и т.п.).

⇒ Для установки пускорегулирующей аппаратуры использовать существующую сборку задвижек 113Н.

В схеме управления отсечным клапаном мазута предусмотреть контроль напряжения в цепях электромагнита постоянного тока и контроль целостности соленоида. Потеря питания – 220 В и обрыв цепи соленоида должны сигнализироваться на мониторе.

Перечень и вид видеogramм, выдаваемых на экран, должен быть согласован с Заказчиком на этапе рабочего проектирования.

Должны быть предусмотрены видеogramмы (мнемосхемы) следующих видов:

⇒ мнемосхема горелок котла, на которой показываются основная арматура горелок, состояние горелок с указанием режима запорной арматуры мазута, значения контролируемых параметров горелок;

⇒ мнемосхемы каждой горелки, на которых показывается вся арматура горелки и состояние его элементов, режимы регулирования параметров горелки, сигналы регуляторов, степень открытия регулирующей арматуры, текущие значения регулируемых параметров горелки, индикация пламени запальника и факела горелки. С данной мнемосхемы управляются только элементы данной горелки.

Для установки пускорегулирующей аппаратуры запорной и регулирующей арматуры использовать существующие сборки задвижек 111Н, 112Н и 113Н.

Проанализировать нагрузки установленных сборок задвижек по питанию и надежности, установить дополнительно шкаф АВР 380 В к существующему.

#### 7.3.12. Сигнализация.

Подсистема сигнализации должна информировать оперативный персонал о следующих отклонениях:.

- выходе контролируемого параметра за определенные, заранее установленные (жестко или алгоритмически) пределы;

- аварийном отключении оборудования;

- срабатывании технологических защит оборудования;
- действии устройств АВР и блокировок;
- любых нарушениях нормального функционирования алгоритмов управления;
- неисправностях и отказах элементов КТС и периферийного оборудования АСУ ТП;
- неисправности в цепях питания АСУ ТП.

Сигнализация по технологическим параметрам должна давать возможность выдачи информации о выходе контролируемого параметра за допустимые пределы по трем уставкам в каждую из сторон "больше" и "меньше": аварийной, предупредительной и нормального эксплуатационного отклонения.

Сигнализация о нарушениях нормального функционирования алгоритмов управления должна включать в себя как отказы, вызванные нарушением работоспособности основной и периферийной аппаратуры АСУ ТП, так и обусловленные технологическими причинами, и охватывать весь объем требований к сигнализации, перечисленный в разделах выше.

На мониторах оперативного контура сигнализация должна представляться в различных видах:

- в виде обзорной информации на всех мониторах в специально выделенной части экрана (желательно - верхняя обзорная строка или строки) в "окошечках", характеризующих различные типы нарушений.

- в протоколе сигнализации, отражающем как появление нарушения, так и его исчезновение, для всех событий, включаемых в перечень сигнализации;

- на фрагменте мнемосхемы (или фрагментах), на которых представлен соответствующий параметр или исполнительный орган, по которому сформирована сигнализация;

- в окне индикации или управления соответствующего параметра или управляющего органа, по которому произошло нарушение.

Должны быть предусмотрены однотипные для всех видов сигнализации процедуры квитирования и мнемоника отображения событий.

Существующая схема технологической сигнализации сохраняется. Дополнительно на табло технологической сигнализации должны выводиться сигналы о работе дополнительных технологических защит и нарушениях питания АСУ ТП горелок.

#### 7.3.13. Требования к размещению оборудования.

Шкафы ПТК разместить в помещении щита управления ТЩУ-1 в неоперативном контуре.

Приборы блоки питания для датчиков, аппаратуру схемы управления отсечным клапаном, установить в неоперативном контуре в помещении щита управления ТЩУ-1.

#### 7.3.14. Архивирование и протоколирование.

Функция архивирования предназначена для накопления и последующего представления пользователям данных об истории протекания технологических процессов, работе автоматики, действиях оператора, работе технических и программных средств ПТК. Должен формироваться текущий и долговременный архив.

##### 7.3.14.1. В текущий архив (операторские станции) должна поступать информация:

- о текущих значениях любых аналоговых, дискретных сигналов и кодов состояний объектов контроля и управления с циклом 1-2 с для аналоговых сигналов из базы данных ПТК на интервале не менее трех суток и 0.1 с для дискретных на интервале не менее одного месяца;

- о результатах расчетов оперативных технико-экономических показателей (ТЭП) за трое суток;

- о пусках и остановах основного оборудования ТЭС в течение месяца (данные пусковой ведомости и ведомости останова), включая мгновенные, расчетные значения отклонений от заданных или скоростей изменения основных аналоговых и дискретных сигналов во время пусков и остановов (продолжительность накопления для одного пуска до 24 ч, останов - до 1,0 ч);

- об усредненных и накопленных значениях аналоговых параметров за последние сутки,

участвующих в функции расчета ТЭП, на интервале не менее трех суток;

– сменных, суточных и других типов ведомостей за один месяц;

– об изменении состояния автоматических устройств с указанием источника команды (протокол состояния автоматики) на интервале не менее одного месяца;

– о работе защит на интервале не менее трех месяцев;

– о данных оперативной диагностики ПТК АСУ ТП на интервале не менее трех суток.

Информации из текущего архива о событиях должна быть доступна оператору-технологу в оперативном режиме (при работающем основном оборудовании). Вывод аналоговой информации на любой монитор и печатающее устройство ПТК должен выполняться по специальным запросам. Информация об аварийной и предупредительной сигнализации, действиях оператора, состоянии автоматических устройств, механизмов, приводов с указанием источника команды, о срабатывании и действиях защит, диагностические сигналы ПТК должны выводиться на отдельный кадр с разделением на квитируемые и не квитируемые оператором и разделением на протокол сообщений для оператора-технолога и протокол сообщений для инженера АСУ ТП.

7.3.14.2. Часть перечисленной информации с периодом один раз в сутки должна переноситься в долговременный архив на сервер архивирования (может совмещаться с инженерной станцией), где она храниться в течение времени:

- один год для аварийной и предупредительной сигнализации, действиях оператора, состоянии автоматических устройств, механизмов, приводов с указанием источника команды, о срабатывании и действиях защит, диагностических сигналов ПТК;

- три года для аналоговых параметров согласно ПТЭ пункт 1.7.12.

Информация из архива должна представляться в виде таблиц, графиков, протоколов и других форм на мониторе архивной станции и (или) на мониторе инженерного пульта ПТК, а также при необходимости выводиться на печатающие устройства этих станций.

Отображение информации должно обеспечиваться программными средствами, аналогичными тем, которые в ПТК реализуют функцию отображения информации для оперативного персонала. Ретроспективная информация в темпе процесса должна изменяться в соответствии с архивными текущими значениями всех аналоговых и дискретных сигналов и кодов состояний объектов контроля и управления за последние сутки. Для просмотра ретроспективной информации в требуемом виде необходимо указать время начала просмотра, выбрать нужный вид отображения и требуемый фрагмент (мнемосхема, график и т.п.). Этот вид отображения в оперативном режиме должен быть доступен только на мониторах архивной станции и инженерного пульта, а в неоперативном режиме - на всех мониторах ПТК.

Следует предусмотреть процедуры периодического дублирования и сверки информации в архиве. Устаревшие данные должны удаляться специальными, в том числе автоматическими процедурами.

В ПТК должны предусматриваться меры по исключению несанкционированного доступа к архивной информации и ее сохранности.

7.3.14.3. Протоколирование информации (составление отчетов)

Протоколирование информации производится в виде печати бланков. Должен быть предусмотрен вывод бланков по вызову и автоматический вывод - периодический вывод:

• бланков сменной и суточной ведомостей, ведомостей пуска и останова, бланки наработки ресурса механизмами и другими устройствами и т.д.;

• списка недостоверных значений параметров и (или) выведенных из работы параметров на данный момент;

• списка параметров, отклонившихся за уставки на момент запроса.

В неоперативном режиме должна быть доступна вся информация, содержащаяся в архиве АСУ ТП.

Форматы бланков с периодическим запуском разрабатываются при создании АСУ ТП. Как минимум должна быть предусмотрена печать бланков с циклами: один час, одна смена, одни сутки.



### 7.3.15. Требования к сохранности информации при авариях.

Для обеспечения сохранности информации при потере электропитания, питание устройств, входящих в ПТК должно дублироваться при помощи шкафа АВР и без аккумуляторных инверторов/конверторов с нескольких линий питания (п. 3.2.6 РД 153-34.1-35.127-2002).

Информационные базы АСУТП должны быть зарезервированы.

### 7.3.16. Требования по стандартизации и унификации.

При создании АСУТП должны максимально использоваться стандартные и унифицированные программные и технические средства, технические решения:

- Микропроцессорные контроллеры должны:
  - быть серийно выпускаемыми проектно - компоуемыми изделиями;
  - строиться на базе PC-совместимых процессорных модулей;
  - поддерживать полевые сети и Ethernet;
  - обеспечивать возможность плавного наращивания объема обрабатываемой информации без резкого изменения цены ПТК;
  - иметь сертификаты соответствия и метрологической аттестации;
  - иметь утвержденную методику ежегодной поверки.
- Персональные компьютеры должны:
  - комплектоваться компонентами известных фирм-производителей;
  - иметь предустановленную ОС Windows XP Professional SP3 и выше.
- Сеть, связывающая между собой узлы ПТК, должна быть типа Ethernet.
- Сетевое программное обеспечение должно поддерживать протоколы TCP/IP, RS485 на базе 100/1000 мбитных каналов.
- Сетевая операционная система – Windows 2003 Server и выше.
- Графический интерфейс АРМ оператора должен использовать стандартные для отрасли элементы и унифицированные процедуры диалога используемы в энергетике.

Создаваемая система АСУ ТП должна быть совместима с уже функционирующими системами используемыми на станции. В качестве аппаратного обеспечения нижнего уровня используются микропроцессорные контроллеры (УСО) серии I 7000 фирмы ICP, ТПТС51, TREY GMBH, Армконт.

## 7.4. Требования к видам обеспечения

### 7.4.1. Требования к математическому обеспечению.

Математическое обеспечение ПТК должно обеспечивать реализацию всего объема функций контроля и управления и обеспечивать заданные характеристики качества функционирования АСУТП.

Должны быть предусмотрены два типа блоков математического обеспечения:

1) Специализированные блоки для реализации стандартных функций контроля и управления, в рамках которых реализуются достаточно сложные алгоритмы выполнения этих функций.

2) Элементарные стандартные блоки математических функций, с помощью которых можно реализовать любые характерные задачи контроля и управления.

- В состав первой группы должны входить блоки стандартных функций управления запорной арматурой, двигателями, соленоидными клапанами, регулирующими органами, корректирующими регуляторами, электрическими переключателями и соответствующие блоки организации диалога с оператором через операторскую станцию; блоки пошаговых программ, отключаемых блокировок, выбора и формирования задания и соответствующие блоки организации диалога с оператором через операторскую станцию.

Кроме того сюда же входят функциональные блоки, не имеющие соответствующих им блоков диалога с операторской станцией: ПИ- и ПИД-законы регулирования, коррекция расходов и уровней и т.д.

В состав второй группы должны входить:

1) функциональные алгоритмические блоки для дискретных функций::

- элементы И, ИЛИ и т.п.;
- выбор 1 из 2, 1 из 3, 2 из 3;
- RS-триггер ;
- элемент реализации временной задержки (таймер).

2) функциональные алгоритмические блоки для формирования предельных сигналов (уставок) и т.д.

3) функциональные алгоритмические блоки для аналоговых функций:

- арифметические функции:  
сумматор, умножитель, делитель, извлечение квадратного корня, логарифм, экспоненциальная функция, абсолютное значение, инвертирование, обратное значение и т.д.;
- функции сравнения выбора:  
выбор минимального, максимального значения и т.д.;
- динамические преобразователи:  
интегратор, дифференциатор и т.д.

7.4.2. Требования к информационному обеспечению.

Для нормального функционирования АСУ ТП должна использовать:

- информацию о текущем состоянии объекта;
- информацию о текущей конфигурации АСУ ТП;
- информацию, вводимую пользователями через манипуляторы и клавиатуры;
- нормативно - справочную информацию.

Информационное обеспечение должно быть достаточным для достоверной оценки состояния объекта, надежного функционирования подсистем АСУ ТП, своевременного распознавания и идентификации отказов.

Проектирование информационного обеспечения АСУ ТП должно основываться на следующих принципах:

- однократный ввод исходной технологической информации и возможность ее многократного использования. При использовании для измерения одного и того же технологического параметра нескольких датчиков должна производиться обработка сигналов всех датчиков и получение по определенному алгоритму (среднее арифметическое значение, "медианное" значение и т.д.) единого результирующего сигнала, далее используемого во всех алгоритмах управления и обработки информации. Исключения составляют лишь те функции (в первую очередь защиты), в которых принципиальным является использование нескольких каналов измерений одного и того же параметра.

- обработка информации внутри системы по стандартным алгоритмам и протоколам;
- защита от недостоверной информации.

Вся входная информация, характеризующая состояние объекта, должна поступать в систему после первичной обработки, требования к алгоритмам которой изложены в разделе 7.3.8.

Для кодирования информации должна использоваться система KKS (РД 153-34.1-35.144-2002).

Задачи оперативного отображения информации, управления, регулирования и защиты должны использовать для функционирования непрерывно обновляемую (в темпе опроса) информацию о текущем состоянии объекта. Эта же информация должна сохраняться в архиве для использования в неоперативных информационно-вычислительных задачах.

Архив должен хранить ретроспективную, усредненную и расчетную информацию.

Конкретный перечень параметров, записываемых в архив, устанавливается при проектировании.

К архиву должен обеспечиваться свободный доступ для формирования справок, отчетов, выборок для анализа и т.д.

Организация формирования и сопровождения баз данных АСУ ТП должна обеспечивать строгое ограничение доступа для отдельных пользователей и программ для корректировки данных.

Система управления данными АСУ ТП должна обеспечить доступ и хранение в рамках ПТК данных следующих типов:

- данные о текущем (в темпе протекания технологического процесса) состоянии параметров, имеющих индивидуальные коды KKS, объектов управления и других элементов АСУ ТП, имеющих индивидуальные коды KKS;

- данные о принадлежности к одной или нескольким технологическим группам или узлам;

- данные, вводимые в АСУ ТП пользователем (оператором, обслуживающим или наладочным персоналом).

При представлении информации оператору на мониторах должны соблюдаться следующие принципы:

- единство форм представления оперативной текущей и исторической информации на всех рабочих местах;

- единство системы цветового кодирования информации по назначению, содержанию и степени важности;

- единый стиль текстовых сообщений для предупредительных, аварийных и диагностических сигналов;

- единая система звукового кодирования сигналов об отклонениях и неисправностях;

- единство изображения виртуальных управляющих элементов и системы управляющих команд. Система управляющих воздействий, цветового и звукового кодирования, формы представления информации должны быть согласованы с Заказчиком на стадии рабочего проектирования.

Для связи с внешними по отношению к АСУ ТП котлоагрегата системами должен быть обеспечен регламентированный доступ к архивной и текущей информации по ЛВС типа "Ethernet" с реализацией одного из стандартных протоколов.

В АСУ ТП должна поддерживаться технология автоматического документирования, обеспечивающая безусловное соответствие технической документации фактическому состоянию системы.

Формируемые для хранения на диске или выдаваемые на печать протоколы и справки с системной информацией должны иметь единую форму и обеспечивать быстрый поиск необходимой информации.

#### 7.4.3. Требования к программному обеспечению.

Программное обеспечение ПТК АСУ ТП котлоагрегата ст. № 1 – совокупность программ на носителях данных и программных документов, предназначенная для отладки, функционирования и проверки работоспособности (тестирования) автоматизированной системы управления технологическим процессом котлоагрегата.

##### 7.4.3.1. Общие требования.

Программное обеспечения структурно должно подразделяется на две части:

- 1) системное и специализированное (фирменное) программное обеспечение (далее общее программное обеспечение) – совокупность программ общего назначения, предназначенных для организации вычислительного процесса и решения часто встречающихся задач обработки информации;

- 2) пользовательское (специальное или прикладное) программное обеспечение - часть программного обеспечения, представляющая собой совокупность программ, сконфигурированных и разработанных при создании данной АСУ ТП котлоагрегата для решения конкретных функциональных задач. Все типовые задачи, связанные со сбором, обработкой, передачей, хранением и представлением информации, а также с выдачей управляющих воздействий и информации на исполнительные и другие внешние устройства, должны программироваться на технологических языках или с помощью других программных средств, не требующих знаний в области применения универсальных языков программирования.

Программное обеспечение должно строиться с применением принципов структурного, модульного и объектного программирования.

Программирование типовых задач АСУ ТП должно, как правило, осуществляться путем конфигурирования готового фирменного программного обеспечения.

Программирование нетиповых задач АСУ ТП, реализуемых внутри ПТК АСУ ТП, должно по возможности осуществляться при помощи технологических (проблемно-ориентированных) языков программирования. Могут быть, в частности, использованы типовые или общепринятые средства или пакеты, как, например, Microsoft EXCELL или подобные.

#### 7.4.4. Требования к техническому обеспечению.

##### 7.4.4.1. Общесистемные требования.

Комплекс технических средств (КТС) должен быть достаточным для выполнения функций, указанных в настоящем техническом задании, и должен обеспечивать возможность расширения АСУ ТП в объеме, который может понадобиться на стадиях наладки и эксплуатации без нарушений их технических характеристик по точности, быстродействию, надежности и т.д.

В ПТК должны использоваться унифицированные средства серийного производства со сроком службы не менее 10 лет.

Должна быть обеспечена возможность замены технических средств. Эта замена не должна требовать внесения каких-либо изменений или перестройки других технических средств, входящих в данную АСУ ТП.

В составе ПТК должна быть обеспечена возможность построения как локальных операторских станций с возможностью подключения до 2-х дисплеев, так и многоместных операторских станций на базе архитектуры «клиент-сервер». Во всех случаях должна быть реализована возможность "горячего" взаиморезервирования всех операторских станций.

ПТК АСУ ТП должен представлять собой иерархическую распределенную микропроцессорную систему магистрально-модульного типа, состоящую из аппаратно- и программно совместимых технических средств, объединяемых локальными вычислительными сетями и другими видами цифровой передачи информации, и должен включать в себя:

- станции автоматизации (контроллеры) для выполнения функций автоматического регулирования, логического управления, сбора и обработки информации, технологических защит, блокировок и управления 1-го уровня;

- средства сопряжения и усиления по мощности выходных сигналов средств вычислительной техники (24 В) до уровней управления приводом (220 В постоянного и переменного тока) и обратного преобразования;

- технические средства представления информации и приема команд оперативного персонала (операторские станции): вычислительные средства промышленного исполнения, цветные графические видеомониторы, манипуляторы типа "мышь" или "трекбол", принтеры, алфавитно-цифровые и функциональные клавиатуры;

- технические и программные средства связи с внешними системами и АСУ ТП общестанционного уровня с реализацией протоколов Ethernet ;

- системы (шины) передачи данных на базе локальных вычислительных сетей;

- сервисные средства для эксплуатации, проверки, контроля работы, наладки и обслуживания АСУ ТП, включая средства программирования и конфигурирования ПТК (инженерная станция).

#### 7.4.5. Требования к метрологическому обеспечению.

Метрологическое обеспечение должно проводиться в соответствии с РД 153-34.0-11-117-2001.

Метрологическое обеспечение распространяется на информационно-измерительные каналы, линии связи и датчики, реализуемые ПТК алгоритмы контроля технологического процесса и оборудования объекта, включая расчетные алгоритмы.

Организационно-технические мероприятия по метрологическому обеспечению должны

предусматривать:

- проведение метрологической экспертизы конструкторской документации на ПТК;
- проведение испытаний и утверждение типа ПТК и его отдельных элементов в соответствии с МИ 2441-97;
- проведение метрологической экспертизы проектной документации на ПТК в составе АСУ ТП;
- определение обобщенных метрологических характеристик измерительных каналов ПТК в составе АСУ ТП по метрологическим характеристикам агрегатных средств измерений в соответствии с РД 153-34.0-11.201-97 и средств обработки информации в соответствии с Р 50.2.004-2000;
- проверку соответствия реализации ПТК в составе АСУ ТП проектным решениям;
- проведение приемки из наладки измерительных каналов ПТК в соответствии с РД 153-34.0-11.204-97 и метрологическую аттестацию ИК ПТК в составе АСУ ТП на ТЭС, включая линии связи и датчики в соответствии с РД 34.11.202-95;

Для повышения точности измерений могут быть использованы алгоритмы повышения точности, использующие избыточную информацию, имеющуюся в системе управления.

Поставщик ПТК должен представить перечень программного обеспечения, стандов, эталонов и сервисной аппаратуры, необходимых для аттестации, поверки и калибровки измерительных каналов и устройств ПТК, контроля и условий их эксплуатации на объекте.

Предоставить методику проведения метрологической аттестации измерительных каналов информационной системы. Точность измерительных каналов должна оцениваться в соответствии с предложенной методикой. Метрологическую аттестацию измерительных каналов проводит специализированная фирма, имеющая лицензию на выполнение данного типа работ по отдельному договору с ТЭЦ.

#### 7.4.6. Система шин.

Коммуникационная подсистема ПТК АСУ ТП котлоагрегата ст. № 1 должна обеспечивать услуги связи между элементами подсистем ПТК АСУ ТП и состоять из следующих шин (магистралей):

- 1) шина управления станциями автоматизации (дистанционная шина);
- 2) шина терминалов системы контроля и управления;

Дистанционная шина управления станциями автоматизации должна обеспечивать связь станций между собой и с системой контроля и управления (операторские станции), а также с системой программирования и конфигурирования на базе инженерной рабочей станции.

Отключение дистанционной шины не должно влиять на работоспособность подключенных к ней станций автоматизации (контроллеров). Отказ шины должен идентифицироваться контроллером. При этом контроллер должен переходить в автономный режим работы с видоизменением при необходимости реализованных в нем алгоритмов в соответствии с автономным функционированием.

Шина терминалов системы контроля и управления и высокопроизводительная локальная вычислительная сеть верхнего уровня (АСУ ТЭС) должны обеспечивать связь между станциями автоматизации, операторскими станциями и инженерной станцией.

Основным способом обмена информации между станциями автоматизации должен являться цифровой. Передача сигналов не в цифровой форме может использоваться в случаях, когда требуется повышенное быстродействие и/или иные характеристики, не обеспечиваемые цифровым обменом.

Системы передачи данных должны быть отказоустойчивы по отношению к объединяемым техническим средствам, защищены от отказов или разрушения аппаратуры собственно передачи данных (кабелей, ответвителей, связных процессоров), например, резервированием и реконфигурированием.

Должны применяться помехозащищенные протоколы передачи данных.

Выбор характеристик сетевых контроллеров и протоколов обмена должен обеспечивать требование наиболее эффективной передачи информации с учетом специфики решаемых

задач, характеристик потоков информации для данной шины, расстояний между обслуживаемыми ею цифровыми устройствами и предполагаемых мест прокладки цифрового кабеля.

#### 7.4.7. Модули ввода-вывода.

- Программно-технический комплекс АСУ ТП котлоагрегата ст. № 1 должен иметь в своем составе модули, обеспечивающие прием/выдачу, первичную и/или вторичную обработку следующих сигналов, передающихся по внешним связям (входным/выходным каналам): входные и выходные непрерывные сигналы постоянного тока и напряжения должны соответствовать ГОСТ 26.011;

- входные непрерывные сигналы от термоэлектрических преобразователей должны соответствовать ГОСТ Р 50342-92, ГОСТ Р 50431-92;

- входные непрерывные сигналы от термометров сопротивления должны соответствовать ГОСТ Р 50353-92;

- входные и выходные сигналы с дискретным изменением информативного параметра должны соответствовать ГОСТ 26.013;

Модули ввода-вывода для приема дискретных сигналов (о состоянии исполнительных механизмов, коммутационных аппаратов и т.д.) должны обеспечивать подавление "дребезга" (защита от импульсов во время переключения контактов на отрезке до 3 мс).

Комплекс технических средств для АСУ ТП котлоагрегата ст. № 1 должен иметь в своем составе модули ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов без поиска ошибки - для построения нерезервируемых систем, так и модули ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов с опознанием и поиском ошибки (внутреннее тестирование индивидуального канала ввода-вывода) для использования их при построении подсистем АСУ ТП с повышенными требованиями по безопасности и помехозащищенности.

#### 7.4.8. Требования к электропитанию.

Основным принципом организации электропитания АСУ ТП должно быть распределение оперативного тока по группам потребителей таким образом, чтобы отдельная неисправность или ремонт элемента сети электропитания не приводили к останову других потребителей. Питание дублируется при помощи шкафа АВР и без аккумуляторных инверторов/конверторов с нескольких линий питания. По каждой группе входов предусмотреть автомат защиты и сигнализацию об исчезновении. В качестве источников оперативного тока 220/380 В могут быть использованы:

- 1) шины разных секций (как правило, двух, например, своего и соседнего котлоагрегата, от которого не резервируются шины РУСН 0.4 кВ данного котлоагрегата) РУСН 0.4 кВ;
- 2) инверторы/конверторы без аккумуляторов;
- 3) шины щита постоянного тока.

Первичным источником электропитания АСУ ТП энергоблока должна быть трехфазная сеть переменного тока 380/220 В с параметрами:

- 1) напряжение питания  $242 > 220 > 187$  В;
- 2) частота напряжения  $51 > 50 > 49$  Гц;
- 3) коэффициент высших гармоник  $< 5$  %.

Питание технических средств верхнего уровня АСУ ТП энергоблока должно осуществляться от стационарных аккумуляторных батарей, с резервированием. Допустимое время перерыва в электропитании ПТК (при переключениях в сети) - не более 20 мс.

Питание станций управления может осуществляться от собственных резервированных источников питания (преобразователей напряжения)  $\sim 380/24$  В и  $\approx 220/24$  В.

Вся система электропитания должна обеспечивать нормальную работоспособность устройств при полной потере собственных нужд в течение не менее 30 мин.

Полная электрическая мощность источников питания должна быть достаточной для всей нагрузки.

### **8. Требования к содержанию и оформлению проектной документации:**

8.1. Проект должен в полном объеме соответствовать ГОСТ Р 21.1101-2013 (основные требования к проектной и рабочей документации), ПТЭ, ПТБ, и другой нормативной документации.

8.2. Стоимость работ в локальных сметных расчетах, объектных сметах и сводном сметном расчете должна приводиться в базисном уровне, определяемом на основе действующих сметных норм и цен 2001 года (ТЕРм) с пересчетом в итоге в текущий уровень цен.

8.3. Проект должен соответствовать требованиям Градостроительного кодекса РФ № 190-ФЗ от 29.12.2004 г. (с действующими изменениями на момент проектирования).

Состав разделов проектной документации должен в полном объеме учитывать все работы, связанные с проводимым строительством и соответствовать требованиям Постановления Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с действующими изменениями на момент проектирования).

В составе проектной и рабочей документации должны содержаться следующие разделы:

Раздел 1. Пояснительная записка.

Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений";

ж) подраздел Технологические решения;

Раздел 6. Проект организации строительства;

Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей природной среды;

Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности;

Раздел 10.1 «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов»;

Раздел 11. Смета на строительство объектов капитального строительства.

8.4. Проектная документация должна пройти экспертизу промышленной безопасности с получением положительного заключения согласно Федеральному закону №116-ФЗ от 21.07.1997г. о «Промышленной безопасности опасных производственных объектов» в экспертной компании.

8.5. Проектная документация должна пройти согласование в Ростехнадзоре.

8.6. Произвести кодировку (присвоение KKS-кодов) оборудования на вновь проектируемое оборудование согласно международного стандарта по методике разработанной на станции.

#### **9. Требования к подрядчику:**

Подрядчик обязан иметь ресурсные возможности (материально-технические, производственные, трудовые), необходимые для выполнения объема работ в соответствии с техническим заданием Заказчика;

При проектировании Подрядчик должен иметь Свидетельство СРО о допуске к работам, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

• При производстве работ Подрядчик несёт ответственность за выполнение Обязательных требований (приложение № 5 к настоящему договору), Регламента осуществления мероприятий по контролю выполнения договорных обязательств Заказчиком по соблюдению требований промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды при производстве работ, а также за ненадлежащее исполнение данных требований субподрядными организациями в соответствии с законодательством Российской Федерации.

**10. Требования к разработке очередей:** Строительство выполнить в одну очередь.

**11. Требования к разработке вариантов:** Варианты не разрабатывать.

**12. Выдача проектной документации:**

Подрядчик передает уполномоченному представителю Заказчика 4 (четыре) экземпляра Акта сдачи-приемки выполненных работ (отдельных этапов работ), а также по накладной 4

(четыре) комплекта проектной документации по Акту приема-передачи и в электронном виде: текстовые и табличные материалы в формате ПК «ГРАНД Смета» (\*.gsf), Microsoft Word, Excel, графические – AutoCAD, Adobe Reader (\*.pdf).

Перечень баз данных оборудования в табличном редактируемом виде указанием KKS-кодов оборудования (формат таблиц и «Родитель» предоставляются по запросу.

Проектная документация – 4 экземпляра на бумажном носителе в сброшюрованном виде и на электронном носителе.

Сигнальный вариант проектной документации рассмотреть и согласовать с Заказчиком.

**13. Заказчик – титулодержатель:** Заказчик.

**14. Срок выполнения работ** в соответствии с графиком к договору

**15. Проектная организация:** Определяется на конкурсной основе.

**16. Дополнительные исходные данные, передаваемые заказчиком проектной организации:**

Необходимые замеры и обследования проводятся проектной организацией. Дополнительные данные предоставляются при их наличии по отдельному запросу проектной организации.