

# **ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»**

**ООО «НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ  
И ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ - ВНИИГАЗ» (ООО «ВНИИГАЗ»)**

## **СИСТЕМА НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ВЕДОМСТВЕННЫЙ РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ**

**СОГЛАСОВАНО**  
Начальником Управления  
энергетики ОАО «Газпром»  
Г.Р. Шварцем

**УТВЕРЖДЕНО**  
Управлением энергетики  
ОАО «Газпром»  
11.12.2002 г.

### **ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ОБЪЕКТОВ ОАО «ГАЗПРОМ»**

**ВРД 39-1.10-071-2003**

#### **Предисловие**

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - ВНИИГАЗ» (ООО «ВНИИГАЗ»)

2. УТВЕРЖДЕН Управлением энергетики ОАО «Газпром» 11 декабря 2002 г.

3 СОГЛАСОВАН Начальником Управления энергетики Г.Р. Шварцем

4 ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ с 03 января 2003 г.

#### **ВВЕДЕНИЕ ВПЕРВЫЕ**

5. ИЗДАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - ВНИИГАЗ»

ВРД разработан коллективом сотрудников ООО «ВНИИГАЗ» и Управления энергетики ОАО «Газпром»

Руководитель разработки Трегубов И.А., академик АЭН РФ

#### **Разработчики:**

от ООО «ВНИИГАЗ» Трегубов И.А., академик АЭН РФ, Джигало С.И., Дворяшин В.В.

от Управления энергетики ОАО «Газпром» Белоусенко И.В., д.т.н., Голубев С.В, Лезнов В.Б.

от ДО АО «Оргэнергогаз» Хорунжин В.В.

#### **Введение**

В «Концепции развития энергетики ОАО «Газпром» на основе применения собственных электростанций и энергоустановок» [1] поставлена задача, обеспечить энергетическую независимость промышленных объектов ОАО «Газпром». Выполнение настоящих Правил должно способствовать решению этой задачи.

Для удобства пользования документом некоторые положения РД 34.20.501 [2] и некоторых других документов повторены в настоящих Правилах.

Требования к проектированию, строительству, монтажу, ремонту и устройству энергоустановок в настоящих Правилах изложены кратко, поскольку они рассматриваются в действующих НД. В их число входят:

- Правила устройства электроустановок [3];
- Правила технической эксплуатации дизельных электростанций [4];
- Правила эксплуатации электроустановок потребителей [5];
- Нормы технологического проектирования дизельных электростанций [6].
- РД 153-34.0-03.150-00 [7];
- РД 34.30.106 [8];

- Государственные стандарты;
- Строительные нормы и правила;
- Действующие НД ОАО «Газпром» и другие документы.

## 1. Область применения

Ведомственный руководящий документ «Правила технической эксплуатации электростанций собственных нужд объектов ОАО «Газпром» (далее - Правила) определяет порядок организации эксплуатации оборудования источников электрической энергии, теплотехнических и электрических коммуникаций ЭСН ОАО «Газпром» с поршневым и газотурбинным приводом.

Настоящие Правила распространяются на такие стационарные и передвижные источники электрической энергии, как бензиновые, дизельные, газовые (с поршневым и газотурбинным приводом) и другие электроустановки единичной мощностью до 25000 кВт, используемые в качестве основных, пиковых, резервных и аварийных источников питания электроприемников потребителей.

Электростанции единичной мощностью электроустановки более 25000 кВт приравниваются к блок-станциям и их эксплуатацию осуществляют по [2].

## 2. Нормативные ссылки

В настоящем ВРД использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования  
ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования  
ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования  
ГОСТ 24.104-85. Автоматизированные системы управления. Общие технические требования  
ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения  
ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия  
ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения  
ГОСТ 13822-82 Электроагрегаты и передвижные электростанции дизельные. Общие технические условия  
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 20440-75 Установки газотурбинные. Методы испытаний  
ГОСТ 23377-84 Электроагрегаты и передвижные электростанции с двигателями внутреннего сгорания  
ГОСТ 26658-85 Электроагрегаты и передвижные электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Методы испытаний  
ГОСТ 28775-90 Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия  
ГОСТ 29328-92 Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия  
ГОСТ Р 51249-99 Двигатели внутреннего сгорания поршневые. Выбросы вредных веществ с отработавшими газами. Нормы и методы определения 3. Термины и определения

В настоящем ВРД применяют следующие термины с соответствующими определениями:

Аварийный источник	Источник электроснабжения, обеспечивающий гарантированную работу электроприемников первой категории и особой группы электроприемников первой и второй категорий
Аварийный режим	Функционирование технологической электростанции потребителей в экстремальных условиях дефицита мощности, при котором обеспечивается реализация ряда заранее спланированных мероприятий, направленных на ликвидацию аварийных ситуаций в системе электроснабжения потребителей, при этом обеспечивается бесперебойное электроснабжение электроприемников особой группы (1 категория) промышленного объекта [3]
Автономность	Наличие источников электроснабжения, обеспечивающих жизнедеятельность объекта при исчезновении напряжения на основных источниках питания.
Блокировка электротехнического изделия	Часть электротехнического изделия (устройства), предназначенная для предотвращения или ограничения выполнения операций одними частями изделия при определенных состояниях

(устройства)	
Блочно-транспортабельная электростанция	или исключения доступа к его частям, находящимся под напряжением. Передвижная электростанция, конструкция которой предусматривает ее перемещение и транспортирование отдельными функциональными и (или) конструктивными блоками, сочленяемыми при развертывании
Воздушная линия электропередачи	Устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.). За начало и конец воздушной линии электропередачи принимаются линейные порталы или линейные вводы РУ, а для ответвлений - ответвительная опора и линейный ввод РУ
Встроенная подстанция	Электрическая подстанция, занимающая часть здания
Вторичные цепи электростанции (подстанции)	Совокупность кабелей и проводов, соединяющих устройства управления, автоматики, сигнализации, защиты и измерения электростанции (подстанции)
Газовый ДВС	ДВС на газовом топливе с воспламенением электрической искрой
Газодизель	ДВС на газовом топливе с воспламенением от вспышки порции запального жидкого топлива
ГТУ	Конструктивно объединенная совокупность газовой турбины, газовоздушного тракта, системы управления и вспомогательных устройств
Двигатель-генератор	Электроустановка, состоящая из ДВС и приводимого им во вращение генератора, соединенных устройством передачи механической энергии от вала двигателя к валу генератора
Дизель (дизельный двигатель)	Двигатель внутреннего сгорания с самовоспламенением жидкого топлива
Дизель-генератор	Двигатель-генератор с дизельным первичным двигателем
Дублирование	Управление электроустановкой и несение других функций на рабочем месте дежурного, исполняемых под наблюдением и с разрешения ответственного руководителя
Инструктаж	Доведение до персонала содержания основных требований к организации безопасного труда и соблюдению правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, разбор происшедших или возможных ошибок на рабочих местах инструктируемых, углубление знаний и навыков безопасного производства работ, поддержание и расширение знаний по правилам пожарной безопасности
Источник электрической энергии	Электротехническое изделие (устройство), преобразующее различные виды энергии в электрическую энергию
Кабельная линия электропередачи	Линия для передачи электроэнергии или отдельных импульсов ее, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслонаполненных кабельных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла
Капитальный ремонт	Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурсу изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые
Категория электроприемников	Формализованное обозначение требований к степени надежности электроснабжения электроприемников
Комплектная трансформаторная подстанция	Подстанция, состоящая из шкафов, в блоке со встроенным в них трансформатором и другим оборудованием распределительного устройства, поставляемая в собранном или подготовленном для сборки виде
Комплектное распределительное устройство	Электрическое распределительное устройство, состоящее из шкафов или блоков со встроенным в них оборудованием, устройством управления, контроля защиты, автоматики и сигнализации, поставляемое в собранном или подготовленном для сборки виде
Мониторинг технического состояния	Систематический (непрерывный или периодический) контроль параметров, характеризующих техническое состояние оборудования
Нейтраль	Общая точка соединенных в звезду обмоток (элементов) электрооборудования
Основной (базовый) режим	Функционирование технологической электростанции потребителей, при котором обеспечивается баланс между располагаемой и потребляемой мощностью без ограничений по времени
Основной источник	Независимый источник электроснабжения, обеспечивающий нормальный режим эксплуатации объекта без ограничения во времени
Основной электроагрегат (основная электростанция)	Электроагрегат (электростанция), от которого (которой) осуществляется электроснабжение приемников электрической энергии в нормальном режиме работы
Особая группа электроприемников	Выделяется из состава электроприемников первой и второй категорий, бесперебойная работа которых необходима для обеспечения нормальной работы технологического оборудования в течение ограниченного времени или безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования
Отказ	Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта
Пиковый режим	Функционирование технологической электростанции потребителей, при котором обеспечивается заполнение графика пиковых нагрузок электроприемников потребителей
Плановый ремонт	Ремонт, постановка на который осуществляется в соответствии с требованиями нормативно-технической документации
Потребитель электрической энергии	Предприятие, организация, учреждение, территориально обособленный цех, строительная площадка, квартира, у которых приемники электрической энергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию
Приемник электрической	Устройство, в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид

энергии (электроприемник)	энергии для ее использования
Принципиальная электрическая схема электростанции (подстанции)	Схема, отображающая состав оборудования и его связи, дающая представление о принципе работы электрической части электростанции (подстанции)
Режим выдачи электрической мощности сторонним потребителям	Функционирование технологической электростанции потребителей, при котором обеспечивается выдача мощности сторонним потребителям, в соответствии с договорными условиями
Резервный электроагрегат (резервная электростанция)	Электроагрегат (электростанция), включаемый (ая) на нагрузку при отключении, перегрузке или выходе из строя основного источника электрической энергии
Ремонт	Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и ресурсов изделий или их составных частей
Ресурс (назначенный) оборудования	Суммарная наработка объекта, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена
Сеть оперативного тока	Электрическая сеть переменного или постоянного тока, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии, используемой в цепях управления, автоматики, защиты и сигнализации электростанции (подстанции)
Силовая электрическая цепь	Электрическая цепь, содержащая элементы, функциональное назначение которых состоит в производстве или передаче основной части электрической энергии, ее распределении, преобразовании в другой вид энергии или в электрическую энергию с другими значениями параметров
Система сборных шин	Комплект элементов, связывающих присоединения электрического распределительного устройства
Стажировка	Обучение персонала на рабочем месте под руководством ответственного лица после теоретической подготовки или одновременно с ней в целях практического овладения специальностью, адаптации к объекту обслуживания и управления
Текущий ремонт	Ремонт, выполняемый для восстановления работоспособности изделия и состоящий из замены и (или) восстановления отдельных узлов и деталей
Теплоэнергетическое оборудование	Совокупность тепловыделяющих и (или) теплопотребляющих устройств, объединенных общими признаками, например: назначением, условиями применения, принадлежностью к общему объекту
Техническое обслуживание	Комплекс операций или операции по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании
Техническое обслуживание по состоянию	Совокупность ремонтных и профилактических мероприятий, при которых объем и начало проведения указанных мероприятий определяют с учетом реального технического состояния оборудования
Токопровод	Устройство, выполненное в виде шин или проводов с изоляторами, поддерживающими конструкциями, предназначенное для передачи и распределения электрической энергии в пределах электростанции, подстанции или цеха
Трансформаторная подстанция	Электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформаторов
Щит управления электростанции (подстанции)	Совокупность пультов и панелей с устройствами управления, контроля и защиты электростанции (подстанции), расположенных в одном помещении
Эксплуатация	Стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается или восстанавливается его качество
Электрическая подстанция	Электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, устройств управления и вспомогательных устройств
Электрическая сеть	Совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии
Электрическая сеть с заземленной нейтралью	Электрическая сеть, содержащая оборудование, нейтрали которого, все или часть из них, соединены непосредственно или через устройство с малым сопротивлением по сравнению с сопротивлением нулевой последовательности
Электрическая сеть с изолированной нейтралью	Электрическая сеть, содержащая оборудование, нейтрали которого не присоединены к заземляющим устройствам или присоединены к ним через устройства измерения, защиты, сигнализации с большим сопротивлением
Электрический распределительный пункт	Электрическое распределительное устройство, не входящее в состав подстанции
Электрическое распределительное устройство	Электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении и содержащая коммутационные аппараты
Электроагрегат	Электроустановка, состоящая из двигателя, генератора, устройства управления и оборудования необходимого для обеспечения автономной работы
Электроагрегат (электростанция) контейнерного исполнения	Передвижной электроагрегат (передвижная электростанция) оборудование которого (которой) смонтировано в контейнере (контейнерах)
Электрооборудование	Совокупность электрических устройств, объединенных общими признаками

**Примечание.** Признаками объединения в зависимости от задачи могут быть: назначение, например, технологическое; условия применения, например, в тропиках;

	принадлежность объекту, например, станку, цеху
Электропроводка	Совокупность проводов и кабелей с относящимися к ним креплениями, установочными и защитными деталями, проложенных по поверхности или внутри строительных конструктивных элементов зданий и сооружений
Электростанция	Электроустановка, состоящая из электроагрегата (электроагрегатов), систем утилизации тепла, устройств управления и распределения электрической энергии и оборудования, необходимых для обеспечения электро- и теплоснабжения потребителей в зависимости от назначения электростанции
Электростанция капотного исполнения	Передвижная электростанция, в состав которой входит электроагрегат капотного исполнения
Электростанция коммерческая	Электростанция, предназначенная для коммерческой реализации электрической и тепловой энергии сторонним потребителям
Электростанция собственных нужд	Электростанция, предназначенная для обеспечения конкретного технологического объекта электрической и тепловой энергией без связи с энергосистемой
Электростанция технологическая	Электростанция, предназначенная для обеспечения электрической и тепловой энергией нескольких технологических объектов с передачей энергии по существующим сетям
Электростанция технологическо-коммерческая	Электростанция, предназначенная для обеспечения электрической и тепловой энергией технологических объектов с выдачей избытков мощности для коммерческой реализации
Электроустановка	Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии

#### **4. Перечень сокращений, условных обозначений**

АВО	Аппарат воздушного охлаждения
АВР	Автоматическое выключение резервного питания
АРВ	Автоматический регулятор возбуждения
АС ДУ	Автоматизированные системы диспетчерского управления
АСУ	Автоматизированная система управления
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
АСУ П	Автоматизированная система управления производством
БПГУ	Бинарная парогазовая установка
БСЗ	Бесконтактная система зажигания
ГКС	Головная компрессорная станция
ГПА	Газоперекачивающий агрегат
ГРС	Газораспределительная станция
ГРУ	Газораспределительный узел
ГСМ	Горюче-смазочные материалы
ГТГ	Газотурбинный генератор
ГТД	Газотурбинный двигатель
ГТУ	Газотурбинная установка
ГТЭС	Газотурбинная электростанция
ГЩУ	Главный щит управления
ДВС	Двигатель внутреннего сгорания
ДГ	Дизель-генератор
ЗРУ	Закрытое распределительное устройство
ЗРУ СП	ЗРУ сторонних потребителей
ИИС	Информационно-измерительная система
КВОУ	Комплектное воздухоочистительное устройство
КЗ	Короткое замыкание
КИП и А	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
КПД	Коэффициент полезного действия
КРУ	Комплектное распределительное устройство
КС	Компрессорная станция
КС МГ	Компрессорная станция магистрального газопровода
КТП	Комплектная трансформаторная подстанция
КЦ	Компрессорный цех
ЛПУ	Линейное производственное управление
ЛЭС	Линейно-эксплуатационная служба
НИР	Научно-исследовательская работа

НД	Нормативная документация
ОЗЗ	Однофазное замыкание на землю
ОИИУС	Отраслевая интегрированная информационно-управляющая система
ОКР	Опытно-конструкторская работа
ОПН	Ограничитель перенапряжения нелинейный
ПА	Противоаварийная автоматика
ПГУ	Парогазовая установка
ПЗУ	Подзарядное устройство
ППБ	Правила пожарной безопасности
ППР	Планово-предупредительный ремонт
ПТБ	Правила техники безопасности
ПТЭ	Правила технической эксплуатации
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
ПХГ	Подземное хранилище газа
ПЭЭП	Правила эксплуатации электроустановок потребителей
РЗ	Релейная защита
РЗА	Релейная защита и автоматика
РУ	Распределительное устройство
САУ	Система автоматического управления
СДТУ	Средства диспетчерского и технологического управления
СИ	Средства измерений
СМР	Строительно-монтажные работы
СНиП	Строительные нормы и правила
ТЗ	Техническое задание
ТСН	Трансформатор собственных нужд
ТУ	Технические условия
ТЭС	Теплоэлектростанция
УТО	Утилизационный теплообменник
УХЛ	Умеренный и холодный климат
ХХ	Холостой ход
ЦЩУ	Центральный щит управления
ЩПТ	Щит постоянного тока
ЭВМ	Электронная вычислительная машина
ЭВС	Энерговодоснабжение
ЭСН	Электростанция собственных нужд
ЭХЗ	Электрохимзащита

## 5. Общие положения

5.1 Основной задачей ЭСН является производство, распределение и отпуск электрической энергии и тепла (при наличии систем утилизации) электроприемникам промышленных объектов и социальной сферы предприятий ОАО «Газпром».

5.2 Используемое на ЭСН оборудование, аппараты и другие устройства должны соответствовать требованиям государственных стандартов или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

5.3 При совместной работе нескольких электростанций или электростанции с энергосистемой (РАО «ЕЭС России») для управления и регулирования режимов их работы должны создаваться диспетчерские службы.

5.4 Установку и подключение ЭСН к сети (электроприемнику) потребителя производят с учетом требований ПУЭ [3], инструкций завода-изготовителя и других НД, а также с учетом местных условий.

5.5 К эксплуатации допускают ЭСН, на которых полностью смонтированы, проверены и испытаны в необходимом объеме оборудование, устройства защиты и автоматики, контрольно-измерительные приборы и сигнализация, провода и кабели, средства защиты.

5.6 При приемке в эксплуатацию ЭСН режим работы нейтрали электростанции и защитные меры электробезопасности должны соответствовать режиму нейтрали и защитным мерам, принятым в сети (электроприемниках) потребителей.

5.7 Подключение аварийной или резервной электростанции к сетям (электроприемникам) потребителя вручную разрешается только при наличии блокировок между коммутационными аппаратами, исключающих возможность одновременной подачи напряжения в сеть потребителя и в сеть энергоснабжающей организации.

5.8 Автоматическое включение аварийной или резервной электростанции, в случае исчезновения напряжения со стороны энергосистемы осуществляют с помощью устройств автоматики, обеспечивающих предварительное отключение коммутационных аппаратов электроустановок потребителя от сети энергоснабжающей организации и последующую подачу напряжения электроприемникам от электростанции.

5.9 До ввода в эксплуатацию ЭСН, работа которой возможна параллельно с сетью энергоснабжающей организации, должна быть разработана и согласована с энергоснабжающей организацией инструкция, определяющая режим работы ЭСН и порядок взаимоотношений между сторонами при ее использовании.

5.10 Для обслуживания ЭСН должен быть выделен персонал, подготовленный в соответствии с настоящими Правилами и имеющий соответствующую квалификационную группу по электробезопасности. Обслуживающий персонал в своих действиях должен руководствоваться требованиями инструкции по обслуживанию и эксплуатации ЭСН и НД.

## 6. Электростанции собственных нужд

### 6.1 Область применения ЭСН

6.1.1 На ЭСН газодобывающих и газотранспортных предприятий ОАО «Газпром» применяют газотурбинные и поршневые электроагрегаты, которые используют в качестве основных (базовых) резервных и аварийных источников электроснабжения (таблица 1).

6.1.2 Ниже приведены требования к вновь создаваемым и модернизируемым основным и резервным ЭСН с газотурбинным и поршневым приводом, работающим на природном газе.

Таблица 1 - Назначение ЭСН

Назначение ЭСН	Режим работы, потребители
Основной (базовый) источник электроэнергии	Электростанции с наработкой за год свыше 6000 ч, количеством пусков за год - менее 20, временем непрерывной работы - более 3500 ч, временем пуска и приема нагрузки до 30 мин. Обеспечивают электроэнергией все технологические нагрузки объекта, сопутствующих инфраструктур (жилпоселков, котельных и т.д.) и сторонних потребителей
Резервный источник электроэнергии	Электростанции с наработкой за год 300 - 3000 ч, количеством пусков за год - 20 - 50, временем пуска и приема нагрузки не более 5 мин. Способны обеспечить электроэнергией все технологические нагрузки объекта, сопутствующих инфраструктур и сторонних потребителей при отключении основного источника электроэнергии
Аварийный источник электроэнергии	Электростанции, предназначенные для аварийного электроснабжения потребителей 1 категории, в том числе особой группы электроприемников при отключении основного или резервного источника электроэнергии. Продолжительность работы, как правило, до 300 ч/год, количество пусков - свыше 50 пуск/год, время пуска и приема нагрузки от 5 до 30 с

6.1.3 В случае применения ДВС, работающих на жидком топливе, необходимо руководствоваться инструкцией по эксплуатации данного двигателя.

6.1.4 В качестве привода для электроагрегатов мощностью свыше 1500 - 2500 кВт рекомендуется использовать ГТД. ДВС имеют приоритет по КПД и моторесурсу, однако ГТД не требуют массивного фундамента и больших СМР на месте установки, обладают наибольшей энергонезависимостью, так как вспомогательные механизмы (маслонасосы смазки и регулирования) могут иметь привод от вала ГТД, а охлаждение масла может быть выполнено цикловым воздухом. Обоснование применения типа привода производят на стадии разработки исходных требований и технико-экономических обоснований привода в каждом конкретном случае.

6.1.5 Применение поршневых двигателей, работающих на природном газе, характерно для электроагрегатов небольшой мощности (до 1500 - 2500 кВт) для нефтегазовой промышленности.

6.1.6 Общее количество и мощность агрегатов, устанавливаемых на ЭСН, определяют в соответствии с [9] и принимают на основании технико-экономических расчетов и расчетов надежности электроснабжения объекта.

6.1.7 При выборе единичной мощности ГТД для привода генератора необходимо учитывать снижение мощности агрегата при максимальных температурах и повышение - при минимальных. Изменение мощности определяют по ТУ на поставку агрегатов. В случае отсутствия в ТУ поправок мощности, номинальная мощность для конкретных условий применения должна быть рассчитана в соответствии с ГОСТ 20440. Параметры ДВС несущественно меняются от внешних условий.

6.1.8 Выбор электроагрегатов по уровню автоматизации для основных и резервных электростанций производят с учетом допустимой длительности перерывов электроснабжения и ущерба для технологического процесса добычи и транспорта газа, а также с учетом применения аварийных источников энергии.

## 6.2 Приемка в эксплуатацию оборудования и сооружений

6.2.1 Полностью законченные строительством ЭСН, а также, в зависимости от сложности, их очереди и пусковые комплексы должны быть приняты в эксплуатацию в порядке, установленном действующими правилами. Данное требование распространяется также на приемку в эксплуатацию станций после расширения, реконструкции, технического перевооружения.

6.2.2 Пусковой комплекс ЭСН, включающий в себя часть полного проектного объема, должен обеспечивать нормальную эксплуатацию ЭСН при заданных параметрах. В него входит: оборудование, сооружения, здания (или их части) производственного, подсобно-производственного, вспомогательного, бытового, транспортного, ремонтного и складского назначения, СДТУ, средства связи, инженерные коммуникации, очистные сооружения, благоустроенная территория, обеспечивающие производство, передачу и отпуск потребителям электрической энергии и тепла. В объеме, предусмотренном проектом для данного пускового комплекса, должны быть обеспечены нормативные санитарно-бытовые условия и безопасность для работающих, защита от загрязнения водоемов и атмосферного воздуха; пожарная безопасность.

Пусковой комплекс должен быть разработан и представлен генеральным проектировщиком в установленные сроки, согласован с заказчиком и генподрядчиком.

6.2.3 Перед приемкой в эксплуатацию электростанции (пускового комплекса) должны быть проведены:

- индивидуальные испытания оборудования и функциональные испытания отдельных систем;
- комплексное опробование оборудования.

Во время строительства и монтажа зданий и сооружений должны быть проведены промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, в том числе скрытых работ.

6.2.4 Индивидуальные и функциональные испытания оборудования и отдельных систем должны быть проведены генподрядчиком с привлечением персонала заказчика по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу.

Перед приемочными испытаниями должно быть проверено выполнение настоящих Правил, СНиП, стандартов, включая стандарты безопасности труда, норм технологического проектирования, правил Госгортехнадзора и других органов надзора, ПУЭ, правил техники безопасности и промышленной санитарии, правил взрыво- и пожаробезопасности, указаний заводов-изготовителей, инструкций по монтажу оборудования.

6.2.5 Дефекты и неполадки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний, должны быть устранены строительными и монтажными организациями и заводами-изготовителями до начала комплексного опробования.

6.2.6 До приемочных испытаний электростанции заказчиком должны быть проведены пробные пуски. При пробном пуске должны быть проверены работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации, проведена проверка и настройка всех систем контроля и управления, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов, проверена готовность оборудования к комплексному опробованию.

Перед пробным пуском должны быть подготовлены условия для надежной и безопасной эксплуатации электростанции:

- укомплектован, обучен эксплуатационный и ремонтный персонал;
- разработаны эксплуатационные инструкции и оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности;
- подготовлены запасы топлива, материалов, инструмента и запасных частей;

- введены в действия средства диспетчерского и технологического управления с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения вентиляции;
- смонтированы и наложены системы контроля и управления;
- получены разрешения на эксплуатацию ЭСН от органов Госгортехнадзора и других органов государственного надзора, санитарной инспекции;
- разработаны и утверждены программы и методики проведения приемочных испытаний.

#### 6.2.7 Приемочные испытания проводят заказчик.

При комплексном опробовании должна быть проверена совместная работа основных агрегатов и всего вспомогательного оборудования под нагрузкой.

Началом приемочных испытаний энергоустановки считают момент включения ее в сеть или под нагрузку.

Приемочные испытания оборудования ЭСН считают проведенными при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 ч с номинальной нагрузкой. Если по условиям эксплуатации номинальная нагрузка не может быть достигнута, то испытания оборудования проводят на максимальной возможной нагрузке.

При приемочных испытаниях должны быть включены предусмотренные проектом контрольно-измерительные приборы, САУ, АСУ, ТП, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматики.

6.2.8 Для подготовки электростанции (пускового комплекса) к предъявлению приемочной комиссии заказчиком должна быть назначена рабочая комиссия, которая принимает по акту оборудование после проведения его индивидуальных испытаний перед приемочными испытаниями. С момента подписания этого акта заказчик несет ответственность за сохранность оборудования.

Рабочая комиссия должна принять по акту оборудование после приемочных испытаний и устранения выявленных дефектов и недоделок, а также составить акт о готовности законченных строительством зданий и сооружений для предъявления его приемочной комиссии.

6.2.9 При приемке оборудования, зданий и сооружений рабочей комиссией генеральная подрядная строительная организация должна представить заказчику документацию в объеме, предусмотренном действующими СНиП и отраслевыми правилами приемки.

6.2.10 Контроль за устранением дефектов и неполадок, выявленных рабочей комиссией, должен осуществлять заказчик, который предъявляет энергообъекты к приемке.

6.2.11 Приемка в эксплуатацию пусковых комплексов, очередей или ЭСН в целом должна быть произведена приемочной комиссией.

Приемочная комиссия по приемке ЭСН назначается заказчиком.

6.2.12 После приемочных испытаний и устранения выявленных дефектов и неполадок приемочная комиссия должна оформить акт приемки в эксплуатацию оборудования с относящимися к нему зданиями и сооружениями.

Приемка в эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений с дефектами и недоделками запрещена.

6.2.13 Заказчик должен представить приемочной комиссии документацию, подготовленную рабочей комиссией, в объеме, предусмотренном действующими СНиП и отраслевыми правилами приемки.

Все документы должны быть занесены в общий каталог, а в отдельных папках с документами должны быть заверенные описи содержимого. Документы необходимо хранить в техническом архиве заказчика вместе с документами, составленными приемочной комиссией.

6.2.14 Законченные строительством отдельно стоящие здания, сооружения и электротехнические устройства, встроенные или пристроенные помещения производственного, подсобно-производственного и вспомогательного назначения со смонтированным в них оборудованием, средствами управления и связи, принимаются в эксплуатацию рабочими комиссиями по мере их готовности до приемки пускового комплекса для предъявления их приемочной комиссии.

6.2.15 Датой ввода ЭСН в эксплуатацию считают дату подписания акта приемочной комиссией.

### 6.3 Программа и методика приемочных испытаний

6.3.1 Типовые программы и методики распространяются на электроагрегаты и электростанции и используются при проведении приемочных испытаний.

6.3.2 Задачи приемочных испытаний:

- определение соответствия конструкции ТЗ, рабочей документации, ТУ, государственным и отраслевым стандартам;
- оценка работоспособности;
- оценка эффективности технического обслуживания;
- определение эргономических показателей, показателей унификации и стандартизации;
- оценка технической эстетики;
- определение технического уровня;
- определение соответствия требованиям техники безопасности, санитарным нормам и правилам.

6.3.3 Программа испытаний предусматривает режимы, учитывающие не только номинальные, но и предельные значения изменения внешних и внутренних параметров (в пределах, предусмотренных ТУ) и наиболее неблагоприятные их сочетания, возможные в процессе эксплуатации.

#### 6.3.4 Испытания разделяют на следующие этапы:

- подготовка к испытаниям;
- оценка пусковых качеств;
- определение основных, в том числе теплотехнических показателей и характеристик;
- испытания систем автоматического регулирования, управления и защиты;
- испытания вспомогательных систем и устройств;
- определение качества вырабатываемой электроэнергии;
- проверка показателей надежности при непрерывной работе с номинальной нагрузкой.

Общая наработка электроагрегата или электростанции к началу приемочных испытаний должна быть не менее 100 ч с учетом результатов предварительных испытаний.

Количество пусков ГТЭС к началу приемочных испытаний должно быть не менее 10, в том числе из холодного состояния (при начальной температуре масла двигателя и редуктора равной температуре воздуха в отсеке) - не менее пяти раз.

### 6.4 Подготовка к испытаниям

6.4.1 К приемочным испытаниям электроагрегат или электростанция должны быть подготовлены в полном соответствии с ТУ на поставку, в том числе с комплектом инструментов, приспособлений, запасных частей и сборочных единиц, прилагаемых к изделию.

#### 6.4.2 Примерный перечень документации, представляемой приемочной комиссии:

- комплект конструкторской документации (рабочий проект) и эксплуатационной документации (инструкция по эксплуатации и регламент технического обслуживания) на электроагрегат или электростанцию и их основные составные элементы: двигатель, генератор, САУ, КРУ, УТО;
- ТЗ на основные составные части;
- ТУ (проекты) на двигатель, генератор, САУ, КРУ, УТО;
- программа испытаний;
- сведения по анализу топлива, масла и других эксплуатационных материалов;
- акт проверки силовой автоматики и источника гарантированного электропитания;
- акт проверки высоковольтного оборудования и релейной защиты;
- акт измерения переходных электрических сопротивлений, заземляющих и молниезащитных устройств и сопротивления растекания тока по контуру заземления;
- акт приемки системы контроля загазованности и системы пожаротушения в эксплуатацию;
- акт и протоколы комиссии по предварительным испытаниям с заключением о возможности проведения приемочных испытаний;
- формуляры (паспорта) на электроагрегат и его основные составные части;
- акт проверки концентрации вредных выбросов в выхлопных газах;
- акт метрологической аттестации каналов САУ;
- заключение по безопасности эксплуатации электроагрегата или электростанции, в том числе по электробезопасности;
- отчеты по опытно-конструкторским работам, проводимым в обеспечение создания электроагрегата или электростанции;
- справка о разработанном нестандартном технологическом оборудовании, оснастке, средствах измерений и контроля;
- акт и протоколы предварительных испытаний электроагрегата или электростанции и их систем на стендах изготовителей или на месте эксплуатации, оформленных в процессе предварительных испытаний;

- расчеты, необходимые для подтверждения технических характеристик.

6.4.3 В подготовительный период приемочная комиссия проводит следующую работу:

- проверяет комплектность опытного образца и его соответствие предъявленной документации;
- анализирует предъявленную документацию и оценивает результаты проведения НИР и ОКР и результаты предварительных испытаний;

- дает разрешение на начало приемочных испытаний;

- утверждает график проведения приемочных испытаний.

6.4.4 До начала испытаний все непосредственные участники испытаний, в том числе и члены приемочной комиссии, должны быть ознакомлены с правилами техники безопасности.

## **6.5 Оценка пусковых качеств**

6.5.1 Пусковые характеристики определяют при пуске из холодного и прогретого резерва, в процессе которого фиксируют во времени следующие параметры:

- частоту вращения ротора ГТУ или коленвала ДВС;

- давление воздуха после турбокомпрессора;

- температуру продуктов сгорания;

- давление и расход топливного газа;

- расход пускового газа (в случае применения пускового турбодетандера);

- давление и температуру охлаждающей жидкости;

- угол опережения зажигания для газовых ДВС;

- основные моменты пуска: подачу сигнала на пуск, начало работы системы зажигания, включение и отключение стартера, открытие кранов подачи топлива, отключение пусковых насосов, выход на режим устойчивого холостого хода.

Проводят проверку уровня вибрации в характерных точках ГТУ и температуры выхлопных газов по цилиндрям ДВС.

6.5.2 Для проверки надежности пуска агрегата должно быть выполнено подряд пять успешных автоматических пусков с выходом на номинальную (максимально возможную) мощность.

6.5.3 Должна быть проверена надежность пуска из холодного резерва при минимальной температуре масла и охлаждающей жидкости, указанной в инструкции по эксплуатации, с использованием только штатных нагревательных элементов (2 пуска).

6.5.4 Проверяют работу при нормальном останове с режима полной нагрузки и выбег роторов ГТУ (2 останова).

## **6.6 Определение основных показателей и характеристик электроагрегатов и электростанций**

6.6.1 Испытания на данном этапе проводят с целью получения эксплуатационных характеристик и проверки их соответствия ТУ на поставку.

6.6.2 Основные положения методики испытаний электроагрегатов и электростанций с ГТУ должны соответствовать ГОСТ 20440, а ДВС - ГОСТ 26658.

6.6.3 Нагрузочную характеристику определяют при работе на режимах: холостого хода, 25, 50, 75, 100, 110 % - для ДВС; 120 % номинальной мощности - для ГТУ.

Для каждого режима определяют:

- мощность на клеммах генератора;

- температуру и давление масла, температуру и давление охлаждающей жидкости (для ДВС);

- расход топлива;

- удельный расход топлива;

- эффективный КПД;

- частоту вращения ротора (коленвала для ДВС);

- степень повышения давления в компрессоре;

- температуры по газовоздушному тракту ГТУ (наддувочного воздуха и выпускных газов для ДВС);

- гидравлические сопротивления на всасе и выхлопе.

## **6.7 Испытания систем автоматического регулирования, управления и защиты**

6.7.1 Выполняют проверку функционирования всех защит и автоматики, предусмотренных в ТУ и программе испытаний. При этом могут быть зачтены ранее выполненные испытания при наличии протоколов (актов) испытаний.

В объем испытаний по этапу входят:

- проверка работы агрегата на режимах автоматического пуска и нормального останова;

- проверка надежности защитных устройств;
- проверка электрозащиты генератора от перегрузки и внешних КЗ;
- снятие характеристик генератора КЗ и ХХ;
- проверка точности поддержания регулируемых параметров;
- определение статических характеристик системы автоматического регулирования;
- определение динамических характеристик систем регулирования и управления при сбросах, набросах нагрузки в соответствии с ТУ;
- проверка функционирования АСУ электростанции и возможность включения в АСУ ТП верхнего уровня в соответствии с [10].

6.7.2 Для электроагрегатов или электростанций с ГТУ проверяют следующие защиты:

- по превышению частоты вращения ротора;
- по превышению максимально допустимой температуры газа в турбине;
- по понижению давления в системе смазки;
- по падению давления топливного газа;
- по превышению температуры подшипников;
- по превышению предельно допустимого уровня вибрации подшипников, а также другие защиты, предусмотренные САУ.

6.7.3 Для электроагрегатов или электростанции с поршневыми газовыми двигателями проверяют защиты по следующим показателям:

- высокая температура масла;
- низкое давление масла;
- низкое давление воздуха в системе управления;
- высокая температура охлаждающей жидкости;
- высокая температура на выпуске;
- предельное отклонение температуры по цилиндрам;
- высокая температура наддувочного воздуха;
- отклонение давления наддувочного воздуха от допустимого уровня;
- отклонение давления основного газа;
- отклонение давления форкамерного газа;
- соотношение расходов воздуха и газа;
- предельное значение частоты вращения;
- перегрузка двигателя выше 110 % мощности.

6.7.4 На пусковых режимах работы электроагрегата или электростанции с ГТУ проверяют следующие защитные устройства:

- защиту по превышению частоты вращения турбодетандера;
- защиту по погасанию факела (проверку производят прекращением подачи топлива или имитацией погасания факела).

6.7.5 На неработающем агрегате проверяют следующие защитные устройства:

- защиту от осевого сдвига ротора;
- защиту по понижению уровня масла в маслобаке.

6.7.6 Проводят проверку регулирования следующих параметров:

- частоты вращения ротора силовой турбины или коленвала ДВС;
- температуры масла, охлаждающей жидкости;
- напряжения генератора.

6.7.7 Выполняют проверку функционирования АСУ ТП электростанции и возможность включения ее в АСУ верхнего уровня, проверку соответствия структуры АСУ утвержденным требованиям по составу технических средств, удобству управления и его быстродействию, помехозащищенности и другим показателям, перечисленным в ТЗ (ТУ). Проверяют наличие интерфейса связи с высшим уровнем и возможность построения АСУ ТП многоагрегатной электростанции на базе используемых технических средств.

## **6.8 Испытания вспомогательных систем и устройств**

6.8.1 Проверяют функционирование системы автоматического регулирования температуры масла и охлаждающей жидкости (для электроагрегата или электростанции с ДВС) при изменении расхода воздуха (изменение положения жалюзи, отключение вентиляторов или изменение их частоты вращения и т.д.).

6.8.2 Производят контроль параметров масляной системы и температур подшипников на режимах с максимально допустимой температурой масла.

6.8.3 В процессе длительных испытаний определяют удельный расход масла и проверяют изменение свойств масла в системах электроагрегата.

6.8.4 Определяют расход электроэнергии электроагрегатом или электростанцией на собственные нужды и его структуру.

6.8.5 Для определения тепловыделений измеряют температуры наружных поверхностей элементов электроагрегата или электростанции и обшивки.

6.8.6 Определяют шумовые и вибрационные характеристики, проверяют их соответствие требованиям ГОСТ 12.1.003 и ГОСТ 12.1.012. Измеряют общие и октавные уровни шума на постоянных рабочих местах обслуживающего персонала и на расстоянии 1 м от наружного контура электроагрегата или электростанции при работе на номинальном режиме. Расположение постоянных рабочих мест обслуживающего персонала должно быть указано в технической документации. Методика проведения измерений уровней звукового давления и обработки результатов должна соответствовать требованиям ГОСТ 20440.

6.8.7 Определяют количество вредных выбросов в атмосферу.

6.8.8 Для исследования работы противообледенительной системы на всасе ГТУ искусственно создают условия для возникновения обледенения при включенной противообледенительной системе, при этом контролируют отсутствие обледенения. Оценивают влияние противообледенительной системы на теплотехнические показатели ГТУ.

6.8.9 Эффективность работы комплексного воздухоочистительного устройства ГТУ проверяют путем искусственного запыления перед КВОУ для воспроизведения условий с различной степенью запыленности в соответствии с ГОСТ 28775. Для искусственного запыления используют фракции частиц до 50 мкм (имитация обычного состояния) и фракции до 160 мкм (имитация пыльной бури).

## **6.9 Проверка качества вырабатываемой электроэнергии и устойчивости параллельной работы**

6.9.1 В программе испытаний должны быть предусмотрены определения следующих статических показателей:

- установившееся отклонение напряжения в установившемся тепловом состоянии при изменении симметричной нагрузки в диапазоне от 10 до 100 % номинальной мощности;
- установившееся отклонение напряжения в установившемся тепловом состоянии при неизменной симметричной нагрузке;
- установившееся отклонение частоты при неизменной симметричной нагрузке;
- статическая характеристика регулятора частоты.

6.9.2 В процессе проведения динамических испытаний определяют максимальный допустимый мгновенный наброс нагрузки, а также возможность сброса 100 % нагрузки с выходом на режим устойчивого холостого хода и последующим нагружением.

6.9.3 Качество вырабатываемой электроэнергии проверяют по всем показателям на соответствие ГОСТ 13109.

6.9.4 По штатным прибором ЭСН определяют параметры входа ( $\Delta U$ ,  $\Delta F$ ) в параллельную работу с внешней сетью или другими источниками электроэнергии, а также равномерность распределения мощности между параллельно работающими агрегатами и величину обменных колебаний.

Устойчивость параллельной работы электроагрегатов и электростанций с поршневым и газотурбинным приводом проверяют в соответствии с показателями ГОСТ 23377.

## **6.10 Проверка надежности электроагрегата или электростанции - при непрерывной работе с номинальной нагрузкой**

6.10.1 В программе испытаний должна быть предусмотрена непрерывная работа для электроагрегатов и электростанций с ГТУ на номинальной нагрузке в течение не менее 72 ч. Если по внешним условиям эксплуатации номинальная нагрузка не может быть достигнута, электроагрегат или электростанцию испытывают на максимально возможной нагрузке.

6.10.2 После проведения длительных испытаний технической экспертизой устанавливают:

- техническое состояние узлов и деталей после испытаний;
- причины неполадок, если они имели место, качество и надежность уплотнений;
- степень сохранения первоначальных регулировок и т.д.

## **6.11 Оформление документации**

6.11.1 Все работы, выполненные на собранном электроагрегате или электростанции, фиксирует сменный персонал в вахтенном эксплуатационном журнале, в котором указывают дату проведения работы, ее вид и время окончания, а также фамилии исполнителей (приложение А).

6.11.2 Параметры режимов работы электроагрегата или электростанции в процессе длительных испытаний фиксируют через каждые два часа в суточной ведомости.

6.11.3 Количество характер пусков, а также остановов и замеченные неполадки фиксируют в вахтенном эксплуатационном журнале.

6.11.4 Формы суточных ведомостей, эксплуатационных формуляров и журналов разрабатывают с использованием правил технической эксплуатации электроагрегатов или электростанций с ГТУ и ДВС.

6.11.5 Результаты испытаний оформляют актами, техническими справками или протоколами испытаний, которые представляют комиссии по испытаниям.

6.11.6 В формулярах ГТЭС, ГТУ, ДВС и паспортах на комплектующие изделия электростанции делают записи, предусмотренные правилами ведения документации.

## **6.12 Меры безопасности при проведении испытаний**

6.12.1 При проведении испытаний электроагрегата или электростанции необходимо руководствоваться [7], [11] и новыми разработками нормативных документов.

6.12.2 К эксплуатации и техническому обслуживанию электроагрегата или электростанции допускают персонал, прошедший обучение и проверку знаний по материальной части, правилам эксплуатации электростанции, технике безопасности и оказанию первой помощи пострадавшему (приложение Б, В).

6.12.3 При проведении работ на станции обслуживающий персонал должен применять исправные и проверенные защитные средства (шлемофоны, диэлектрические перчатки, боты, коврики, инструмент с изолированными ручками и др.).

6.12.4 Рабочие места должны иметь достаточное освещение. При необходимости применяют переносные осветительные приборы с напряжением не более 42 В.

6.12.5 Для оказания первой медицинской помощи на стенде должна находиться аптечка с установленным запасом медикаментов и перевязочных материалов.

6.12.6 При испытаниях электроагрегата или электростанции запрещается:

- снимать кожухи, ограждения, производить чистку агрегатов и уборку помещения стендла при работающем электроагрегате;
- нарушать теплоизоляционные покрытия выхлопной системы;
- производить работы неисправным и нештатным инструментом;
- применять удлинители на ключи различных назначений и рычаги.

6.12.7 Во время испытаний не допускается работа электроагрегата или электростанции при:

- выбросе охлаждающей жидкости из расширительного бака (для ДВС);
- повышенном перепаде температур охлаждающей жидкости и масла;
- выбросе масла через суфлирующую трубу;
- отсутствии оперативного питания в системе управления;
- резком изменении давления масла в автономной масляной системе;
- наличии сильных хлопков;
- обнаружении утечки газа;
- неисправности газового и другого стендового оборудования;
- падении давления пускового и топливного газа ниже допустимого.

## **7. Требования к ЭСН**

7.1 ЭСН, как правило, строят из унифицированных блок-модулей и легко-сборных конструкций зданий. Блочно-модульная конструкция должна позволять нормально эксплуатировать размещенное в ней оборудование, в том числе осуществлять обслуживание и ремонт. Блочно-модульная конструкция должна также обеспечивать длительное хранение оборудования.

7.2 Расположение и компоновка оборудования в модулях не должны затруднять монтаж, демонтаж, а также выемку отдельных устройств узлов и сборочных единиц для их технического обслуживания.

7.3 Помещения ЭСН должны иметь устройства автоматической пожарной сигнализации с выдачей сигнала на ГПУ и в помещения с постоянным пребыванием эксплуатационного персонала, а наиболее опасные в пожарном отношении помещения ЭСН - установки автоматического пожаротушения в соответствии с ГОСТ 12.1.004.

Перечень наиболее опасных в пожарном отношении объектов и помещений устанавливается соответствующими требованиями норм пожарной безопасности согласно проекта на ЭСН.

7.4 Системы вентиляции и отопления ЭСН разрабатывают с учетом технических требований заводов - изготовителей оборудования, абсолютных максимумов и минимумов температур районов строительства и комфортных условий для обслуживающего персонала.

7.5 На ЭСН также должны быть предусмотрены системы питьевого водоснабжения и канализации, выполняемые в зависимости от мощности ЭСН, самостоятельными или с подключением к соответствующим системам технического объекта.

7.6 Модули многоагрегатных ЭСН должны иметь полную заводскую готовность и позволять собрать на месте монтажа следующие укрупненные блоки:

- машинного зала (допускаются отдельные энергоблоки без общего укрытия);
- электротехнический;
- ремонтный (с комплектом инструментов, монтажных и погрузочных приспособлений);
- центрального щита управления;
- вспомогательных устройств;
- теплоснабжения (котел-utiлизатор);
- отключающих кранов и газовых фильтров, установки подготовки топливного и пускового газа;
- повышительной подстанции и ЗРУ.

Кроме вышеперечисленного оборудования в комплексе сооружений ЭСН должны быть включены объекты индивидуального вспомогательного и обслуживающего назначения, определяемые генпроектировщиком ЭСН:

- объединенный вспомогательный корпус и администрация;
- блок химводоочистки;
- склад ГСМ;
- трансформаторная башня;
- гараж;
- складские помещения;
- резервуары запаса воды и другое оборудование, обеспечивающее нормальный пуск и жизнеобеспечение ЭСН.

7.7 Модули по своим габаритам и массе должны позволять транспортировку автомобильным, железнодорожным и водным транспортом. Вес одного блок-модуля не более 30 - 60 т.

7.8 Конструкция блоков ЭСН должна обеспечивать выполнение требований настоящих Правил, [2] и других НД.

7.9 ЭСН и ее модули для условий Севера должны, как правило, изготавливаться в климатическом исполнении УХЛ по ГОСТ 15150 для работы при температуре наружного воздуха от минус 55 до плюс 45 °C, относительной влажности воздуха до 98 % при температуре плюс 25 °C, сейсмичности до 7 баллов.

Охлаждающий воздух и окружающая среда не должны содержать токопроводящей пыли, взрывоопасных и других смесей вредно действующих на изоляцию обмоток и ухудшающих охлаждение генератора.

Запыленность наружного воздуха не выше 0,5 г/м<sup>3</sup> скорость воздушного потока у поверхности земли до 50 м/с, возможно действие любых метеоусловий (дождь, снег, туман, роса, иней).

Должны также учитываться другие природные условия, свойственные району применения.

## 8. Технологическая часть

### 8.1 Топливная система

8.1.1 Основным и резервным топливом для агрегатов ЭСН является природный газ, подготовленный в соответствии с требованиями стандартов и ТУ на двигатели. Основные характеристики газообразных топлив приведены в ГОСТ 5542 и таблицах 2 и 3.

8.1.2 Давление и температура природного газа, содержание примесей в газе должны быть согласованы между разработчиком и заказчиком ЭСН.

Таблица 2 - Основные параметры компонентов топлив

Параметры	Метан (CH <sub>4</sub> )	Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	Изооктан (C <sub>8</sub> H <sub>18</sub> )	Этилен (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )
1	2	3	4	5	6	7	8
Молекулярный вес	16,03	30,05	44,06	58,08	72,09	114,20	28,03
Газовая постоянная, кгс·м/кг·К	52,81	28,22	19,25	14,60	11,78	7,60	30,25
Температура кипения, °С	-161,6	-88,6	-42,2	-0,5	36,0	99,2	-103,5
Плотность:							
в парообразном состоянии, кг/м <sup>3</sup> :	0,670	1,273	1,867	2,460	3,050	-	1,187
в жидком состоянии, кг/л	0,415	0,446	0,510	0,580	0,626	0,670	0,580
Показатель адиабаты	1,28	1,20	1,15	1,11	1,07	1,05	1,25
Теплота испарения, ккал/кг	122,6	-	103,0	94,0	-	65,0	115,0
Низшая теплота сгорания:							
в парообразном состоянии, ккал/м <sup>3</sup> :	8087	14340	20485	26679	32940	51000	13280
то же, ккал/кг:	11895	11264	10972	10845	10800	10450	11188
в жидком состоянии, ккал/л	4940	5065	5560	6320	6770	7837	6900
Количество воздуха, теоретически необходимое для полного сгорания:							
м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> топлива;	9,52	16,66	23,01	31,09	38,08		14,29
м <sup>3</sup> /кг топлива	14,20	12,10	12,81	12,64	12,83	12,35	12,80
Теплота сгорания стехиометрической смеси, ккал/м <sup>3</sup>	770	812	847	855	843	850	868
Температура самовоспламенения, °С	590 - 690	550 - 600	510 - 580	480 - 540	475 - 510	480 - 520	475 - 550
Температура горения стехиометрической смеси, °С	2020	2020	2043	2057	2072	2100	2154
Коэффициент молекулярного изменения при сгорании стехиометрической смеси	1,000	1,038	1,042	1,047	1,051	1,058	1,000
Коэффициент избытка воздуха, соответствующий нижнему пределу воспламенения	1,88	1,82	1,70	1,67	1,84		
Коэффициент избытка воздуха, соответствующий верхнему пределу воспламенения	0,650	0,420	0,398	0,348	0,303		
Коэффициент избытка воздуха, при котором скорость распространения пламени максимальная	0,950	0,860	0,835	0,855	0,874		
Минимальная температура воспламенения в воздухе, °С	~645	580 - 605	510 - 580	475 - 550	475 - 500		
Октановое число	110	108	105	93 - 99	64		

8.1.3 Все элементы топливной системы, подводящие газ к двигателю, должны быть размещены в изолирующем коробе, имеющем дверцы для удобства проведения регламентных работ и фланец для присоединения вентиляционной трубы. Короб должен иметь постоянную естественную вентиляцию, а также оборудован принудительной вентиляцией с автоматическим включением от газосигнализатора, датчик которого устанавливается в верхней части короба.

Таблица 3 - Составы природных и искусственных газов, % объема

Газ	CH <sub>4</sub>	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
Природный	92 - 99	0,10 - 5,65			0,1 - 1,0	1,0 - 1,7
Нефтяной (попутный)	72 - 95	4 - 12			0,1 - 2,0	0,4 - 16,0
Коксовый	26,8	2,4	52,8	7,6	1,8	8,6
Сланцевый	23,86	5,70	38,75	10,91	18,88	1,90
Биогаз (очищенный)	78,2	0,8	1,2	4,0	13,1	2,7

При концентрации метана в коробе  $\geq 0,5\%$  подается предупредительный сигнал на щите оператора и должен включаться вентилятор короба. При концентрации метана  $\geq 1,0\%$  срабатывает аварийная сигнализация и должна автоматически отсекаться подача газа к турбогенератору с одновременным сбросом газа в атмосферу через открывшуюся свечу.

Должен быть предусмотрен контроль загазованности помещения ЭСН с подачей предупредительного сигнала на щит при концентрации  $\geq 0,5\%$  и аварийного отключения подачи газа к турбогенератору при концентрации метана  $\geq 1,0\%$ .

8.1.4 На вводе трубопровода с газом внутрь помещения ЭСН устанавливают отключающее устройство в доступном для обслуживания и освещенном месте. При установке регулятора давления топливного газа внутри помещения ЭСН запорным устройством на вводе может считаться задвижка или кран перед регулятором давления.

8.1.5 Не допускают пересечение трубопроводов с газом вентиляционных шахт, воздуховодов, электрических распределительных проводок.

8.1.6 Топливная система двигателя должна иметь продувочную свечу с запорным устройством. Устройство свечи должно соответствовать требованиям [11].

8.1.7 Арматура, устанавливаемая на трубопроводах топливного газа, должна быть легкодоступна для управления, осмотра и ремонта.

8.1.8 При использовании ЭСН в качестве основного источника энергоснабжения, необходимо обеспечить наличие двух независимых вводов по топливному газу.

## 8.2 Системы зажигания газовых ДВС

8.2.1 В системах зажигания газовых двигателей применяют БСЗ с батарейным или автономным источником питания, имеющие высокие показатели по наработке на отказ. Электронный коммутатор и датчик-распределитель (датчик-генератор) должны эксплуатироваться без обслуживания в течение не менее трех лет.

8.2.2 В качестве источника питания БСЗ применяют аккумуляторную батарею напряжением 12 В. Целесообразно использовать аккумулятор на группу машин. Аккумуляторы должны подзаряжаться зарядными устройствами.

Подключение цепи питания электронных коммутаторов непосредственно к выпрямителю недопустимо, так как это приводит к немедленному выходу из строя преобразователя напряжения.

8.2.3 Коммутатор должен быть надежно закреплен и «массовая» клемма должна быть хорошо соединена с массой двигателя. Перед началом монтажа системы на двигатель необходимо обязательно убедиться в исправности проводки.

Для проверки изоляции необходимо отсоединить концы проводов от катушек зажигания и подать испытательное напряжение к проводам относительно массы, при этом прибор не должен показывать утечку по изоляции. Все узлы систем зажигания следует соединять многожильным медным проводом с тепло- и маслостойкой изоляцией сечением, выбранным из расчета, чтобы падение напряжения на нем было не более 1 В.

При установке датчика-распределителя или датчика-генератора необходимо провернуть на нужный угол коленчатый вал ДВС против хода, потом медленно проворачивая его по ходу, установить маховик на отметке, соответствующей моменту искрообразования в первом цилиндре. Запустив двигатель, необходимо проверить правильность установки угла опережения зажигания с помощью стробоскопического прибора (любого типа) на оборотах холостого хода. Корректировку момента искрообразования осуществляют поворотом корпуса датчика-распределителя за счет прорезей на фланце. Нормальная работа двигателя на всех режимах будет гарантирована только в случае правильной установки угла опережения зажигания.

8.2.4 Система зажигания, как правило, работает с серийными катушками зажигания. В процессе эксплуатации катушки зажигания требуют проверки и испытания на межвитковое замыкание, испытание изоляции и обрыв обмотки.

8.2.5 Свечи зажигания служат для воспламенения газовоздушной смеси в цилиндрах двигателя. На некоторых газовых двигатель-генераторах применяют авиационные свечи зажигания типа «СД». Своевременное высококачественное техническое обслуживание свечей зажигания значительно повышает надежность работы двигателей и позволяет увеличить их межремонтные и амортизационные сроки службы. Техническое обслуживание свечей зажигания производят только при строгом соблюдении правил обращения с ними, наличии специального оборудования и инструмента:

- прибора для испытания свечей на искрообразование и герметичность;
- сушильного электрического шкафа;
- специальных ключей для снятия и установки свечей;
- приспособления для регулировки зазоров между электродами свечи;
- свечных шупов;
- специальных стеллажей для хранения и просушивания свечей.

8.2.6 Для испытания свечей на искрообразование и герметичность в условиях эксплуатации имеются различные по конструкции приборы. Проверку свечей на искрообразование проводят в специальной искровой камере под избыточным давлением сухого воздуха 15 кг/см<sup>2</sup>. Свечу считают годной, если в течение 30 с нет заметных па глаз перебоев, а перебегание искр наблюдается не менее, чем на трех электродах. Проверку свечи на герметичность производят под избыточным давлением 40

кг/см<sup>2</sup>. Свечу считают годной, если в течение 30 с просачивание воздуха через уплотнительные соединения изолятора не более 30 пузырей. Для просушивания свечей зажигания обычно используют стандартный сушильный шкаф (максимальная рабочая температура 250 °С, напряжение 220 В, мощность 1,6 кВт). Шкаф снабжен устройством для регулирования рабочей температуры. Внутри шкафа устанавливают стеллажи с отверстиями под свечи, подлежащие просушиванию.

8.2.7 Проверку зазоров между центральным и боковыми электродами производят специальными свечными щупами. Щупы могут быть круглыми, изготовленными из стальной рояльной проволоки и плоскими, изготовленными из ленточной стали. В комплект входят плоские или круглые щупы размером 0,10; 0,15; 0,20; 0,25; 0,30; 0,35; 0,40; 0,45; 0,50; 0,55 и 0,60 мм. Для обеспечения сохранности свечи переносят (со склада к месту установки, на склад, для отправки в ремонт и т.д.) в таре завода-изготовителя или на специальных стеллажах, изготовленных из просушенного дерева и рассчитанных на переноску одного комплекта свечей двигателя. Стеллажи используют также для хранения свечей, снятых с двигателя при регламентных работах.

8.2.8 Промывку свечей от загрязнений производят в специальной металлической ванне с помощью волосяных щеток и кистей. Примерный размер ванны 250×150×100 мм. Для установки свечей ванна должна быть снабжена двумя подставками, рассчитанными на комплект свечей. Обдувку промытых свечей сжатым воздухом производят при давлении до 1,0 - 1,5 кг/см<sup>2</sup>.

8.2.9 Свечи снимают в сроки, установленные регламентом по данному двигателю, или при отказе их в работе. Следует избегать неподложенных по регламенту съемок свечей с двигателя, так как частые съемки могут вывести свечи из строя. В случае неудовлетворительной работы двигателя не следует заменять свечи, не определив точно причины неисправности.

Свечи, снятые с двигателя досрочно и подлежащие снова установке на двигатель, должны храниться в сухом помещении на стеллажах для переноски и хранения свечей. Запрещается хранить свечи «навалом».

В таблице 4 приведены основные неисправности свечей, вызывающие перебои в работе двигателя, и способы их устранения или предупреждения.

Таблица 4 - Основные неисправности свечей и способы их устранения

Неисправность	Причины неисправности	Способ устранения или предупреждения неисправности
1	2	3
Отсутствует искрообразование на электродах свечей при зазоре между ними в пределах нормы (отложения нагара небольшие)	Трецины в изоляторе, трещины или пробой трубки экрана, в результате ударов, применение больших усилий при установке и снятии или регулировке зазоров со вставленным между электродом щупом	Соблюдать правила обращения со свечами; не регулировать зазоры со вставленным между электродами щупом; свечи с трещинами или пробоями изоляции забраковать
Поверхностный разряд по экрану (зазор между электродами в пределах нормы)	1. Загрязнена внутренняя поверхность экрана 2. Наличие влаги на экране	Протереть поверхность чистой хлопчатобумажной тканью, смоченной в бензине, и обдувать сухим сжатым воздухом давлением 1,0 - 1,5 кг/см <sup>2</sup>
Обгорание ввертной части свечи	Нарушение герметичности свечей в свечном гнезде. Это происходит в результате слабой затяжки свечи и установки под нее некондиционного уплотнительного кольца	Установку свечей на двигатель производить в соответствии с указаниями завода-изготовителя. Свечи с обгоревшей резьбой забраковать
Выпадение боковых электродов	Некачественная пайка заводом-изготовителем	Свечу с выпавшим электродом забраковать
Зазор между электродами больше нормы	Обгорание электродов в результате длительной работы	Свечи, имеющие повышенное обгорание электродов и большой зазор, направить в ремонт

**Примечание** - В настоящей таблице приведены только основные неисправности, относящиеся к самим свечам зажигания. Необходимо иметь в виду, что перебои в работе свечей могут быть вызваны неисправностью других элементов системы зажигания. Контроль за работой системы зажигания на работающем двигателе производят с помощью стробоскопического прибора, а свечей зажигания - по температуре выхлопных газов.

### 8.3 Масляная система

8.3.1 Запас масла принимают на срок, оговоренный в задании на проектирование ЭСН.

8.3.2 При наружной установке резервуаров запаса масла и низких температурах предусматривают подогрев масла в резервуарах до температуры, обеспечивающей перекачку масла.

8.3.3 Перекачку масла рекомендуется осуществлять шестеренчатыми электронасосами, а в качестве резервного предусматривать насосы с ручным приводом.

8.3.4 Запас масла для ЭСН хранят в специальных металлических резервуарах или в бочках. Резервуары должны быть защищены от статического электричества и иметь молниезащиту. При хранении запаса масла в бочках на открытой площадке или под навесом должно быть предусмотрено специальное помещение для разогрева бочек. При хранении бочек с маслом на закрытом складе должно быть предусмотрено его отопление, обеспечивающее подогрев масла до температуры плюс 10 °C.

8.3.5 Масляная система ЭСН должна обеспечивать потребность двигателя и генератора, прием, хранение и учет расхода масла, подачу чистого масла в мерную емкость и маслобаки агрегатов, слив отработанного масла, очистку масла на участке регенерации, очистку масла непосредственно в маслобаке агрегата.

8.3.6 Расходные баки масла объемом 5 м<sup>3</sup>, устанавливают в специальном помещении, отделенном стенами из несгораемых материалов с пределами огнестойкости не менее 0,75 ч. Это помещение должно иметь выходы в другие помещения ЭСН через тамбур и непосредственно наружу.

8.3.7 Расходные баки емкостью свыше 1 м<sup>3</sup> должны иметь аварийный слив. Аварийный слив масла осуществляют в наружный подземный резервуар, расположенный вне здания ЭСН на расстоянии не менее 1 м от «глухой» стены здания и не менее 5 м при наличии в стенах проемов. Аварийный трубопровод каждого бака должен иметь только одну задвижку, установленную в удобном для обслуживания и безопасном при пожаре месте. При установке расходных баков в отдельном помещении эту задвижку устанавливают вне помещения. Диаметр трубопровода аварийного слива должен обеспечивать самотечный слив из баков за время не более 10 мин.

8.3.8 Расходный бак должен иметь переливной трубопровод, обеспечивающий слив масла самотеком в резервуар аварийного слива с расходом не менее 1,2 производительности перекачивающего насоса.

8.3.9 Расходные баки должны иметь дыхательную систему, исключающую попадание паров масла в помещение ЭСН. Дыхательные трубопроводы должны выводиться наружу здания и иметь молниеотводы. Огневые предохранительные клапаны не предусматривают.

8.3.10 Расходный бак должен иметь фильтр грубой очистки, установленный на трубопроводе, подающем масло в бак. Фильтр может размещаться как внутри бака, так и вне него. Нижнюю часть патрубка на этом трубопроводе внутри бака следует размещать на высоте не менее 50 мм от днища бака.

8.3.11 Отработанное масло откачивают из системы насосом в специально предусмотренную емкость или переносную тару. Объединять трубопроводы чистого и отработанного масла запрещается.

8.3.12 Масляная система ЭСН должна предусматривать возможность промывки и быть защищенной от коррозии. Следует применять параллельную прокладку маслопроводов и трубопроводов теплоснабжения для предохранения масла от переохлаждения.

8.3.13 Для поддержания ЭСН в готовности к быстрому запуску в холодное время, масляные баки агрегатов ЭСН должны иметь обогрев.

8.3.14 Масло для смазки должно сохранять свои качества в диапазоне возможных температур наружного воздуха.

8.3.15 Расходные баки должны быть оборудованы уровнемерами, предусматривающими возможность сигнализации максимального и минимального уровня масла.

8.3.16 Целесообразна проработка вопроса использования для смазки подшипников генератора масла, применяемого в приводе электроагрегата.

#### **8.4 Системы охлаждения и технического водоснабжения**

8.4.1 На ЭСН с ГТУ, как правило, применяют системы воздушного охлаждения. Допускается применение систем воздушно-водяного охлаждения.

Водоснабжение электростанции ДВС должно обеспечивать нормальную работу системы охлаждения всех электроагрегатов вnominalном режиме с учетом:

- восполнения безвозвратных потерь в системе охлаждения технической воды внешнего контура, принимают ориентировочно в размере до 3 % от общего расхода оборотной воды, а также продувки

оборотной системы для поддержания солевого равновесия, размер которой составляет до 2 % от общего расхода оборотной воды (в зависимости от выбранного типа охладителя указанные значения должны быть уточнены расчетом);

- подпитки умягченной водой внутреннего контура охлаждения 0,1 % от объема первоначальной заправки;
- потребности в воде на вспомогательные нужды.

8.4.2 Для внутреннего контура системы охлаждения двигателей может быть использован конденсат, умягченная вода котельной. При невозможности централизованного получения умягченной воды необходимо предусмотреть приготовление ее на ЭСН с помощью дистиллятора.

8.4.3 Для электроагрегатов с двухконтурной системой охлаждения качество воды внешнего контура должно соответствовать требованиям завода-изготовителя. Вода этого контура, как правило, должна быть без механических примесей и следов нефтепродуктов.

8.4.4 В качестве охладителей воды для внешнего контура электроагрегатов целесообразно использовать аппараты воздушного охлаждения.

8.4.5 Блок радиаторного охлаждения, как правило, размещают в помещении, в котором поддерживают температуру воздуха, исключающую его размораживание.

Допускается применять в системе охлаждения жидкости, замерзающие при низких температурах (антифриз, тосол). При этом блок охлаждения устанавливают в отдельном не отапливаемом помещении или на специальной площадке.

8.4.6 Система охлаждения должна исключать возможность замерзания и превышения давления в холодильниках двигателя (значений, установленных заводами-изготовителями). Емкость бака обессоленной воды для подпитки внутреннего контура охлаждения должна обеспечивать работу контура в течение 10 сут. Резервные ЭСН с ГТД должны допускать запуск и последующую работу без снабжения технической водой.

## **8.5 Системы забора воздуха и выхлопа**

8.5.1 Параметры воздуха, поступающего в ЭСН, должны соответствовать требованиям завода-изготовителя.

8.5.2 Комплексное устройство воздухоподготовки ЭСН должно обеспечивать исключение попадания посторонних предметов (в том числе льда) в двигатель, очистку циклового воздуха, противообледенительную защиту, снижение шума на всасе до санитарных норм, безаварийную работу при засорении фильтрующих элементов (наличие байпаса).

8.5.3 При отсутствии требований завода-изготовителя к качеству циклового воздуха принимают:

- для ГТД остаточную среднегодовую запыленность не более 0,3 мг/м<sup>3</sup>, в том числе с концентрацией пыли с размером частиц более 20 мкм не выше 0,03 мг/м<sup>3</sup>. Допускается кратковременная (не более 100 ч в год) концентрация пыли до 5 мг/м<sup>3</sup> с частицами размером не более 30 мкм;

- для агрегатов с поршневым приводом предельную запыленность воздуха не более 5 мг/м<sup>3</sup>.

8.5.4 Газоотводящее устройство на выхлопе двигателя должно обеспечивать отвод продуктов сгорания и снижение шума на выхлопе до санитарных норм. Высоту трубы определяют с учетом обеспечения допустимых концентраций вредных веществ в выбросах.

8.5.5 Для основных (базовых) ЭСН с ГТД с целью повышения их экономичности предусматривают утилизацию тепла отходящих газов. Отсутствие утилизации должно иметь технико-экономическое обоснование.

8.5.6 Для ЭСН с поршневым приводом предусматривают глушитель. Глушитель устанавливают на кровле ЭСН или на отдельно стоящих металлических конструкциях и заканчивают выхлопной трубой и при необходимости оборудуют искрогасителем.

8.5.7 Общее сопротивление всасывающего и выхлопного тракта, включая глушитель, определяют расчетом. Величина его не должна превышать значения, указанного в технических условиях на поставку электроагрегата.

8.5.8 Блок подготовки воздуха системы охлаждения генератора должен обеспечивать очистку воздуха от пыли, снега и капельной влаги, подогрев генератора и возбудителя перед пуском и в период нахождения в горячем резерве (потоком подогретого воздуха при неподвижном роторе) при отрицательных температурах наружного воздуха.

## **8.6 Приводной двигатель (ГТД и ДВС) генератора**

8.6.1 Двигатель должен обеспечивать длительную устойчивую параллельную работу генератора с энергосистемой любой мощности с двигателями аналогичных типов, а также на автономную нагрузку.

8.6.2 Запуск ГТД осуществляют с помощью электростартера, пускового дизеля или турбодетандера, работающего на газе, сжатом воздухе или другим способом. Запуск ДВС осуществляют электростартером или сжатым воздухом. При воздушной системе пуска емкость баллонов воздуха должна обеспечивать 4 - 6 пусков ДВС и 3 - 4 пуска ГТД без пополнения баллонов. Заполнение емкостей сжатого воздуха для пуска двигателей предусматривают от автономных компрессоров.

8.6.3 Главный насос смазки и регулирования ГТД должен иметь привод от вала двигателя, резервный (пусковой) - от электродвигателя переменного тока, аварийный - от электродвигателя постоянного тока. Резервный и аварийный маслонасосы должны иметь устройство технологического АВР.

8.6.4 Конструкция двигателя должна предусматривать возможность осмотра сборочных единиц и деталей в соответствии с регламентом технического обслуживания без вскрытия других элементов, имеющих более длительный межремонтный ресурс.

8.6.5 Применение одновальных ГТУ, обеспечивающих более высокую динамическую устойчивость электроагрегата, предпочтительно с точки зрения параллельной работы.

8.6.6 ГТД должен работать надежно с мощностью на 20 % выше номинальной при снижении температуры атмосферного воздуха ниже значения, установленного для нормальных условий и без превышения номинальной температуры газа перед турбиной.

8.6.7 Должно предусматриваться устройство для обеспечения проворота ротора турбогенератора.

8.6.8 Конструкция ГТД должна обеспечивать отбор воздуха в пределах 1 % на технологические нужды и обогрев воздухоочистительного устройства.

8.6.9 Регулятор частоты вращения двигателя должен обеспечивать длительную устойчивую работу с номинальной мощностью при отклонении частоты вращения выходного вала привода генератора от 98 до 101 % номинальной. При аварийных режимах в энергосистеме допускают работу генератора с частотой вращения до 92 % и более 101 %.

8.6.10 На холостом ходу должна обеспечиваться возможность регулировки частоты вращения выходного вала от 90 до 105 % от номинальной с ГЩУ или по месту (для синхронизации генератора).

8.6.11 Верхний предел статического регулирования частоты вращения выходного вала не должен превышать 4 % от номинальной частоты вращения с возможностью его регулирования на месте эксплуатации от 4 до 0 %. Степень нечувствительности регулирования частоты вращения при любой нагрузке не должна превышать 0,1 % номинальной частоты вращения.

8.6.12 Регулирование частоты вращения и управление подачей топлива считают устойчивым, если:

- значение двойной амплитуды установившихся колебаний, вызываемых устройствами регулирования частоты вращения, не превышает 0,4 % номинальной частоты вращения генератора, работающего на изолированную сеть при установившейся нагрузке;

- значение двойной амплитуды установившихся колебаний подводимой энергии, вызываемых устройствами регулирования частоты вращения и управления подачей топлива, не приводит к изменению мощности генератора свыше 8 % от номинальной при работе параллельно с другими агрегатами в сеть, при номинальной частоте вращения и установившейся нагрузке.

8.6.13 Должна обеспечиваться устойчивая работа агрегата при одиночной и параллельной работе в следующих режимах:

- при работе на стационарных режимах и нагрузках от холостого хода до 1,2 номинальной мощности (для ГТУ) или 1,1 номинальной мощности (для ДВС);

- при мгновенных сбросах нагрузки равной 100 % номинальной и набросах частичных нагрузок допускается отклонение частоты вращения не более  $\pm 7,5\%$  от номинальной. Время восстановления частоты с точностью  $\pm 0,5\%$  должно составлять не более 5 с.

Мгновенный сброс 100 % нагрузки не должен приводить к остановке энергетической газовой турбины. Допустимые режимы загрузки турбины должны быть установлены в ТУ на поставку.

8.6.14 Помимо регулятора частоты вращения в схеме регулирования должно быть предусмотрено устройство для быстрой кратковременной разгрузки ГТУ (электрогидравлический преобразователь),

действующей по факту аварии в главной электрической схеме электростанции (возникновение КЗ, внезапное отключение нагрузки и пр.) на кратковременное закрытие регулирующих клапанов с их последующим открытием (после окончания импульса) до прежнего значения.

8.6.15 Автомат безопасности должен надежно отключать ГТУ при повышении частоты вращения на 10 - 15 % выше номинальной.

8.6.16 Выбросы вредных веществ с отработавшими газами не должны превышать нормативов, установленных в ГОСТ 29328.

## 8.7 Система утилизации тепла

8.7.1 Утилизацию тепла уходящих газов ГТУ и ДВС рассматривают как важное направление деятельности в области энергосбережения.

Температурный потенциал уходящих газов, составляющий 300 - 500 °C, необходимо использовать для получения пара и привода паровой турбины. Паровая турбина может вращать как дополнительный нагнетатель, так и электрогенератор. Такое техническое решение позволяет получить установку с более высоким общим КПД.

8.7.2 Тепловую энергию выхлопных газов на объектах ОАО «Газпром» используют для теплоснабжения производственных зданий, жилых поселков и других элементов инфраструктуры.

8.7.3 Для утилизации тепла необходимо использовать энергетические установки, функционирующие как по парогазовому циклу, так и БПГУ - в перспективе.

8.7.4 БПГУ должны иметь в своем составе второй замкнутый контур, где в качестве рабочего тела используют органические жидкости с низкой температурой кипения - изобутан, изопентан, хладоны (R 142 B и R 134 A) и др.

8.7.5 Одним из наиболее распространенных методов утилизации тепла уходящих из турбины газов является использование их в УТО для нагрева воды с целью отопления и горячего водоснабжения.

8.7.6 Регулирование расхода газа через котел-utiлизатор осуществляют путем изменения положения заслонки, расположенной внутри выхлопного патрубка.

8.7.7 Устройство, эксплуатация и освидетельствование котлов-utiлизаторов с давлением свыше 0,7 атм должны соответствовать [12].

8.7.8 У каждого котла-utiлизатора на выхлопном тракте в непосредственной близости от места его обслуживания должно быть байпасное устройство, позволяющее оперативно отключить котел-utiлизатор выхлопного тракта в случае возникновения аварийной ситуации. При этом должна быть обеспечена возможность перепуска выхлопных газов мимо котла.

8.7.9 По окончании монтажа котла-utiлизатора проводят его испытание при различных режимах работы двигателя и влиянии газового сопротивления всего тракта выхлопа на мощность и экономичность агрегата.

8.7.10 Котел-utiлизатор должен иметь порядковый номер, металлическую табличку с указанием завода-изготовителя, заводского номера, года изготовления, номинальных значений основных параметров.

8.7.11 Эксплуатация котлов-utiлизаторов должна быть возложена на тепломеханическую группу ЭСН.

8.7.12 На ЭСН должна быть разработана инструкция по эксплуатации котлов-utiлизаторов, основанная на руководстве по эксплуатации конкретной установки.

8.7.13 Включение котла-utiлизатора в работу производят лишь после установления режима работы двигателя. При этом необходимо сначала постепенно открыть заслонку на котле, а затем закрыть заслонку на байпасе.

8.7.14 Заполнение котла-utiлизатора водой необходимо производить постепенно, при этом должен быть полностью открыт вентиль для удаления воздуха из котла, который следует закрыть лишь после того, как из него пойдет вода.

8.7.15 В паровых котлах, после поднятия давления пара до рабочего, следует проверить действие предохранительных клапанов.

8.7.16 При отключении котла-utiлизатора следует, в первую очередь, открыть байпасную заслонку для газов и только после этого закрыть заслонку на котле. Весь поток уходящих газов выбрасывается в обход поверхностей нагрева УТО.

8.7.17 Время пуска и остановки котла-utiлизатора, а также обнаруженные на котле дефекты, должны быть записаны в суюточную ведомость ЭСН.

8.7.18 Температура наружной поверхности котлов-utiлизаторов в местах доступных для обслуживающего персонала должна быть не более 45 °C.

8.7.19 При длительной остановке котла-utiлизатора принимают меры к предохранению его от коррозии и размораживания.

8.7.20 Сроки очистки котлов от накипи устанавливают в зависимости от качества питательной воды и используемых технологий очистки.

8.7.21 Котел-utiлизатор, находящийся в эксплуатации, периодически подвергают техническому освидетельствованию инспекцией Котлонадзора.

## **8.8 Указания по монтажу и эксплуатации**

Монтаж ЭСН выполняют силами монтажно-наладочной бригады предприятия-изготовителя и (или) заказчика в соответствии с требованиями монтажного чертежа.

Детали, поступающие на сборку и монтаж, должны иметь сопроводительную документацию, удостоверяющую их соответствие технической документации и возможность их дальнейшего использования.

В процессе монтажа, пусконаладочных работ и технической эксплуатации ЭСН заказчик обеспечивает:

- готовность фундамента для ЭСН - по согласованному заданию на фундамент;
- готовность необходимых грузоподъемных устройств и площадок для монтажа и обслуживания ЭСН;

- комплектование, наладку и подключение РУ - 6 кВ к ЭСН;
- размещение пультов комплекса управления и пожаротушения;
- подготовку и подвод топливного и пускового газа под рабочим давлением;
- заправку маслом, технологические растворы и смазки;
- испытательные и рабочие напряжения для электрооборудования;
- подключение передвижной установки для промывки двигателя.

Эксплуатацию ЭСН производят в соответствии с требованиями настоящих Правил, Руководства по технической эксплуатации и [2].

Допускается выполнение отдельных работ на поднадзорных образцах по согласованным эксплуатационным указаниям разработчика ЭСН.

Работоспособность ЭСН в течение назначенных ресурсов обеспечивается при условии выполнения эксплуатирующей организацией требований, изложенных в инструкции по эксплуатации.

Изготовитель ЭСН обеспечивает сервис и поставляет необходимые запасные части для электростанции. Продолжительность обслуживания изготовителем ЭСН определяют соответствующим договором.

Заказчик обеспечивает подготовку к эксплуатации и эксплуатацию ЭСН в соответствии с требованиями ТУ и по условиям договора на поставку электростанции.

## **9. Электротехническая часть**

### **9.1 Общие положения**

9.1.1 Главная схема и оборудование электростанций напряжением 6 (10) кВ.

Главная схема электростанции должна обеспечивать:

- выдачу 100 % расчетной рабочей мощности на генераторном напряжении 10,5 или 6,3 кВ в любом рабочем режиме электростанции;
- достаточную гибкость и надежность работы во всех рабочих, ремонтных и аварийных ситуациях;
- наличие резервной вращающейся генераторной мощности в рабочих или ремонтных режимах;
- возможность включения в работу не менее одного электроагрегата, находящегося в холодном резерве;
- возможность расширения электростанции.

9.1.2 Главное распределустройство генераторного напряжения ЗРУ-6 (10) кВ, как правило, должно быть выполнено общим для всех генераторов и состоять не менее чем из двух секций, объединенных секционным выключателем. Рекомендуется применение кольцевой схемы сборных шин генераторного напряжения с количеством секций не менее трех.

Для генераторов мощностью более 10 МВт допускают применение блочных схем генератор - повышительный трансформатор 10/110 (220) кВ, но это требует соответствующего обоснования.

9.1.3 Подключение потребителей рекомендуется выполнять непосредственно от шин генераторного напряжения либо через трансформаторы (особенно при изолированной нейтрали). При наличии большого количества мелких потребителей допустимо образование отдельного реактированного ЗРУ-СП-10 кВ с возможностью питания через понизительные трансформаторы.

9.1.4 Должна быть предусмотрена возможность подключения к шинам генераторного напряжения двух повышающих трансформаторов 6 (10)/110 кВ или линий связи 6 (10) кВ с соседними электростанциями.

9.1.5 Собственные нужды электростанции должны быть питаны непосредственно от шин генераторного напряжения.

9.1.6 Распределительные устройства ЗРУ-6 (10) кВ и ЗРУ-СП-6 (10) кВ должны быть выполнены на базе комплектных распределительных с вакуумными или элегазовыми выключателями.

9.1.7 Для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений в ЗРУ-6 (10) кВ и ЗРУ-СП-6 (10) кВ должны быть применены ОПН. Они должны быть установлены в каждой ячейке с выключателем - со стороны отходящей линии, а также один комплект - общий на каждой секции шин. При необходимости допускается дополнительная защита с помощью RC-цепочек. ОПН и RC-цепочки должны допускать длительную работу под линейным напряжением сети.

9.1.8 Должно быть предусмотрено частичное заземление нейтрали сети 6 (10) кВ через резисторы, обеспечивающие активную составляющую тока металлического однофазного замыкания, не превышающую 30 - 40 А.

9.1.9 В оборудование главной схемы должны входить следующие устройства РЗ и ПА:

- на линиях связи с системой - токовая отсечка или дифференциальная защита, максимальная токовая защита, защита от замыкания на землю, делительная защита, сигнализация перегрузки;
- общесекционные защиты - дифференциальная и дуговая каждой секции, защита минимального напряжения с действием на отключение отходящих линий (по выбору), автоматическая частотная разгрузка, автоматика быстрой разгрузки работающих генераторов при внезапном отключении одного из них с действием на отключение отходящих линий (по выбору);
- генераторы с устройствами защиты, предусмотренными в 9.2.30;
- синхронизации (точной ручной и автоматической) на выключателях генераторов, всех секционных выключателях и выключателях связи с энергосистемой;
- частичное заземление нейтрали, оснащенные автоматикой, обеспечивающей селективное определение присоединения с ОЗЗ, либо его отключение.

9.1.10 Все устройства РЗ и ПА предпочтительно выполнять на базе цифровой техники с учетом обеспечения работоспособности в условиях низких температур.

9.1.11 Управление выключателями осуществляют с ГЩУ, при этом должна быть обеспечена соответствующая аварийная и предупредительная сигнализация. Для опробования и наладки должно быть предусмотрено местное управление из ячеек, осуществляющееся переключателями выбора режима управления.

9.1.12 Для управления и сигнализации применяют оперативный постоянный ток напряжением до 220 В.

9.1.13 В ЗРУ-6 (10) кВ и ЗРУ-СП-6 (10) кВ должны быть выполнены механические и электромагнитные блокировки с целью предотвращения неправильных операций оперативным персоналом.

9.1.14 Схемы защиты, автоматики и управления должны быть выполнены так, чтобы исчезновение и последующее восстановление напряжения в оперативных цепях не приводило к ложному их действию или отключению присоединений.

9.1.15 Применение высоковольтных плавких предохранителей не допускается (кроме установки для защиты трансформаторов напряжения).

9.1.16 Для питания трансформаторов КЦ и АВО газа должны применяться радиальные схемы.

## 9.2 Генератор

9.2.1 Номинальная мощность должна соответствовать максимальной мощности приводного двигателя, получаемой в условиях низких температур воздуха. Частота вращения - 3000 (1000; 1500) об/мин, номинальное напряжение 0,4, 6,3 (10,5) кВ, коэффициент мощности - 0,8, соединение обмоток - звезда.

9.2.2 Изоляция обмотки статора и ротора должна быть класса нагревостойкости F с тепловым использованием в классе В. Предельно допустимую температуру обмоток генератора определяет инструкция завода-изготовителя, но она не должна быть более 90 °С.

9.2.3 Генератор должен иметь, как правило, воздушное охлаждение, рассчитанное на работу при температуре окружающего воздуха от минус 55 до +45 °С, влажности 98 % при 25 °С, запыленности 0,5 г/м<sup>3</sup>.

9.2.4 Со стороны нулевых выводов в генераторе должны быть установлены трансформаторы тока для дифференциальной и максимальной токовой защиты.

9.2.5 Генератор должен допускать аварийные перегрузки по току статора на 10 % в течение 60 мин и двукратную - в течение 1 мин при номинальных значениях напряжения, частоты и коэффициента мощности.

9.2.6 Генератор, включая все элементы возбуждения, должен выдерживать без повреждений двух- и трехфазное КЗ на выводах в течение 5 с. После отключения КЗ должно обеспечиваться достижение номинального напряжения с точностью 1 % за время не более 1,5 с.

9.2.7 Валопровод турбина-генератор должен выдерживать действие повышенного знакопеременного пульсирующего момента (уточняется при проектировании), обусловленного действием апериодической составляющей тока КЗ.

9.2.8 Генератор должен обеспечивать длительную устойчивую параллельную работу с энергосистемой любой мощности, с генераторами аналогичной и разных серий, а также на автономную нагрузку.

9.2.9 Генератор должен допускать мгновенный сброс и наброс нагрузки, равной номинальной мощности, и запуск асинхронного двигателя с пусковым током, не превосходящим двукратный номинальный ток генератора.

9.2.10 Генератор должен допускать длительную работу при несимметричной нагрузке (коэффициент небаланса токов в фазах до 20 %), если токи в фазах не превышают номинального значения. Коэффициент небаланса линейных напряжений при этом не должен превышать 5 % от установившегося значения.

9.2.11 Характеристики генератора и системы возбуждения должны обеспечивать надежное возбуждение генератора при частоте вращения 92 - 105 % от номинальной и качество электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109.

9.2.12 Параметры генератора и возбудителя должны обеспечивать значение установившегося тока трехфазного КЗ на выводах генератора не менее трехкратного номинального тока статора.

9.2.13 Тип возбуждения - бесщеточное с контролем тока возбуждения генератора.

9.2.14 Система возбуждения должна допускать возможность работы как с АРВ, так и с ручным регулированием возбуждения. Должна быть обеспечена возможность переключения режима возбуждения без отключения генератора от сети.

9.2.15 Регулятор напряжения подключают к трансформаторам тока, устанавливаемым со стороны рабочих выводов генератора.

9.2.16 Должна быть предусмотрена релейная форсировка возбуждения, действующая при снижении напряжения генератора ниже 0,85 от номинального. Кратность форсировки должна быть достаточной для обеспечения значения установившегося трехфазного КЗ на зажимах генератора не менее трехкратного номинального тока. Допустимое время форсировки должно определяться по тепловой характеристике ротора, но составлять не менее 20 с.

9.2.17 Увеличение напряжения генератора сверх номинального при работе регулятора возбуждения и форсировки, связанной с подключением нагрузки, не должно быть более 10 %, у бесщеточных систем возбуждения более 20 %.

9.2.18 Система АРВ генератора при подключении номинальной нагрузки не должна допускать снижение напряжения более чем на 20 % от номинального в течение 2 с. Допускается снижение напряжения в пределах 40 % от номинального напряжения турбогенератора в течение 0,1 с.

9.2.19 В системе возбуждения должна быть предусмотрена возможность подключения внешних контактов, дающих команду на гашение поля, при поступлении которой система возбуждения должна обеспечивать полное развозбуждение генератора.

9.2.20 В системе возбуждения должны быть сформированы следующие сигналы для передачи на пульт управления электростанции: «неисправность возбудителя», «форсировка возбуждения», «готовность АРВ к пуску».

9.2.21 Система возбуждения генератора должна быть выполнена таким образом, чтобы:

- отключение любого из коммутационных аппаратов АРВ и управления возбудителем не приводило к ложным форсировкам возбуждения в процессе пуска, останова и работы генераторов;
- исчезновение напряжения оперативного тока в цепях АРВ и управления возбудителем не приводило к нарушению работы генератора.

9.2.22 Распределение реактивных мощностей при параллельной работе генераторов должно осуществляться с помощью устройств, создающих статизм внешних характеристик по реактивному току. Степень статизма внешней характеристики по реактивному току должна составлять 3 % с возможностью регулирования в диапазоне 0 - 3 %. При этом отклонение напряжения от напряжения, установленного по статической характеристике, не должно превышать  $\pm 1,5 \%$ .

9.2.23 Генератор включают на параллельную работу в сеть методом точной синхронизации (автоматической или ручной).

9.2.24 Генератор, как правило, изготавливают на подшипниках скольжения с циркуляционной смазкой под давлением. Подшипник со стороны ГТД должен быть упорноопорным.

9.2.25 На корпусах подшипников должны быть предусмотрены площадки для вибродатчиков.

9.2.26 В патрубках подшипников генератора, масляных уплотнениях, предназначенных для слива масла, должны быть смотровые окна для наблюдения за струей выходящего масла. В патрубках подшипников должны быть устройства для установки индикатора температуры и датчиков дистанционного измерения температуры.

9.2.27 Для измерения температуры активной стали сердечника и обмотки статора, в статор должно быть уложено не менее шести термопреобразователей сопротивления. Должны быть предусмотрены термопреобразователи для измерения температуры охлаждающего воздуха.

9.2.28 Генератор должен быть оборудован системой пожаротушения.

9.2.29 Для предотвращения циркуляции токов через вал и подшипники генератора должна быть предусмотрена изоляция подшипников со стороны возбудителя генератора.

9.2.30 Генераторы мощностью более 1 МВт по [3] должны быть оборудованы следующими устройствами защиты:

- дифференциальной защитой;
- максимальной токовой защитой с комбинированным пуском напряжения с действием на отключение смежных секционных выключателей (1-я ступень) и на отключение выключателя генератора (2-я ступень);
- защитой от замыканий на землю в обмотке статора;
- защитой от потери возбуждения;
- сигнализацией перегрузки;
- защитой от обратной мощности с выдержкой времени (для генераторов с приводом от ГТД, кроме ГТД со свободной силовой турбиной);
- обеспечением отключения генератора от защит двигателя;
- устройством гашения поля генератора;
- сигнализацией замыкания на землю обмотки возбуждения.

### 9.3 Собственные нужды

9.3.1 ТСН электростанции 6 (10)/0,4 кВ - сухие (при условии надежной работы в интервале температур охлаждающего воздуха от минус 55 до +45 °C) или масляные. Схема соединения обмоток -  $\Delta/Y_0$ . При мощности ТСН до 250 кВА, схема соединения обмоток -  $Y/Y_0$ .

9.3.2 Количество ТСН рекомендуется принимать не менее количества секций сборных шин генераторного напряжения 6 (10) кВ.

9.3.3 Схема собственных нужд каждого турбогенератора должна состоять не менее чем из двух независимых частей (подсистем). Каждая из подсистем должна состоять из понижающего трансформатора 10/0,4 кВ, питающегося отдельной секции 6 (10) кВ, соответствующей секции основного щита КТП 0,4 кВ и питающихся от нее вторичных сборок. Подсистемы должны взаимно резервироваться с помощью устройств АРВ на стороне 0,4 кВ.

9.3.4 Электродвигатели взаиморезервирующих технологических механизмов должны быть разделены на две независимые группы, которые подключают к разным подсистемам. В случае, когда мощность электродвигателей превышает 50 кВт, их подключают непосредственно к шинам КТП. Электрические нагрузки, не имеющие технологического резервирования, подключают к вторичным сборкам, имеющим АРВ со стороны питания.

9.3.5 Выключатели резервного питания секций собственных нужд 0,4 кВ должны быть оборудованы устройством АВР, действующим по факту отключения выключателя рабочего питания (мгновенно) и исчезновения напряжения (с выдержкой времени) с запретом при КЗ на шинах, с обеспечением однократности действия. Для ускорения действия АВР выключатели рабочего питания 0,4 кВ должны быть сблокированы с выключателями рабочего питания ТСН со стороны 10 кВ (при отключении выключателя ТСН со стороны 10 кВ должен отключаться выключатель ТСН со стороны 0,4 кВ, если переключатель АВР введен).

9.3.6 Для аварийного питания ответственных нагрузок 0,4 кВ при потере питания собственных нужд электростанции, а также при ее запуске с «нуля», предусматривают аварийный дизель - генератор соответствующей мощности с автоматическим запуском и включением (с предварительным отключением неответственных нагрузок защитой минимального напряжения).

9.3.7 Управление рабочими, резервными и аварийными выключателями секций 0,4 кВ, а также аварийным дизель-генератором осуществляют автоматически устройствами АВР с главного щита электростанции. Для опробования и наладки должно быть предусмотрено управление с местных панелей управления и переключатели выбора режима управления. Для вводных и секционных выключателей, а также для линий питания сборок 0,4 кВ должны применяться селективные автоматические выключатели.

9.3.8 Сеть 0,4 кВ собственных нужд выполняют с глухозаземленной нейтралью.

9.3.9 Распредустройство 0,4 кВ и сборки 0,4 кВ должны быть комплектными, иметь изолированные шины и оборудованы выдвижными автоматическими выключателями или блоками выключатель - магнитный пускатель (контактор). Применение плавких предохранителей не допускается.

9.3.10 Применяемые выключатели должны быть оборудованы комбинированным расцепителем, а в необходимых случаях - полупроводниковым расцепителем с регулируемыми защитными характеристиками в зоне перегрузки и отсечки. Для линий питания сборок 0,4 кВ применяют селективные автоматические выключатели.

9.3.11 Для защиты от однофазных КЗ линий, отходящих от шин КТП, рекомендуется применять токовые защиты нулевой последовательности, встроенные в расцепители автоматических выключателей, либо выносные токовые релейные защиты нулевой последовательности.

9.3.12 По всем линиям питания ответственных электроприемников должна быть обеспечена селективность действия защит.

9.3.13 При необходимости установки в ответственных сборках 0,4 кВ нестойкой коммутационной аппаратуры следует устанавливать на вводе в сборку токоограничивающие реакторы 0,4 кВ.

9.3.14 В проекте должны быть представлены расчеты токов КЗ и выбора защит в сети 0,4 кВ, а также карты селективности защит. Выбор аппаратуры должен быть выполнен из расчета металлического КЗ, а проверка чувствительности защит - с учетом токоограничивающего действия дуги в месте КЗ и переходных сопротивлений контактов коммутирующих аппаратов по схеме (цепи) до точки КЗ.

9.3.15 Должен быть обеспечен поочередный или поочередно-групповой самозапуск ответственных электродвигателей собственных нужд 0,4 кВ при кратковременных перерывах питания. Для выполнения поочередного самозапуска следует либо применять индивидуальные реле времени, устанавливаемые в схемах управления электродвигателями, либо закладывать его в алгоритм АСУ. Применение групповых реле времени не допускается. При длительных перерывах питания самозапуск запрещается (кроме особо ответственных механизмов, перечень которых должен быть согласован с заказчиком).

9.3.16 При необходимости (определяется расчетом) для ограничения величины пускового тока электродвигателей предусматривать устройства «Плавного пуска».

#### 9.4 Системы постоянного тока

9.4.1 Для питания особо ответственных потребителей (цепей управления, сигнализации, защиты, автоматики, аварийных маслонасосов смазки, аварийного освещения, АСУ и др.) на электростанции должны быть установлены две стационарные аккумуляторные батареи одинаковой емкости напряжением 220 В. Применение одной батареи допустимо для электростанций мощностью до 30 МВт, не имеющих подстанций 110 (220) кВ.

9.4.2 ЩПТ должен состоять из двух секций, соединенных для резервирования через нормально отключенный коммутационный аппарат. Каждая из секций должна быть запитана от своей

аккумуляторной батареи. При установке одной батареи она должна подсоединяться к секциям ЩПТ по схеме разветвки.

9.4.3 Аккумуляторные батареи должны работать в режиме постоянного подзаряда, для чего на каждой секции ЩПТ должно быть подключено свое ПЗУ, питающееся от сети переменного тока. Мощность ПЗУ должна обеспечивать возможность заряда одной батареи, а также одновременный подзаряд двух батарей (когда одно из ПЗУ выведено в ремонт).

9.4.4 Для предотвращения чрезмерного повышения напряжения на шинах управления в режимах дозаряда батареи должен быть предусмотрен специальный отвод между банками батареи и переключатели, с помощью которых в этом режиме питание минусовой шинки управления переводится на этот отвод.

9.4.5 При наличии в схеме электростанции приводов выключателей с потребляемым током включения более 180 А на ЩПТ должны быть образованы три шины: плюс, минус нормального напряжения 220 В, минус повышенного напряжения 258 В. К шинам нормального напряжения подключают сеть аварийного освещения, цепи АСУ, электродвигатели аварийных маслонасосов смазки, цепи управления, защиты и сигнализации. К шинам повышенного напряжения подключают цепи питания приводов выключателей.

9.4.6 В схемах ЩПТ с шиной повышенного напряжения для дозарядки концевых элементов аккумуляторных батарей должны быть установлены специальные подзарядные устройства.

9.4.7 Питание оперативным током распределительств ЗРУ-110 кВ, ЗРУ-10 кВ, ЗРУ-СП-10 кВ, КТП-0,4 кВ и других объектов должно быть выполнено по кольцевым схемам от обеих секций ЩПТ. При этом схема электрических соединений должна быть такой, чтобы в эксплуатации имелась возможность запитать от любой из батарей цепи управления, защиты и сигнализации.

9.4.8 На обеих секциях ЩПТ должны быть установлены устройства контроля изоляции, сигнализации замыканий на землю, контроля уровня напряжения на шинах.

9.4.9 На каждой секции шин постоянного тока должны быть предусмотрены устройства защиты от перенапряжений, выполненные с помощью нелинейных ОПН.

9.4.10 По всем линиям питания постоянным током должно быть обеспечено селективное действие защит. В проекте должны быть представлены расчеты токов КЗ, проверки чувствительности защит, карты селективности.

9.4.11 Компоновка панелей и шкафов ЩПТ должна быть свободной и удобной для эксплуатации и ремонта.

9.4.12 Для защиты присоединений постоянного тока должны быть применены селективные автоматические выключатели с комбинированным расцепителем. Применение плавких предохранителей не допускается.

## 9.5 Системы вспомогательного оборудования

9.5.1 Должно быть предусмотрено аварийное освещение ГЩУ, распределительств, проходов и другого оборудования лампами накаливания, питающиеся переменным током 220 В с автоматическим переключением на постоянный при исчезновении переменного тока.

9.5.2 Для заземления электрооборудования используют специальные заземляющие контуры, а также металлические свайные фундаменты зданий и сооружений.

9.5.3 На случай отключения водяного отопления должен быть предусмотрен электрообогрев помещений и оборудования с постоянно находящимся в помещении обслуживающим персоналом.

9.5.4 Электродвигатели, аппаратура, приборы и кабельная продукция, применяемые во взрывоопасных зонах, должны иметь исполнение в соответствии со стандартами России, гармонизированными с международными стандартами.

9.5.5 Помещения электростанции должны быть оборудованы устройствами телефонной и громкоговорящей связи, устройства связи должны быть обеспечены надежными и хорошо слышимыми средствами вызова.

9.5.6 Кабели на промплощадке должны быть в негорючей оболочке и прокладываться в кабельных этажах, шахтах, лотках и по строительным конструкциям. Должна быть обеспечена легкость осмотра и замены кабелей.

9.5.7 Кабели во взрывоопасных зонах должны быть медными с отдельной жилой для заземления.

9.5.8 Молниезащиту и защитные заземления зданий и сооружений, а также заземление электрооборудования проектируют и поставляют по стандартам России.

9.5.9 Наружные технологические аппараты, надземные трубопроводы и воздуховоды должны быть оборудованы оцинкованными контактными зажимами для присоединений к очагам заземления, для защиты от статического электричества и вторичных проявлений молнии.

9.5.10 Наружное технологическое оборудование, арматура, трубопроводы в необходимых случаях должны быть укомплектованы автоматизированными системами и приборами электрического подогрева с использованием композиционных материалов, обладающих саморегулированием величины тока.

## 10. Организация эксплуатации ЭСН

### 10.1 Задачи и структура

10.1.1 Основной задачей ЭСН является производство, преобразование, распределение и отпуск электрической энергии и тепла потребителям.

10.1.2 ЭСН является основным технологическим звеном энергопроизводства на объектах ОАО «Газпром», связанных общностью режима работы и объединенных централизованным оперативно-диспетчерским управлением, имеет электрическую и тепловую сеть.

10.1.3 Основные обязанности персонала, обслуживающего ЭСН:

- обеспечение максимальной экономичности и надежности энергопроизводства;
- поддержание нормального качества отпускаемой энергии нормированных частоты и напряжения электрического тока, давления и температуры теплоносителя;
- соблюдение оперативно-диспетчерской дисциплины;
- соблюдение договорных условий энергоснабжения потребителей;
- содержание оборудования, зданий и сооружений в состоянии эксплуатационной готовности;
- соблюдение требований взрыво- и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений;
- выполнение требований охраны труда;
- снижение вредного влияния ЭСН на природную среду;
- использование достижений научно-технического прогресса в целях повышения экономичности, надежности, безопасности, улучшения экологического состояния энергообъектов.

10.1.4 Обслуживающий персонал ЭСН обязан осуществлять:

- эффективную работу ЭСН и ее сетей путем снижения производственных затрат, повышения эффективности использования мощности установленного оборудования, выполнения мероприятий по энергосбережению и использованию вторичных энергоресурсов;
- повышение надежности и безопасности работы оборудования, зданий, сооружений, устройств, систем управления;
- обновление основных производственных фондов путем технического перевооружения и реконструкции ЭСН и ее сетей, модернизации оборудования;
- внедрение и освоение новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, повышение квалификации персонала, распространение передовых методов производства;
- технический надзор за эксплуатацией ЭСН и ее сетей, находящихся на территории и подключенных к сети ЭСН.

10.1.5 Каждый работник ЭСН обязан четко знать особенности эксплуатации ЭСН на промышленных объектах отрасли, строго соблюдать трудовую и технологическую дисциплину, правила трудового распорядка, содержать в чистоте и порядке свое рабочее место.

### 10.2 Требования к персоналу ЭСН

10.2.1 К работе на ЭСН и ее оборудовании допускают лиц, имеющих специальное образование и прошедших подготовку в объеме требований к занимаемой должности.

10.2.2 К непосредственному воздействию на органы управления ЭСН допускаются лица, прошедшие профотбор, обучение и получившие удостоверения установленного образца на право управления.

10.2.3 Персонал, назначаемый для руководства работой лиц, действующих на органы управления ЭСН, и лиц, непосредственно обслуживающих ЭСН, должен пройти подготовку в объеме специальных требований.

10.2.4 Работники, обслуживающие и эксплуатирующие ЭСН, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности)

медицинские осмотры для определения пригодности их к поручаемой работе и предупреждения профессиональных заболеваний.

10.2.5 С персоналом, обслуживающим и эксплуатирующим ЭСН, должна проводиться постоянная работа, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание уровня квалификации, обучение и инструктаж по безопасности труда должны иметь непрерывный и многоуровневый характер (Приложение А, В).

К обучению персонала должны привлекаться высококвалифицированные специалисты.

10.2.6 Ответственность за работу с персоналом ЭСН несет лицо, осуществляющее общее руководство ЭСН.

### **10.3 Контроль работы ЭСН и распределительных сетей**

10.3.1 На каждой ЭСН мощностью 10 МВт и более, а также источнике тепловой энергии теплопроизводительностью 50 Гкал/ч (209,5 ГДж/ч) и более, должны быть указаны энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимости технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических и тепловых нагрузок.

10.3.2 Энергетические характеристики должны отражать реально достижимую экономичность работы ЭСН и ее оборудования при выполнении требований настоящих Правил.

10.3.3 В тепловых сетях ЭСН энергетические характеристики составляют по следующим показателям: тепловые потери, удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии, удельный среднечасовой расход сетевой воды, разность температур в подающем и обратном трубопроводах и утечки сетевой воды. Допускается составление энергетической характеристики по показателю температуры сетевой воды в обратном трубопроводе вместо разности температур в подающем и обратном трубопроводах.

10.3.4 Для электрической сети ЭСН нормируемым показателем является технологический расход электроэнергии на ее транспорт (потери в сетях).

10.3.5 По объему, форме и содержанию энергетические характеристики должны соответствовать требованиям действующих нормативных и методических документов.

10.3.6 В электрических и тепловых сетях ЭСН в целях улучшения конечного результата работы должны быть обеспечены:

- требуемая точность измерений расходов энергоносителей и технологических параметров;
- учет (сменный, суточный, месячный, годовой) по установленным формам показателей работы оборудования, основанный на показаниях контрольно-измерительных приборов и информационно-измерительных систем;
- анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования ЭСН, режимов его работы;
- разработка и выполнение мероприятий по повышению надежности экономичности работы оборудования ЭСН, снижению нерациональных расходов и потерь топливно-энергетических ресурсов.

### **10.4 Контроль технического состояния ЭСН**

10.4.1 На каждой ЭСН должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования) технического состояния энергоустановок (оборудования, зданий и сооружений), определены ответственные за их состояние и безопасную эксплуатацию, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные обязанности.

ЭСН подлежат ведомственному техническому и технологическому надзору со стороны специально уполномоченных органов.

10.4.2 Все технологические системы, оборудование, здания и сооружения, входящие в состав ЭСН, подвергают периодическому техническому освидетельствованию.

Техническое освидетельствование производят специально создаваемой комиссией.

Техническое освидетельствование может производиться аудиторскими организациями (firmами).

Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, установление сроков и условий эксплуатации, а также определение мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса ЭСН.

В объем периодического технического освидетельствования должны быть включены: наружный и внутренний осмотр, проверка технической документации, испытания на соответствие условиям безопасности оборудования, зданий и сооружений.

Техническое освидетельствование производят в сроки, установленные действующими инструкциями, но не реже 1 раза в 5 лет.

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт ЭСН.

Эксплуатация ЭСН с аварийно-опасными дефектами, выявленными в процессе контроля, а также с нарушениями сроков технического освидетельствования, запрещена.

10.4.3 Постоянный контроль технического состояния ЭСН и ее оборудования должен производиться оперативным и оперативно-ремонтным персоналом.

Объем контроля устанавливают в соответствии с требованиями НД.

Порядок контроля устанавливают местными производственными и должностными инструкциями.

10.4.4 Периодические осмотры оборудования ЭСН, зданий и сооружений производят лица, ответственные за их эксплуатацию.

Периодичность осмотров устанавливает технический руководитель энергообъекта. Результаты осмотров фиксируют в специальном журнале.

10.4.5 Лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать соблюдение технических условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния, расследование и учет отказов в работе энергоустановок, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

10.4.6 Работники, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений, должны:

- организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования ЭСН и сооружений;
- вести учет технологических нарушений в работе оборудования;
- контролировать состояние и ведение технической документации;
- вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;
- участвовать в организации работы персонала.

10.4.7 Основными задачами органов ведомственного технического и технологического надзора должны быть:

- контроль за соблюдением установленных требований по техническому обслуживанию и ремонту;
- контроль за выполнением правил и инструкций по безопасному и экономичному ведению режима;
- организация, контроль и оперативный анализ результатов расследования причин пожаров и технологических нарушений в работе ЭСН и сетей;
- контроль за разработкой и осуществлением мероприятий по профилактике пожаров, аварий и других технологических нарушений в работе энергооборудования и совершенствованию эксплуатации;
- обобщение практики применения нормативных требований, направленных на безопасное ведение работ и надежную эксплуатацию оборудования;
- организация разработки и сопровождение НД по вопросам промышленной и пожарной безопасности и охраны труда.

## **10.5 Техническое обслуживание, ремонт**

10.5.1 На каждой ЭСН должны быть организованы техническое обслуживание, плановые ремонты и модернизация оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций энергоустановок.

10.5.2 Ответственность за техническое состояние оборудования ЭСН, зданий и сооружений, выполнение объемов ремонтных работ, обеспечивающих стабильность установленных показателей эксплуатации, полноту выполнения подготовительных работ, своевременное обеспечение запланированных объемов ремонтных работ запасными частями и материалами, а также за сроки и качество выполненных ремонтных работ, должна быть возложена на руководителя ЭСН.

10.5.3 Объем технического обслуживания и планового ремонта определяют необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния оборудования ЭСН, зданий и сооружений с учетом их фактического технического состояния.

10.5.4 На все виды ремонта основного оборудования ЭСН, зданий и сооружений, сетей должны быть составлены перспективные (пятилетние) и годовые графики.

10.5.5 Объемы ремонтных работ должны быть предварительно согласованы с организациями - исполнителями (подрядными организациями).

10.5.6 Вывод оборудования ЭСН и сооружений в ремонт и ввод их в работу производят в сроки, указанные в годовых графиках ремонта.

10.5.7 Приемку оборудования ЭСН, зданий и сооружений из капитального и среднего ремонта производит комиссия по программе, согласованной с исполнителями и утвержденной техническим руководителем ЭСН.

10.5.8 Оборудование ЭСН, прошедшее капитальный и средний ремонт, подлежит приемосдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 ч, оборудование тепловых сетей - в течение 24 ч.

10.5.9 При приемке оборудования ЭСН из ремонта производят оценку качества ремонта, которая включает оценку:

- качества отремонтированного оборудования;
- качества выполненных ремонтных работ;
- уровня пожарной безопасности.

Оценки качества устанавливаются:

- предварительно - по окончании приемосдаточных испытаний;
- окончательно - по результатам месячной подконтрольной эксплуатации, в течение которой должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах, проведены испытания и наладка всех систем.

10.5.10 Временем окончания капитального (среднего) ремонта является:

- для электроагрегатов ЭСН - время включения генератора под нагрузку в сеть;
- для тепловой сети ЭСН - время включения сети и установление в ней циркуляции воды;
- для электрических сетей ЭСН - момент включения в сеть, если при включении под напряжение не произошло отказа;
- при ремонте без снятия напряжения - момент сообщения дежурному диспетчеру руководителем работ об их завершении.

Если в течение приемосдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования ЭСН с номинальной нагрузкой, или дефекты, требующие немедленного останова, то ремонт считают незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемосдаточных испытаний.

## **10.6 Техническая документация**

10.6.1 На каждой ЭСН должны быть следующие документы:

- акты отвода земельных участков;
- генеральный план участка с нанесенными зданиями и сооружениями, включая подземное хозяйство;
- геологические, гидрогеологические и другие данные о территории с результатами испытаний грунтов и анализа грунтовых вод;
- акты заложения фундаментов с разрезами шурfov;
- акты приемки скрытых работ;
- первичные акты об осадках зданий, сооружений и фундаментов под оборудование;
- первичные акты испытания устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность, молниезащиту и противокоррозионную защиту сооружений;
- первичные акты испытаний внутренних и наружных систем водоснабжения, пожарного водопровода, канализации, газоснабжения, теплоснабжения, отопления и вентиляции;
- первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;
- акты государственной и рабочих приемочных комиссий;
- утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;
- технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования;
- исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, чертежи всего подземного хозяйства;
- исполнительные рабочие технологические схемы;
- оперативный план пожаротушения;
- документация в соответствии с требованиями органов государственного надзора;

- комплект инструкций по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, должностные инструкции для всех категорий специалистов и для рабочих, относящихся к оперативному (дежурному) персоналу и инструкций по охране труда.

Комплект указанной выше документации должен храниться в техническом архиве ЭСН со штампом «Документы» и при изменении собственника передаваться в полном объеме новому владельцу, который обязан обеспечить его постоянное хранение.

10.6.2 На каждой ЭСН должен быть установлен перечень необходимых инструкций, положений, технологических и оперативных схем. Перечень утверждает технический руководитель ЭСН.

10.6.3 На основном и вспомогательном оборудовании электростанций должны быть установлены таблички с номинальными данными согласно государственному стандарту на это оборудование.

10.6.4 Все основное и вспомогательное оборудование, в том числе трубопроводы, системы и секции шин, а также арматура, шиберы газо- и воздухопроводов, должно быть пронумеровано. Основное оборудование должно иметь порядковые номера, а вспомогательное - тот же номер, что и основное, с добавлением букв А, Б, В и т.д. Нумерацию оборудования производят от постоянного торца здания и от ряда А.

Отдельные звенья системы топливоподачи должны быть пронумерованы последовательно в направлении движения топлива, а параллельные звенья - с добавлением к этим номерам букв А и Б по ходу топлива слева направо.

10.6.5 Все изменения в энергоустановках, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи до ввода в работу за подписью ответственного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и чертежей.

10.6.6 Технологические схемы (чертежи) проверяют на их соответствие фактическим эксплуатационным не реже 1 раза в 2 года с отметкой на них о проверке.

В эти же сроки пересматривают инструкции и перечни необходимых инструкций и технологических схем.

10.6.7 Комплекты необходимых схем должны находиться у диспетчера энергосистемы (если ЭСН подключена к ней), начальника смены ЭСН.

Форма хранения схем должна определяться местными условиями.

10.6.8 Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями, составленными в соответствии с требованиями настоящих Правил на основе заводских и проектных данных, типовых инструкций и других нормативно-технических документов, опыта эксплуатации, результатов испытаний, а также с учетом местных условий. Инструкции должны быть подписаны начальником производственного подразделения (службы) и утверждены техническим руководителем ЭСН.

Инструкции системного значения должны быть согласованы с оперативно-диспетчерским управлением и утверждены АО «Энерго».

10.6.9 В инструкциях по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, средств релейной защиты, телемеханики, связи и комплекса технических средств АСУ должны быть приведены:

- краткая характеристика оборудования, зданий и сооружений;
- критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы энерготеплооборудования;
- порядок подготовки к пуску;
- порядок пуска, останова и обслуживания оборудования, содержания зданий и сооружений во время нормальной эксплуатации и при нарушениях в работе;
- порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования, зданий и сооружений;
- требования по безопасности труда, взрыво- и пожаробезопасности, специфические для данной установки.

10.6.10 В должностных инструкциях по каждому рабочему месту должны быть указаны:

- перечень инструкций по обслуживанию оборудования, схем оборудования и устройств, знание которых обязательно для работников, занимающих данную должность;
- права, обязанности, ответственность работника;
- взаимоотношения с вышестоящим, подчиненным и другим взаимодействующим по работе персоналом.

10.6.11 У начальника дежурной (оперативной) смены ЭСН должна находиться следующая оперативная документация:

- суточная оперативная исполнительная схема или схема-макет;
- оперативный журнал;
- журнал распоряжений.

10.6.12 На рабочих местах оперативно-диспетчерского персонала ЭСН, включая щиты управления, должны вестись суточные ведомости.

10.6.13 Административно-технический персонал ЭСН в соответствии с установленными графиками осмотров и обходов оборудования должен проверять оперативную документацию и принимать необходимые меры к устранению дефектов и нарушений в работе оборудования и оперативного (дежурного) персонала.

10.6.14 Оперативная документация, диаграммы регистрирующих контрольно-измерительных приборов, и выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом АСУ, относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в установленном порядке.

## **10.7 Автоматизированные системы управления**

10.7.1 АСУ должны обеспечивать решение задач производственно-технологического, оперативного и организационно-экономического управления ЭСН по ГОСТ 24.104. Эти задачи возлагают на:

- АСУ ТП;
- АСУ П;
- АС ДУ.

10.7.2 В состав комплекса технических средств АСУ должны входить:

- средства сбора и передачи информации (датчики информации, каналы связи, устройства телемеханики, аппаратура передачи данных и т.д.);
- средства обработки и отображения информации (ЭВМ, аналоговые и цифровые приборы, дисплеи);
- средства управления (контроллеры, исполнительные автоматы, электротехническая аппаратура);
- вспомогательные системы (бесперебойного электропитания, кондиционирования воздуха, автоматического пожаротушения и др.).

10.7.3 Ввод АСУ в эксплуатацию производят в установленном порядке на основании акта приемочной комиссии.

Вводу АСУ в эксплуатацию может предшествовать ее опытная эксплуатация продолжительностью не более 6 месяцев.

10.7.4 АСУ ТП целесообразно формировать из трех подсистем:

- АСУ тепломеханического привода;
- АСУ электротехнических систем;
- АСУ теплотехнического контура (УТО).

АСУ тепломеханического привода решает задачи пуска, останова, защиты, управления газовыми турбинами (или ДВС) и соответствующим технологическим вспомогательным оборудованием.

АСУ электротехнических систем решает задачи синхронизации генераторов, распределения электрических нагрузок между генераторами, регулирования частоты, напряжения, управления функционированием электрического оборудования электростанции и защитами режимного и противоаварийного управления локальной энергосистемы.

АСУ теплотехнического контура решает задачи контроля за работой УТО (анализ информации о расположении заслонок теплообменного и байпасного блока, температуре и давлении воды на входе и выходе из УТО), защиты оборудования при возникновении аварийных ситуаций, а также управления отпуском тепла потребителям (обеспечение заданного температурного режима тепловой сети).

10.7.5 Информационные средства отображения и контроля процесса управления выше указанных автоматизированных систем устанавливают в помещении ГЩУ.

В интересах функционирования данных АСУ в реальном масштабе времени и обеспечении их едиными информационными данными целесообразно предусмотреть создание единого координирующего центра, обеспечивающего введение единого времени во всех контроллерах программно-аналитического комплекса. Контроллеры АСУ указанных подсистем рекомендуется выполнять на единой элементной базе.

10.7.6 В АСУ тепломеханического привода реализуют алгоритмы, разработанные для комплекса управления с учетом текущих и перспективных задач, функций и тенденций развития ЭСН и их технологического оборудования.

Для АСУ электротехнических систем алгоритмы управления разрабатывают с учетом опыта в энергетике на основе построения и применения быстродействующих АСУ.

Для АСУ теплотехнического контура программно-алгоритмический комплекс формируют с учетом требований обеспечения максимальной эффективности при снабжении тепловой энергией потребителей.

10.7.7 Интервал дискретизации (период сканирования) аналоговых и дискретных сигналов должен варьироваться в зависимости от вида объекта. Минимальный период сканирования должен составлять не более:

- для АСУ тепломеханического привода и теплотехнического контура - 60 с;
- для АСУ электротехнических систем - 1 с;
- для системы регистрации процессов запоминание предаварийного режима в течение не менее - 1 с;

- точность привязки в системе единого времени должна быть не ниже 1 мс;

Программное обеспечение на всех уровнях должно быть совместимым.

10.7.8 Для обмена информацией внутри и вне систем АСУ используют стандартные протоколы обмена и стандартные технические средства.

10.7.9 АСУ тепломеханического привода должна обеспечивать реализацию следующих функций:

- поддерживать режим горячего резерва агрегата (включение автоматики, электроподогрев масла, валоповорот и другие механизмы, обеспечивающие возможность запуска турбогенератора за время не более 15 мин);
- автоматическую проверку готовности агрегата к пуску;
- холодную прокрутку ГТГ;
- автоматический пуск с выводом турбогенератора на номинальную частоту вращения;
- автоматическую нормальную или аварийную остановку турбины;
- технологическую защиту турбины;
- автоматическое регулирование частоты вращения турбогенератора, возможность дистанционного изменения уставки автомата регулирования частоты вращения (мощности) турбогенератора;
- контроль технологических параметров турбины и вспомогательных устройств;
- представление информации (в том числе в виде мнемосхем информационного табло) о текущем значении контролируемых параметров по вызову оператора;
- непрерывное отображение текущих значений наиболее важных параметров;
- учет расхода топливного газа, времени наработки, числа пусков и остановов;
- управление устройствами системы жизнеобеспечения (вентиляторы, насосы, калориферы, жалюзи и т.д.) и вспомогательными технологическими системами;
- контроль загазованности;
- предупредительную и аварийную (в том числе звуковую) сигнализацию;
- диагностику газовой турбины и вспомогательных устройств;
- документирование технологического процесса и аварийных ситуаций.

10.7.10 АСУ электротехнических систем должна обеспечивать реализацию следующих функций:

- синхронизацию генераторов;
- управление выключателями главной электрической схемы электростанции, выключателями питания собственных нужд, в том числе аварийными дизель-генераторами;
- управление оперативным постоянным током;
- отображение на экране монитора мнемосхем электрического контура с указанием текущих параметров;
- аварийную и предупредительную сигнализацию о работе электротехнического контура электростанций с отображением текущих параметров на экране монитора;
- звуковую информацию о наиболее важных событиях процесса эксплуатации ЭСН;
- управление мощностью генераторов (частотой вращения);
- управление возбуждением генераторов (реактивной мощностью, напряжением);
- распределение активных и реактивных нагрузок между генераторами;

- режимное и противоаварийное управление локальной энергосистемы;
- защиту элементов электрической схемы, в том числе генераторов, в объеме ПУЭ;
- автоматическую регистрацию и анализ аварийных режимов с записью осцилограмм переходных процессов и их расшифровкой;
- регистрацию чувствительности, селективности и быстродействия срабатывания защит;
- дистанционную смену установок защит и автоматики (при применении цифровых устройств РЗА);
- определение мест повреждений на линиях электропередач;
- коммерческий и технический учет электроэнергии;
- ведение суточных ведомостей и ведомостей событий;
- ведение архива режимов работы и аварийных событий;
- контроль и диагностику генераторов и возбудителя.

10.7.11 АСУ теплотехнического контура должна обеспечивать реализацию следующих функций:

- управление отпуском тепла потребителям;
- учет отпускаемой тепловой энергии;
- представление информации (в том числе в виде мнемосхемы или информационного табло) о текущем значении контролируемых параметров по вызову оператора;
- контроль расположения заслонок теплообменного и байпасного блока;
- контроль за температурой и давлением воды на входе и выходе из УТО;
- контроль за функционированием защитного оборудования УТО при возникновении аварийных ситуаций;
- непрерывное отображение текущих значений наиболее важных параметров.

10.7.12 Между АСУ тепломеханического привода и электротехнических систем должны быть предусмотрены каналы связи для обмена информацией и передачи следующих сигналов защиты и управления:

- сигнала аварийного отключения турбины от технологических защит с действием на отключения генератора;
- сигнала отключения генератора при внутренних повреждениях или защитой от обратной мощности с действием на отключение турбины;
- сигнала «прибавить» или «убавить» частоту вращения (мощность) силовой турбины при управляющем воздействии с ГЦУ;
- сигнала «локальное управление» для опробования и наладки аварийных дизель-генераторов, выключателей рабочего и резервного питания секций собственных нужд, отдельных электродвигателей, высоковольтных выключателей и другого оборудования.

10.7.13 Источниками питания АСУ должны быть переменный трехфазный ток напряжением 380/220 В (допускают отклонения от +10 до минус 25 %) и частотой 50 Гц (допускаются отклонения ±1 Гц) и постоянный ток 220 В (допускают отклонение от +10 до минус 25 %). Отключение одного из источников не должно приводить к сбоям в работе АСУ.

10.7.14 Для повышения надежности АСУ применяют:

- современную элементную базу;
- резервирование магистралей межмашинного обмена и наиболее ответственных функциональных комплексов;
- самодиагностику программно-аппаратных средств;
- непрерывный контроль состояния измерительных каналов, цепей датчиков и исполнительных механизмов;
- волоконно-оптические линии связи.

10.7.15 Организация управления ЭСН, на основе применения автоматизированных систем управления, должна обеспечивать возможность централизованного управления системами электроснабжения отрасли путем интегрирования их в единую систему автоматизированного управления технологическим процессом добычи и транспортировки газа.

Для обеспечения функционирования этой новой организационной структуры управления создают системы автоматизированного управления электроэнергетикой (АСУ энергетики), которая входит в ОИИУС ОАО «Газпром».

10.7.16 В процессе эксплуатации АСУ необходимо обеспечивать:

- требования по эксплуатации технических средств, информационного и программного обеспечения АСУ;
- представление информации, обработанной в ЭВМ,
- эффективное использование вычислительной техники в соответствии с действующими нормативами;
- совершенствование и развитие системы управления, включая внедрение новых задач, модернизацию программ, находящихся в эксплуатации, освоение передовой технологии сбора и подготовки исходной информации;
- ведение классификаторов нормативно-справочной информации;
- организацию информационного взаимодействия со смежными иерархическими уровнями АСУ;
- разработку инструктивных и методических материалов, необходимых для функционирования АСУ;
- анализ работы АСУ, ее экономической эффективности, своевременное представление отчетности.

10.7.17 Ремонтно-профилактические работы на технических средствах АСУ выполняют в соответствии с утвержденными графиками, порядок их вывода в ремонт определяет утвержденное положение.

10.7.18 Руководство ЭСН должно проводить анализ функционирования АСУ, их эффективности, осуществлять контроль за эксплуатацией и разрабатывать мероприятия по развитию и совершенствованию АСУ и их своевременному техническому перевооружению.

### **10.8 Метрологическое обеспечение**

10.8.1 На каждой ЭСН должен выполняться комплекс мероприятий, обеспечивающий единство и требуемую точность измерений. Комплекс мероприятий по метрологическому обеспечению включает:

- своевременное представление в поверку СИ, подлежащих государственному контролю и надзору;
- проведение работ по калибровке СИ, не подлежащих поверке;
- обеспечение соответствия точностных характеристик, применяемых СИ, требованиям к точности измерений технологических параметров;
- обслуживание, ремонт СИ, метрологический контроль и надзор.

10.8.2 Выполнение работ по метрологическому обеспечению должны осуществлять соответствующие организации (службы).

10.8.3 Оснащенность ЭСН СИ должна соответствовать проектно-нормативной документации и техническим условиям на поставку.

Объем оснащения ЭСН СИ должен обеспечивать:

- контроль за техническим состоянием оборудования ЭСН и режимом его работы;
- учет прихода и расхода ресурсов: выработанных, затраченных и отпущенных электроэнергии и тепла;
- контроль за соблюдением безопасных условий труда и санитарных норм;
- контроль за охраной окружающей среды.

10.8.4 Все СИ, а также ИИС, должны быть в исправном состоянии и находиться в постоянной готовности к выполнению измерений.

10.8.5 До ввода в промышленную эксплуатацию, а также в процессе эксплуатации основного оборудования ЭСН, измерительные каналы ИИС, в том числе входящие в состав АСУ, подвергают поверке и калибровке.

10.8.6 Использование в работе непроверенных или некалиброванных ИИС запрещается.

10.8.7 Поверке подлежат все СИ, используемые в качестве образцовых при проведении поверки и калибровки, рабочие СИ, относящиеся к контролю параметров окружающей среды, обеспечению безопасности труда, используемые при выполнении операций коммерческого учета электрической, тепловой энергии и топлива.

10.8.8 Конкретный перечень СИ, подлежащих поверке, составляют на каждом энергообъекте и направляют в орган Государственной метрологической службы, на обслуживаемой территории которого находится энергообъект.

10.8.9 СИ должны своевременно представляться на поверку в соответствии с графиками, составленными энергообъектом и утвержденными органом Государственной метрологической службы, производящим их поверку.

10.8.10 Результаты поверки СИ удостоверяют поверительным клеймом и свидетельством о поверке, форму которых и порядок нанесения устанавливает Госстандарт России.

10.8.11 Калибровке подлежат все СИ, не подлежащие поверке, но используемые на энергообъекте для контроля за надежной и экономичной работой оборудования, при проведении наладочных, ремонтных и научно-исследовательских работ.

10.8.12 Калибровку СИ должны проводить метрологические службы энергообъектов в соответствии с графиком калибровки, утвержденным техническим руководителем энергообъекта.

10.8.13 Результаты калибровки удостоверяют отметкой в паспорте, калибровочным знаком, наносимым на СИ, или сертификатом о калибровке, а также записью в эксплуатационных документах.

10.8.14 Результаты калибровки СИ, оформленные надлежащим образом, могут быть использованы энергообъектом в качестве доказательства при рассмотрении споров в суде, арбитражном суде, государственных органах управления и т.п.

10.8.15 Порядок аккредитации метрологических служб энергообъектов на право выполнения калибровочных работ, выдачи сертификата или нанесения калибровочного знака устанавливается отраслевыми НД.

10.8.16 На энергообъектах измерения технологических параметров осуществляют в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками выполнения измерений.

10.8.17 Порядок разработки и аттестации методик выполнения измерений определяется Госстандартом России и устанавливается государственными и отраслевыми НД.

10.8.18 Оперативное обслуживание СИ должен вести дежурный или оперативно-ремонтный персонал.

10.8.19 Техническое обслуживание и ремонт СИ должен осуществлять персонал подразделения, выполняющего функции метрологической службы ЭСН.

10.8.20 Персонал, обслуживающий оборудование, на котором установлены СИ, несет ответственность за их сохранность и чистоту внешних элементов.

## **10.9 Техника безопасности**

10.9.1 Вся работа по технике безопасности на ЭСН должна быть направлена на создание системы организационных мероприятий и технических средств, предназначенных для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов.

10.9.2 Устройство, эксплуатация и ремонт оборудования, зданий и сооружений ЭСН должны отвечать требованиям нормативных актов по охране труда.

10.9.3 Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемые при обслуживании оборудования, зданий и сооружений энергообъектов, необходимо своевременно подвергать осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативными актами по охране труда.

10.9.4 На ЭСН должны быть разработаны и утверждены инструкции по охране труда как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ согласно требованиям, изложенным в [13].

10.9.5 Каждый работник должен знать и строго выполнять требования безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

10.9.6 Общее руководство работой по технике безопасности и персональную ответственность за нее возлагают на первого руководителя ЭСН.

Руководители и должностные лица ЭСН обязаны обеспечивать безопасные и здоровые условия труда на рабочих местах, в производственных помещениях и на территории ЭСН, контролировать их соответствие действующим требованиям безопасности и производственной санитарии, а также своевременно организовывать обучение, проверку знаний, инструктаж персонала и контроль за соблюдением им требований по охране труда.

При невозможности устраниТЬ воздействие на персонал вредных и опасных факторов руководящие и должностные лица обязаны обеспечить персонал средствами индивидуальной защиты.

10.9.7 Каждый несчастный случай, а также любые нарушения требований безопасности труда должны быть тщательно расследованы: выявлены причины и виновники их возникновения и приняты

меры к предупреждению повторения подобных случаев. Сообщения о несчастных случаях, их расследование и учет осуществляют в соответствии с [14].

Ответственность за правильное и своевременное расследование и учет несчастных случаев, оформление актов формы Н-1, разработку и реализацию мероприятий по устранению причин несчастного случая несет руководитель ЭСН.

10.9.8 По материалам расследования несчастных случаев со смертельным исходом и групповых несчастных случаев должны выпускаться обзоры несчастных случаев, прорабатываемые с персоналом ЭСН, а также проводиться мероприятия, предусмотренные этими обзорами.

10.9.9 Весь персонал ЭСН должен быть практически обучен способам оказания первой медицинской и экстремальной реанимационной помощи, а также приемам оказания первой помощи пострадавшим непосредственно на месте происшествия согласно требованиям инструкции [15]. Проверка знаний Инструкции должна проводиться при периодической проверке знаний ПТБ. Ежегодно с применением современных тренажеров должно проводиться обучение персонала способам реанимации для поддержания навыков по оказанию первой медицинской помощи.

10.9.10 На каждой ЭСН (цехе, участке сети и других объектах), а также в машинах выездных бригад, должны быть аптечки или сумки первой помощи с постоянным запасом медикаментов и медицинских средств.

Персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты в зависимости от характера выполняемых работ и обязан ими пользоваться во время работы.

В случае не использования по назначению средств защиты, выданных для выполнения определенной работы, персонал несет ответственность за произошедший в связи с этим несчастный случай.

## **10.10 Пожарная безопасность**

10.10.1 Устройство и эксплуатация оборудования ЭСН, зданий и сооружений должно соответствовать требованиям [16].

Энергообъекты должны быть оборудованы сетями противопожарного водоснабжения, установками обнаружения и тушения пожара в соответствии с требованиями НД.

10.10.2 Каждый работник должен четко знать и выполнять требования [16], установленный на энергообъекте противопожарный режим, не допускать лично и останавливать действия других лиц, которые могут привести к пожару или загоранию.

10.10.3 Работники энергообъектов должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации, при регулярном участии в противопожарных тренировках и проводить периодическую проверку знаний правил пожарной безопасности в соответствии с требованиями действующих документов по подготовке кадров и настоящих Правил.

Периодичность, тематика и объемы противопожарных тренировок определяются с учетом того, что персонал должен приобрести практические навыки тушения пожаров во взаимодействии с пожарными подразделениями, не прекращая управления оборудованием.

10.10.4 На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия, а также разработан оперативный план тушения пожара согласно [17].

Оперативный план тушения пожара должен быть основным документом, который определяет действия персонала энергообъекта при возникновении пожара, порядок тушения пожара в электроустановках, находящихся под напряжением, взаимодействие с личным составом прибывающих пожарных подразделений, а также применение других сил и средств пожаротушения.

10.10.5 Руководителем тушения пожара на энергообъекте до прибытия первого пожарного подразделения является старший смены (начальник смены ЭСН) или руководитель ЭСН.

По прибытии первого пожарного подразделения старший смены (руководитель ЭСН) должен информировать о принятых мерах по тушению пожара старшего командира пожарного подразделения и передать ему руководство тушением пожара с выдачей письменного допуска.

10.10.6 В каждом цехе (подразделении) ЭСН должна быть разработана инструкция о конкретных мерах пожарной безопасности и противопожарном режиме, согласованная с объектной пожарной охраной (при ее наличии) и утвержденная руководителем ЭСН.

10.10.7 На всех ЭСН должны быть созданы пожарно-технические комиссии, возглавляемые техническим руководителем, а также, в необходимых случаях, добровольные пожарные формирования, которые проводят свою работу согласно действующим положениям.

10.10.8 Техническое обслуживание автоматических и других установок тушения пожара и пожарной сигнализации должно проводиться персоналом энергообъекта в соответствии с местными инструкциями.

Первичные средства пожаротушения необходимо содержать в постоянной готовности к работе, а их техническое обслуживание осуществляют в соответствии с [18].

10.10.9 Работы, связанные с отключением участков противопожарного водопровода, перекрытием дорог и проездов, ремонтом технологического оборудования противопожарного водоснабжения, а также с отключением противопожарной автоматики и сигнализации, производят по согласованию с лицом, ответственным за пожарную безопасность и эксплуатацию соответствующих участков (установок), только после письменного разрешения технического руководителя энергообъекта и уведомления объектовой пожарной охраны (при ее наличии).

10.10.10 Сварочные и другие огнеопасные работы на энергообъектах производят в соответствии с требованиями [19].

10.10.11 При организации противопожарного режима на объектах ответственность несут:

- руководитель ЭСН - за общее противопожарное состояние, организацию выполнения противопожарных мероприятий и требований противопожарного режима, работу созданных добровольных пожарных формирований на объекте;

- технические руководители - за работу пожарно-технических комиссий, техническое состояние средств пожаротушения и систем противопожарной автоматики, организацию выполнения нормативных противопожарных требований и подготовку персонала;

- руководители и инженерно-технические работники подразделения - за противопожарное состояние закрепленных за ними объектов (участков), а также подготовку персонала.

10.10.12 Каждый случай пожара (загорания) расследуют в соответствии с [20] специально назначенной комиссией для установления причин, ущерба, виновников возникновения пожара (загорания) и разработки противопожарных мероприятий для других объектов отрасли.

## **10.11 Соблюдение природоохранных требований**

10.11.1 В процессе эксплуатации ЭСН принимают меры для предупреждения или ограничения вредного воздействия на окружающую среду выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов в водные объекты, шума, вибрации, электрических и магнитных полей и иных источников вредных физических воздействий.

10.11.2 Уровень шума, создаваемый ЭСН в зоне обслуживания, не должен превышать 80 дБ. Система шумоглушения должна обеспечивать снижение уровня шума в районе воздухозабора и выхлопа до санитарных норм.

Октавные уровни звукового давления в отсеке управления не должны превышать норм, установленных ГОСТ 12.1.003.

10.11.3 Октавные уровни вибрации, замеренные на рабочем месте в отсеке управления ЭСН, не должны превышать норм, установленных ГОСТ 12.1.012.

10.11.4 Выбросы вредных веществ с отработанными газами не должны превышать норм, установленных ГОСТ 29328 и ГОСТ Р 51249. Содержание оксидов азота в отработавших газах ГТУ при работе с нагрузкой от 0,5 до 1,0 номинальной не должно превышать 50 мг/м<sup>3</sup> на газообразном топливе.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ на рабочем месте в отсеке управления при эксплуатации ЭСН не должны превышать норм, установленных ГОСТ 13822 (окись углерода не должна превышать 20 мг/м<sup>3</sup>).

10.11.5 Для контроля за выбросами загрязняющих веществ в окружающую среду каждую ЭСН оснашают постоянно действующими автоматическими приборами, а при их отсутствии или невозможности применения используют прямые периодические измерения с последующей обработкой информации соответствующими расчетными методами.

10.11.6 Каждая ЭСН должна иметь план мероприятий по снижению вредных выбросов в атмосферу при объявлении особо неблагоприятных метеорологических условий.

10.11.7 На каждой ЭСН должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению аварийных и иных залповых выбросов вредных веществ в окружающую среду.

10.11.8 Эксплуатация ЭСН с устройствами, не обеспечивающими соблюдение установленных санитарных норм и природоохранных требований, запрещена.

## **10.12 Ответственность за выполнение правил технической эксплуатации**

10.12.1 Знание и выполнение настоящих Правил обязательно для всех работников ЭСН.

10.12.2 Ответственность за нормальную эксплуатацию ЭСН несет его руководитель.

На каждой ЭСН приказом руководителя должны быть распределены функции по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций, назначены лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию всех элементов ЭСН, в также определены должностные обязанности всего персонала.

10.12.3 Лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования ЭСН, зданий и сооружений, должны обеспечивать эксплуатацию ЭСН в соответствии с требованиями инструкций и других НД, контроль за состоянием энергоустановок, расследование и учет отказов в работе установок, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

10.12.4 Каждый работник ЭСН в пределах своих обязанностей должен обеспечивать соответствие оборудования, зданий и сооружений ЭСН и сетей, [7], [12] и [16] беречь и охранять имущество.

10.12.5 Руководители энергообъектов несут ответственность за соблюдение подчиненным персоналом настоящих Правил.

10.12.6 Нарушение настоящих Правил влечет за собой дисциплинарную, административную или уголовную ответственность, установленную должностными инструкциями и действующим законодательством.

10.12.7 При несоблюдении настоящих Правил, вызвавшем нарушение в работе ЭСН, пожар или несчастный случай с людьми, персональную ответственность несут:

- работники, непосредственно обслуживающие и ремонтирующие оборудование, здания и сооружения - за каждое нарушение, произшедшее по их вине;

- начальники смен, а также дежурный и оперативно-ремонтный персонал, диспетчеры электрических и тепловых сетей, энергосистем - за нарушения, допущенные ими или непосредственно подчиненным им персоналом, выполняющим работу по их указанию (распоряжению);

- директора и технические руководители ЭСН - за нарушения, произшедшие на руководимых ими ЭСН;

- руководители, а также инженерно-технические работники проектных, конструкторских, ремонтных, наладочных, исследовательских и монтажных организаций - за нарушения, допущенные ими и их подчиненными.

10.12.8 Руководитель ЭСН несет личную ответственность за свое решение или распоряжение, принятые в нарушение настоящих Правил.

10.12.9 Руководители ЭСН должны предъявлять в установленном порядке рекламации по всем заводским дефектам и случаям повреждения оборудования ЭСН, зданий и сооружений, произошедшим по вине заводов-изготовителей, проектных, строительных и монтажных организаций.

10.12.10 В случае повреждения посторонними организациями и частными лицами линий электропередач, сооружений, контрольно-измерительной аппаратуры, подземных коммуникаций и оборудования, находящегося в ведении ЭСН, руководители ЭСН должны составлять акты и передавать их местным правоохранительным органам для привлечения виновных к ответственности.

## **11. Территория, производственные здания и сооружения**

### **11.1 Территория**

11.1.1 Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории, зданий и сооружений энергообъекта должны быть выполнены и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и грунтовых вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, водоотводящие каналы и др.);

- глушители шума выхлопных трубопроводов, а также другие устройства и сооружения, предназначенные для локализации источников шума и снижения его уровня до нормы;

- сети: водопровода, канализации, дренажа, теплофикации, транспортные газообразного топлива;

- источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны охраны источников водоснабжения;

- автомобильные дороги, пожарные проезды к пожарным гидрантам, мосты, пешеходные дороги, переходы и др.;
- базисные и рабочие реперы и марки;
- пьезометры и контрольные скважины для наблюдения за режимом грунтовых вод;
- комплексы инженерно-технических средств ограждения, контрольно-пропускные пункты, посты, служебные помещения;
- системы молниезащиты и заземления.

Кроме того, систематически осуществляют благоустройство территории и при возможности - озеленение.

11.1.2 Скрытые под землей коммуникации водопровода, канализации, теплофикации, а также газопроводы, воздухопроводы и кабели на закрытых территориях должны быть обозначены на поверхности земли указателями.

Коммуникации на территории электростанции, в районах Крайнего Севера выполняют на эстакадах.

11.1.3 При наличии на территории ЭСН блуждающих токов должна быть обеспечена электрохимическая защита от коррозии подземных металлических сооружений и коммуникаций.

11.1.4 Весной все водоотводящие сети и устройства дренажной системы должны быть осмотрены и подготовлены к пропуску талых вод; места прохода кабелей, труб, вентиляционных каналов через стены зданий должны быть уплотнены, а откачивающие механизмы приведены в состояние готовности к работе.

Для обеспечения отвода атмосферных вод от зданий к открытой системе водостоков (закрытая система допускается при наличии промышленной и ливневой канализации) планировка ЭСН должна иметь уклон 0,003.

11.1.5 В случае обнаружения просадочных и оползневых явлений, пучения грунтов на территории энергообъекта должны быть приняты меры к устраниению причин, вызвавших нарушение нормальных грунтовых условий и ликвидации их последствий.

11.1.6 Передвижные ЭСН (резервные, аварийные) устанавливают на ровных площадках с приближением к потребителям или к центру нагрузок.

11.1.7 К месту установки электростанции должна быть подъездная дорога для автомобилей. Склад жидкого топлива (смазочных материалов) размещают в 20 - 50 м от электростанции. Запас топлива для аварийной электростанции, работающей в обычном режиме, создавать в объеме, обеспечивающем не менее 8 ч непрерывной работы на номинальной мощности.

Пополняемый запас топлива для аварийной электростанции должен быть: двухсуточный - в зоне с умеренным климатом и десятисуточный - в зоне с холодным климатом.

## **11.2 Производственные здания и сооружения**

11.2.1 Производственные здания и сооружения ЭСН должны содержаться в исправном состоянии, обеспечивающем длительное надежное использование их по назначению, соблюдение требований санитарно-технических норм и безопасности труда персонала, строящиеся здания и сооружения ЭСН должны соответствовать строительным и противопожарным нормам.

11.2.2 На ЭСН должно быть организовано систематическое наблюдение за зданиями и сооружениями в процессе эксплуатации в объеме, определяемом местной инструкцией.

Наряду с систематическим наблюдением 2 раза в год (весной и осенью) проводят осмотр зданий и сооружений для выявления дефектов и повреждений, а после стихийных бедствий (ураганных ветров, больших ливней и снегопадов, пожаров, землетрясений силой 5 баллов и выше и т.д.) или аварий - внеочередной осмотр.

Строительные конструкции основных производственных зданий и сооружений по перечню, утвержденному руководителем ЭСН согласованному с генпроектировщиком, один раз в 5 лет подвергают техническому освидетельствованию специализированной организацией.

11.2.3 При весеннем осмотре должны быть уточнены объемы работ по ремонту зданий, сооружений и санитарно-технических систем, предусматриваемому на летний период, и выявлены объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года.

При осеннем осмотре должна быть проверена подготовка зданий и сооружений к зиме.

11.2.4 На ЭСН должны быть организованы наблюдения за осадками фундаментов зданий, сооружений и оборудования: в первый год эксплуатации - 3 раза, во второй - 2 раза, в дальнейшем до

стабилизации осадок фундаментов - 1 раз в год, после стабилизации осадок (1 мм в год и менее) - не реже 1 раза в 5 лет.

За состоянием и осадкой фундаментов ЭСН мощностью 500 кВт и выше должно быть организовано наблюдение путем осмотра, замера вибраций и инструментальной фиксации положения. Наблюдение проводят в первый год эксплуатации после сооружения электростанции ежемесячно (независимо от качества грунта). В последующие годы осмотр, замер и фиксацию положения фундамента, построенного на нормальном грунте, производят ежегодно, а фундамента, построенного на макропористых грунтах - ежеквартально до полной стабилизации грунта.

Электроагрегаты, предназначенные для работы в стационарном режиме устанавливают на специальные фундаменты.

Двигатель и генератор на общей раме, соединенные жесткой муфтой, должны иметь общий фундамент.

Фундаменты двигателей запрещается жестко связывать со стенами, колоннами и фундаментом здания.

Амплитуда колебаний фундамента двигателя не должна превышать 0,2 мм.

11.2.5 Наблюдения за осадками фундаментов, деформациями строительных конструкций, обследования зданий и сооружений, возведенных на грунтах, подверженных динамическому уплотнению от действующего оборудования, просадочных грунтах, в карстовых зонах, районах многолетней мерзлоты, в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше, проводят по специальным программам в сроки, предусмотренные местной инструкцией, но не реже 1 раза в три года.

11.2.6 При обнаружении в строительных конструкциях трещин, изломов и других внешних признаков повреждений за этими конструкциями должно быть установлено наблюдение с использованием маяков и с помощью инструментальных измерений. Сведения об обнаруженных дефектах заносят в журнал технического состояния зданий и сооружений с установлением сроков устранения выявленных дефектов.

11.2.7 Пробивка отверстий, устройство проемов в несущих и ограждающих конструкциях, установка, подвеска и крепление к строительным конструкциям технологического оборудования, транспортных средств, трубопроводов и других устройств для подъема грузов при монтаже, демонтаже и ремонте оборудования, вырезка связей каркаса без согласования с проектной организацией и лицом, ответственным за эксплуатацию здания (сооружения), а также хранение резервного оборудования и других изделий и материалов в не установленных местах, запрещается.

11.2.8 Кровли зданий и сооружений должны очищаться от мусора, система сброса ливневых вод должна очищаться, ее работоспособность должна проверяться.

11.2.9 Металлические конструкции зданий и сооружений должны быть защищены от коррозии; должен быть установлен контроль за эффективностью антакоррозионной защиты.

11.2.10 Окраска помещений и оборудования ЭСН должна удовлетворять требованиям промышленной эстетики, санитарии, инструкции по отличительной окраске трубопроводов.

Все отступления от проектных решений фасадов зданий, интерьеров, основных помещений согласовывают с проектной организацией.

11.2.11 Строительные конструкции, фундаменты зданий, сооружений и оборудования должны быть защищены от попадания минеральных масел, кислот, щелочей, пара и воды.

11.2.12 Техническое состояние систем отопления и вентиляции и режимы их работы должны обеспечивать нормируемые параметры воздушной среды, надежность работы энергетического оборудования и долговечность ограждающих конструкций. Эксплуатация систем должна осуществляться в соответствии с местными инструкциями.

11.2.13 Площадки, конструкции и транспортные переходы зданий и сооружений должны постоянно содержаться в исправном состоянии и чистоте. В помещениях на оборудовании не должно допускаться скопление пыли.

11.2.14 Помещение машинного зала при длине более 10 м должно иметь не менее двух выходов, расположенных в противоположных концах.

Основной вход в машинный зал должен иметь размеры, обеспечивающие перемещение крупногабаритных деталей и механизмов. При размере входа, превышающем 2×1 м применяют двухстворчатые ворота с дверью. Двери помещения должны иметь пределы огнестойкости 0,75 ч.

Проход между торцом двигателя со стороны щита управления и стеной или расположенным у стены оборудованием должен быть не менее 1,75 м, а между торцом электрического генератора и стеной - не менее 0,8 - 1 м и должен обеспечивать выкатку ротора генератора.

11.2.15 Производственные помещения электростанций должны иметь достаточное естественное освещение. Искусственное освещение должно соответствовать величинам согласно таблице 5.

Уровни напряжения: рабочее освещение - 220 В, ремонтное освещение - 36 В, аварийное освещение (от аккумуляторной батареи) - 24 В.

Таблица 5 - Освещенность помещений

Помещение	Освещенность в лк	
	Люминесцентные лампы	Лампы накаливания
1	2	3
Машинный зал, пультовая, помещение распределительного щита	75	30
Коридоры, проходы, переходы	75	20
Помещения, где установлено вспомогательное оборудование (насосы, компрессоры, аккумуляторная и т.д.)	75	30
Склады, кладовые, раздевалки	50	20

11.2.16 Машинный зал, в котором установлены дизель-генераторы, должен иметь приточную, обеспечивающую трехкратный воздухообмен, вентиляцию.

11.2.17 Для двигателей (ДВС) предусматривают забор воздуха из помещений, для ГТУ - с улицы.

11.2.18 Вентиляция должна обеспечивать чистоту воздуха, характеризуемую нормами, приведенными в таблице 6, согласно [21].

Таблица 6 - Допустимое содержание газов в воздухе

Газы	Химическая формула	Допустимое содержание газов в воздухе, мг/л
Метан	CH <sub>4</sub>	до 0,5 % по объему
Углекислый газ	CH <sub>2</sub>	0,600
Окись углерода	CO	0,020
Окись азота	N <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,005
Ацетилен	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0,500
Бензин (пары)		0,400 - 0,500

11.2.19 Водяные, тепловые и воздушные трубопроводы в помещении ЭСН необходимо располагать в траншеях. Траншеи должны иметь дренаж, быть достаточно вместительными, с бетонными стенами толщиной не менее 10 см, каналы, облицованными угловой сталью, покрытыми рифлеными листами.

11.2.20 Все шахты, каналы траншеи закрывают металлическими рифлеными листами или плитами. Пол и площадка вокруг двигателя должны быть ровными, иметь твердое покрытие и содержаться в чистоте, пролитые масло (топливо) необходимо немедленно убрать.

11.2.21 Не загромождать площадку вокруг двигателя, генератора, щитов управления и распределения нагрузки. Инструмент, приспособления и запасные части хранят в специальном помещении. Трубопроводы окрашивают в рекомендованные цвета, дополнительно, на трубопроводах наносят стрелки, показывающие направление движения жидкости или сжатого воздуха.

Участок выпускного трубопровода в пределах машинного зала должен иметь тепловую изоляцию.

Во время осмотров и ремонта двигателя на всех местах, связанных с подачей сжатого воздуха и топлива, а также пусковой рукойтке и щита управления вывешивают предупреждающие надписи: «Не включать! Идет ремонт» и т.д.

11.2.22 Машинный зал должен быть оборудован необходимым грузоподъемным устройством, а также площадками для размещения деталей двигателя во время монтажа и ремонта.

Работы по такелажу двигателя-генератора и его комплектующего оборудования выполняют с использованием специальных чалочных и других грузоподъемных приспособлений.

11.2.23 Электростанция, изготовленная в блок-боксе, должна допускать транспортирование железнодорожным, водным и автотранспортом, а также перемещение волоком на небольшие расстояния.

11.2.24 Блок-бокс должен иметь двери одностворчатые в торце и середине вагона: двери должны иметь врезные замки и петли для пломбирования. В районе расположения двигателя-генератора необходимо предусмотреть участок съемной крыши.

11.2.25 Блок-бокс должен иметь утепленные створки (жалюзи) проемов для прохода воздуха через блок охлаждения. При этом створки должны иметь как автоматическое, так и ручное управление.

11.2.26 Проемы допускается оборудовать мелкой сеткой, предохраняющей от попадания комаров и гнуса.

11.2.27 Воздух, подаваемый в блок-бокс, должен быть чистым, запыленность не более  $0,03 \text{ г}/\text{м}^3$ .

11.2.28 В блок-боксе должен быть предусмотрен шкаф с самовентиляцией для аккумуляторных батарей и шкаф управления собственными нуждами блок-бокса, обеспечивающий работу электронагревательных устройств, рабочего и аварийного освещения, вентиляции и их защиту от токов КЗ, подключение к воду внешней сети переменного тока и защиту цепей собственных нужд двигателя-генератора и блок-бокса.

11.2.29 Прокладку электрокоммуникаций с целью их механической защиты осуществляют в элементах каркаса (трубах, металлических рукахах и т.д.).

11.2.30 Боковая стенка блок-бокса должна иметь окна для выхода шин щита генератора и подключения контрольных кабелей.

11.2.31 Внутри блок-бокса должен быть видимый контур внутреннего заземления, выполненный из стальной полосы сечением  $5 \times 40 \text{ мм}$ , имеющей сварное соединение с основанием блок-бокса.

11.2.32 Все электрооборудование напряжением 220 В должно иметь электрическое соединение корпуса с контуром внутреннего заземления.

11.2.33 Съемный пол блок-бокса выполнять высотой 120 - 150 мм из материала, не впитывающего горюче-смазочные вещества. В полу блок-бокса в районе циркуляционного бака ДГ предусмотрены возможность сбора и вывода наружу ГСМ, попавших на пол.

11.2.34 Блок-бокс должен быть приспособлен для подъема совместно с размещенным оборудованием, снабжен подъемным приспособлением с целью оперативной замены двигателя, распределительного устройства, вспомогательных узлов, агрегатов, приборов и электрооборудования в случае выхода из строя.

11.2.35 Теплоизоляция блок-бокса должна обеспечивать возможность работы при температуре наружного воздуха до минус  $50^\circ\text{C}$ .

Электростанция должна иметь электрообогревательные устройства, обеспечивающие поддержание температуры воздуха внутри блок-бокса в пределах от  $+15$  до  $+30^\circ\text{C}$  при нахождении электростанции в аварийном горячем резерве; а также водяное отопление с температурой нагревателя  $75 - 95^\circ\text{C}$ , исходя из того, что в эксплуатации можно использовать или электрическое, или водяное отопление.

Тепловая изоляция поддона блок-бокса и уровень расположения подогревателей должны исключать возможность размораживания трубопроводов системы охлаждения, с этой целью устанавливают датчик для контроля минимальной температуры воздуха на уровне пола в точке, максимально удаленной от подогревателя.

## 12. Оценка надежности ЭСН

### 12.1 Показатели надежности

12.1.1 Требования к надежности ЭСН задают в техническом задании на разработку (для одноагрегатных ЭСН - достигнутый уровень надежности прототипов, показатели надежности комплектующих элементов, узлов, внешние условия применения).

12.1.2 Основополагающим понятием при оценке надежности ЭСН является отказ-событие, заключающееся в переходе в состояние, при котором производительность (мощность) ЭСН меньше потребности. Для ЭСН отказы дифференцируются на частичные (приводящие к дефициту мощности) и полные (полный сброс нагрузки всех генераторов ЭСН).

12.1.3 В качестве основных показателей надежности для всех ЭСН принимают:

- для оценки безотказности - среднюю наработку на отказ  $T$ , год, или обратное значение - параметр потока отказов  $\lambda$ ,  $1/\text{год}$ ;

- для оценки ремонтопригодности - среднее время восстановления  $T_r$  или обратное значение - интенсивность восстановления

$$M = 8760/T_r, \text{ год.}$$

12.1.4 В качестве дополнительных технических показателей надежности принимают:

- для одновременной комплексной оценки безотказности и ремонтопригодности ЭСН - коэффициент аварийности  $P = \Omega/M = T_e/8760 \cdot T$ , о.е;
- для учета ППР - среднее время между ПНР,  $T_p$ , год (или обратное значение - интенсивность ППР,  $\Omega_p$ , 1/год) и среднее время проведения ППР,  $T_{ep}$ , год (или обратное значение - характеристика ремонтоприспособленности  $M_p = 8760/T_{ep}$ , 1/год), а для одновременной комплексной оценки этих свойств - коэффициент продолжительности ППР  $P_p = \Omega_p/M_p = T_{ep}/8760 \cdot T_p$ , о.е;

12.1.5 В качестве дополнительных экономических показателей надежности для многоагрегатных ЭСН принимают:

- разовые ущербы, оценивающие последствия разовых отказов продолжительностью  $T_e$ ;
- годовые ущербы, оценивающие последствия за год отказов общей продолжительностью  $\Omega T_e$ .

Таблица 7 - Сопоставление оценок надежности электростанций

ГОСТ 27.002 (Россия)	«Дженерал Электрик» (США)	«Вяртсиля Дизель АВ» (Швеция-Финляндия)	Рекомендуемые	Примечания
Коэффициент готовности $K_g = \frac{T_{\text{раб}}}{T_{\text{но}} + T_{\text{зар}}}$	Коэффициент готовности $K_g$ : $K_g = \left(1 - \frac{T_{\text{зар}}}{T_k}\right) \cdot 100\%$	Коэффициент готовности $K_g$ : $K_g = \left( \frac{T_{\text{раб}} + T_{\text{рез}}}{T_{\text{раб}} + T_{\text{рез}} + T_{\text{зар}}} \right) \cdot 100\%$ $T_{\text{зар}} = T_{\text{ен}} + T_{\text{пл}}$	Коэффициент готовности $K_g$ : $K_g = \left( \frac{T_{\text{раб}} + T_{\text{рез}}}{T_k} \right) \cdot 100\%$ рекомендуется $\geq 97\%$	$T_{\text{раб}}$ - общее число часов работы в году $T_{\text{рез}}$ - число часов нахождения в резерве $T_k$ - 8760 ч (число часов в году)
Коэффициент надежности $K_n$ отсутствует	Коэффициент надежности $K_n$ : $K_n = \left(1 - \frac{T_{\text{зар}}}{T_k}\right) \cdot 100\%$	Коэффициент надежности $K_n$ : $K_n = \left( \frac{T_{\text{раб}} + T_{\text{рез}}}{T_{\text{раб}} + T_{\text{рез}} + T_{\text{зар}}} \right) \cdot 100\%$	Коэффициент надежности $K_n$ : $K_n = \left(1 - \frac{T_{\text{зар}}}{T_k}\right) \cdot 100\%$ рекомендуется $\geq 99\%$	$T_{\text{ен}}$ - общая длительность вынужденного простоя в часах
Коэффициент технического использования $K_{mu}$ $K_{mu} = \frac{T_{\text{раб}}}{T_{\text{но}} + T_{\text{зар}} + T_{\text{зар}}}$	Коэффициент использования $K_u$ : $K_u = \frac{T_{\text{раб}}}{T_k} \cdot 100\%$	Коэффициент использования $K_u$ : $K_u = \frac{T_{\text{раб}}}{T_{\text{раб}} + T_{\text{зар}}} \cdot 100\% = \frac{T_k - T_{\text{зар}}}{T_k} \cdot 100\%$ $T_{\text{зар}} = T_{\text{рез}} + T_{\text{ен}} + T_{\text{ппр}}$	Коэффициент использования $K_u$ : $K_u = \frac{T_{\text{раб}}}{T_k} \cdot 100\%$ рекомендуется $\geq 90\%$	$T_{\text{раб}} = 6000$ ч $K_u \geq 68,5\%$ $T_{\text{раб}} = 8760$ ч $K_u = 100\%$
Времена простоев, связанных с отсутствием запасных частей, дисциплинарными и организационными ущербами, не учитываются.	Эквивалентная надежность $K_e$ : $K_e = \left\{ 1 - \left[ \frac{T_{\text{зар}}}{T_{\text{зар}}} + B \left( \frac{T_{\text{ппр}}}{T_{\text{зар}}} + \frac{T_{\text{зар}}}{T_{\text{ппр}}} \right) \right] \right\} \cdot 100\%$ Эквивалентная готовность $K_{eg}$ : $K_{eg} = \left\{ 1 - \left[ \frac{T_{\text{зар}}}{T_{\text{зар}}} + B \left( \frac{T_{\text{зар}}}{T_{\text{ппр}}} + \frac{T_{\text{ппр}}}{T_{\text{зар}}} \right) \right] \right\} \cdot 100\%$	Коэффициент производительности $K_n$ : $K_n = \frac{P_{\text{раб}} \cdot T_{\text{раб}}}{P_{\text{ном}} \cdot T_k} \cdot 100\%$	Коэффициент простоев $K_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{зар}}}{T_{\text{раб}}} \cdot 100\%$ рекомендуется не более 0,1	$T_e$ - время восстановления $T_{\text{но}}$ - наработка на отказ. При отсутствии статистических данных за базу целесообразно принимать время проведения профилактики ремонтов и их длительность.

Условные обозначения:

$K_g$	- коэффициент готовности	$T_{\text{зар}}$	- длительность периода для ГТУ
$T_{\text{но}}$	- время наработки на отказ	$T_{\text{нкв}}$	- длительность не готовности котла утилизатора
$T_e$	- время восстановления	$T_{\text{ппр}}$	- длительность периода неготовности паровой турбины
$T_{\text{ппр}}$	- время планов предупреждения ремонта	$T_{\text{рез}}$	- время нахождения в резерве
$T_{\text{пр}}$	- время простоев (неготовность к работе)	$T_{\text{зар}} = T_{\text{рез}} + T_{\text{ен}} + T_{\text{ппр}}$	- время нахождения агрегата в нерабочем состоянии
$T_k$	- число часов в году (8760)	$T_{\text{ен}}$	- длительность вынужденного простоя

$T_{en}$	- длительность вынужденного простоя	$T_{nl} = T_{rez} + T_{npr}$	- длительность нахождения агрегата в резерве и плановых ремонтах
$T_{раб}$	- время работы в году	$P_{фак}$	- фактическая мощность
$K_3$	- эквивалентная надежность	$T_{фак}$	- время фактической работы
$T_{внгту}$	- длительность вынужденных простоев ГТУ	$P_{проект}$	- проектная мощность
$T_{кэгтв}$	- длительность периода для ГТУ	$K_n$	- коэффициент надежности
$T_{внку}$	- длительность вынужденных простоев котла утилизатора	$K_{mu}$	- коэффициент технического использования
$T_{кку}$	- длительность периода КУ	$K_u (K_{mu})$	- коэффициент использования
$T_{внпу}$	- длительность вынужденных простоев паровой турбины	$K_{зр}$	- коэффициент эквивалентной готовности
$T_{кпу}$	- длительность периода для паровой турбины	$K_p$	- коэффициент производительности
$T_{негту}$	- длительность неготовности ГТУ	$K_{np}$	- коэффициент простоя

12.1.6 В случае, когда для многоагрегатных ЭСН показатели ущерба неспособны однозначно оценить характер и тяжесть последствий недостаточной надежности (например, при нарушении жизнеобеспечения в районах Крайнего Севера), в качестве технических и экономических показателей надежности возможно использование кратности резервирования - отношение числа резервных элементов  $J$ , к числу резервируемых  $m$ , в виде несокращаемой дроби,  $J/m$  (случай  $J = m = 1$  называется дублированием), объем годовых недопоставок газа из-за отказов ЭСН.

12.1.7 Рекомендуемые оценки показателей надежности представлены в таблице 7.

## 12.2 Оптимизация показателей надежности

12.2.1 Оптимизацию показателей надежности одноагрегатных ЭСН и элементов многоагрегатных ЭСН выполняют по рекомендациям энергообследования, проводимого специализированными организациями.

12.2.2 Оптимальными являются также значения показателей  $\Omega$  и  $T_e$ , которые экономически невыгодно как улучшать (из-за чрезмерно больших капитальных вложений), так и ухудшать (из-за резкого увеличения ущерба при недостаточной надежности).

12.2.3 Технико-экономические расчеты показывают, что повышение надежности ЭСН наиболее выгодно достигать следующими способами:

- для одноагрегатных ЭСН - повышением ремонтопригодности и уменьшением времени восстановления;
- для многоагрегатных ЭСН - уменьшением чувствительности системы к последствиям отказов элементов, в первую очередь - с помощью схемных решений, резервирования и автоматизации.

12.2.4 При использовании ЭСН для систем с экономически оцениваемыми последствиями недостаточной надежности (ущербом) универсальным критерием оптимальности является минимум приведенных затрат с учетом этого ущерба, допустимым критерием оптимальности является минимум приведенных затрат без учета ущерба (при этом рассматривают варианты, надежность которых экспертина считается достаточной), вынужденным критерием оптимальности считается обеспечение максимального повышения надежности на выделенные для этого дополнительные капитальные вложения.

12.2.5 При использовании ЭСН в системах с неоцениваемыми последствиями недостаточной надежности (например, в условиях Крайнего Севера) для оптимизации рекомендуется критерий минимума приведенных затрат без учета ущерба для вариантов схем, надежность которых экспертина считается достаточной.

## 12.3 Экологические требования

Уровень шума, создаваемый ЭСН в зоне обслуживания, не должен превышать 80 дБ. Система шумоглушения должна обеспечивать снижение уровня шума в районе воздухозабора и выхлопа до санитарных норм.

Октавные уровни вибрации, замеренные на рабочем месте в отсеке управления ЭСН, не должны превышать норм, установленных ГОСТ 12.1.012, категория За.

Октавные уровни звукового давления в отсеке управления не должны превышать норм, установленных в ГОСТ 12.1.003.

Выбросы вредных веществ с отработанными газами не должны превышать норм, установленных ГОСТ 29328 и ГОСТ Р 51249.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ на рабочем месте в отсеке управления не должны превышать норм, установленных ГОСТ 13822.

## Приложение А (рекомендуемое)

### Форма оперативно-технической документации

#### 1. Оперативный журнал

Дата и время	Содержание записи	Подпись дежурного

#### 2. Журнал распоряжений

Дата	Содержание распоряжения	Подпись руководителя	Подписи исполнителей

### 3. Журнал дефектов и неполадок оборудования

Дата	Место и сущность неисправности	Подпись оперативного персонала	Отметка о устраниении Дата, должность и подпись

### Приложение Б (рекомендуемое)

## Методика проведения противоаварийных тренировок на подстанциях и в распределительных устройствах

### 1. Общие положения

1.1 Настоящая методика разработана в соответствии с планом организационно-технических мероприятий по предупреждению электротравматизма на предприятиях ОАО «Газпром».

Методика предназначена для инженерно-технических работников, занятых на эксплуатации электроподстанций и распределительных сетей ОАО «Газпром», в качестве пособия для проведения обучения с оперативным и оперативно-ремонтным персоналом.

1.2 Противоаварийные тренировки являются основной формой периодической проверки на практике знаний персоналом ПТЭ, ПТБ, производственных инструкций, противоаварийных циркуляров, а также схем и режимов работы оборудования.

### 2. Задачи противоаварийных тренировок

2.1 Систематическая проверка способности персонала самостоятельно, быстро и правильно ориентироваться в случаях аварийных режимов на оборудовании, четко применять указания производственных инструкций, а также сработанности персонала смен и его умения координировать свои действия.

2.2 Обучение персонала наилучшим способам и приемам предупреждения и быстрой ликвидации аварийных положений.

### 3. Место и порядок проведения противоаварийных тренировок

3.1 Противоаварийные тренировки проводят на подстанциях, в распределительных устройствах и индивидуально (по данному рабочему месту).

3.2 Проведением противоаварийной тренировки руководит ответственный за электрохозяйство или назначенное им лицо электротехнического персонала.

3.3 Каждый работник из числа оперативного и оперативно-ремонтного персонала должен в течение квартала участвовать не менее, чем в одной противоаварийной тренировке.

3.4 Для персонала смены, в которой произошла авария по вине оперативного или оперативно-ремонтного персонала может быть назначена дополнительная (внеочередная) тренировка.

### 4. Порядок проведения противоаварийной тренировки

4.1 Тему тренировки составляют накануне ее проведения. При составлении темы тренировки необходимо учитывать:

- аварии, произошедшие на подстанциях и распределительных устройствах, а также возможные аварийные положения;

- имеющиеся дефекты оборудования, возможные ненормальные режимы подстанции или распределительного устройства;

- сезонные явления, угрожающие нормальной работе оборудования (грозовые явления, гололед и т.д.);

- ввод в работу нового, не освоенного в эксплуатации оборудования.

4.2 Тему противоаварийной тренировки персоналу заранее не сообщают.

4.3 Руководитель тренировки обязан детально разработать программу ее организации и проведения, исходя из темы тренировки.

В программе должны быть предусмотрены: предшествующий режим работы оборудования, варианты решения тренировочной задачи, расстановка контролирующих лиц, условные сигналы, обозначения (бирки, плакаты и порядок связи).

4.4 Аварийные тренировки, за исключением индивидуальных, проводят в свободное от дежурства время и, как правило, непосредственно на рабочих местах с возможно большим охватом активно участвующих лиц.

4.5 Лица, участвующие в тренировках, обязаны строго соблюдать правила техники безопасности. Им запрещается производить какие-либо операции с оборудованием, прикасаться к механизмам и аппаратуре управления (ключам, рубильникам и т.п.)

4.6 Плакаты и бирки, применяемые на тренировках, должны отличаться от соответствующих плакатов, применяемых в эксплуатации (по форме и цвету).

После проведения тренировки все тренировочные плакаты должны быть убраны. Тренировочные плакаты и бирки с наименованием операции могут в ходе тренировки навешиваться на механизм и аппаратуру управления оборудованием.

4.7 После окончания тренировки руководитель должен собрать и заслушать участников, произвести разбор их действий, дать общую оценку результатов тренировки и индивидуальную ее участникам, сделать замечания по недостаткам выполнения тренировки.

Результаты тренировки заносят в журнал (смотри ниже), в котором дают общую оценку тренировки, делают замечания по действиям ее участникам, проявившим слабые знания или плохую ориентировку в сложившейся обстановке.

Если по ходу тренировки выявится целесообразность проведения каких-либо противоаварийных мероприятий, то эти мероприятия необходимо осуществить.

4.8 После проведения тренировки ее программу и журнал выдают на рабочие места для ознакомления с ними персонала.

4.9 Лица, допустившие ошибки во время проведения тренировки по заключению ее руководителя должны пройти дополнительный инструктаж или внеплановую индивидуальную тренировку.

Если большинство участников тренировки получило неудовлетворительные оценки действий, тренировка по той же теме должна быть проведена вторично в срок не более десяти дней и не учитываться как плановая.

**ФОРМА  
журнала по учету противоаварийных тренировок  
объект \_\_\_\_\_**

Дата проведения тренировки	Фамилия участника тренировки и занимаемая должность	Тема и место проведения тренировки	Оценка, замечания и предложения

Подписи:

Руководитель тренировки и контролирующие лица с указанием должности

**Приложение В  
(рекомендуемое)**

**Программа обучения электротехнического персонала КС (типовая)**

Наименование темы	Кол-во часов
1. Основные сведения о развитии газовой промышленности. Добыча газа, дальний транспорт, распределение по потребителям, переработка газа. Динамика развития газотранспортных систем	2
2. Газотранспортные системы. Линейная часть, краны, КС, установки электрохимической защиты, газораспределительные станции	10
3. КС	
3.1 Назначение КС Генеральный план. Основное оборудование и системы (КЦ, ЭСН, распределительное устройство, склады ГСМ, автохозяйство и т.д.)	14
3.2 Основное производство Состав и задачи основных служб (КЦ, ГКС, ЭВС, КИП)	2
3.3 КЦ. Типы ГПА Основные характеристики (мощность, обороты, производительность). Технологическая схема	4
4. Схема электроснабжения Основные, резервные, аварийные источники. Распределительные устройства, кабельные линии. Аккумуляторная батарея и зарядные устройства. Нормальное и аварийное освещение. Заземления. Гроздозащита	18
5. Физико-химические свойства природного газа. Защитные средства. Инструменты. Ограждения. Условные знаки и плакаты. Электробезопасность. Оказание первой помощи при удушье газом и поражении электрическим током	4
ИТОГО:	54



Рисунок В.1 - Типовая структура линейного производственного управления

## Приложение Г (справочное)

### Библиография

- [1] Концепция развития энергетики ОАО «Газпром» на основе применения собственных электростанций и энергоустановок, № 52 от 28.02.2000
- [2] РД 34.20.501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации
- [3] Правила устройства электроустановок, Главгосэнергонадзор России, 1998
- [4] Правила технической эксплуатации дизельных электростанций (ПТЭД), НИПИКТИ «Сельэнергопроект», 1993
- [5] Правила эксплуатации электроустановок потребителей, Госэнергонадзор, 1992
- [6] Нормы технологического проектирования дизельных электростанций НТПД-90, Минэнерго, 1990
- [7] РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М-016-2001
- [8] РД 34.30.106-95 Руководящие указания по проектированию систем газоснабжения с давлением природного газа до 5,0 МПа для ГРУ и ПГУ ТЭС
- [9] РД 51-31323949-31-98 Выборы количества электроагрегатов электростанций РАО «Газпром»
- [10] Основные положения по автоматизации объектов энергообеспечения ОАО «Газпром», ОАО «Газавтоматика» М. 2001
- [11] ПБ 12-368-00 Правила безопасности в газовом хозяйстве
- [12] ПБ 10-115-96 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
- [13] Положения о порядке разработки и утверждения правил и инструкций по охране труда и методических указаний по разработке правил и инструкций по охране труда, 1993
- [14] Постановление Минтруда РФ «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве» № 279 от 11.03.1999 г. (с изменениями и дополнениями от 24.05.2000 г.)
- [15] Первая медицинская, экстремальная и реанимационная помощь пострадавшим на энергетических объектах. - М.: Стрижев, 1994
- [16] Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности, ВППБ 01-04-98
- [17] Методические указания по составлению оперативных планов и карточек тушения пожаров на энергетических предприятиях

[18] Инструкция по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на энергетических предприятиях

[19] Инструкции о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ на энергетических предприятиях

[20] «Инструкция о порядке государственного статистического учета пожаров и последствий от них в Российской Федерации» рег. № 638, 1994 г., утвержденной Госкомстатаом России (Постановление от 20.06.94 № 80 и МВД России (Приказ от 30.06 № 332)

[21] РД 51-0158623-06-95 Применение аварийных источников электроэнергии на КС МГ, УКПГ и других объектах газовой промышленности.

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Область применения
2. Нормативные ссылки
3. Термины и определения
4. Перечень сокращений, условных обозначений
5. Общие положения
6. Электростанции собственных нужд
  - 6.1 Область применения ЭСН
  - 6.2 Приемка в эксплуатацию оборудования и сооружений
  - 6.3 Программа и методика приемочных испытаний
  - 6.4 Подготовка к испытаниям
  - 6.5 Оценка пусковых качеств
  - 6.6 Определение основных показателей и характеристик электроагрегатов и электростанций
  - 6.7 Испытания систем автоматического регулирования, управления и защиты
  - 6.8 Испытания вспомогательных систем и устройств
  - 6.9 Проверка качества вырабатываемой электроэнергии и устойчивости параллельной работы
  - 6.10 Проверка надежности электроагрегата или электростанции - при непрерывной работе с номинальной нагрузкой. 10
  - 6.11 Оформление документации
  - 6.12 Меры безопасности при проведении испытаний
7. Требования к ЭСН
8. Технологическая часть
  - 8.1 Топливная система
  - 8.2 Системы зажигания газовых ДВС.. 13
  - 8.3 Масляная система
  - 8.4 Системы охлаждения и технического водоснабжения
  - 8.5 Системы забора воздуха и выхлопа. 15
  - 8.6 Приводной двигатель (ГТД и ДВС) генератора
  - 8.7 Система утилизации тепла. 16
  - 8.8 Указания по монтажу и эксплуатации. 17
9. Электротехническая часть
  - 9.1 Общие положения
  - 9.2 Генератор
  - 9.3 Собственные нужды
  - 9.4 Системы постоянного тока. 20
  - 9.5 Системы вспомогательного оборудования
10. Организация эксплуатации ЭСН
  - 10.1 Задачи и структура
  - 10.2 Требования к персоналу ЭСН.. 21
  - 10.3 Контроль работы ЭСН и распределительных сетей
  - 10.4 Контроль технического состояния ЭСН
  - 10.5 Техническое обслуживание, ремонт. 22
  - 10.6 Техническая документация. 23

- 
- 10.7 Автоматизированные системы управления
  - 10.8 Метрологическое обеспечение. 26
  - 10.9 Техника безопасности
  - 10.10 Пожарная безопасность
  - 10.11 Соблюдение природоохранных требований
  - 10.12 Ответственность за выполнение правил технической эксплуатации
  - 11. Территория, производственные здания и сооружения
    - 11.1 Территория
    - 11.2 Производственные здания и сооружения
  - 12. Оценка надежности ЭСН
    - 12.1 Показатели надежности
    - 12.2 Оптимизация показателей надежности. 33
    - 12.3 Экологические требования. 33
- Приложение А. Форма оперативно-технической документации
- Приложение Б. Методика проведения противоаварийных тренировок на подстанциях и в распределительных устройствах
- Приложение В. Программа обучения электротехнического персонала КС (типовая)
- Приложение Г. Библиография. 35