



Акционерное общество

«ИНСТИТУТ ТЕПЛОЭЛЕКТРОПРОЕКТ»

---

# Артемовская ТЭЦ-2 с внеплощадочной инфраструктурой

Технические требования  
на изготовление и поставку паротурбинной установки

144N9-ТТ-011-TD

Изм.3

Главный инженер

В.В. Кучеров

Главный инженер проекта

Е.А. Соловьева

Москва 2019 г.

**Состав участников:**

Начальник ТО

Шабанов И.И.

Начальник ТМО

Егоров Ю.Д.

Начальник ОАСУ

Богданов П.В.

Начальник ЭТО

Смолин Ю.А.

Начальник ОМК

Вишницкий И.К.

Начальник СО

Балакин С.В.

Начальник ОИЗиЭ

Паранин Д.В.

Зам. начальника ТО

Волков С.В.

Главный специалист ТО

Киприн С.М.

Главный специалист

Пак Д.Ф.

Нормоконтролер

Астраханцев Н.В.

						144N9-ТТ-011-ТД.Р	Лист
3							1
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## Содержание

1.	Назначение и область применения .....	3
2.	Общие технические требования.....	4
2.1	Общие положения.....	4
2.2	Основные показатели.....	8
2.3	Комплектность.....	9
2.4	Требования к оборудованию .....	14
2.5	Требования к системе маслоснабжения.....	18
2.6	Требования к автоматическому регулированию .....	18
2.7	Требования к системе автоматического управления.....	19
2.8	Требования к генератору ПТУ .....	35
2.9	Характеристики надежности.....	42
2.10	Характеристики маневренности.....	42
2.11	Требования к ремонтпригодности.....	43
3.	Требования к безопасности.....	43
4.	Маркировка и упаковка .....	44
5.	Транспортировка и хранение .....	44
6.	Гарантийные показатели .....	45
7.	Изготовление и контроль .....	49
8.	Монтаж оборудования и пуско-наладочные работы.....	51
8.1	Шеф-монтаж оборудования .....	51
8.2	Пуско-наладка оборудования.....	52
9.	Приемка оборудования на предприятии-изготовителе.....	54
10.	Обучение персонала.....	54
11.	Перечень технической документации, передаваемой Заказчику и Генпроектировщику	55
12.	Перечень стандартов.....	61
13.	Общие требования по сертификации .....	65

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							2
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 1. Назначение и область применения

1.1 Настоящие технические требования распространяются на поставку паротурбинных установок, для работы в составе Артемовской ТЭЦ-2 общей электрической мощностью 420 МВт, которая предназначена для замещения выбывающих мощностей существующей Артемовской ТЭЦ в целях обеспечения социально-экономического развития и устойчивого энергоснабжения потребителей Дальневосточного федерального округа. Настоящие технические требования являются предварительными и могут уточняться при получении исходных данных.

В состав основного оборудования ТЭЦ входят три паровых котла Е-575-13,8-560 и три паровые турбинные установки типа КТ-140/165-12,8 с теплофикационными отборами пара:

- 1 этап – 2 блока КТ-140/165-12,8;
- 2 этап – 1 блок КТ-140/165-12,8.

Паровые турбины размещаются в машинном отделении главного корпуса. Каждый турбоагрегат работе работает в блоке с паровым котлом.

1.2 Паротурбинные установки располагаются в помещении категории «В» вновь сооружаемого главного корпуса. Климатическое исполнение и категория размещения УХЛ4 по ГОСТ 15150-69

1.3 Режим работы энергоблоков – базовый.

1.4 Площадка строительства Артемовской ТЭЦ-2 расположена на территории г. Артем Приморского края. Район площадки относится к муссонному климату умеренных широт с умеренно холодной сухой зимой и тёплым влажным летом. На основании карт общего сейсмического районирования территории Российской Федерации вкладка к СП 14.13330.2014 (СНиП II-7-81\*) «Строительство в сейсмических районах», интенсивность сейсмических воздействий в баллах принята по карте ОСР-2015-В и составляет 6 баллов по шкале MSK-64.

1.5 Расчётные значения метеорологических параметров в тёплый период приняты в соответствии с СП 131.13330.2012 актуализированная редакция СНиП 23-01-99\* «Строительная климатология» (Владивосток).

Климатические параметры теплого периода года:

- Температура воздуха с обеспеченностью 0,95 – плюс 22<sup>0</sup>С
- Температура воздуха с обеспеченностью 0,98 – плюс 25<sup>0</sup>С
- Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца – плюс 23,7<sup>0</sup>С
- Абсолютная максимальная температура воздуха – плюс 34<sup>0</sup>С
- Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца – 86%

Климатические параметры холодного периода года:

- Температура воздуха наиболее холодных суток с обеспеченностью 0,98 – минус 27<sup>0</sup>С
- Температура воздуха наиболее холодных суток с обеспеченностью 0,92 – минус 24<sup>0</sup>С

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							3
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,98 – минус 24<sup>0</sup>С
- Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 23<sup>0</sup>С
- Абсолютная минимальная температура воздуха – 31<sup>0</sup>С

Средняя продолжительность периода со снежным покровом по мс Владивосток, порт (1893-1980гг) составляет 77 дней. Средняя дата появления снежного покрова – 17 ноября, средняя дата образования устойчивого снежного покрова - 15 декабря, разрушения – 1 марта, схода – 3 апреля.

Наибольшая высота снежного покрова по мс Партизанск (1936-1980 гг) составила 77 см.

По СП 20.13330.2016 – актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85\* “Нагрузки и воздействия” район площадки ТЭС относится к II снеговому району, для которого нормативный вес снежного покрова на 1 м<sup>2</sup> горизонтальной поверхности S<sub>г</sub> составляет 1,0 кПа.

## 2. Общие технические требования

### 2.1 Общие положения

2.1.1 Паротурбинная установка должна соответствовать настоящим техническим требованиям, требованиям государственных стандартов и правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, а также требованиям Федерального закона №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и другим действующим государственным и отраслевым нормативным документам, включая, но не ограничиваясь:

- Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Технический регламент таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013);
- Технический регламент таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;
- «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утвержденных приказом Ростехнадзора от 25.03.2014 г. № 116;
- СО 153-34.20.501-2003 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»;
- Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 г. №98 «Об утверждении требований к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов и о внесении изменений в правила технической

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							4
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом России от 19 июня 2003 г. №229»

- Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, 2001г.;
- Правила противопожарного режима в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. №390;
- Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях СО 34.35.101-2003;
- ГОСТ 24278-2016 Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования.
- Электрооборудование, входящее в состав паротурбинной установки должно соответствовать требованиям действующих «Правила устройства электроустановок» ПУЭ.
- «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций» (РД 153-34.1-35.127-2002).
- «Технические требования к подсистемам технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники» (РД 153-34.1-35.137-00).
- Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;
- РД 153-34.1-35.144-2002 «Рекомендации по применению современной универсальной системы кодирования оборудования и АСУ ТП ТЭС»;
- ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы;
- ГОСТ 2.610-2006 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов;
- ГОСТ 2.702-2011 Межгосударственный стандарт. Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем;
- ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем;
- ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения;
- ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							5
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
- ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- РД 50-34.698-90 «Информационные технологии. Комплекс стандартов и РД на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;
- РД 153-34.0-11.117-2001 «Основные положения. Информационно-измерительные системы. Метрологическое обеспечение»;
- СТО 59012820.27.100.002-2013 «Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности»;
- СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования».
- СТО 70238424.27.040.007-2009 Паротурбинные установки организация эксплуатации и технического обслуживания Нормы и требования
- РД 153-34.0-45.512-97 Типовая инструкция по эксплуатации газомаслянной системы водородного охлаждения генераторов.

2.1.2 Паротурбинная турбина предназначена для привода генератора переменного тока с частотой вращения 3000 об/мин.

2.1.3 Для обозначения (маркировки, кодирования) технологических и электрических элементов, конструктивов, оборудования и материалов, документации, аппаратной и программно-алгоритмической части систем измерений, контроля, сигнализации должна применяться система кодирования KKS (Kraftwerk Kennzeichen System) в соответствии с требованиями Концепции по кодированию объектов Энергетики, приведённых в РД 153-34.1-35.144-2002. Регламент кодирования разрабатывается Генпроектировщиком и предоставляется на стадии разработки проекта привязки. Результат кодирования согласовывается с Заказчиком.

2.1.4 Электрооборудование, входящее в состав ПТУ, должно соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ). Все электротехническое оборудование и электрические соединения в электротехнических шкафах и шкафах САУ должно быть промаркировано согласно ГОСТ 2.702-2011 в соответствии с электротехнической схемой. Маркировка электрических соединений (одножильные провода, жгуты, кабели) в электротехнических шкафах и шкафах САУ должна выполняться перекрёстным способом и быть уникальной в пределах шкафа (установки) для каждого соединения. Электроустановки систем должны быть оснащены системой защитного и функционального (специального) заземления в соответствии с требованиями производителей оборудования и действующими НТД. Все контрольные кабели и проводники внутришкафного монтажа должны быть с многопроволочными медными жилами.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							6
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2.1.5 ПТУ как законченное изделие должно иметь сертификат ГОСТ Р, сертификат/декларацию о соответствии требованиям Технического регламента Таможенного Союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011), а также должны быть соблюдены общие требования правил пожарной безопасности, промышленной санитарии и гигиены. Оборудование на дату его доставки к Месту Поставки должно быть новым и не использованным ранее, отвечать требованиям Применимого Права, действующего на территории Российской Федерации, иметь сертификаты (или декларации) соответствия Техническим регламентам, действие которых распространяется на данное оборудование, в том числе Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» и Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования работающего под избыточным давлением». С оборудованием должны поставляться сертификаты качества и Сертификаты ГОСТ Р (если это применимо).

2.1.6 На все комплектующие (трубопроводы, арматура, теплообменники, насосы, КИП) должны быть представлены паспорта в соответствии с нормативно-технической документацией РФ, также на эти комплектующие должна быть представлена документация по качеству.

2.1.7 Метрологическое обеспечение поставляемого оборудования и систем должно соответствовать требованиям стандартов, норм и правил РФ. Все применяемые средства измерения (далее СИ) и измерительные системы (как разновидность СИ согласно ГОСТ Р 8.596-2002) должны быть зарегистрированы в Федеральном фонде обеспечения единства измерений (утверждены как тип средств измерений) и допущены к применению в РФ, иметь экспертное заключение, подтверждающее соответствие отраслевым требованиям (сертификат), а также разрешение Ростехнадзора на применение на опасных производственных объектах. Все СИ должны быть испытаны, откалиброваны, поверены на заводе-изготовителе и иметь действующий оттиск поверительного клейма, либо свидетельство о поверке с указанием срока действия поверки, при этом очередной срок поверки должен быть не менее половины межповерочного интервала от момента ввода Объекта в эксплуатацию. Межповерочный интервал для СИ должен составлять не менее 2 лет. Методики проверок должны быть аттестованы органами Госстандарта и приложены к комплекту поставляемого Оборудования. Производитель СИ должен иметь на территории РФ представительство или дилерскую сеть со складскими запасами поставляемого оборудования, а также технические и сервис центры по сопровождению и ремонту поставляемого оборудования. Калибровка и поверка поставляемых ИС должна проводиться так же на территории РФ. Все измерения должны производиться в единицах измерений Международной системы единиц СИ (давление в Па, температура в градусах Цельсия и т.д.). Недопустимо применение внесистемных единиц измерения, срок действия которых истёк в 2016 году в соответствии с Постановления правительства РФ от 31.10.2009г. № 879. Измерительная система САУ является единым средством измерения и подлежит поверке после завершения монтажных и наладочных работ. Измерительные каналы измерительной системы подлежат метрологической аттестации после завершения монтажных и наладочных работ.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							7
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



## 2.2 Основные показатели

2.2.1 Паровая турбина мощностью 140/165 МВт (в теплофикационном режиме/в конденсационном режиме) должна быть рассчитана для работы при номинальных параметрах пара перед стопорными клапанами и иметь показатели не хуже приведенных ниже:

Параметры пара высокого давления

- абсолютное давление 12,8 МПа;  
- температура 555 °С (уточняется после выбора парового котла и получения данных от его производителя);

- массовый расход 575 т/ч;

Температура регенеративного подогрева питательной воды, не ниже

235°С;

Давление пара в деаэраторе

0,6 МПа;

Пар нерегулируемых отборов на технологические собственные нужды энергоблока:

- Пар не калориферы котла 15 т/ч

0,3 МПа

- Пар на мазутное хозяйство

7,5 т/ч

1,3 МПа

2.2.2 Номинальная теплофикационная нагрузка ПТУ – 162,5 Гкал/час с включенным пиковым ПСВ.

Максимальная теплофикационная нагрузка ПТУ – 190 Гкал/час.

2.2.3 Температурный график сетевой воды – 130/70°С.

2.2.4 Диапазон температур охлаждающей воды в конденсатор и на охлаждение вспомогательного оборудования составляет - +12/40°С (мин/макс)

2.2.5 При номинальных параметрах пара в расчетном режиме при температуре наружного воздуха минус 22°С и температуре охлаждающей воды в конденсаторе плюс 12°С, турбина должна обеспечивать номинальную тепловую мощность.

2.2.6 При температуре охлаждающей воды в конденсаторе плюс 34°С, турбина должна обеспечивать номинальную мощность в конденсационном режиме;

2.2.7 Паровая турбина должна предусматривать работу, как на номинальном, так и на скользящем давлении свежего пара.

2.2.8 Регулировочный диапазон автоматического изменения мощности – 30 ÷ 100% от номинальной.

2.2.9 Паровая турбина должна обеспечивать длительную работу при температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор до +40°С.

2.2.10 Расход питательной воды через ПВД должен быть не более 105% расхода свежего пара в турбину на имеющемся режиме работы турбины.

2.2.11 Допускается длительная работа турбины при следующих отклонениях параметров свежего пара относительно номинальных значений:

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							8
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Давление в пределах  $\pm 0,49$  МПа;
- Температуры в пределах от плюс 5°C до минус 10 °C;

## 2.3 Комплектность

2.3.1 Согласовать выбор оборудования с Заказчиком на стадии разработки ТУ.

2.3.2 В объем проектирования и поставки паротурбинной установки, должно быть включено следующее:

- собственно паровая турбина с внутритурбинными трубопроводами, системой автоматического регулирования (включая ЭГСП), устройствами контроля и управления, устройствами защиты, средствами автоматического диагностического контроля (включая систему виброконтроля и вибродиагностики), которая включает в себя следующие основные компоненты (но не ограничиваясь):
  - валоповоротное устройство (тип привода определяет изготовитель);
  - приспособление для ручного поворота валопровода;
  - блок клапанов, состоящий из стопорных и регулирующих клапанов пара высокого давления с встроенным паровым фильтром;
  - обратные клапаны на отборах пара;
  - систему дренажей с электрически и вручную управляемыми запорными клапанами;
  - соединительную муфту к генератору;
  - устройство для ускоренного расхолаживания турбины при остановке на ремонт;
  - установку для консервации турбоустановки;
  - фундаментные рамы, подкладные плиты и шпильки;
  - шумозащитный кожух турбины и генератора, обеспечивающий уровень шума не более 80 дБА;
  - систему автоматического регулирования и защит ПТУ;
  - систему контроля механических величин ПТУ и генератора;
  - систему контроля и защиты по вибрации ПТУ;
  - датчики температурного контроля ПТУ;
  - запчасти на гарантийный период 24 месяца эксплуатации;
  - полный комплект оборудования, механизмов, приспособлений и специального инструмента для проведения всех регламентированных работ по монтажу, первому пуску, эксплуатации и обслуживанию ПТУ и входящего в состав ПТУ технологического и электротехнического оборудования, а также КИП;
- генератор переменного тока комплектно со следующим оборудованием:
  - системой возбуждения;
  - системой водородного охлаждения (в комплекте с установкой осушения водорода, арматурной рампой, системой контроля утечки водорода в выводы и в подшипники генератора, системой контроля чистоты водорода);

**ВНИМАНИЕ! Режим работы генератора с охлаждением воздуха не предусматривается.**

  - системой смазки, в том числе система уплотнения вала генератора (маслонасосы уплотнения переменного, постоянного тока, гидрозатвор, маслоохладитель,

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							9
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- фильтры, демпферный маслобак);
- датчиками температурного контроля генератора с системой температурного контроля (СТК) генератора (согласовывается состав на стадии заключения договора с Генпроектировщиком и Заказчиком);
  - закрытый отсек выводов генератора с трансформаторами тока, трансформаторами напряжения, ОПН и т.д;
  - Резервная система возбуждения генератора (1 комплект на три турбины, поставляется с первым генератором), включая трансформатор резервного возбуждения.
- систему смазки минеральным маслом, общая для паровой турбины и генератора, которая должна включать в себя следующие основные компоненты:
    - маслобак со вспомогательным оборудованием: электронагревателем, фильтрами и необходимыми приборами;
    - маслоохладители;
    - Системы маслоснабжения и регулирования выполнить отдельными с НСАР (рабочий и резервный) и НСС (рабочий, резервный и аварийный) из общего маслобака;
    - аварийный маслонасос (резервный) с приводом от электродвигателя постоянного тока, комплектно с силовым шкафом;
    - насосы масла гидроподъема с приводом от электродвигателя переменного тока;
    - устройство вытяжки паров масла (экспаустер и сопутствующее оборудование) (2x100%);
    - двойной масляный фильтр, включая аварийную сигнализацию по перепаду давлений и переключающее устройство;
    - трубопроводы маслосистемы с запорной и регулирующей арматурой (с соблюдением требований п.5 РД 153-34.0-49.101-2003) и опорно-подвесной системой
      - регулирующий клапан температуры масла;
      - контрольно-измерительные приборы;
      - Маслоочистительная установка для обеспечения очистки масла от механических примесей и воды;
      - Установка для гидродинамической промывки маслопроводов;
      - Регулирующий клапан давления масла.
  - гидравлическую часть системы регулирования для паровой турбины и генератора, которая должна включать в себя следующие основные компоненты:
    - блок подачи масла высокого давления с главным и резервным насосами, воздушный охладитель жидкости, фильтры бака жидкости;
    - трубопроводы гидравлической системы регулирования с запорной и регулирующей арматурой и опорно-подвесной системой.
  - систему уплотняющего пара турбины, которая должна включать в себя следующие основные компоненты:
    - конденсатор пара уплотнений;
    - вакуумные насосы либо эксгаустеры (2x100%);
    - предусмотреть эжектор отсоса пара;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							10
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- регулирующий клапан на коллекторе подачи уплотняющего пара с электроприводом (либо пневмоприводом);
  - паропроводы с опорно-подвесной системой, запорной и регулирующей арматурой системы уплотнений, включая коллекторы, трубопроводы распределения пара по уплотнениям и трубопроводы отсоса пара от камер уплотнений, трубопроводы связей с конденсатором и расширителями.
- конденсационную установку, которая должна включать в себя следующие основные компоненты:
    - поверхностный конденсатор с конденсатосборником, пароприемными устройствами пара после быстродействующих редуционно-охладительных установок;
    - переходное устройство между выхлопом турбины и конденсатором;
    - разрывной диск устройства для снятия вакуума;
    - пружинные опоры конденсатора;
    - расширители конденсата комплектно с форсунками, запорно-регулирующей арматурой и фильтрами на линии впрыска, присоединяемые к конденсатору;
    - конденсатные насосы (3x50%) с электроприводами в комплекте с фильтрами, обратными клапанами и отключающей арматурой;
    - оборудование вакуумной системы (эжекторы, охладители или водокольцевые вакуумные насосы, гидрозатвор) с трубопроводами (в том числе гидрозатвор), опорно-подвесной системой (ОПС) и запорно-регулирующей арматурой (в том числе трубопроводы отсоса паровоздушной смеси с ОПС);
    - водоуказательная колонка для контроля уровня конденсата с отключающей арматурой (рассмотреть возможность применения магнитных указателей);
    - контрольно-измерительные приборы;
    - трубопроводы и запорная арматура линии срыва вакуума;
    - форсунки на линиях подачи нормального и аварийного добавка обессоленной воды в конденсатор;
    - клапаны регулирования уровня конденсата в конденсатосборнике конденсатора;
    - трубопроводы обвязки конденсатора по пару и конденсату (в том числе трубопроводы отсоса ПВС) с арматурой и опорами;
    - материал охлаждающих трубок конденсатора должен обеспечивать длительную работу на охлаждающей воде, состав которой представлен в таблице №1:

Таблица №1

№ поз.	Показатель качества	Ед. изм.	Значение
1	Жесткость общая	мг-экв/дм <sup>3</sup>	0,52-0,64
2	Щелочность общая	мг-экв/дм <sup>3</sup>	0,4-0,5
3	Кальций (Ca <sup>2+</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	6,7-8,2
4	Магний (Mg <sup>2+</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	1,5-2,3

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							11
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

5	Натрий (Na <sup>+</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	2,5-3,1
6	Сульфаты (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	3,7-6,9
7	Хлориды (Cl <sup>-</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	2,5-3,2
8	Нитриты (по NO <sub>3</sub> )	мг/дм <sup>3</sup>	0,82-1,64
9	Нитраты (по NO <sub>2</sub> )	мг/дм <sup>3</sup>	0,025-0,04
10	Железо общее	мг/дм <sup>3</sup>	0,26-0,98
11	Алюминий	мг/дм <sup>3</sup>	0,05-0,17
12	Нефтепродукты	мг/дм <sup>3</sup>	0,017-0,26
13	Кремниевая кислота (раст.)	мг/дм <sup>3</sup>	11,4-15,4
14	Кремниевая кислота (общ.)	мг/дм <sup>3</sup>	13-15,4
15	Окисляемость по O <sub>2</sub>	мг/дм <sup>3</sup>	3,2-5,9
16	Цветность	градусы	21-50
17	Мутность	мг/дм <sup>3</sup>	0,9-7,0
18	Взвешенные вещества	мг/дм <sup>3</sup>	3-8,2
19	Сухой остаток	мг/дм <sup>3</sup>	72-171
20	рН		7,1

- регенеративная установка, которая должна включать в себя следующие основные компоненты:
  - подогреватели низкого давления (ПНД);
  - подогреватели высокого давления (ПВД);
  - клапаны регулирования уровня конденсата;
  - трубопроводы обвязки подогревателей ПНД и ПВД по пару, воде и конденсату (в том числе трубопроводы отсоса паровоздушной смеси) с запорной и регулирующей арматурой и опорно-подвесной системой (включая связи по вакуумной системе);
- теплофикационная установка, которая должна включать в себя следующие основные компоненты:
  - Подогреватели сетевой воды (ПСВ1, ПСВ2, ПСВ3 (пиковый))
  - конденсатные насосы (2x100%) с электроприводами в комплекте с фильтрами, обратными клапанами и отключающей арматурой;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							12
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- клапаны регулирования уровня конденсата;
- трубопроводы обвязки подогревателей ПСВ по пару, воде и конденсату (в том числе трубопроводы отсоса паровоздушной смеси) с запорной и регулирующей арматурой и опорно-подвесной системой;
- предусмотреть конструктивное исполнение регулирующих диафрагм нижнего отопительного отбора, обеспечивающее их уплотнение для минимального пропуска пара через полностью закрытую диафрагму (указать гарантируемое значение пропуска пара через полностью закрытую диафрагму);
- предусмотреть систему обеспечения допустимого теплового состояния выхлопных частей цилиндра низкого давления (ЦНД) при работе с полностью закрытыми регулируемыми диафрагмами;
- предусмотреть сепаратор, обеспечивающий снижение влажности пара на входе в ЦНД до обоснованных значений.
- система принудительного расхолаживания турбины, которая должна включать в себя следующие основные компоненты:
  - эжектор расхолаживания;
  - трубопроводы пара к эжектору расхолаживания;
- паропроводы обвязки блоков клапанов (стопорных и регулирующих) высокого давления, перепускные паропроводы;
- трубопроводы с расширителями дренажей, запорная, регулирующая и предохранительная арматура, опоры в пределах комплектной поставки ПТУ (тип привода арматуры согласовывается с Генпроектировщиком и Заказчиком);
- система шариковой очистки конденсационной установки;
- по всему указанному в данной главе оборудованию штуцеры с первичными клапанами (1 первичный клапан при давлении среды менее 4 МПа, 2 первичных клапана при давлении среды равном и более 4 МПа), бобышки с пробками / заглушками для установки первичных измерительных преобразователей (датчиков КИПиА), конденсационные и уравнивательные сосуды, дроссельные и расходомерные устройства, измерительные диафрагмы, устройства прямого измерения уровня;
- детали установки и сочленения приводов с арматурой исполнительных механизмов в случае применения вынесенных электроприводов;
- комплект ЗИП на все поставленное оборудование на период гарантийной эксплуатации и двух лет эксплуатации после окончания гарантийного срока в соответствии с перечнем, согласованным с Заказчиком;
- расходные материалы для первого заполнения системы смазки и системы регулирования;
- расходные материалы на период монтажа, пуска и ввода объекта в эксплуатацию.

2.3.3 Комплектно с турбиной завод-изготовитель должен поставить проект теплоакустической изоляции турбины, содержащий спецификацию на теплоизоляционные материалы, и задание на проект тепловой изоляции

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							13
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

внутритурбинных трубопроводов. Конструкция паровой турбины должна предусматривать крепление тепловой изоляции к ее элементам.

2.3.4 Завод-изготовитель поставляет сборочные единицы турбины, которые должны быть транспортабельны, в собранном виде без последующей разборки при монтаже во всех случаях, когда это допускается условиями монтажа и не требуется расконсервация узлов.

2.3.5 Рассмотреть возможность установки масляных уплотнений вала кольцевого типа.

2.3.6 Разработки и внедрения завода-изготовителя по конструктивным особенностям проточной части и основных узлов турбины должны быть согласованы с Заказчиком.

2.3.7 Для изготовления поставляемого оборудования должны применяться материалы, обеспечивающие надежную работу и требуемый ресурс при параметрах в соответствии с настоящими Техническими требованиями. Применяемые материалы должны обеспечивать возможность выполнения сварочных ремонтных технологий, в том числе для корпусов цилиндров и клапанов, на месте установки оборудования.

2.3.8 **Объем поставки – три паротурбинные установки.**

## 2.4 Требования к оборудованию

2.4.1 Паротурбинная установка устанавливается в турбинном отделении категории «В» по взрывопожарной и пожарной опасности, и должна соответствовать стандартам Российской Федерации на климатическое исполнение и категорию размещения УХЛ4 по ГОСТ 15150.

2.4.2 Оборудование паротурбинной установки должно обеспечивать работоспособность при сейсмическом воздействии 6 баллов по шкале MSK-64.

2.4.3 Турбина предназначена для работы в блоке с паровым котлом производительностью 575 т/ч.

2.4.4 От парового коллектора высокого давления пар подводится к турбине по паропроводу, на котором последовательно установлена главная паровая задвижка (ГПЗ) с байпасом, стопорный и регулирующий клапаны (блок клапанов).

Стопорные клапаны должны быть оснащены паровыми ситами для предотвращения попадания в турбину посторонних частиц.

2.4.5 Турбина должна допускать работу при изменении расхода и параметров пара высокого давления и нагрузки блока на скользких параметрах пара. Парораспределение сопловое.

2.4.6 В турбине должны быть предусмотрены места подвода воздуха для принудительного расхолаживания проточной части турбины при выводе ее в ремонт.

2.4.7 Конструкция должна предусматривать возможность консервации проточной части цилиндров против стояночной коррозии на период останова более 7 суток. Турбина должна быть оснащена устройством консервации при ее останове на срок свыше 7 суток.

2.4.8 Конструкция подшипников генератора должна быть предусмотрена для подключения к централизованной системе маслоснабжения и гидростатического подъема ротора.

2.4.9 Уровень вибрации подшипников турбоагрегата, характеризуемый виброскоростью должен соответствовать требованиям ПТЭ.

						144N9-ТТ-011-ТД	Лист
3							14
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- 2.4.10 Конструкция паротурбинной установки должна обеспечивать свободу тепловых расширений при всех режимах эксплуатации.
- 2.4.11 Турбина должна допускать работу на холостом ходу для проведения электрических испытаний генератора не менее 20 часов при соблюдении критериев надежности, указанных в инструкции по эксплуатации турбины.
- 2.4.12 Турбоустановка должна допускать работу при отклонениях частоты в электросети в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.
- 2.4.13 Конденсатор должен иметь модульную конструкцию, позволяющую его транспортировку по железной или автомобильной дороге блоками заводской готовности с набранными трубами.
- 2.4.14 Конструкция конденсатора и способ крепления труб к трубным доскам должны обеспечивать высокую гидравлическую плотность конденсаторов. При нагрузках турбины 25...100% от номинальной содержание кислорода в основном конденсате на выходе из конденсатора не должно превышать 20 мкг/кг.
- 2.4.15 Водяные камеры конденсатора должны быть снабжены съемными крышками с обеих стороны подачи охлаждающей воды. Для обеспечения доступа внутрь водяных камер в крышках должны быть предусмотрены люки с быстродействующими затворами.
- 2.4.16 Присос охлаждающей воды должен быть не более 0,001% от массового расхода конденсата.
- 2.4.17 Предусмотреть установку конденсатора поверхностного типа. Для отсоса воздуха из водяных камер конденсатор должны быть установлены воздухоотсасывающие устройства.
- 2.4.18 Пароприемные устройства конденсатора должны быть рассчитаны на прием и охлаждение сбрасываемого через БРОУ пара, расход которого должен соответствовать расходу острого пара на входе в турбину. При этом должны обеспечиваться необходимые температурные условия в выхлопах турбины, исключая как перегрев выхлопов в режимах пуска, работы на холостом ходу и под нагрузкой, так и эрозионные повреждения вращающихся деталей из-за чрезмерной влажности среды в выхлопных патрубках. В зонах, находящихся под разрежением должна применяться вакуумная арматура. Использовать на вакуумной системе запорную арматуру герметичностью класса А.
- 2.4.19 Конструкция конденсатора должна обеспечивать очистку трубок установкой шарикоочистки.
- 2.4.20 Конструкция конденсатора должна позволять производить отключение одной половины по циркуде на работающей турбине для возможности проведения ремонтных работ и сокращения расхода циркуды при незначительных расходах пара в конденсатор.
- 2.4.21 Номинальное напряжение собственных нужд паротурбинной установки в соответствии с ГОСТ Р 52776, п.5.7:
- 6 кВ переменного тока для электроприемников мощностью выше 160 кВт;
  - 0,4/0,23 кВ переменного тока для электроприемников мощностью до 160 кВт, при этом электродвигатели напряжением 0,4/0,23 кВ переменного тока мощностью от 100 кВт и выше должны быть оборудованы устройствами плавного пуска;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							15
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



- 220 В постоянного тока для электроприемников постоянного тока, а также для управления, защиты, автоматики и др.

Система заземления в сети 0,4/0,23 кВ переменного тока TN-S.

2.4.22 Все силовые и контрольные кабели, входящие в комплектную поставку паротурбинной установки, должны быть нг-LS (не распространяющие герение с пониженным дымовыделением) и должны соответствовать ГОСТ Р 31565-2012. При этом при групповой прокладке для всех кабелей принимается категория нераспространения горения «А».

2.4.23 Должны быть представлены показатели работы турбины (балансы) с максимально возможным отбором пара с номинальными параметрами при температуре охлаждающей воды +40°C; +33°C; +24°C; +12°C при электрических нагрузках 30%, 50% 70%, 100%, а также в конденсационном режиме при указанных температурах охлаждающей воды и 60% от номинальной.

2.4.24 Рассмотреть возможность использования пара отборов ЧНД для покрытия тепловой нагрузки собственных нужд ТЭС в размере 10 Гкал (уточняется проектом) с регулированием тепловой нагрузки.

2.4.25 Турбина должна допускать следующие режимы работы:

- На холостом ходу после сброса электрической нагрузки в течении 15 минут при открытых регулирующих диафрагмах при охлаждении конденсаторов циркуляционной водой, пропускаемой через основные пучки. Возможность увеличения длительности работы на холостом ходу определяется допустимой величиной относительного теплового удлинения роторов, вибрационным состоянием турбины, температурой выхлопных патрубков ЦНД;
- Моторный режим длительностью не более 4 минут.

2.4.26 Ротор турбины должен вращаться по часовой стрелке, если смотреть на ее передний подшипник в сторону генератора.

2.4.27 Новые рабочие лопатки всех ступеней ЦВД, ЦСД выполнить с цельнофрезерованными бандажами.

2.4.28 Маслосистема турбины должна обеспечивать поддержание качества масла, соответствующее НТД.

2.4.29 Лопаточный аппарат должен быть рассчитан и настроен на работу при частоте вращения валопровода  $50 \text{ с}^{-1}$  (3000 об/мин), что соответствует частоте электрического тока в сети 50 Гц.

2.4.30 Турбина должна обеспечивать длительную работу в диапазоне 30-100% номинальной мощности. Скорость изменения мощности должна быть указана в ТУ на поставку турбоагрегата, при этом во всем регулировочном диапазоне активной мощности она должна составлять:

- не менее 1 процента установленной мощности энергоблока в минуту в условиях нормального режима;
- не менее 4 процентов установленной мощности энергоблока в минуту в условиях предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							16
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2.4.31 Турбина должна обеспечивать длительную работу:

- длительно - при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 49 - 50,5 Гц
- кратковременно - при изменении частоты электрического тока в следующих диапазонах значений (включая верхнюю границу указанных диапазонов изменения частоты):
  - 55-51 Гц (продолжительность работы, установленная заводом изготовителем);
  - 51-50,5 Гц (продолжительность работы не менее 3 минут);
  - 49 - 48 Гц (продолжительность работы не менее 5 минут);
  - 48 - 47 Гц (продолжительность работы не менее 40 секунд);
  - 47 - 46 Гц (продолжительность работы не менее 1 секунды);
  - 46 Гц (продолжительность работы не менее 1 секунды).

При выделении генерирующего оборудования на собственные нужды или сбалансированную нагрузку действием частотной делительной автоматики должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 минут.

2.4.32 В конструкции турбины должны быть применены модернизированные распределительное устройство и регулирующие клапана для снижения напряжения в элементах силовой цепи и повышения надежности работы этих узлов. Стопорный и регулирующие клапаны выполнить разгруженного типа.

2.4.33 Конструкция и применяемые материалы для деталей уплотнений проточных частей и концевых уплотнений цилиндров турбины должны обеспечивать максимальную сохранность расчетных значений зазоров в этих уплотнениях при регламентированных условиях эксплуатации в течение межремонтного периода.

2.4.34 Конструкция и материал дисков и лопаточного аппарата турбины, работающих в зоне фазового перехода, должны обеспечивать их коррозионную стойкость в процессе длительной эксплуатации при регламентированных предприятием-изготовителем условиях по качеству пара перед турбиной.

2.4.35 Для обеспечения ремонтпригодности и повторяемости сборки валопровода муфтовые соединения оснастить легкоъемными призонными болтами.

2.4.36 Среднеквадратичная виброскорость корпусов подшипников турбины при длительной эксплуатации турбины допускается не более 4,5 мм/с. Низкочастотная вибрация не допускается.

2.4.37 Управление работающей турбиной производится с постоянного рабочего места оператора (машиниста) на дистанционном щите управления БЩУ. Предусматривается периодическое наблюдение за ПТУ обходчиком.

2.4.38 Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска должен быть предусмотрен обогрев фланцевого соединения ЦВД через обнизку фланцев горизонтального разъема.

2.4.39 Турбина должна допускать пуск и последующие нагружения после простоя любой продолжительности.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							17
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 2.5 Требования к системе маслоснабжения

2.5.1 Система смазки турбоагрегата должна быть централизованной, общей для турбины и генератора, должна обеспечивать надежную подачу масла к подшипникам в нормальных и переменных режимах эксплуатации, а также при их нарушении и аварийных ситуациях.

Система маслоснабжения турбины обеспечивает маслом систему смазки подшипников и систему регулирования.

2.5.2 Маслосистема должна состоять из маслобака, маслоохладителей, система насосов для прокачки масла, фильтров (основных и тонкой очистки), воздухоотделителя, маслопроводов с запорно-регулирующей арматурой, встроенных контрольно-измерительных приборов. Должны предусматриваться устройства, предотвращающие выброс в машинный зал масляных паров из системы смазки и подшипников турбины. На маслосистеме должны быть применены фланцевые соединения типа шип-паз.

2.5.3 Маслоохладители должны быть герметичными с трубами из коррозионностойкой стали, или пластинчатого типа.

Конструкция и технология изготовления аппаратов должны исключать попадание масла в охлаждающую воду и охлаждающей воды в масло.

2.5.4 В составе маслосистемы должны предусматриваться устройства для очистки масла от механических примесей и воды на работающей ПТУ.

2.5.5 Турбоагрегат должен быть оснащен системой аварийного маслоснабжения, обеспечивающей выбег ротора. Для этой цели должны быть предусмотрены аварийные емкости в подшипниках, насос с электродвигателем постоянного тока (на напряжение 220 В), обеспечивающий расход 50% от номинального расхода на подшипники.

2.5.6 Турбоагрегат должен быть оснащен централизованной системой гидростатического подъема роторов. Система должна включать основной и резервный насосы, предохранительные клапаны и другую арматуру, устройства дозирования подачи масла в подшипники турбины и генератора.

## 2.6 Требования к автоматическому регулированию

2.6.1 Турбина должна быть оснащена электрогидравлической системой автоматического регулирования (ЭГСР) на базе электромашинного высокоточного и высокоскоростного привода типа «Exlag». Система регулирования должна обеспечивать плавное, устойчивое и точное управление клапанами парораспределения в режиме автоматического и ручного управления турбины.

Режимы автоматического управления должны включать:

- регулирование частоты вращения, а также мощности или давления свежего пара в зависимости от выбранного способа автоматического регулирования блока и в соответствии со статической характеристикой и величиной заданных мощности или давления;
- осуществление автоматической защиты турбоагрегата при нарушении нормального режима эксплуатации;
- автоматическую разгрузку турбины по сигналам системы управления энергоблока или автоматических устройств энергосистемы.

						144N9-ТТ-011-ТД	Лист
3							18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2.6.2 Зона нечувствительности системы регулирования частоты вращения при любой нагрузке не должна превышать 0,05 Гц.

**«Мертвая полоса» первичного регулирования не должна превышать (50,0 ±0,075) Гц.**

Должна быть обеспечена возможность задания и изменения величины статической неравномерности (статизма) регулирования частоты вращения вала генератора в диапазоне 4-6% с шагом не более 0,5% (для САУ ПТУ по аналоговому физическому сигналу от ПТК АСУТП верхнего уровня).

Необходимость увеличения диапазона регулирования неравномерности для улучшения условий эксплуатации ПТУ оговаривается при подписании Контракта.

Должна быть осуществлена возможность дистанционной коррекции следующих параметров в контроллере САУ ПТУ (внешними программами АСУ ТП станции по стандартной промышленной дублированной цифровой сети шине и по физическим линиям связи):

- степень неравномерности (коэффициент статизма) статистической характеристики в указанном диапазоне;
- других параметров, влияющих на скорость набора и сброса нагрузки.

Система регулирования ПТ должна обеспечивать общее первичное регулирование частоты в соответствии с требованиями Системного оператора.

2.6.3 Электрическая часть системы регулирования должна выполняться на базе микропроцессорной техники. Число независимых микропроцессорных устройств должно быть не менее двух с полным дублированием функций каждого микропроцессора и автоматическим переключением на резервный в случае неисправности работающего.

Должна быть обеспечена интеграция электрической части системы в ПТК АСУТП энергоблока по цифровым протоколам обмена. В случае реализации ЭЧСР на ПТК отличном от ПТК АСУТП энергоблока обмен особо важными сигналами должен быть организован физическими линиям связи.

Технические средства ЭЧСР должны удовлетворять требованиям при участии в нормированном первичном регулировании частоты.

2.6.4 Гидравлическая часть системы регулирования должна быть выполнена с применением масла, общая для турбины и генератора.

2.6.5 Конструкция блока маслоснабжения системы регулирования должна обеспечивать его поставку на станцию в собранном виде. Маслосистема должна включать основной и резервный насосы, гидроаккумуляторы, бак, охладители, фильтры основные и тонкой очистки, воздухоотделитель, встроенные в конструкцию маслобака контрольно-измерительные приборы. Должна быть обеспечена работоспособность системы регулирования при снижении напряжения собственных нужд до 0,7 от номинального и исчезновения напряжения собственных нужд на время до 6 секунд.

## 2.7 Требования к системе автоматического управления

2.7.1 Решения по реализации системы контроля и управления ПТУ должны быть уже опробованы и зарекомендовавшими себя в других проектах. Система контроля и управления должна удовлетворять требованиям СТО 70238424.27.100.010-2011 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) ТЭС.

						144N9-ТТ-011-ТД	Лист
3							19
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Условия создания. Нормы и требования», РД 153-34.1-35.127-2002 «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций», РД 153-34.1-35.145-2003 – «Технические требования к функции ПТК АСУ ТП ТЭС «Сбор и первичная обработка информации» и РД 153-34.1-35.104-2001 «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях с ПГУ, оснащенных АСУ ТП» и РД 153-34.1-35.127-2002 «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций». Реализация технологических защит должна соответствовать РД 153-34.1-35.137-00 «Технические требования к подсистемам технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники».

Система контроля и управления должна обеспечивать:

- автоматическую проверку готовности ПТУ к пуску;
- автоматический пуск с выходом на режим заданной нагрузки;
- автоматическую и ручную синхронизацию турбогенератора с сетью;
- стабилизацию заданного режима;
- автоматические технологические защиты и блокировки;
- автоматическое регулирование;
- распределение мощности между ПТУ при работе на выделенную нагрузку (ведущая-ведомая);
- управление валоповоротным устройством;
- контроль параметров ПТУ;
- предупредительную и аварийную сигнализацию (в том числе звуковую) при выходе измеряемых параметров за установленные пределы;
- автоматизацию вспомогательного оборудования;
- связь САУ ПТУ с ПТК АСУ ТП блока в части состояния ПТУ и его систем (при наличии САУ ПТУ).

Система автоматического регулирования турбины должна обеспечивать как минимум следующие задачи управления:

- регулирование частоты вращения;
- регулирование электрической мощности с частотным корректором;
- регулирование давления пара перед турбиной;
- регулирование давления и расхода в отборах;
- регулирование температуры подпиточной и сетевой воды;
- защита от разгона, электронный автомат безопасности (ЭАБ);
- защита от повышения давления в теплофикационном отборе;
- безударное включение и выключение регуляторов;
- прием инициативных сигналов технологических защит АСУ ТП турбоагрегата, требующих прекращения доступа пара в турбину;
- ручной останов турбины аварийной кнопкой «по месту» ;

Система автоматического регулирования турбины должна обеспечивать работу турбоагрегата в следующих режимах:

- пуск из любого температурного состояния, с быстрым и безостановочным проходом критических частот вращения ротора;
- останов с расхолаживанием, в резерв, аварийный останов;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- аварийная разгрузка;
- конденсационный режим;
- режим работы с номинальным давлением пара;
- режим работы со скользящим давлением пара;
- участие в ОПЧР.

При комплектной поставке с турбиной САУ ПТУ она должна отвечать вышеперечисленным требованиям, а также РД 153-34.1-35.127-2002 «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций».

2.7.2 Разработчиком турбоустановки должны быть представлены технологические алгоритмы контроля, автоматического регулирования и логического управления турбиной и вспомогательным оборудованием, функционально-группового управления (ФГУ), технологических защит, опробования технологических защит, дистанционного управления, предупредительной и аварийной сигнализации, текущей регистрации, регистрации отклонений и регистрации событий, обеспечивающих надежную работу оборудования.

2.7.3 Паротурбинная установка должна быть оснащена необходимыми средствами, обеспечивающими:

- контроль вибрационного состояния турбоагрегата и генератора;
- контроль температуры генератора;
- контроль термодинамических процессов, происходящих в элементах турбоустановки;
- контроль термонапряженного состояния деталей турбины;
- контроль процессов управления турбиной посредством ЭГСР турбины;
- автоматизированный контроль вибрации и механических величин;
- должны быть предусмотрены конструктивные решения для выполнения эндоскопирования проточной части, позволяющие осуществлять визуальный осмотр ступеней рабочих и направляющих лопаток на остановленной турбине без вскрытия цилиндров.

и т.п.

Сигналы контролируемых параметров из ЭГСР турбины передаются в АСУ ТП энергоблока по стандартной промышленной дублированной цифровой шине. В случае поставки САУ ПТУ сигналы контролируемых параметров из ЭГСР турбины передается в САУ ПТУ, а затем в АСУ ТП энергоблока.

2.7.4 Поставка ПТУ должна обеспечивать контроль вибрации и защиту технологического оборудования при аварийном увеличении ее значения. Указанные устройства должны быть выполнены в виде отдельной законченной микропроцессорной системы и интегрированы в АСУ ТП энергоблока. В случае поставки САУ ПТУ в АСУ ТП энергоблока информация должна передаваться через САУ ПТУ.

2.7.5 Автоматизированная система контроля вибрации и механических величин (АСКВМ) должна обеспечивать:

- Непрерывное измерение числа оборотов ротора, параметров вибрации и механических величин, в том числе величин теплового перемещения подшипниковых опор, а также их уклоны;
- Передачу в АСУ ТП текущих значений контролируемых параметров в виде унифицированных сигналов постоянного тока в том числе для реализации технологических защит;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Передачу в АСУ ТП дискретных сигналов от «сухих контактов», коммутирующих цепи постоянного тока при напряжении 24 В;
- Обнаруживать низкочастотную вибрацию в соответствии с ГОСТ 55265.2-2012 (4.2.3.4);
- Обнаруживать скачок вибрации опор в соответствии с ГОСТ 55265.2-2012 (4.3);
- Обнаруживать превышение допустимых значений размаха относительного виброперемещения валопровода в соответствии с ГОСТ Р 55263-2012 (4.2.3.1);
- Обнаруживать скачок вибрации валопровода в соответствии с ГОСТ Р 55263-2012 (4.3);
- Обнаруживать возростание относительного виброперемещения вала ротора более чем на 85 мкм за период до 3 суток по любому направлению измерения в соответствии с ГОСТ Р 55263-2012 (4);
- Обеспечивать непрерывное архивирование (глубина архивирования не менее 3-х лет) измеренных, вычисленных и полученных параметров.

В состав программного обеспечения АСКВМ системы должны входить следующие базовые программы:

- Программа мониторинга технического состояния агрегата;
- Программа представления архивных данных;
- Программа диагностики состояния оборудования;
- Программа балансировки валов турбоагрегата.

С помощью программных средств АСКВМ должна быть реализована диагностика следующих дефектов и неисправностей: механический дисбаланс, тепловой дисбаланс, расцентровка роторов, нарушения в опорной системе, нарушения тепловых перемещений, трещина в роторе, задевание ротора о статор, задеваний концевых уплотнений, задеваний баббитовой заливки вкладыша подшипника.

2.7.6 Применяемые единицы измерения технологических и электрических параметров должны быть в единицах СИ, температура в градусах Цельсия (°С) Комплектно поставляемые контрольно-измерительные приборы должны иметь линейные шкалы в единицах метрической системы измерения, применяемые в Российской Федерации, и иметь метрические присоединительные резьбы.

2.7.7 По указанию Заказчика турбина должна оснащаться контрольно-измерительными приборами для проведения испытаний. Необходимый объем этого контроля согласовывается на стадии рабочего проектирования.

2.7.8 Все привода ЗРА, входящие в объемы поставки паровой турбины, должны быть оснащены функциями диагностики (с идентификацией и локализацией неисправностей). Арматура, участвующая в алгоритмах автоматического регулирования, управления, защит и блокировок, должна быть оснащена электроприводами. Электроприводы должны быть встроенными блоками управления типа реверсивные пускатели, бесконтактные реверсивные пускатели со схемами управления, подключаемыми непосредственно к программно-техническому комплексу АСУ ТМО (без промежуточных шкафов управления типа РТЗО и/или КРУЗАП). Применяемые электропривода должны соответствовать требованиям РД 153-34.1-39.504-00 Общие технические требования к арматуре ТЭС (ОТТ ТЭС - 2000). Производитель и тип электроприводов должен быть согласован с Заказчиком, при этом предпочтение должно отдаваться отечественному производителю. В необходимых случаях применить приводы запорной и регулирующей арматуры с отделяемым блоком

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

управления, устанавливаемым в непосредственной близости от привода. Конкретный тип приводов должен быть согласован с Заказчиком. Типы комплектно поставляемой запорной, регулирующей арматуры и их электроприводов должны быть согласованы с Заказчиком.

Конструкция электроприводов ЗРА, которые входят в комплект поставки, должны удовлетворять следующим условиям:

- класс электротехнических изделий по способу защиты человека от поражения электрическим током - I, в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0-75;
- степень защиты оболочек электрических машин от пыли и влаги не ниже IP65 в соответствии с ПУЭ;
- для регулирующей арматуры, должен использоваться аналоговый управляющий унифицированный токовый сигнал 4-20мА.

Подробные требования к приводам ЗРА приведены в Приложении 2.

Применять другие типы приводов ЗРА допускается только по согласованию с Заказчиком с предоставлением технико-экономического обоснования.

2.7.9 Питание соленоидов отключения турбины осуществляется со щита постоянного тока =220В. При отключении питания соленоидов отключения турбины, турбина отключаются.

**2.7.10 При комплектной поставке САУ ПТУ должны выполняться технические требования, перечисленные в п. 2.7, а также следующие технические требования:**

2.7.9.1. САУ ПТУ должна создаваться, как максимально автоматическая автономная система с централизованным управлением посредством операторских станций АРМ ГЩУ и местного пульта управления, не требующая постоянного контроля со стороны обслуживающего и оперативного персонала. САУ должна выполнять функции автоматического регулирования, контроля, управления (включая дистанционное), защит и блокировок, сигнализации, измерений, протоколирования, архивирования, диагностики и предоставления информации о состоянии оборудования и технологического процесса (включая вспомогательные системы) оператору в соответствии с функциональным назначением во всех режимах работы. Режим управления ПТУ автоматический, дистанционный и по месту, круглосуточно 24 ч в сутки 7 дней в неделю, с кратковременными остановками один раз в течение года на профилактические работы.

2.7.9.2. ПТК в составе САУ ПТУ должен быть реализован на микропроцессорном программно-техническом комплексе (далее – ПТК) промышленного назначения с использованием резервированных и/или дублированных промышленных контроллеров.

2.7.9.3. САУ ПТУ, должна выполнять как минимум следующие информационные функции:

- контроль достоверности входящей и отбраковку недостоверной информации;
- представление информации на экранах дисплеев операторских станций АРМ АСУ ТП ТЭС в объеме, достаточном для контроля работы ПТУ;
- сигнализацию выхода основных технологических параметров за пределы заданных уставок срабатывания;

						144N9-ТТ-011-ТД	Лист
3							23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



- сигнализацию задержек обработки алгоритмов управления и сообщение причин, их вызвавших, на экране дисплея операторского терминала;
- сигнализацию отказов аппаратных и алгоритмических средств САУ;
- обмен информацией в режиме реального времени с АСУ ТП энергоблока, оперативно-информационным комплексом РСДУ-5, развернутым в структурном подразделении и в исполнительном аппарате АО "Дальневосточная генерирующая компания", другими системами (если требуется). Объем информации, интерфейс и протокол ее передачи должен быть согласован с производителем соответствующего оборудования;
- регистрацию технологических параметров, включая регистрацию событий и регистрацию аварийных ситуаций, в том числе долгосрочную (до 1 года), и возможность ее последующего анализа и печати;
- регистрацию, архивацию параметров, в том числе аварийных;
- регистрацию аварийных ситуаций (РАС) электрических быстродействующих процессов и параметров генератора и технологических сигналов САУ (с дискретностью не ниже 1мс и временем записи 5 секунд с начала аварийного процесса и 0,5 секунды до его возникновения).

2.7.9.4. Объем и реализация вышеперечисленных функций САУ должны соответствовать требованиям СО 34.35.101-2003 «Методических указаний по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях», РД 34.35.131-95 «Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования электростанций с поперечными связями и водогрейных котлов» и других НТД, и обеспечивать надежную и безопасную работу технологического оборудования, соответствовать требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности

2.7.9.5. Все защиты, приводящие к останову ПТУ, должны быть выполнены по схеме «2 из 3» с отдельными независимыми врезками точек контроля параметров на каждый канал измерения защиты (врезки отбора датчиков давления, гильз температурных датчиков и пр.). Для технологических защит должны быть реализованы накладки защит для вывода работы защит на сигнал с целью проверки защит в процессе эксплуатации без останова оборудования. Время прохождения команд отключения ПТУ от ключа аварийного останова на ГЩУ до исполнительного механизма должно быть не более 100 мс. Максимальная задержка от момента выдачи команды оператором технологом до получения подтверждающей информации на дисплее рабочего места – не более 1,0 с. Измерительные каналы и/или сигналы, принадлежащие одной защите, должны заводиться в разные модули разных реек модулей ввода/вывода сигналов (УСО). Должна обеспечиваться «горячая» замена

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							24
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

модулей ввода/вывода сигналов (УСО) без останова и/или перезагрузки контроллера.

Неисправность одного или нескольких датчиков защиты не должна приводить к срабатыванию защиты. Обрыв или короткое замыкание линии связи измерительных каналов датчиков защит не должны приводить к срабатыванию защит.

2.7.9.6. Поставщик ПТУ должен разработать (адаптировать), протестировать и представить на электронном носителе проект прикладного программно-алгоритмического обеспечения (ППАО) в совместимом с ПТК АСУ ТМО ТЭС виде, в котором реализуются все требуемые для функционирования ПТУ технологические алгоритмы автоматического контроля, регулирования, логического и функционально-группового управления, технологических защит и блокировок, дистанционного управления, предупредительной и аварийной сигнализации, текущей регистрации, регистрации отклонений и регистрации событий, архивации, интеграции в АСУ ТМО ТЭС, обеспечивающие надежную работу оборудования ПТУ, включая вспомогательные системы, в составе общестанционной АСУ ТМО.

2.7.9.7. Проект ППАО для ПТК САУ ПТУ, включая вспомогательные системы, должен быть выполнен на языках вида CFC,SFC,LD,FBD,ST,IL и передан на отдельном носителе цифровых данных в формате для встраивания (импорта) в дерево проектов ПТК АСУ ТМО ТЭС. Также, на отдельном носителе цифровых данных в формате для встраивания (импорта) в дерево проектов ПТК АСУ ТМО ТЭС должен быть предоставлен проект иерархии видеокadres с видеокadрами операторского интерфейса контроля и управления ПТУ для SCADA системы АСУ ТМО ТЭС, в котором должны присутствовать отдельные видеокadры диагностики САУ, электротехнического и тепломеханического оборудования ПТУ. Все программное обеспечение, включая ППАО и специализированное, должно быть на русском языке. Все сообщения в ПТК САУ должны выводиться на русском языке.

2.7.9.8. В объем выполняемых работ должен быть включен полный комплекс пусконаладочных работ по САУ ПТУ, комплектно-поставляемому КИП, ППАО, включая режимно-технологическую наладку ПТУ при работе с паровыми котлами, а также по интеграции САУ ПТУ в АСУ ТМО ТЭС (в границе ответственности поставки ПТУ).

2.7.9.9. Любые нарушения в режиме работы системы (события) должны фиксироваться в САУ автоматически. Сигналы о нарушениях должны предоставляться персоналу на операторских станциях АРМ ГЦУ и местном пульте управления с четкой идентификацией и локализацией нарушения или неисправности, а сами нарушения не должны приводить к формированию и выдаче ложных команд. Система должна быть организована таким образом, чтобы вся необходимая для ее работы информация (программы и настроечные параметры контроллеров, базы данных и Программы, архивы событий, архивы изменения параметров) была записана на

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

энергонезависимых носителях, с которых информация восстанавливается после аварии.

2.7.9.10. Управление и контроль работы ПТУ должны осуществляться с главного щита управления (ГЩУ). В непосредственной близости от размещения оборудования ПТУ установить кнопочные посты для аварийного останова ПТУ.

2.7.9.11. САУ ПТУ должна быть оснащена всем необходимым оборудованием (включая активное и пассивное телекоммуникационное) и лицензиями для интеграции ПТК САУ ПТУ в ПТК АСУ ТМО ТЭС. Интеграция должна осуществляться с использованием резервируемых сетей цифровой передачи данных, с использованием резервированных волоконно-оптических кабелей и протоколов передачи данных, передающих метку времени (Industrial Ethernet и МЭК 60870-5-104 Modbus TCP, Profibus. Изменение типа протокола возможно только по согласованию с Заказчиком и Инвестором). Для целей интеграции выбирается и согласовывается с Заказчиком и Инвестором наиболее удобный в эксплуатации, разработке и наладке протокол передачи данных и/или технология интегрирования.

В результате интеграции должна быть обеспечена диагностика, контроль и управление всем оборудованием ПТУ с АРМ АСУ ТМО ТЭС, расположенных на ГЩУ. Должно быть обеспечено также инженерное обеспечение САУ ПТУ с ведением проекта ППАО ПТУ на АРМ инженера (инженерной станции САУ ПТУ, которая должна входить в комплект поставки).

Работы по интеграции должны включать в себя, но не ограничиваться:

- формирование наборов сигналов обмена;
- согласование с заинтересованными организациями перечня сигналов и протоколов обмена;
- проектирование, монтаж и наладку обмена сигналами (конфигурирование, параметрирование и пр. работы) со смежными системами (ПТК АСУ ТМО ТЭС) до установления постоянного, устойчивого, достоверного, своевременного (без задержек) и надежного обмена цифровыми данными во всех режимах работы оборудования без формирования ложных и недостоверных команд и данных при сбоях.

САУ должна получать «метки точного времени» из Системы Обеспечения Единого Времени (СОЕВ) блочной АСУ ТМО ТЭС по специализированному протоколу NTP.

2.7.9.12. При необходимости для особо ответственных алгоритмов согласовать с Генпроектировщиком и Заказчиком, а также спроектировать передачу аналоговых и дискретных сигналов между ПТК САУ ПТУ и ПТК АСУ ТП ТЭС посредством проводной связи, для чего предусмотреть в ПТК САУ ПТУ достаточное количество каналов ввода-вывода модулей УСО. Для исключения взаимного влияния проводная связь должна осуществляться с помощью гальванически развязанных сигналов.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							26
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- 2.7.9.13. Для корректной работы ПТУ при возникновении чрезвычайных ситуаций (пожар, авария и пр.), должны быть предусмотрены и согласованы с Заказчиком и Генпроектировщиком алгоритмы управления оборудованием ПТУ благодаря которым при формировании и поступлении сигналов от АУПСИП, будут произведены включения/отключения оборудования, необходимые с точки зрения норм пожарной и промышленной безопасности для перевода оборудования в безопасный режим.
- 2.7.9.14. САУ ПТУ должны иметь 10% резерва по вводу и выводу информации и выдаче управляющих воздействий для каждого вида сигналов (аналоговых, дискретных и цифровых), а также 30% резерва загрузки центральных процессоров по вычислительным ресурсам на момент сдачи в промышленную эксплуатацию. Кроме того, в САУ ПТУ должна быть предусмотрена возможность по заданию Генерального проектировщика подключения и управления дополнительным оборудованием, не входящим в поставку ПТУ, для чего необходимо предусмотреть возможность наращивания для подключения приводов и датчиков (до 10 электроприводов, 10 датчиков температуры, 10 датчиков давления), не входящих в поставку САУ ПТУ, но расположенных в непосредственной близости от ПТУ. Также должны быть предусмотрены резервные места для установки автоматических выключателей в сборках (шкафах) электропитания ЗРА ПТУ для подключения вышеуказанных электроприводов ЗРА.
- 2.7.9.15. САУ должна быть устойчивой к отказам оборудования и программного обеспечения, продолжать свое функционирование при единичных отказах оборудования. Отказ работы отдельных модулей системы не должен приводить к ухудшению работы других, а также к ложной работе или отказу системы в целом. Наиболее ответственные элементы системы должны быть резервированы (в том числе аппаратные средства ПТК, участвующие в технологических защитах и управлении).
- 2.7.9.16. Должна быть обеспечена возможность перезагрузки прикладного программного обеспечения без останова контроллеров и серверов.
- 2.7.9.17. Программное обеспечение ПТК САУ должно позволять вносить Заказчику в данное ПО изменение (изменение уставок; добавление и/или удаление видеокадров, датчиков, алгоритмов; редактирование: видеокадров, алгоритмов; добавление и/или удаление учетных записей; редактирование учетных записей).
- 2.7.9.18. Должна быть предусмотрена возможность отключения (вывода) сигнализаций, защит, блокировок по каждому параметру в случае вывода в ремонт соответствующего датчика, а также при работе оборудования на разных режимах.
- 2.7.9.19. САУ должна обеспечивать возможность круглосуточной работы. Останов системы возможен при проведении работ по техническому обслуживанию в

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							27
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

период капремонта. Техобслуживание периферийных устройств должно производиться без останова системы в целом.

2.7.9.20. В составе иерархии видеокадров ПТК САУ должны быть специализированные видеокадры, включая: технологических защит и накладок технологических защит, пошаговых программ управления, блокировок и пр. На видеокадры должны быть выведены: KKS, наименование, показания датчиков, уставки, выдержки времени, сигнал о срабатывании.

2.7.9.21. Ко всем техническим средствам САУ должен быть обеспечен удобный подход, они должны быть доступны для индивидуального осмотра, ремонта или замены с постоянных площадок обслуживания.

2.7.9.22. В комплекте поставки САУ должен быть определен комплект ЗИП (согласовывается с Заказчиком) достаточный для эксплуатации средств управления в течение гарантийного срока (не менее 20%, но не менее 1 экземпляра по каждому типу используемых модулей (элементов), включая контроллеры, подсистему верхнего уровня, сервера, телекоммуникационное оборудование, оборудование подсистемы электропитания и пр.). Должна быть предусмотрена возможность восстановления ЗИП предприятием-изготовителем программно-технических средств по отдельным договорам. Израсходованные ЗИП в течении гарантийного срока, должны быть восстановлены за счет средств Поставщика.

2.7.9.23. На период с окончания электромонтажных работ, в течение ПНР и до передачи в промышленную эксплуатацию Поставщик-Исполнитель по настоящим ТТ должен иметь собственную временную инженерную станцию для проведения ПНР по САУ ПТУ и сопровождения ППАО. При этом Поставщик-Исполнитель перед началом ПНР САУ ПТУ должен предоставить поставщику АСУ ТМО ТЭС на носителе цифровых данных все электронные проекты ППАО и операторскому интерфейсу SCADA, техническую документацию, а также иные данные по САУ ПТУ для интеграции её в АСУ ТМО ТЭС. Как в процессе ПНР, так и по окончании ПНР, Поставщик-Исполнитель должен передавать обновленные выше указанные электронные проекты ППАО и технические данные для интеграции в АСУ ТМО ТЭС и осуществлять содействие в интеграции этих проектов в АСУ ТМО ТЭС, включая при необходимости внесение изменений в свой проект по рекомендациям поставщика АСУ ТМО ТЭС для устранения проблем интеграции (например – изменять адреса контроллеров и устройств в сети автоматизации ПТУ с целью систематизации адресного пространства САУ ПТУ и АСУ ТМО ТЭС с интегрированной САУ ПТУ). В комплект поставки должна быть включено инженерное ПО с лицензией, которое должно устанавливаться на операторскую станцию удалённой установки, либо на панельный компьютер местного щита управления.

2.7.9.24. САУ должна соответствовать требованиям комплекса стандартов серии ГОСТ 34.003, ГОСТ 34.601, ГОСТ 34.602, ГОСТ 34.603, ГОСТ 34.201, ГОСТ

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							28
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

21.408, РД 50-34.698-90, РД 153-34.1-35.127-2002, включая требования, указанные в "справочных" и "рекомендуемых" приложениях А-Г, РД 153-34.1-35.137-00, РД 153-34.0-11.117-2001, ГОСТ Р 8.596-2002, СО 34.35.146-2003 и другой действующей на территории РФ нормативно-технической документацией. САУ должны создаваться в соответствии с ТЗ на создание САУ, разработанным поставщиком в соответствии с ГОСТ 34.602-89. Техническое задание на создание САУ должно быть согласовано с Заказчиком и Инвестором.

2.7.9.25. После согласования и утверждения ТЗ на САУ ПТУ, Поставщик должен разработать и предоставить проектную документацию в части поставляемого оборудования САУ и КИП, выполненную в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем», РД 50-34.698-90 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на АСУ. Требования к содержанию документов» и другой действующей НТД. Документация в части САУ и КИП, передаваемая Заказчику и Инвестору, должна содержать следующие документы и разделы:

- техническое задание на создание САУ;
- ведомость Технической документации;
- ведомость Эксплуатационной документации;
- технологические схемы ПТУ со вспомогательными системами, входящими в комплект поставки;
- схемы автоматизации (P&I-диаграммы с описанием и заданием на автоматизацию);
- структурные схемы САУ;
- структурные схемы цифрового обмена;
- перечни контуров измерения и точек контроля с маркировкой по системе KKS с указанием типов приборов контроля, диапазонов измерения, номинальных и максимальных значений параметров, схем подключения и других технических характеристик;
- перечни контуров регулирования с маркировкой по системе KKS, с указанием типов исполнительных механизмов, схем подключения и других технических характеристик;
- перечни приводов ЗРА, управляемых от ПТК САУ с маркировкой по системе KKS, с указанием типов исполнительных механизмов, схем подключения и других технических характеристик;
- перечни МСН, управляемых от ПТК САУ с маркировкой по системе KKS, с указанием типов исполнительных механизмов, схем подключения, и других технических характеристик;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							29
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- перечни входных и выходных сигналов и перечень обмена данными по каналам цифровой передачи данных от ПТК САУ в ПТК АСУ ТМО ТЭС, включая обмен с АУПСИП и СМИС;
- заказные спецификации на ПТК САУ, включая программное обеспечение;
- заказные спецификации на ЗИП к ПТК САУ;
- заказные спецификации на КИП, ЗРА, привода ЗРА, МСН;
- заказные спецификации на кабели, провода;
- карты уставок и условия технологических защит, блокировок и сигнализации;
- карты уставок (настроек) автоматических регуляторов;
- схемы электрические принципиальные измерений шкафов, схемы измерений;
- схемы подключения монтажные шкафов, включая схемы подключения цифровых связей;
- схемы подключения приводов ЗРА, МСН;
- схемы принципиальные электропитания и заземления ПТК САУ, КИП, ЗРА, МСН; шкафов и щитков 0,4 кВ;
- схемы соединений внешних проводок оборудования САУ ПТУ;
- компоновочные чертежи шкафов (схемы наполнения);
- схемы подключения внешних проводок оборудования САУ ПТУ (включая таблицы клемм для подключений кабелей к ПТК САУ ПТУ);
- кабельные журналы контрольных кабелей;
- кабельные журналы силовых кабелей;
- кабельные журналы шинных и системных кабелей;
- алгоритмы включая, но не ограничиваясь:
  - условия аварийной и предупредительной сигнализации;
  - технологические защиты и блокировки (далее – ТЗиБ). Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - дистанционное управление и блокировки. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - автоматическое регулирование. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - логическое управление. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - функционально-групповое управление. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - регистрация аварийных ситуаций. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - структура и иерархия видеокадров с эскизами видеокадров;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							30
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- руководство по эксплуатации САУ ПТУ, в том числе и описание типовых неисправностей программного обеспечения и технических устройств, входящих в состав ПТК САУ и способы их устранения;
- руководства по эксплуатации САУ ПТУ;
- руководства оператора ПТУ;
- руководства по инжинирингу САУ;
- руководства по эксплуатации на комплектующие изделия;
- методики поверки и калибровки КИП;
- программы и методики заводских и приемо-сдаточных испытаний;
- программы и методики наладки и приёмо-сдаточных испытаний технологических защит, блокировок, АВР, ФГУ, пошаговых программ управления сигнализации, измерительных каналов, контуров регулирования ПТК САУ ПТУ в целом.

Документация должна быть выполнена на русском языке. Окончательный состав документации уточняется на этапе составления технического задания. Вся документация на ПТК, должна согласовываться с Заказчиком до начала изготовления оборудования, однако данное согласование не может быть основанием невыполнения требований, указанных в данном документе. Приемка оборудования и его функций должна осуществляться на основании данного документа и ТЗ на создание САУ ПТУ. Техническая документация должна быть скорректирована по результатам монтажных и пуско-наладочных работ.

2.7.9.26. Оборудование ПТК САУ ПТУ и прочих микропроцессорных устройств и вычислительной техники должно располагаться в специальном отдельном от какого-либо технологического оборудования помещении, специально предназначенном для размещения средств вычислительной техники, в котором за счет применения систем ОВиК, круглый год должны поддерживаться следующие микроклиматические условия:

- рабочая температура окружающей среды:  $23^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ ;
- предельная температура (на период не более 2 ч)  $10-40^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха  $60\% \pm 5\%$  при температуре  $25^{\circ}\text{C}$ ;
- предельная влажность воздуха  $20-80\%$  при температуре  $25^{\circ}\text{C}$ ;
- атмосферное давление (группа P1)  $84.6-106.7$  кПа;
- вибрация в диапазоне частот  $0.5-50$  Гц с амплитудой  $0.15$  мм (группа N1);
- напряженность внешних магнитных полей постоянного и переменного тока с частотой  $50$  Гц - до  $40$  А/м;
- напряженность внешних электрических полей до  $10$  кВ/м;
- содержание пыли (размер частиц не более  $3$  мкм) в помещениях не более  $1.0$  мг/м<sup>3</sup>.

Оборудование САУ ПТУ, размещаемое вне помещений с обеспечением микроклиматических условий и вблизи технологического оборудования, должно размещаться

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							31
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



в шкафах со степенью защиты IP54 с принудительной вентиляцией и обогревом, для исключения конденсации внутри шкафа.

2.7.9.27. Объем и исправность ПТК САУ ПТУ и надлежащее функционирование ППАО САУ ПТУ, должно быть продемонстрировано в процессе полномасштабных, полигонных приемо-сдаточных испытаниях на площадке завода-изготовителя (в качестве серверного оборудования, может быть использовано арендованное оборудование).

2.7.9.28. Для САУ ПТУ должна быть использована кабельная продукция, разрешенная к применению на тепловых электростанциях с учетом требований пожарной безопасности (ГОСТ Р 53315-2009), типа: нг, LS (не распространяющая горения при групповой прокладке и пониженным дымовыделением). При этом при групповой для всех кабелей принимается категория нераспространения горения «А». Все контрольные кабели и проводники внутришкафного монтажа САУ должны быть с многопроволочными медными жилами.

2.7.9.29. Технические средства КИП, поставляемые комплектно, должны обеспечивать выдачу в САУ ПТУ информации о состоянии технологического процесса и оборудования, а исполнительное оборудование (привода ЗРА и МСН) должны обеспечить исполнение команд САУ ПТУ и АСУ ТМО ТЭС. Выходные и входные сигналы всех применяемых КИП и приводов ЗРА и МСН, должны быть унифицированы и соответствовать требованиям ГОСТ 26.010-80, ГОСТ 26.011-80, ГОСТ 26.013-80.

2.7.9.30. Требования к погрешности каналов измерения основных технологических параметров должны соответствовать нормам РД 34.11.321-96. Фактическая дополнительная погрешность, вносимая в информацию при ее первичной обработке в САУ ПТУ (при вводе и преобразовании в цифровую форму), должна быть не более 0,15% от шкалы для унифицированных сигналов тока и напряжения, 0,2% от шкалы для сигналов от термопар и термометров сопротивлений.

2.7.9.31. Электропитание КИП с выходным унифицированным сигналом 4-20 мА должно обеспечиваться от источников питания ПТК САУ напряжением 24 В постоянного тока. Электропитание датчиков положения регулирующей арматуры с «активным» выходным сигналом 4-20 мА должно обеспечиваться от источников питания в блоках управления электроприводами. Электропитание дискретных датчиков типа «сухой контакт» должно осуществляться от источников питания ПТК напряжением 24 В постоянного тока.

2.7.9.32. В целях обеспечения унификации и надежности эксплуатации, уменьшения стоимости реализации и эксплуатации ТЭС, производители и типы оборудования, планируемого к применению, должны иметь положительный опыт эксплуатации на аналогичных объектах. Производители КИП и приводов ЗРА должны быть преимущественно отечественной разработки и

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							32
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

производства. В любом случае конкретный тип оборудования и производителя должен согласовываться с Заказчиком и Инвестором на этапах проведения конкурсных процедур по выбору поставщиков оборудования и разработки рабочей документации.

2.7.9.33. Импульсные линии, клеммные ряды в шкафах и соединительных коробках, бирки на кабелях и импульсных линиях, датчики САУ, задействованные в технологических защитах и защитных блокировках, должны иметь внешние отличительные признаки (красный цвет и т.п.).

2.7.9.34. Комплектно поставляемые монтажные принадлежности для КИП и сами КИП (бобышки, вентильные блоки и пр.) должны иметь метрические резьбы (например, М20х1,5; М33х2), применяемые в Российской Федерации для установки первичных измерительных преобразователей (датчиков). Все соединения импульсных линий КИП должна выполняться с применением сварки с последующим контролем соединения.

2.7.9.35. Все соединительные клеммные коробки и коробки управления должны иметь степень защиты от воздействия пыли и влаги IP66.

Шкафы ПТК САУ должны быть оборудованы:

- принудительной вентиляцией, датчиками контроля температуры и влажности в шкафах, температура в шкафах САУ должна поддерживаться на уровне не выше 25°C;
- устройствами сигнализации об открытии дверей, с передачей данного сигнала в ПТК САУ;
- светильниками и розетками питания 230 В 50 Гц и =220 В;
- двери шкафов должны закрываться на ключ.

2.7.9.36. Электропитание САУ ПТУ:

- Электропитание переменным током ~400/230В технических средств САУ ПТУ должно осуществляться от агрегата бесперебойного питания (АБП), поставляемого комплектно с ЛСАУ ПТУ.
- В шкафах, центрах управления, сборках и т.п., где подводится питание от двух независимых источников, должно быть предусмотрен АВР питания с установкой оборудования АВР в указанных шкафах и сборках.
- Устройства питания для уровня напряжения =24В, в рамках КИПиА ПТУ, входят в объем поставки Разработчика САУ ПТУ.
- Питание датчиков КИП должно выполняться от САУ ПТУ.
- Для питания САУ ПТУ должны быть предусмотрены переходные клеммы.
- Для питания САУ ПТУ должны быть применены кабели с учетом требований пожарной безопасности (ГОСТ Р 31565-2012), типа: нг, LS (не распространяющая горения при групповой прокладке и пониженным дымовыделением).

При этом при групповой прокладке для силовых и контрольных кабелей принимается категория нераспространения горения «А».

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							33
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2.7.9.37. Необходимо привести решения по защите информации от несанкционированного доступа (НСД) информационно-технологической инфраструктуры СВН и разработать подраздел «Информационная безопасность» с учетом требований Законодательства Российской Федерации, положений нормативных документов в области информационной безопасности. В подразделе должны быть представлены решения по обеспечению информационной безопасности, в том числе решения по:

- управления доступом, как программными средствами, так и физическим;
- регистрации и учета, в том числе и деятельности операторов и администраторов;
- обеспечения целостности программных средств, включая средства защиты информации;
- антивирусной защиты информационных, вычислительных и телекоммуникационных ресурсов;
- обеспечения сетевой безопасности, включая установку межсетевого экрана («firewall», при необходимости и по согласованию с Заказчиком);
- управления средствами защиты информации.

В графической части раздела должны быть представлены:

- схема структурная комплекса технических средств защиты информации, наложенная на соответствующие схемы информационно-технологической инфраструктуры объекта, системы связи и др. На схеме должны быть явно выделены устанавливаемые в рамках проекта средства вычислительной техники (СВТ) и средства защиты информации (СрЗИ);
- схема функциональной структуры.

Решения по защите от Несанкционированного доступа (далее – НСД), реализуемые в проекте, должны соответствовать требованиям «Политики информационной безопасности АСУ ТП и обеспечивать выполнение следующих функций:

- предотвращение НСД к ресурсам ПТК, серверов и АРМ;
- предотвращение загрузки операционных систем контроллеров ПТК, серверов и АРМ с внешнего носителя (CD, DVD, USB и пр.);
- контроль целостности программной среды серверов и АРМ с поддержкой файловых систем FAT32 и NTFS;
- защиту от вредоносного программного кода и защиту от попыток хакерских атак (антивирусная и антихакерская защита);
- обеспечение (при необходимости) двухфакторной аутентификации пользователей и ведение журнала регистрации, в котором должна содержаться информация о следующих событиях: успешная/неуспешная аутентификация с сохранением ID предъявленного персонального средства аутентификации;
- ведение аудита действий администратора;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							34
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- хранение служебной информации о пользователях (имя, описание) и журнала регистрации в энергонезависимой памяти.

Системные блоки АРМ и серверов должны быть защищены от несанкционированного доступа к портам ввода-вывода (например, находиться в запираемых шкафах или иметь запираемые на ключи конструкции корпусов Системных блоков).

Комплектность САУ ПТУ, в том числе тип КИП, детализируется при подписании Контракта с Заказчиком при участии Генпроектировщика.

## 2.8 Требования к генератору ПТУ

2.8.1 Генератор должен соответствовать требованиям ГОСТ 533-2000(МЭК 34-3-88); СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» и СТО 59012820.27.100.002-2013 «Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности»;

2.8.2 Основные характеристики:

- Генератор синхронный, трехфазный, двухполюсный, переменного тока, с частотой вращения 3000 об/мин., предназначен для выработки электроэнергии;
- Размещение в помещении категории «В» по взрывопожарной и пожарной опасности;
- Мощность генератора – корреспондируется с мощностью турбины;
- Номинальный коэффициент мощности -  $\cos \varphi$  в соответствии ИЕС 60034-3-2015 (п. 4.4);
- Номинальное напряжение – 10,5 кВ;
- Частота сети – 50 Гц;
- Система охлаждения водородная;
- Система статического тиристорного возбуждения;
- Степень защиты IP55\* – для генератора, IP23 \* – для щеточно-контактного аппарата при статической системе возбуждения.

Генератор должен выдерживать работу на пониженной частоте:

- при частоте 46,0 Гц – не менее 1 с;
- при частоте 47,0 Гц – не менее 40 с.

2.8.3 В комплектацию должны входить:

- Два независимых взаиморезервируемых комплекта микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (микропроцессорных терминалов). При выходе из строя одного микропроцессорного терминала (устройства защиты или автоматики) функция защиты или автоматики генератора должна быть автоматически обеспечена вторым (резервным) комплектом без отключения генераторов от сети. Входящие в комплект поставки МП терминалы РЗА должны иметь графический дисплей с интерфейсом на русском языке, дублированный оптический/электрический интерфейс\* цифрового обмена данными с поддержкой протокола ИЕС-61850 для интеграции в АСУ ЭТО ТЭС. В отсеке, где расположен

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							35
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

МП терминал, должна быть предусмотрена оптическая кросс-коробка\* и оптические патчкорды\* для соединения между терминалом и кросс-коробкой, с целью интеграции в верхний уровень АСУ ЭТО. В комплект поставки должно так же входить прикладное программное обеспечение с интерфейсом на русском языке для конфигурирования и параметрирования МП терминалов, а также считывания протоколов и осциллограмм.

\*-окончательное решение принимается при рабочем проектировании.

- Переносное автоматизированное рабочее место (АРМ) инженера-релейщика с необходимым программным обеспечением для связи с терминалами защиты и с системой возбуждения (регулятором напряжения генератора). А также должна быть предусмотрена возможность передачи информации от терминалов защит на верхний уровень ПТК АСУ ТП и Системному Оператору в СОТИАССО.
- Полное техническое описание устройств РЗА, регулятора напряжения, рекомендации по выбору уставок защит генератора.

2.8.4 Система статического тиристорного возбуждения генератора должна полностью соответствовать требованиям ГОСТ 21558, СТО 59012820.29.160.20.001-2012, приказу Минэнерго России от 13.02.2019г. №98 «Об утверждении требований к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов и о внесении изменений в правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. №229». АРВ сильного действия должен быть сертифицирован в добровольной системе сертификации АО «СО ЕЭС».

2.8.5 Для турбогенератора должна быть применена система статического тиристорного возбуждения с двумя автономными и равноценными преобразовательно-регулирующими каналами со 100% резервированием, каждый из которых способен самостоятельно обеспечивать все режимы турбогенератора.

Система возбуждения должна обеспечивать:

- Дистанционное включение и отключение системы возбуждения и дистанционное управление уставкой АРВ («прибавить»/«убавить») от внешних устройств автоматики и органов ручного управления «сухими контактами».
- Выдачу во внешние схемы Заказчика параметров тока и напряжения возбуждения в следующем объеме и следующих параметров:
  - ток возбуждения ( $I_{\text{вых}} = 4-20 \text{ мА}$ )
  - напряжение возбуждения ( $I_{\text{вых}} = 4-20 \text{ мА}$ );
- Выдачу в схему Заказчика следующих информационных сигналов типа «сухой контакт»:
  - «неисправность системы возбуждения» (не менее двух сигналов);
  - «срабатывание защит системы возбуждения» (не менее двух сигналов);
  - «генератор возбуждён» (не менее двух сигналов);
  - «генератор развозбуждён» (не менее двух сигналов).
- МПТ системы возбуждения должны иметь дублированный оптический интерфейс для цифровых каналов передачи данных с поддержкой протокола стандарта IEC-61850 или МЭК 61870-5-104 (по согласованию с Заказчиком и Проектировщиком возможно использование иных стандартных протоколов обмена). Через данные

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							36
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

интерфейсы в САУ ПТУ и АСУ ЭТО ТЭС должна передаваться информация о состоянии, режимах работы, диагностике оборудования и приниматься сигналы-команды.

- Автоматическое ведение электронных журналов событий и регистрацию осциллограмм аварийных процессов с сохранением данных в энергонезависимой памяти;
- Передачу параметров настройки АРВ, журналов событий, осциллограмм аварийных событий и процессов в информационные системы электростанций по цифровым каналам связи;
- Синхронизацию времени АРВ со станционной системой единого времени.

2.8.6 Терминалы защиты должны обеспечиваться необходимым программным обеспечением с интерфейсом на русском языке.

2.8.7 Заводом-изготовителем предоставляется полное техническое описание устройств РЗА, регулятора напряжения, рекомендации по выбору уставок защит генератора.

2.8.8 Конструкция генератора, система возбуждения генератора, система релейных защит и автоматики в целом должны обеспечивать длительную и устойчивую его работу при критичных изменениях параметров прилегающей сети.

2.8.9 Генератор должен иметь выводы обмоток, укомплектованные трансформаторами тока и трансформаторами напряжения и закрытые кожухом.

2.8.10 В комплект поставки генератора должен входить полный комплект оборудования, механизмов, приспособлений и инструмента для проведения всех регламентированных работ по обслуживанию генератора и входящего в состав генератора технологического и электротехнического оборудования.

2.8.11 Генераторы должны быть укомплектованы системой контроля частичных разрядов в обмотке статора и системой контроля межвитковых замыканий в обмотке ротора.

2.8.12 Объем работ завода-изготовителя должен включать изготовление и сборку генератора на заводе-изготовителе, поставку изделия в соответствующей упаковке в пункт назначения.

Генератор и его узлы, а также вспомогательное оборудование, комплектующее генератор, должны обладать патентной чистотой.

2.8.13 Обеспечение противопожарной защиты генератора, выполняется заводом изготовителем на основании технических условий генератора и РД 153-34.0-49.101-2003.

2.8.14 Таблица характеристик генератора

№ п/п	Наименование	Показатели	
		Требуемые	Предлагаемые участником конкурса
<b>1</b>	<b>Общие данные</b>		
1.1	Назначение	Работа в составе энергоблока ПТУ	

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							37
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

1.2	Требования по назначению	Генератор сопряжен с турбиной	
<b>2</b>	<b>Количество, комплектность, сроки поставки генераторов</b>		
2.1	Количество, комплектов	Представить описание	
2.2	Сроки поставки.	Подтвердить	
2.3	Состав оборудования комплектной поставки	Представить описание	
<b>3</b>	<b>Основные технические характеристики</b>		
3.1	Генератор		
3.1.1	Генератор синхронный трехфазный двухполюсный, отвечающий требованиям ГОСТ 183, ГОСТ 533(МЭК 34-3-88)	Подтвердить	
3.1.2	Заводской тип (марка) генератора	Представить	
3.1.3	Направление вращения ротора должно соответствовать турбине	Представить описание	
3.1.4	Режимы работы генератора - номинальный/длительно-допустимый	Представить описание и условия	
3.1.5	Мощность:		
	- полная, кВА	Подтвердить: Соответствует мощности турбины Представить значения и условия	
	- активная, кВт	Представить значения и условия	
3.1.6	Коэффициент мощности (cos φ)	Представить значения и условия	
3.1.7	Ток статора, А	Представить значения и условия	
3,1.8	Напряжение, кВ	10,5	
3.1.9	Частота, Гц	50	
3.1.10	Частота вращения, об/мин	3000	
3.1.11	Ток ротора (расчетный), А	Представить значения и условия	
3.1.12	Напряжение ротора (расчетное), В	Представить значения и условия	
3.1.13	кпд, %	Представить значения и условия	
3.1.14	Статическая перегружаемость, о.е., не менее	Представить значения и условия	
3.1.15	Отношение короткого замыкания, о.е., не менее	Представить значения и условия	
3.1.16	Переходное индуктивное сопротивление, о.е., не более	Представить значения и условия	

3						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		38

3.1.17	Инерционная постоянная, с	Представить значения и условия	
3.1.18	Соединение фаз обмотки статора	Представить описание	
3.1.19	Число выводов обмотки статора	Представить	
3.1.20	Критические частоты вращения ротора	Представить	
3.1.21	Момент инерции динамический, тм <sup>2</sup>	Представить	
3.1.22	Наибольший вращающий момент, при коротком замыкании в обмотке статора, кратность от номинального момента	Представить значения и условия	
3.1.23	Класс изоляции		
	- обмотки статора	Подтвердить: F	
	- обмотки ротора	Подтвердить: F	
3.1.24	Мощность генератора при отклонениях напряжения от номинального.	Представить значения и условия	
3.1.25	Диаграмма мощности генератора	Представить значения и условия	
3.1.26	Пределы отклонения частоты от номинальной при	Подтвердить	
3.1.27	Работа турбогенератора при одновременном отклонении напряжения и частоты.	Представить	
3.1.28	Условия длительной работы генератора при несимметричной нагрузке о.е.	Подтвердить: 12<0,08	
3.1.29	Допустимые перегрузки по токам статора и ротора	Представить значения и условия	
3.1.30	Допустимое количество пусков и остановок турбогенератора в год и за весь срок службы	Подтвердить: не более 330/ не менее 10000	
3.1.31	Условия включения в сеть методом самосинхронизации	Представить описание	
3.1.32	Допустимый перерыв в электропитании собственных нужд турбогенератора, с	Подтвердить: не более 1,2	
3.1.33	Предельно допустимые температуры частей генератора, обмотки статора и ротора, сердечника	Представить значения	
3.2	Маслосистема	Подтвердить: Общая для генератора и турбины	
3.2.2	Маслоохладители	Представить описание и	
3.2.3	Маслоснабжение опорных подшипников	Представить описание и	
3.2.3.1	Характеристики масла	Подтвердить: как для турбины	
3.2.3.2	Расход масла на подшипники генератора, л/мин	Представить	
3.2.3.3	Избыточное давление масла в опорных	Представить	
3.2.3.4	Температура масла в подшипниках (на входе, °С, не менее)	Представить значения и условия	

									Лист
3									39
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>			



3.3	Система охлаждения	Представить	
3.4	Защиты турбогенератора. Перечень требуемых релейных и технологических защит генератора и параметры их действия.	Представить описание	
3.5	Система возбуждения	Представить описание и характеристики	
3.5.1	Основные данные системы возбуждения Краткая характеристика, параметры (кратность форсировки, максимальная длительность	Представить описание	
3.6	Количество и расположение линейных и нулевых выводов	Представить описание	
3.7	Наличие, количество, размещение и характеристики трансформаторов в нулевых выводах: трансформаторы тока, шт. коэффициент трансформации класс точности трансформатор напряжения, шт. коэффициент трансформации	Представить количество, характеристики и описание	
3.8	Соединение ротора генератора с ротором	Представить	
3.9	Схема выема и заводки ротора Требуемые габариты	Представить значения и описание	
3.10	Опорные подшипники:		
3.11	Опорный подшипник со стороны контактных колец Тип, смазка Наличие устройства гидropодъема Опорный подшипник со стороны турбины  Контроль теплового состояния и параметров охлаждающих сред	Представить описание Представить значения и описание Представить описание  Представить количество датчиков, характеристики и описание	
<b>4</b>	<b>Технические требования к конструкции, изготовлению, материалам</b>		
4.1	Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150	Подтвердить: УХЛ4	
4.2	Высота установки над уровнем моря, м	Подтвердить: до 1000 м	
4.3	Величина интенсивности сейсмического воздействия, при	Представить значения и условия	
4.4	Степень защиты по ГОСТ 17494 генератора /щетоного аппарата	Подтвердить: IP55/IP23	
4.5	Уровень вибрации		
4.5.1	Вибрация подшипников турбогенератора	Представить значения и условия	
4.6	Требования по компоновке оборудования Массогабаритные показатели	Представить значения и условия	
4.7	Размещение оборудования	Представить описание	

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							40
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4.8	Отметка установки оборудования и отметка площадки обслуживания, м	Представить описание	
4.9	Расположение оборудования. Компоновочный чертеж	Представить описание	
4.10	Масса оборудования. Масса наиболее тяжелого элемента при монтаже и	Представить	
4.11	Габаритный установочный чертеж, включая коробку выводов с	Представить	
4.12	Монтаж и ремонт условия проведения монтажа и капитального ремонтов	Представить значения, условия,	
4.13	Методы контроля контроль качества изготовления (приемо-сдаточные	Представить описание	
<b>5</b>	<b>Гарантии изготовителя</b>		
5.1	Гарантийный срок эксплуатации	36 мес	
5.2	Гарантийная наработка в пределах гарантийного срока эксплуатации	Представить значения и условия	
5.3	Гарантии правильности выбора вспомогательного оборудования комплектной поставки	Гарантировать	
<b>6</b>	<b>Требования по надежности</b>		
6.1	Средний срок службы	Подтвердить: 40	
6.2	Ресурс между капитальными ремонтами, лет, не менее	Подтвердить: 7 лет	
6.3	Парковый ресурс	Представить	
6.4	Средняя наработка на отказ	Представить	
6.5	Коэффициент готовности, не менее	Представить	
6.6	Условия выполнения показателей надежности	Представить	
<b>7</b>	<b>Требования по безопасности</b>		
7.1	Соответствие с требованиями действующих «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей»	Подтвердить: В соответствие с требованиями «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правил техники безопасности», и «Правила устройства электроустановок»	
<b>8</b>	<b>Требования по экологии</b>		
8.1	Средний уровень звука на расстоянии 1 м от генератора	Подтвердить: не более 80 ДБ/А	
<b>9</b>	<b>Транспортировка, упаковка, условия хранения</b>		
9.1	Транспортировка Вид транспорта, необходимость специальных платформ, трейлеров	Представить	
9.2	Вид упаковки	Представить	
9.3	Условия складирования и хранения (в том числе статора) по ГОСТ. Методы консервации	Представить	

3						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
Изм.	Кол. уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		41

10	Данные о сертификации продукции В соответствии с законодательством РФ	Представить	
----	--	-------------	--

## 2.9 Характеристики надежности

2.9.1 Конструкция основного и вспомогательного оборудования турбоустановки и качество их изготовления должны обеспечить надежную и экономичную работу турбоустановки в межремонтный период. Срок между капитальными ремонтами со вскрытием цилиндров должен составлять 6 лет.

Вскрытие цилиндров для ремонта определяется их состоянием.

2.9.2 Гарантийный срок эксплуатации турбины - 36 месяцев. Общий срок службы не менее 40 лет с заменой (реновацией) отдельных деталей и сборочных единиц по мере истечения их ресурса. Ресурс жаропрочных элементов турбины должен быть не менее 220 тыс. часов, ресурс трубопроводов 200 тыс. часов.

2.9.3 Полный установленный срок службы - не менее 40 лет, за исключением быстроизнашивающихся деталей.

2.9.4 Коэффициент готовности турбины - не менее 0,98 (средние показатели по всему парку машин после периода освоения головных образцов).

2.9.5 Средняя наработка на отказ турбины – не менее 8000 ч.

## 2.10 Характеристики маневренности

2.10.1 В проекте предусмотреть выполнение требований по маневренности, предъявляемых к турбинам в соответствии с ГОСТ 24278-2016.

2.10.2 Общее число пусков и остановов за весь срок эксплуатации не менее 1800 из различных тепловых состояний, в том числе не менее 100 пусков из холодного состояния.

2.10.3 Длительность пуска и последующий набор нагрузки из горячего состояния – 75 мин.

После простоя 48 ч - не более 210 мин (уточняется производителем).

2.10.4 Турбина должна допускать сбросы нагрузки (частичные и полные), в том числе и под воздействием противоаварийной автоматики.

Турбина должна допускать работу на малорасходных режимах с нагрузкой менее 30% максимально-длительной мощности (МДМ) (холостой ход, нагрузка собственных нужд, островной режим и т.д.) при пусках и после сброса нагрузки. Время работы в таких режимах должно быть ограничено:

- холостой ход при пусках из различных тепловых состояний - не более 10 мин;
- проверка системы регулирования и защит при работе на холостом ходу (в сроки, предусмотренные инструкцией по эксплуатации) – не более 30 мин;
- электрические испытания генератора при работе на холостом ходу при пусках из холодного состояния (после монтажа или капитальных ремонтов) - не менее 20 часов;
- при сбросе нагрузки до холостого хода или нагрузки собственных нужд – дать предложение;
- при сбросе нагрузки с закрытием стопорных клапанов во время работы турбины в беспаровом (моторном) режиме – дать предложение.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							42
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2.10.5 Паротурбинная установка должна обеспечивать надежную, экономичную работу в диапазоне нагрузок от 30 до 100% номинальной мощности. Должно быть обеспечено: быстрые сбросы нагрузки с 100% до 30% и наоборот.

### 2.11 Требования к ремонтпригодности

2.11.1 Снижение экономичности турбины за межремонтный период при нормальных условиях эксплуатации должно быть не более 1%.

2.11.2 Турбоустановка должна обеспечивать ремонтпригодность в соответствии с СО 34-38-935-94 «Турбины паровые стационарные. Ремонтпригодность. Общие технические требования» и ГОСТ 24278-2016, а также условия установки необходимых грузоподъемных механизмов для обеспечения сборки, разборки и транспортирования деталей и сборочных единиц турбины и паротурбинной установки.

2.11.3 Конструкция турбины должна обеспечивать возможность производить балансировку роторов на собственных подшипниках.

2.11.4 Должна быть обеспечена возможность обслуживания ПТУ (укомплектованность площадками обслуживания), предоставлены обоснованные объемы расходуемых и быстро изнашиваемых материалов, массогабаритные показатели основных узлов и деталей, а также необходимый объем соответствующей конструкторской документации для организации текущих и средних ремонтов основного и вспомогательного оборудования в стационарных условиях.

2.11.5 Для организации текущих и средних ремонтов, ПТУ должна быть укомплектована спецприспособлениями, спецключами

### 3. Требования к безопасности

3.1 Турбина и вспомогательное оборудование должны соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 24278-2016 «Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования». Комплектуемое оборудование турбины, связанное с безопасностью, должно иметь разрешение на применение Ростехнадзора РФ в соответствии с ФЗ №116 от 21.07.97 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в том числе Технический регламент таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013) и «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 032/2013);

3.2 Температура наружной поверхности изоляции турбины при снятой обшивке и трубопроводов при работе турбины не должна превышать 45°C. Температура фундамента турбины не должна превышать 50°C.

3.3 Обслуживающий персонал должен быть защищен от возможных контактов с вращающимися деталями машин.

3.4 Шум, создаваемый работающим оборудованием турбоустановки, должен быть не более 80 дБА на расстоянии 1 м в соответствии с ГОСТ 12.1.003.

3.5 Должно исключаться парение в машинный зал по разъемам корпусов и другим фланцевым соединениям, по штокам клапанов турбины и другой арматуры, по концевым уплотнениям вала турбины.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							43
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- 3.6 Электрооборудование турбоустановки должно соответствовать «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ).
- 3.7 Должно быть предусмотрено ожокушивание напорных маслопроводов ПТУ в соответствии с требованиями Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий ВППБ 01-02-00 (СО 34.03.301-00).
- 3.8 Вращающиеся детали машин должны быть защищены от возможных контактов с ними обслуживающего персонала.
- 3.9 Обшивки корпусов цилиндров, клапанов и паропроводов должны иметь устройства, обеспечивающие удобство и безопасность их установки и съема.
- 3.10 Предусмотреть электронную защиту по повышению частоты вращения валопровода.
- 3.11 Органы автоматизированных систем управления турбин должны быть выполнены и заблокированы таким образом, чтобы исключить неправильную последовательность операций. Конструкция и расположение органов управления должны исключать возможность произвольного и самопроизвольного пуска и останова турбины.
- 3.12 САУ ПТУ (при ее поставке) должна соответствовать в части уровня полноты безопасности требованиям ГОСТ Р МЭК 61508-1-2012 и разрабатываться для использования на опасном промышленном производстве, авария на котором может повлечь за собой человеческие жертвы и значительные разрушения оборудования.

#### 4. Маркировка и упаковка

- 4.1 Каждая турбина и комплектующие изделия, в соответствии ГОСТ 12971, должны иметь фирменные таблички (или товарные знаки) установленной на заводе-изготовителе формы.
- 4.2 Все обработанные поверхности турбины, запчастей, приспособлений и специального инструмента до упаковки подвергаются консервации в соответствии с требованиями ГОСТ 9.014.

Качество и сохранность защитных покрытий должны обеспечиваться в течение 12 месяцев со дня отгрузки турбины.

- 4.3 Законсервированные узлы турбины, запчасти, приспособления и инструмент упаковываются и закрепляются в таре, предохраняющей от механических повреждений и воздействия метеорологических условий при транспортировке и хранении.
- 4.4 Маркировка упаковки должна соответствовать требованиям ГОСТ 12971.
- 4.5 Окраску и консервацию элементов турбины и комплектующих изделий следует производить в соответствии с требованиями стандартов, ТУ и чертежей с учетом условий транспортирования и хранения. Для окраски и консервации должны применяться материалы, отвечающие требованиям конструкторской документации на изделия.
- 4.6 Товаросопроводительная и эксплуатационная документация должны укладываться в отдельной упаковке. Упаковочные листы должны вкладываться в каждое отгружаемое место.

#### 5. Транспортировка и хранение

- 5.1 Категория хранения 6 (ОЖ2) и транспортировки 8 (ОЖ3) по ГОСТ 15150.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							44
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

5.2 Габаритные размеры поставочных блоков должны быть обоснованы условиями возможного использования всех видов транспорта.

## 6. Гарантийные показатели

6.1 Срок гарантий на оборудование турбинной установки должен составлять не менее 24 месяцев даты ввода в эксплуатацию. В течение этого срока завод-изготовитель должен гарантировать неизменность показателей по надежности, производительности и экономичности оборудования в соответствии с выданными гарантиями.

6.2 При использовании в оборудовании отдельных быстро изнашиваемых узлов и деталей их ресурс должен быть оговорен в технических условиях на комплектную паровую турбинную установку. Завод-изготовитель гарантирует своевременную поставку Заказчику таких узлов и деталей для их замены с целью обеспечения надежной и экономичной работы турбинной установки в течение всего срока службы – 40 лет.

6.3 Завод-изготовитель гарантирует длительную работу турбины с номинальной электрической мощностью 140 МВт и теплофикационной нагрузкой 162,5 Гкал/ч.

При проверке на электростанции этих гарантированных показателей при расчетных условиях работы учитывается только допуск на погрешность измерений при выполнении испытаний.

Завод-изготовитель должен гарантировать уровень звукового давления, создаваемый турбоустановкой, не более 80 дБА на расстоянии 1 м в соответствии с ГОСТ 12.1.003.

6.4 Все оборудование, поставляемое комплектно с паровой турбинной установкой, должно проходить на заводах-изготовителях стендовую сборку и паровые испытания при номинальной частоте вращения без генератора.

Перед отправкой турбины Заказчику производится её контрольная сборка и испытания на стенде в соответствии с ГОСТ 24278-2016.

6.5 В течение срока эксплуатации до списания завод-изготовитель должен обеспечивать сервисное обслуживание паровой турбины по договору с Заказчиком.

6.6 Гарантийные показатели паровой турбины.

№ п/п	Наименование	Показатели	
		Требуемые	Предлагаемые
<b>1</b>	<b>Назначение, требования по назначению</b>		
1.1.1	Назначение	Работа в составе энергоблока ПТУ	
1.1.2	Требования по назначению	Турбина сопряжена с турбогенератором	
<b>2</b>	<b>Основные технические характеристики</b>		
2.1	Турбина теплофикационная с регулируемым отбором пара, одновальная, отвечающая техническим требованиям Заводской тип (марка) турбины Завод изготовитель	Подтвердить  Подтвердить Подтвердить	
2.2	Мощность ПТУ на клеммах генератора, МВт		
2.2.1	- в конденсационном режиме при электрической нагрузке 100% от номинальной, с минимальным отбором	Подтвердить 165 МВт	

3						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		45

№ п/п	Наименование	Показатели	
		Требуемые	Предлагаемые
	пара только на собственные нужды		
2.2.2	- в теплофикационном режиме с максимальным отбором пара	Подтвердить 140 МВт	
2.3	Параметры пара высокого давлений		
2.3.1	Абсолютное давление перед стопорными клапанами, МПа: - номинальное; - допустимый диапазон	Представить значения и условия	
2.3.2	Температура, °С - номинальная; - допустимый диапазон	Представить значения и условия	
2.3.3	Номинальный расход пара на турбину, т/ч - в конденсационном режиме; - в теплофикационном режиме	Представить значения и условия	
2.4	Параметры пара регулируемого отбора		
	Абсолютное давление, МПа: - номинальное; - допустимый диапазон	Представить значения и условия	
	Температура, °С: - номинальная; - допустимый диапазон	Представить значения и условия	
	Расход пара из отбора, т/ч: -максимальный; - допустимый диапазон	Представить значения и условия	
2.5	Давление в конденсаторе, кПа	Представить значения и условия	
2.6	Вид охлаждающей технической воды	Подтвердить: Пресная, оборотная	
2.7	Суммарный расход охлаждающей воды через конденсатор	Представить значения и условия	
2.8	Максимальная температура охлаждающей воды, °С / допустимые значения вакуума, абс. кПа	Представить значения и условия	
2.9	Способы очистки конденсатора от загрязнений	Представить	
2.10	Класс использования  Показатели использования: - число часов работы в год, ч; - число пусков за весь срок службы	Подтвердить: Базовый, с участием регулирования  См. требования	
2.11	Удельный расход теплоты, ккал/ кВтч	Представить значения и условия	

3						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		46

№ п/п	Наименование	Показатели	
		Требуемые	Предлагаемые
2.12	Система маслоснабжения - вид системы - единая с турбогенератором; - тип масла; - величина безвозвратных потерь масла;  - температура, расход и качество воды, подаваемой на маслоохладители  - система очистки масла	Подтвердить Представить Представить  Вода с температурой не более +40° С, Расход. Представить, Давление Представить	
2.13	Частота вращения:	Подтвердить: 3000	
2.14	Полный срок службы, лет	Подтвердить: 40	
2.15	Согласование технических характеристик ПТУ, в том числе скорости пуска и нагружения. Время пуска, мин (медленный/нормальный/быстрый)	Представить  Холодный Неостывший Горячий	
2.16	Система регулирования ПТУ	Представить	
2.17	Локальная система автоматического управления (САУ) – при наличии Функции управления, обеспечиваемые САУ; функции регулирования, защиты, контроля, объем технологических измерений	Подтвердить: См. требования	
	КПД электрического генератора	Представить	
<b>3</b>	<b>Технические требования к конструкции, изготовлению, материалам</b>		
3.1	Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150	Подтвердить:	
3.2	Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150: - турбоустановка со вспомогательным оборудованием;	Подтвердить: УХЛ 4	
3.3	Величина интенсивности сейсмического воздействия, при котором сохраняется работоспособность оборудования по шкале MSK-64 баллов	6 баллов по шкале MSK Подтвердить	
3.4	Степень защиты электродвигателей	Подтвердить:	
3.5	Уровень вибрации, шума и пр.	Подтвердить требования ГОСТ: См. требования	

3						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		47



№ п/п	Наименование	Показатели	
		Требуемые	Предлагаемые
3.6	Размещение оборудования	Подтвердить: В здании, бесподвальное	
3.7	Периодичность и объем плановых ремонтов	Представить	
3.8	Условия сервисного обслуживания	Представить (в т. ч. гарантии по стоимости на период службы)	
3.9	Методы контроля Контроль качества изготовления (приемо-сдаточные испытания, испытания при ремонтах)	Представить согласно ГОСТ	
<b>4</b>	<b>Гарантийное обслуживание</b>		
4.1	Гарантийный срок эксплуатации	24 месяца (с даты ввода в эксплуатацию)	
4.2	Гарантийные показатели по мощности, КПД	Представить значения и условия	
4.3	Гарантии правильности выбора вспомогательного оборудования комплектной поставки	Гарантировать	
<b>5</b>	<b>Требования по надежности</b>		
5.1	Полный срок службы, не менее	Подтвердить: 40 лет	
5.2	Ресурс между капитальными ремонтами не менее	Подтвердить: 6 лет	
5.3	Средняя наработка на отказ, не менее, ч	Подтвердить: 8000	
5.4	Коэффициент готовности, не менее, %	Подтвердить: 0,98	
5.5	Условия выполнения показателей надежности	Подтвердить:	
<b>6</b>	<b>Требования по безопасности</b>		
6.1	Соответствие требованиям	Подтвердить:	
<b>7</b>	<b>Транспортировка, упаковка, условия хранения оборудования</b>		
7.1	Транспортировка Вид транспорта, необходимость специальных платформ, трейлеров	Подтвердить:	
7.2	Вид упаковки. Маркировка по ГОСТ	Подтвердить:	
7.3	Условия складирования и хранения (в том числе статора) Методы консервации	Подтвердить:	
<b>8</b>	<b>Данные о сертификации продукции</b>		

3						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		48

№ п/п	Наименование	Показатели	
		Требуемые	Предлагаемые
	В соответствии с законодательством РФ	Представить	

## 7. Изготовление и контроль

### 7.1 Изготовление

Все поставляемое оборудование в ходе реконструкции турбины должно изготавливаться в соответствии с технической документацией предприятия-изготовителя, учитывающей требования действующих в Российской Федерации стандартов и технических условий.

Для изготовления поставляемого оборудования должны применяться материалы, обеспечивающие надежную работу и требуемый ресурс при параметрах в соответствии с настоящими техническими требованиями.

При изготовлении обратить особое внимание на следующее:

– все сварочные работы должны выполняться в соответствии с письменными техническими спецификациями на производство сварочных работ. Обо всех устранениях дефектов в материалах, сварных швах и деталях следует информировать Заказчика сразу после обнаружения неприемлемого дефекта. Устранение дефектов также должно утверждаться Заказчиком;

– при механических соединениях (крепление на болтах и гайках) выбор материалов должен обеспечить отсутствие условий для протекания коррозии под напряжением;

– маркировочные отметки основных материалов, а также присадочных металлов должны быть различимы на всех стадиях изготовления. Если этот материал должен быть разделен или разрезан во время изготовления, то каждая его часть должна быть повторно промаркирована назначенными для этого лицами.

### 7.2 Контроль

Качество изготовления деталей и покупных изделий должно контролироваться отделом технического контроля (ОТК) по установленному порядку в соответствии с ГОСТ Р ИСО 9001.

### 7.3 Приемка оборудования на предприятии-изготовителе

Приемка изготовленного оборудования должна производиться отделом технического контроля и оформляется паспортами, протоколами испытаний и другими документами, удостоверяющими соответствие качества изделий требованиям технических условий, технической документации и действующих государственных стандартов.

Порядок приемки оборудования Заказчиком по количеству и качеству указывается в договоре (контракте) на выполнение работ и поставку оборудования. Дополнительные требования по приемке оборудования у изготовителя и сдаче - приемке оборудования на электростанции указаны ниже.

Оборудование проходит следующие контрольные операции и испытания:

а) контрольную сборку на стенде завода;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							49
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

б) приемо-сдаточные испытания под нагрузкой на электростанции в составе паротурбинного агрегата;

в) гарантийным (контрольным) испытаниям на электростанции.

Организация, проводящая испытания, разрабатывает рабочую программу испытаний, методику их проведения в соответствии с общими гарантиями настоящих технических условий и согласовывает их с Поставщиком и Заказчиком. Контрольные испытания проводятся в сроки, предусмотренные Договором на выполнение работ и поставку Оборудования.

За период эксплуатации до контрольных испытаний Заказчиком должно быть обеспечено освоение оборудования обслуживающим персоналом и проведены необходимые подготовительные работы к испытаниям. Дополнительные средства измерений (помимо штатных), используемые при контрольных испытаниях, определяются программой и методикой испытаний.

Перед проведением испытаний все средства измерений, используемые при испытаниях, должны быть поверены/откалиброваны. После проведения испытаний на основе класса точности приборов, используемых при проведении гарантийных испытаний, рассчитывается погрешность результата измерений, которая учитывается при сравнении полученных характеристик с достигнутыми гарантийными показателями.

После успешного проведения гарантийных испытаний оформляется соответствующий акт.

Поставляемое оборудование должно проходить приемо-сдаточные испытания:

–на площадке завода изготовителя, проводит служба технического контроля по программам и методикам, указанным в основном конструкторском документе. Протоколы испытаний должны быть оформлены на каждые системы и комплексы поставляемого оборудования. На все узлы должна быть представлена документация о приемке;

–после монтажа, перед сдачей в эксплуатацию, с последующим оформлением акта приемки оборудования в эксплуатацию.

#### **7.4 Консервация, условия хранения**

Все обработанные поверхности должны подвергаться консервации (согласно действующим на предприятии-изготовителе инструкциям), обеспечивающей сохранность в течение 12 месяцев со дня отгрузки оборудования.

Типовая консервация и упаковка, выполненные предприятием - изготовителем, должны быть рассчитаны на умеренные климатические условия и транспортирование по железным дорогам Российской Федерации.

Полученное оборудование Заказчик должен хранить в строгом соответствии с «Инструкцией о порядке хранения паротурбинного оборудования».

Срок хранения деталей и узлов турбины не ограничен при условии:

–их хранения в соответствии с инструкцией по п. 7.2;

–своевременной переконсервации деталей и узлов;

–обеспечения сохранности тары.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							50
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 8. Монтаж оборудования и пуско-наладочные работы

Организации, осуществляющие монтаж Оборудования, должны иметь соответствующие разрешения (лицензии, сертификаты или иные разрешительные документы) и при монтаже выполнять требования действующих норм и правил, а также требования, изложенные в инструкции по монтажу в составе эксплуатационных документов согласно «Ведомости эксплуатационных документов».

Монтаж Оборудования в составе турбины должен производиться с учетом инструкции завода по монтажу, «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (РД 34.20.501-95, СО 153-34.20.501-2003), «Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» (Утв. приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013)».

Поставщик гарантирует повторяемость сборки оборудования при монтаже на электростанции с соблюдением требований по допускам, зазорам, центрировке сопрягаемых элементов при условии выполнения монтажа под руководством шеф - инженера предприятия-изготовителя. Объем пригоночных работ определяется инструкцией по монтажу завода-изготовителя оборудования.

В процессе монтажа устные технические указания шеф-инженера должны дублироваться записями в журнале монтажа турбины (прошитом и с нумерованными страницами) с обязательной подписью шеф-инженера под каждой записью. Запись заносит представитель монтажной организации, ответственный за ведение журнала монтажа оборудования, либо шеф-инженер. Все окончательные зазоры и размеры, полученные при монтаже турбины, должны быть занесены в формуляр, каждый лист которого должен быть подписан шеф-инженером, уполномоченными представителями монтажной организации и Заказчика.

### 8.1 Шеф-монтаж оборудования

Поставщик выполняет шеф-монтаж поставляемого оборудования в объеме и соответствии с ГОСТ Р 56203-2015 «Шеф-монтаж и шеф-наладка».

Шеф-монтаж поставляемого оборудования выполняется с целью обеспечения соблюдения требований технической документации предприятия-изготовителя при ведении монтажа, хранении оборудования на объекте Заказчика, пуске и комплексном опробовании путем технического руководства и контроля со стороны шефперсонала, а также квалифицированного и оперативного решения вопросов, возникающих в ходе монтажа оборудования.

Поставщик предоставляет шефперсонал на весь период работ, начиная от приемки фундаментов под оборудование и до проведения комплексного опробования оборудования;

Поставщик, до начала монтажных работ предоставляет перечень шефперсонала по всем направлениям (механическая часть, электрическая часть, микропроцессорные системы и проч.). Шеф - персонал должен быть обеспечен Поставщиком по письменной заявке Заказчика на основании графика проведения монтажных и пусконаладочных работ. Поставщик обязан обеспечить работу шефперсонала в привязке к графику монтажа и ПНР, т.е. при необходимости продленного рабочего дня, в выходные и праздничные дни.

Шефперсонал, предоставляемый Поставщиком, должен быть русскоязычным, либо обеспечен квалифицированными переводчиками.

В обязанности шефперсонала входит:

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							51
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- проверка готовности оборудования и строительных сооружений к началу монтажных работ в соответствии с техническими требованиями и инструкцией по монтажу;
- рассмотрение всех вопросов, относящихся к изготовителю оборудования;
- проверка условий хранения оборудования на складах Заказчика;
- контроль за соблюдением технологии и условий производства монтажных и пусконаладочных работ;
- участие в освидетельствовании оборудования и подписании актов на все основные монтажные, предпусковые, пусковые и наладочные операции и скрытые работы выполняемые персоналом Заказчика на оборудовании Изготовителя;
- участие в оформлении и подписании прочей документации на выполненные работы предусмотренной Поставщиком и Заказчиком (журналов, формуляров, паспортов, протоколов, технических решений, режимных карт, актов и проч.);
- участие во всех ревизиях, измерительном контроле оборудования;
- участие в составлении и подписании актов, фиксирующих обнаружение дефектов;
- письменное уведомление руководства Заказчика о всех случаях невыполнения указаний шефперсонала подрядными организациями или персонала Заказчика;
- техническое руководство выполнения предпусковых работ, ввода в действие штатных КИП, средств автоматизации и технологических защит;
- подготовка графиков и условий проведения предпусковых и пусковых операций, настройки режимов работы.

## 8.2 Пуско-наладка оборудования

Пуско-наладочные работы поставляемого оборудования проводятся Поставщиком по окончании монтажа совместно с использованием признанных норм, методик и стандартов.

– Поставляемое оборудование проходит приемо-сдаточные испытания с использованием методики, специального оборудования и приборов в соответствии с программой приемо-сдаточных испытаний (Комплексного опробования, Гарантийных испытаний, индивидуальных испытаний).

– Разработка программы испытаний и опробования выполняется Поставщиком и согласовывается Заказчиком. Наладочный персонал Поставщика, разрабатывает и согласовывает с Заказчиком:

- рабочую программу ПНР;
- инструкции по эксплуатации оборудования;
- карты уставок технологических защит и блокировок оборудования.

– Наладка поставляемого оборудования должна обеспечиваться Поставщиком за свой счет в полном объеме (включая все испытания и опробования оборудования) в соответствии с Обязательными Техническими Правилами и Инструкциями, а также ОСТ 108.002.128-80.

– Включенный в стоимость объем трудозатрат должен быть достаточным для ввода оборудования в эксплуатацию в сроки, указанные Заказчиком. После выполнения пуско-наладочных работ Заказчик по согласованной с Поставщиком программе на площадке строительства проведет 72-часовое комплексное опробование поставляемого оборудования. Завершение опробования оформляется актом проведения комплексного опробования.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							52
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

– Персонал привлекаемый Поставщиком для проведения пуско-наладки оборудования, должен быть русскоязычным, либо быть обеспечен переводчиками необходимого количества и квалификации.

Приемо-сдаточные испытания Оборудования в составе турбины производятся после монтажа на электростанции и включают в себя проверки на стоящей турбине, на холостом ходу и под нагрузкой.

В период приемо-сдаточных испытаний и наладки обслуживание турбоагрегата производится персоналом Заказчика с ответственностью за правильное обслуживание в соответствии с инструкциями по эксплуатации. Специалисты предприятия-изготовителя ведут наблюдение за работой агрегата и консультируют персонал Заказчика.

Во время приемо-сдаточных испытаний на электростанции на стоящей турбине, на холостом ходу и под нагрузкой проверяется работа всего агрегата, в том числе соответствие вибрации, температуры изолированных поверхностей значениям, указанным в технических условиях, соответствие работы системы автоматического регулирования гарантиям изготовителя. Осуществляется наладка и проверка оборудования. Наладка системы регулирования и защиты турбины производится представителями завода при участии персонала Заказчика.

Основные параметры по системе автоматического регулирования проверяются снятием статических характеристик и проведением испытаний со сбросом нагрузки (если условия станции позволяют провести эти испытания).

Пробный пуск и приемо-сдаточные испытания турбины не допускаются по временным схемам, на непроектных параметрах, с недоделками, без наладки и включения приборов защиты и контроля.

Оборудование в составе ПТУ, бесперебойно и надежно проработавшее при приемо-сдаточных испытаниях в течение 72-х часов с включенной системой регенерации при номинальных параметрах и номинальных электрической и тепловой нагрузках и удовлетворяющее установленным требованиям технических условий, считается принятым в эксплуатацию, о чем составляется акт приемки оборудования в эксплуатацию, подписываемый Заказчиком и представителем завода.

Если по условиям станции по окончании монтажа номинальные электрическая и тепловая нагрузки не могут быть достигнуты, оборудование считается принятым в эксплуатацию с составлением акта приемки продукции по результатам надежной работы в течение 72-х часов при максимально возможных по станционным условиям нагрузках.

В случае выявления в период гарантийного срока эксплуатации необходимости проведения наладочных работ, вызванных тем, что при приемо-сдаточных испытаниях не мог быть проведен полный комплекс испытаний, наладочные работы проводятся станцией под техническим руководством представителя предприятия-изготовителя в сроки, согласованные сторонами, по отдельному договору за счет Заказчика.

Поставляемое Оборудование, не принятое Заказчиком, не может быть пущено в эксплуатацию без разрешения предприятия-изготовителя.

Организация, проводящая испытания, разрабатывает рабочую программу испытаний, методику их проведения в соответствии с общими гарантиями настоящих технических условий и согласовывает их с изготовителем и Заказчиком. Гарантийные испытания проводятся в сроки не позднее 12 месяцев после сдачи оборудования в эксплуатацию, если иное не оговорено контрактом на выполнение работ и поставку оборудования.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							53
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Перед проведением испытаний все средства измерений, используемые при испытаниях, должны быть поверены/откалиброваны. После проведения испытаний на основе класса точности приборов, используемых при проведении гарантийных испытаний, рассчитывается погрешность измерений, которая учитывается при сравнении полученных характеристик с достигнутыми гарантийными показателями.

После успешного проведения гарантийных испытаний оформляется соответствующий акт.

## **9. Приемка оборудования на предприятии-изготовителе**

Поставщик должен провести на своем предприятии испытания продукции на соответствие их требуемым техническим характеристикам и заданным условиям работы. Испытания производятся по программе и методикам Изготовителя. По завершении изготовления оборудования проводятся приемочные испытания.

Приемочные испытания оборудования на заводе-изготовителе проводятся с участием представителей Покупателя. Поставщик обязан уведомить Покупателя о запланированных испытаниях не менее чем за десять рабочих дней до начала испытаний.

Поставщик должен предоставить сертификационный отчет заводского испытания по каждому типу продукции.

Проверка конструкции Продукции выполняется на заводе Покупателем или инспектирующей компанией, назначенной Покупателем. Проверка конструкции подразумевает проверку документов на изготовление, в том числе протоколов по контролю качества, внешний осмотр и наблюдения за испытаниями.

## **10. Обучение персонала**

При монтаже, вводе в эксплуатацию, проведении эксплуатационных испытаний и испытаний на надежность поставляемого оборудования Поставщик должен всесторонне проинструктировать эксплуатационный персонал, назначенный Заказчиком, с функциями каждой системы поставляемого оборудования. Предполагается, что все теоретическое обучение и теоретический инструктаж персонала Заказчика будет завершен до начала ввода в эксплуатацию энергоблока.

Инструктаж должен быть проведен на строительной площадке и/или в производственных помещениях Поставщика или его Субпоставщиков и выполнен в соответствии с программой и графиком инструктирования персонала, которые должны быть подготовлены Поставщиком и согласованы обеими Сторонами в установленном порядке до начала монтажа.

Поставщик должен предоставить инструкторов из числа высококвалифицированного и опытного персонала.

Поставщик должен использовать для проведения подготовки персонала все соответствующие производственные инструкции, чертежи и технические описания.

Помимо обычных и стабильных производственных условий особое внимание при подготовке персонала необходимо уделить работе во внестатных ситуациях (включая быстрый пуск и аварийную остановку).

После завершения подготовки каждый сотрудник должен быть способен обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию любой вверенной ему системы.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							54
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Завершение подготовки персонала в соответствии с положениями настоящих технических требований является обязательным условием для приемки работ.

Поставщик несет ответственность за действия и упущения назначенного персонала Заказчика в течение срока подготовки персонала, проводимого Поставщиком, за исключением случаев, когда негативное воздействие вызвано умышленным невыполнением обязанностей персонала, назначенным Заказчиком.

#### 11. Перечень технической документации, передаваемой Заказчику и Генпроектировщику

- описание работы систем и основного и вспомогательного оборудования в различных режимах;
- ТУ, паспорта на основное и вспомогательное оборудование, инструкции по эксплуатации, инструкции по монтажу и наладке;
- сертификаты соответствия РФ, разрешающие документы надзорных органов РФ, Ростехнадзора, Госпожнадзора и т.д., документы (свидетельства) о включении в государственный реестр средств измерения РФ;
- перечень и технические характеристики оборудования, входящего в объем комплектной поставки и поставки, в том числе перечень оборудования не входящего в комплект поставки (с указанием типоразмеров, параметров, массы, количества и мощности электроприводов, механизмов, приборов, датчиков и т.д.);
- PI-диаграммы, перечень арматуры, измерений (с маркировкой оборудования, измерений и арматуры в системе KKS). Словесное описание PI-диаграмм;
- габаритно-установочные чертежи турбоустановки и вспомогательного оборудования;
- задание на фундамент с нагрузками и с учетом генератора (см. Приложение А);
- задание на площадки обслуживания;
- технологические схемы и их технические характеристики (маслоснабжение, охлаждающая вода, и др.). Схема маслоснабжения с учетом требований генератора;
- тепловая схема (включая системы смазки и регулирования, охлаждающей воды и др.) с учетом генератора;
- схемы электрические принципиальные по системам возбуждения, регулирования, охлаждения, системы постоянного тока и др.;
- исходные данные по системе охлаждения генератора (объем требуемого запаса водорода и углекислоты/азота);
- проект тепловой изоляции турбоагрегата или спецификация на теплоизоляционные материалы;
- тепловыделения от основного и вспомогательного оборудования турбоустановки;
- стоимость и сроки поставки, включая комплект запасных частей, шеф-монтаж, наладку и гарантийное обслуживание;
- перечень крупногабаритных и монтажных блоков (элементов) турбоустановки с указанием массы и габаритов;
- расчетные балансовые схемы турбоустановки для режимов, задаваемых Заказчиком;
- электрические схемы подключения кабелей к рядам зажимов.
- протоколы заводских испытаний оборудования;

						<b>144N9-TT-011-TD</b>	Лист
3							55
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



- технология ремонта, регламент обслуживания, перечень ремонтных средств и соответствующая техническая документация на ремонт с полным комплектом чертежей и схем;
- диаграммы конденсационных и теплофикационных режимов, типовые энергетические характеристики;
- полный комплект поправок и поправочных кривых на изменение расчетных величин;
- технические данные по САУ ПТУ (при комплектной поставке иной фирмой):
  - техническое задание на создание САУ;
  - ведомость Технической документации;
  - ведомость Эксплуатационной документации;
  - технологические схемы ПТУ со вспомогательными системами, входящими в комплект поставки;
  - схемы автоматизации (P&I-диаграммы с описанием и заданием на автоматизацию);
  - структурные схемы САУ;
  - структурные схемы цифрового обмена;
  - перечни контуров измерения и точек контроля с маркировкой по системе KKS с указанием типов приборов контроля, диапазонов измерения, номинальных и максимальных значений параметров, схем подключения и других технических характеристик;
  - перечни контуров регулирования с маркировкой по системе KKS, с указанием типов исполнительных механизмов, схем подключения и других технических характеристик;
  - перечни приводов ЗРА, управляемых от ПТК САУ с маркировкой по системе KKS, с указанием типов исполнительных механизмов, схем подключения и других технических характеристик;
  - перечни МСН, управляемых от ПТК САУ с маркировкой по системе KKS, с указанием типов исполнительных механизмов, схем подключения, и других технических характеристик;
  - перечни входных и выходных сигналов и перечень обмена данными по каналам цифровой передачи данных от ПТК САУ в ПТК АСУ ТМО ТЭС, включая обмен с АУПСИП и СМИС;
  - заказные спецификации на ПТК САУ, включая программное обеспечение;
  - заказные спецификации на ЗИП к ПТК САУ;
  - заказные спецификации на КИП, ЗРА, привода ЗРА, МСН;
  - заказные спецификации на кабели, провода;
  - карты уставок и условия технологических защит, блокировок и сигнализации (предупредительной, аварийной и пр.);
  - карты уставок (настроек) автоматических регуляторов;
  - схемы электрические принципиальные измерений шкафов, схемы измерений;
  - схемы подключения монтажные шкафов, включая схемы подключения цифровых связей;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							56
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- схемы подключения приводов ЗРА, МСН;
- схемы принципиальные электропитания и заземления ПТК САУ, КИП, ЗРА, МСН; шкафов и щитков 0,4 кВ;
- схемы соединений внешних проводок оборудования САУ ПТУ;
- компоновочные чертежи шкафов (схемы наполнения);
- схемы подключения внешних проводок оборудования САУ ПТУ (включая таблицы клемм для подключений кабелей к ПТК САУ ПТУ);
- кабельные журналы контрольных кабелей;
- кабельные журналы силовых кабелей;
- кабельные журналы шинных и системных кабелей;
- алгоритмы включая, но не ограничиваясь:
  - условия аварийной и предупредительной сигнализации;
  - технологические защиты и блокировки (далее – ТЗиБ). Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - дистанционное управление и блокировки. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - автоматическое регулирование. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - алгоритм распределения мощности при работе на выделенную нагрузку (ведущий ведомый). Структурная схема алгоритма с описанием;
  - логическое управление. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - функционально-групповое управление. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - регистрация аварийных ситуаций. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
- структура и иерархия видеокадров с эскизами видеокадров;
- руководство по эксплуатации САУ ПТУ, в том числе и описание типовых неисправностей программного обеспечения и технических устройств, входящих в состав ПТК САУ и способы их устранения;
- руководства по эксплуатации САУ ПТУ;
- руководства оператора ПТУ;
- руководства по инжинирингу САУ;
- руководства по эксплуатации на комплектующие изделия;
- методики поверки и калибровки КИП;
- программы и методики заводских и приемо-сдаточных испытаний;
- программы и методики наладки и приемо-сдаточных испытаний технологических защит, блокировок, АВР, ФГУ, пошаговых программ управления сигнализации, измерительных каналов, контуров регулирования ПТК САУ ПТУ в целом.
- Перечни датчиков и приборов с маркировкой по системе KKS, указанием минимальных, номинальных и предельных параметров и со схемами подключения.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							57
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Перечень, тип и местоположение закладных конструкций элементов и конструкций для КИП;
- Перечень электрифицированной арматуры и электропотребителей собственных нужд с указанием количества, номинальной и потребляемой мощности, силы тока, напряжения и марок по ККС;
- Технические данные по МП РЗА (При наличии): Протокол цифрового обмена микропроцессорных релейных защит с общешлюсовой ПТК АСУТП (в проекте предусмотрена полная интеграция модулей МП РЗА ПТУ в АСУ ТП блока) и СОТИАССО. Перечень цифровых сигналов с указанием адреса сигналов. (выполненный по форме Поставщика ПТК АСУТП и СОТИАССО).
- Система телемеханики и связи (СОТИАССО) и АИИС КУЭ (при наличии точек контроля от оборудования, входящего в комплектную поставку ПТУ). Схемы подключения по заданным Системным Оператором точкам контроля.
- Алгоритмы контроля и управления ПТУ включая, вспомогательное оборудования, включая, но не ограничиваясь:
  - карты уставок и условия технологических защит, блокировок и сигнализации (предупредительной, аварийной и пр.);
  - карты уставок (настроек) автоматических регуляторов;
  - технологические защиты и блокировки (далее – ТЗиБ). Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - дистанционное управление и блокировки. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - автоматическое регулирование. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - логическое управление (шаговые программы). Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - функционально-групповое управление. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
  - регистрация аварийных ситуаций. Структурные схемы алгоритмов с описанием;
- В соответствии с ПТЭ способы опробования защит на «сигнал» и с воздействием на исполнительные устройства, способы контроля значения уставок и структурные схемы технологических защит.
- Чертежи узлов турбины, монтажно-сборочные чертежи трубопроводов собственно турбины и трубопроводов турбоустановки со спецификациями;
- Схемы балансовые.
- Ремонтные формуляры на все узлы турбины, включая систему регулирования и парораспределения, маслосистему.
- Инструкцию по контролю металла турбины с указанием методов, объемов и периодичности контроля металла элементов турбины, с учетом увеличенного межремонтного интервала.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							58
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Результаты расчета критических частот вращения роторов по отдельности и в валопроводе, а также расчеты, подтверждающие отсутствие резонансов элементов динамических систем турбины вблизи рабочих оборотов.
- Предоставить проект тепловой и шумовой изоляции турбины, поставляемого вспомогательного оборудования ПТУ, трубопроводов собственно турбины и трубопроводов ПТУ. Тепловая изоляция должна обеспечивать соответствие требованиям РД 34.03.201-97 «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» и СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» изоляция должна выполняться из готовых заводских изделий (без содержания асбеста), быть технологичной при ремонте. Также Поставщик должен представить проект АКЗ поставляемого вспомогательного оборудования ПТУ, трубопроводов собственно турбины и трубопроводов ПТУ. Проекты согласовать с Заказчиком.
- **на стадии выполнения проектной документации:**
  - предварительные РИ-диаграммы с описанием;
  - перечень электрифицированных запорной и регулирующей арматуры с указанием мощности электроприводов;
  - предварительные перечни алгоритмов управления, включая алгоритмы технологических защит и блокировок, ФГУ, пошаговых программ, алгоритмов автоматических регуляторов, по ПТУ и вспомогательным установкам;
  - количество и габариты шкафов САУ ПТУ, тепловыделения от САУ ПТУ (при наличии), условия установки;
  - Компоновочные чертежи ПТУ со вспомогательным оборудованием;
  - схемы электрические принципиальные по системам возбуждения, регулирования, охлаждения, системы постоянного тока и др.;
  - задание на фундамент с нагрузками и с учетом генератора (см. приложение А);
  - перечень крупногабаритных и тяжеловесных блоков (элементов) турбоустановки с указанием массы и габаритов;
  - перечень и технические характеристики оборудования, входящего в объем комплектной поставки, в том числе перечень оборудования не входящего в комплект поставки (с указанием типоразмеров, параметров, массы, количества и мощности электроприводов, механизмов, приборов, датчиков и т.д.);
  - тепловыделения от основного и вспомогательного оборудования турбоустановки;
- **на стадии ТКП:**
  - Краткое описание и технические характеристики паровой турбины (включая диаграммы тепловых балансов турбоустановки для)
    - для теплофикационных режимов при максимальной тепловой нагрузке, для наиболее холодной пятидневки, среднеотопительного и летнего периодов;
    - конденсационных режимов, в т. ч. для полной электрической нагрузки при минимальной, номинальной и максимальной температуре охлаждающей воды.
  - Краткое описание ЭЧСР и САУ ПТУ;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							59
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Перечень и технические характеристики оборудования и материалов, поставляемых в составе ПТУ, в том числе, запчасти;
- Компонировочные чертежи ПТУ со вспомогательным оборудованием;
- Схемы трубопроводов пара и воды с указанием границ проектирования;
- Перечень электродвигателей оборудования, входящего в комплект поставки, с указанием установленной и потребляемой мощности;
- Основные положения по автоматизации;
- Общая масса турбины и вспомогательного оборудования, массо-габаритные показатели поставляемых блоков;
- Стоимость ПТУ в объеме поставки и сроки поставки головного образца.

Примечание – Вся перечисленная в данном разделе документация должна быть представлена на русском языке в пяти экземплярах на бумажном и электронном носителе, в сроки, согласованные Заказчиком и Генпроектировщиком.

Форматы передачи документации:

Номер п/п	Назначение документации	Типы файлов
1	Графическая часть	dwg, pdf
2	Текстовая документация	doc, xls, pdf
3	Трехмерная модель (3D) – модель (при наличии)	в формате PDMS 12.1

#### Приложение А.

Задание заводов-изготовителей на фундамент турбоагрегата должны содержать следующие исходные данные:

1. Основные габариты фундамента.
2. Техническую характеристику турбоагрегата, тип, мощность, рабочая частота вращения, масса валопровода, критические частоты вращения валопровода в диапазоне от 7 до 130 Гц.
3. Требования завода-изготовителя агрегата к фундаменту по вибрациям и деформациям.
4. Координаты точек приложения и величины вертикальных статических нагрузок, передаваемых на фундамент от неподвижных и вращающихся частей агрегата, с указанием размеров площадок передачи нагрузок. Координаты точек приложения и величины статических нагрузок, передаваемых на фундамент при тепловых перемещениях турбины и деформациях трубопроводов с указанием размеров площадок передачи нагрузок при пуске, работе и останове агрегата, а также места расположения фиксунктов.
5. Координаты точек приложения, направления и частоты вынуждающих сил с указанием размеров площадок передачи сил, величину амплитуды каждой из центробежных

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							60
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

вынуждающих сил, учитываемых при расчете колебаний фундамента в условиях нормальной эксплуатации турбоагрегата.

6. Координаты точек приложения, величины амплитуд и частоты нагрузок, передаваемых на фундамент в аварийных условиях, при коротком замыкании генератора, с указанием размеров площадок передачи нагрузок.

7. Нагрузка при вылете лопаток.

8. Монтажный чертеж генератора.

## 12. Перечень стандартов

Паротурбинная установка должна соответствовать действующим требованиям государственных стандартов:

- ТР ТС 032/2013 – Технический регламент таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							61
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- ТР РС 010/2011 – Технический регламент таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»;
- Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением, утвержденных приказом Ростехнадзором от 25.03.2014 г. №116;
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утв. Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018г. №937);
- ГОСТ 24278-2016 Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования;
- СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- РД 34.03.201-97 Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей;
- Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики (утв. приказом Минэнерго России от 25.10.2017 г. 1013);
- Правила противопожарного режима в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. №390;
- СО 34.35.101-2003 Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях;
- РД 153-34.1-35.127-2002 Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций;
- РД 153-34.1-35.137-00 Технические требования к подсистемам технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники;
- Федеральный закон РФ от 26 июня 2008 г. №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;
- РД 153-34.1-35.144-2002 Рекомендации по применению современной универсальной системы кодирования оборудования и АСУ ТП ТЭС;
- ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы;
- ГОСТ 2.610-2006 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов;
- ГОСТ 2.702-2011 Межгосударственный стандарт. Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем;
- ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем;
- ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							62
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
- ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
- ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- РД 50-34.698-90 Информационные технологии. Комплекс стандартов и РД на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;
- РД 153-34.0-11.117-2001 Основные положения. Информационно-измерительные системы. Метрологическое обеспечение;
- СТО 59012820.27.100.002-2013 Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности;
- СТО 59012820.27.100.003-2012 Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования;
- ГОСТ 21.408-2013 СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов;
- РД 153-34.0-11.201-97 Методика определения обобщенных метрологических характеристик измерительных каналов ИИС и АСУ ТП по метрологическим характеристикам агрегатных средств измерений;
- ГОСТ Р 55265.2-2012 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 2. Стационарные паровые турбины и генераторы мощностью более 50 МВт с рабочими частотами вращения 1500, 1800, 3000 и 3600 мин-1;
- ГОСТ Р 55263-2012 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Часть 2. Стационарные паровые турбины и генераторы мощностью более 50 МВт с рабочими частотами вращения 1500, 1800, 3000 и 3600 мин-1;
- СТО 17230282.27.100.005-2008 Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования;
- СО 34.35.131-95 (РД 153-34.35.131-95) Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования электростанций с поперечными связями и водогрейных котлов (для оборудования, проектируемого с 1997 г.)»;
- СО 34.35.144-2002 (РД 153-34.1-35.144-2002) Рекомендации по применению современной универсальной системы кодирования оборудования и АСУ ТП ТЭС. Основные положения;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							63
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



- РД 153-34.1-35.523-2002 Методические указания по оснащению рациональным объемом резервных аппаратных средств контроля и управления котлотурбинным оборудованием ТЭС, оснащенный АСУ ТП.
- ГОСТ 12.2.007.0-75 – Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.
- ГОСТ 12.2.007.1-75 – Система стандартов безопасности труда. Машины электрические вращающиеся. Требования безопасности.
- ГОСТ 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
- ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний - ИУС 12-2016
- ГОСТ 26772-85 – Машины электрические вращающиеся. Общие технические требования.
- ГОСТ 21558-2018 – Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия.
- ГОСТ 2479-79 – Машины электрические вращающиеся. Условные обозначения конструктивных исполнений по способу монтажа.
- ГОСТ 8865-93 – Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация.
- ГОСТ 10169-77 – Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний.
- ГОСТ 11828-86 – Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний.
- ГОСТ 11929-87 – Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний. Определение уровня шума.
- ГОСТ 14254-2015 – Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)
- ГОСТ 15150-69 – Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
- ГОСТ 15543.1-89 – Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам.
- ГОСТ ИЕС 60034-5-2011 – Машины электрические вращающиеся. Классификация степеней защиты, обеспечиваемых оболочками вращающихся электрических машин.
- ГОСТ 17516.1-90 – Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам.
- ГОСТ 21130-75 – Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкции и размеры.
- ГОСТ 23216-78 – Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний.
- ГОСТ 25941-83 – Машины электрические вращающиеся. Методы определения потерь и коэффициента полезного действия.
- ГОСТ 26772-85 – Машины электрические вращающиеся. Обозначения выводов и направление вращения.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							64
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- ГОСТ 24278-2016 -Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования.
- ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание седьмое.
- ПТЭ РФ. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, 2004.
- Генератор должен соответствовать стандарту IEC60034-2, а шум по ISO 3746.

### 13. Общие требования по сертификации

- 13.1 ПТУ как законченное изделие должно иметь сертификат ГОСТ Р, сертификат/декларацию о соответствии требованиям Технического регламента Таможенного Союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», а также должны быть соблюдены общие требования правил пожарной безопасности, промышленной санитарии и гигиены.
- 13.2 Оборудование на дату его доставки к Месту Поставки должно быть новым и не использованным ранее, отвечать требованиям Применимого Права, действующего на территории Российской Федерации, иметь сертификаты (или декларации) соответствия Техническим регламентам, действие которых распространяется на данное оборудование, в том числе Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования работающего под избыточным давлением».
- 13.3 С оборудованием должны поставляться сертификаты качества и Сертификаты ГОСТ Р (если это применимо).
- 13.4 На все комплектующие (трубопроводы, арматура, теплообменники, насосы, КИП) должны быть представлены паспорта в соответствии с нормативно-технической документацией РФ, также на эти комплектующие должна быть представлена документация по качеству.
- 13.5 Турбина и ее узлы, а также вспомогательное оборудование, комплектующее паротурбинную установку, должны обладать патентной чистотой в России и странах поставщиков комплектующего оборудования.
- 13.6 Поставщик обязуется представить к моменту поставки Оборудования все подтверждающие документы, в соответствии с действующим на тот момент законодательством РФ (включая требования Постановления Правительства РФ №719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации») о соответствии степени локализации установленным требованиям для проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, а также выполнить иные необходимые действия по запросу уполномоченных регулирующих органов (Министерство Промышленности и Торговли РФ и иных) для подтверждения целевой степени локализации производства Оборудования.

#### Поставщик должен:

- обладать правами на конструкторскую и техническую документацию в объеме, достаточном для производства, модернизации и развития соответствующей продукции, а также запасных частей;

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							65
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- иметь в структуре предприятия собственные конструкторско-технологические подразделения;
- иметь на территории Российской Федерации сервисный центр, уполномоченный осуществлять ремонт, послепродажное и гарантийное обслуживание поставляемой продукции, а также производство и поставку запасных частей.

Приложение №1.

Предварительный перечень сигналов обмена АСУ ТП блока – САУ ПТУ  
(но не ограничиваясь)

Тип сигналов по отношению к ПТК АСУ ТП	Наименование сигнала
AI	Активная мощность генератора ПТ

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							66
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Тип сигналов по отношению к ПТК АСУ ТП	Наименование сигнала
AI	Зона нечувствительности регулятора ПТ
AI	Коэффициент неравномерности регулятора ПТ
AI	Положение регулирующего клапана ВД
AI	Положение регулирующего клапана НД
AI	Положение регулирующего клапана теплофикационного отбора
AI	Частота вращения ротора ПТ
AO	Задание давления пара ВД
AO	Задание зоны нечувствительности регулятора ПТ
AO	Задание коэффициента неравномерности регулятора ПТ
AO	Задание положения РК ВД
VI	Аварийный останов ПТ без срыва вакуума
VI	Аварийный останов ПТ со срывом вакуума
VI	Генератор от сети отключен
VI	Готовность к развороту турбины
VI	Начальная нагрузка турбины взята (генератор в сети)
VI	Ограничение по давлению в отборе (макс)
VI	Ограничение по давлению в отборе (мин)
VI	Ограничение по давлению в промвводе (мин)
VI	Ограничение по давлению острого пара (мин)
VI	Ограничение по мощности (макс)
VI	Ограничение по мощности (мин)
VI	Ограничение по температуре на выхлопе турбины
VI	Останов турбины
VI	Останов турбины ключом аварийного останова
VI	Отказ САУ турбины
VI	Ключ предотвращения развития пожара отключен
VI	Ключ предотвращения развития пожара в положении пожар
VI	Предупредительная сигнализация (вызов к САУ)
VI	Режим дистанционного задания по давлению в теплофикационном отборе
VI	Режим поддержания давления
VI	Режим поддержания мощности
VI	Режим поддержания оборотов
VI	Режим поддержания положения РКВД
VI	СК закрыт
VI	СК открыт
VI	Тепломеханические параметры не в норме
VO	Аварийный останов ПТ от защит блока
VO	Включить конденсационный режим

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							67
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Тип сигналов по отношению к ПТК АСУ ТП	Наименование сигнала
ВО	Включить режим поддержания давления
ВО	Включить режим поддержания мощности
ВО	Включить режим поддержания положения клапанов
ВО	Включить режим поддержания частоты
ВО	Включить теплофикационный режим
ВО	Генератор от сети отключить
ВО	Начать разворот
ВО	Приостановить разворот
ВО	Продолжить разворот
ВО	Срабатывание защит КУ

**Приложение №2.**  
**Технические требования к электроприводам запорной и регулирующей арматуры.**

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							68
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

1. При выборе исполнения электропривода следует учитывать условия эксплуатации (место установки, температуру окружающей среды, необходимость взрывозащиты, сейсмичность и т.д.).
2. Исполнение электроприводов – общепромышленное, взрывозащищенное.
3. Степень защиты - не хуже IP65.
4. Электропитание - 3ф 400В (1ф 230В), 50Гц.
5. Класс электротехнических изделий по способу защиты человека от поражения электрическим током - I (в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0-75).
6. Комплектация электроприводов:
  - Блок управления приводом запорной и регулирующей арматуры с реверсивным или тиристорным пускателем для приводов запорной арматуры или с тиристорным пускателем и встроенным позиционером для приводов регулирующей арматуры;
  - Концевые выключатели;
  - Моментные выключатели;
  - Термодатчик для защиты двигателя от перегрева;
  - Кабельные вводы, обеспечивающие ввод 3-х кабелей (1 кабель с Dн от 6 до 12мм и 2 кабеля с Dн от 10 до 16мм.);
  - Механический указатель положения;
  - Устройство торможения для предотвращения «отката» многооборотного привода в обратном направлении под давлением рабочей среды после полного закрытия с уплотнением запорной арматуры (при необходимости);
  - Электронный датчик положения с «активным» выходным сигналом 4-20мА и питанием от источника =24В в блоке управления (4-х проводная схема подключения), применяемый в приводах регулирующей арматуры, а также в приводах запорной арматуры при необходимости контроля ее промежуточного положения;
  - Ручной дублирующий привод (маховик).
7. Блок управления привода должен иметь как исполнение с прямой установкой на привод (встроенный), так и исполнение с установкой отдельно от привода на настенном креплении (выносной). Выносное исполнение применяется при сложных условиях эксплуатации и обслуживания (затрудненный доступ, высокая температура и(или) вибрация в месте установки привода).
8. Блок управления приводом запорной арматуры должен обеспечивать выполнение следующих функций:
  - Дистанционное управление без самоподхвата дискретными сигналами «Открыть», «Закрыть» 24 В пост. тока с питанием от внутреннего или от внешнего источника (ПТК АСУТП) при установке переключателя в положение «Дистанционное управление».
  - Местное управление без самоподхвата при установке переключателя в положение «Местное управление» с контролем состояния привода световыми индикаторами.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							69
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Отключение привода в промежуточном положении при срабатывании моментных выключателей, а также в положениях «Открыто» и «Закрыто» при срабатывании соответствующих концевых выключателей.
- Отключение многооборотного привода в положении «Закрыто» при срабатывании соответствующих концевого и моментного выключателей для обеспечения уплотнения при закрытии;
- Отключение привода при появлении неисправности привода и одновременном пропадании сигнала «Готовность».
- Формирование следующих дискретных выходных сигналов:
  - Положение «Открыто»;
  - Положение «Закрыто»;
  - Сработал моментный выключатель;
  - Режим «Местное управление»;
  - Готовность/неисправность;
  - Отказ электропитания.

Состав сигналов может быть уточнен на стадии рабочего проектирования.

9. Блок управления приводом регулирующей арматуры должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- Управление приводом в режиме регулирования встроенным позиционером по внешнему входному токовому сигналу 4-20мА заданного положения или дискретными сигналами «Больше», «Меньше» при установке переключателя в положение «Дистанционное управление».
- Местное управление без самоподхвата при установке переключателя в положение «Местное управление» с контролем состояния привода световыми индикаторами.
- Отключение привода в промежуточном положении при срабатывании моментных выключателей, а также в положениях «Открыто» и «Закрыто» при срабатывании соответствующих концевых выключателей.
- Отключение привода при появлении неисправности привода и одновременном пропадании сигнала «Готовность».
- Формирование следующих дискретных выходных сигналов:
  - Сработал моментный выключатель;
  - Режим «Местное управление»;
  - Готовность/неисправность;
  - Отказ электропитания.

Состав сигналов может быть уточнен на стадии рабочего проектирования.

10. Формирование «активного» аналогового сигнала 4-20мА по положению регулирующей арматуры.

11. Конкретные схемы подключения приводов ЗРА должны быть согласованы с Заказчиком и Генпроектировщиком на стадии рабочего проектирования в процессе

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							70
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

проработки и согласования заводской документации на поставляемое основное технологическое оборудование.

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							71
Изм.	Кол. уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



## ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

№	Номера листов				Всего страниц в документе	№ документа	№ сспров. и дата	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных					
1	8, 10, 11,12,13, 14,16,20, 40								
2	8, 13								
3	8,9,10,13, 16,17,21, 22,49-54,58,59, 62-66								

						<b>144N9-ТТ-011-ТД</b>	Лист
3							72
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		