

Свидетельство № СРО- П-021-28082009

**ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Текстовая часть

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1

D822921/0052D-0-0-0- IOS1.1-PD

Редакция С01

Свидетельство № СРО- П-021-28082009

Заказчик: ООО «НГХ-Недра»

**ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Текстовая часть

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1

D822921/0052D-0-0-0- IOS1.1-PD

Редакция С01

Руководитель проекта

Главный инженер проекта

Изн. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. Изв. №	

Свидетельство № П-8-16-0285

ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Текстовая часть

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1

D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1-ПД

Том 5.1.1

Редакция С01

Представитель Управляющего
ООО «ИТЭ-Проект»



Е. Ю. Шныров

Главный инженер проекта



Д.С. Филатов

Изн. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. Изн. №	

Свидетельство № П-8-16-0285

ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВТ
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Текстовая часть

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1

D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1-PD

Том 5.1.1

Редакция С01

Директор филиала ООО «ИТЭ-Проект»
в г. Екатеринбурге

Главный инженер проекта



И.М. Лавецкий

М.О. Курис

Изн. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. Изн. №	

Обозначение	Наименование	Примечание
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1-С D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.С-ПД	Содержание тома 5.1.1	л. 1
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧ-ПД	Текстовая часть	лл. 98
	Всего листов в томе:	103

Согласовано		

Взам. Инв. №	
--------------	--

Подпись и дата	
----------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

Данный материал не подлежит
размножению или передаче другим
организациям и лицам без согласия
Общества с ограниченной ответственностью
"Интертехэлектро - Проект" г. Москва



D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1-С
D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.С-ПД

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Разраб.					
Проверил					
Н. контр.					

Содержание тома 5.1.1

Стадия	Лист	Листов
П		1

Филиал
ООО «ИТЭ-Проект»
в г. Екатеринбурге

Формат А4

СОДЕРЖАНИЕ

	1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ТЕХНИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ НА ПОДКЛЮЧЕНИЕ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА К СЕТЯМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ	4
	2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ВЫБОРА КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	5
	2.1 Этапность строительства	5
	2.2 Границы проектирования	6
	2.3 Схема выдачи мощности	6
	2.4 Первый этап строительства	7
	2.5 Второй и последующие этапы строительства.....	8
	2.6 Турбогенераторы.....	9
	2.7 Генераторные распределительные устройства	Ошибка! Залкадка не определена.
	2.8 Токи короткого замыкания и выбор оборудования	15
	2.9 Генераторные распределительные устройства	15
	3 СВЕДЕНИЯ О КОЛИЧЕСТВЕ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ, ОБ ИХ УСТАНОВЛЕННОЙ, РАСЧЕТНОЙ И МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ.....	17
	4 ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И КАЧЕСТВУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	18
	5 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКОВ В СООТВЕТСТВИИ С УСТАНОВЛЕННОЙ КЛАССИФИКАЦИЕЙ В РАБОЧЕМ И АВАРИЙНОМ РЕЖИМАХ	20
	5.1 Описание решений по электроснабжению электроприемников собственных нужд	20
	5.2 Система гарантированного питания.....	21
	5.3 Оборудование постоянного тока и бесперебойного питания	21
	5.4 Кабели высокого, среднего и низкого напряжения	23
	5.5 Компоновка электротехнических устройств.....	24
	5.6 Кабельное хозяйство	25

Согласовано

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Данный материал не подлежит размножению или передаче другим организациям и лицам без согласия Общества с ограниченной ответственностью "Интертехэлектро - Проект" г. Москва



D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Разраб.		
Проверил		
Н. контр.		

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	50
Филиал ООО «ИТЭ-Проект» в г. Екатеринбурге		

6 ОПИСАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ, УПРАВЛЕНИЮ, АВТОМАТИЗАЦИИ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	27
6.1 Компенсация реактивной мощности	27
6.2 Управление, синхронизация, контроль и сигнализация	27
6.3 Релейная защита.....	27
6.4 Противоаварийная автоматика	27
6.5 Оперативная блокировка	29
6.6 Автоматизация	29
6.7 АИИСКУЭ.....	29
6.8 АСУ ЭТО и СОТИ АССО.....	29
6.9 РАС.....	30
7 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, И ПО УЧЕТУ РАСХОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	30
8 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ	32
9 СВЕДЕНИЯ О МОЩНОСТИ СЕТЕВЫХ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ОБЪЕКТОВ.....	33
9.1 Блочные повышающие трансформаторы.....	33
9.2 Рабочие трансформаторы собственных нужд.....	34
9.3 Общестанционные трансформаторы собственных нужд	35
9.4 Трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ	Ошибка! Закладка не определена.
10 РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МАСЛЯНОГО И РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА	37
10.1 Маслохозяйство.....	37
10.2 Ремонт и ревизия электрооборудования	37
11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЗЕМЛЕНИЮ (ЗАНУЛЕНИЮ).....	38
12 СВЕДЕНИЯ О ТИПЕ, КЛАССЕ ПРОВОДОВ И ОСВЕТИТЕЛЬНОЙ АРМАТУРЫ, КОТОРЫЕ ПОДЛЕЖАТ ПРИМЕНЕНИЮ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА.....	40
13 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ РАБОЧЕГО И АВАРИЙНОГО ОСВЕЩЕНИЯ	41
13.1 Системы освещения	41
13.2 Принципиальные схемы сети освещения.....	Ошибка! Закладка не определена.
13.3 Управление освещением.....	43
13.4 Осветительная арматура	44
13.5 Выполнение осветительной сети.....	44
13.6 Защита осветительной сети	44

Изн. № подл.	Взам. Изн. №
Подпись и дата	

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

13.7 Защитные меры безопасности в осветительных сетях	44
13.8 Наружное освещение	45
13.9 Энергосбережение в осветительной сети.....	45
13.10 Сеть электросварки и термообработки.....	45
14 ОПИСАНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ И РЕЗЕРВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ НАЛИЧИЕ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВА (С УКАЗАНИЕМ ОДНОСТОРОННЕГО ИЛИ ДВУСТОРОННЕГО ЕГО ДЕЙСТВИЯ)	47
15 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕЗЕРВИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	48
16 ПЕРЕЧЕНЬ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ АВАРИЙНОЙ И (ИЛИ) ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БРОНИ И ЕГО ОБОСНОВАНИЕ	49
17 И МОЛНИЕЗАЩИТЕ	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
Перечень нормативных документов, используемых при разработке проектной документации	50
Приложение А Задание на выполнение проектно – изыскательских работ по объекту «ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт».....	Ошибка! Закладка не определена.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	3

2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ВЫБОРА КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

2.1 Этапность строительства

Этапность строительства приведена в техническом задании на проектирование (Раздел 1. Пояснительная записка. Приложение А)

Разработка проектной документации выполняется на объект в целом, в рамках одного договора, с выделением двух очередей строительства, включающие в себя 9 этапов:

1 этап:

- 3х6FA (3х75 МВт);
- с блочными трансформаторами мощностью 3х125 МВА;

2 этап:

- 1х6FA (1х75 МВт);
- с блочным трансформатором мощностью 1х125 МВА;

3 этап:

- 1х6FA (1х75 МВт);
- с блочным трансформатором мощностью 1х125 МВА;

4 этап:

- 1х6Ф.03 (1х82 МВт);
- с блочным трансформатором мощностью 1х125 МВА;

5 этап:

- 1х6Ф.03 (2х82 МВт);
- с блочным трансформатором мощностью 1х125 МВА;

6 этап:

- 1х6Ф.03 (2х82 МВт);
- с блочным трансформатором мощностью 1х125 МВА;

7 этап:

- 1х6Ф.03 (1х82 МВт);
- с блочным трансформатором мощностью 1х125 МВА;

8 этап:

- 1х6Ф.03 (1х82 МВт);
- с блочным трансформатором мощностью 1х125 МВА;

9 этап:

- 1х6Ф.03 (1х82 МВт);

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изнв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	Лист 5
------	--------	------	--------	---------	------	---	-----------

- с блочным трансформатором мощностью 1x125 МВА

Первая очередь – строительство 1...4 этапов.

Вторая очередь - строительство 5...9 этапов.

2.2 Границы проектирования

Граница проектирования со стороны проектируемого высоковольтного оборудования 110 кВ - натяжные зажимы натяжных гирлянд изоляторов на выходных порталах ВЛ-110 кВ.

2.3 Схема выдачи мощности

Выдача электрической мощности, вырабатываемой ТЭС, предусматривается на напряжение 110 кВ в соответствии с:

- концепцией энергоснабжения объектов «Восток Ойл»;
- техническими условиями на электроснабжение объекта: «ГТЭС Иркинская»;
- заданием на проектирование «ГТЭС Иркинская 867 МВт»;
- работой «Расчёты электроэнергетических режимов в рамках проекта «Восток Ойл» Иркинская ГТЭС» выполненной ООО «СамараНИПИнефть» по заказу ООО «Интер РАО - Инжиниринг».

В соответствии с работой «концепция электроснабжения проекта «Восток Ойл» создания генерации является вариант с организацией двух энергоцентров на Пайяхском ЛУ и на Иркинском ЛУ.

Для Пайяхского кластера вариант 2 предполагает строительство 2 источников электроэнергии в непосредственной близости к крупному потребителю энергии и к объектам транспорта нефти, а именно:

- ГТЭС на ЛУ Иркинском;
- ГТЭС на ЛУ Пайяхском.

К ГТЭС Пайяхскому относятся следующие объекты и ЛУ:

- ЛУ Пайяхский;
- ЛУ Северо-Пайяхский;
- ГНПС "Пайяха". Внешняя перекачка нефти;
- Потребители нефтепровода "Пайяха-бухта Север", участок ЦПС.

К ГТЭС Иркинскому относятся следующие объекты и ЛУ:

- ЛУ Иркинский;
- ЛУ Западно-Иркинский (п.б.);
- ЛУ Песчаный;
- НПС-2 «Енисей-Пайяха»;
- Потребители участка нефтепровода "р. Енисей-Пайяха".

До 2029 года обеспечение всех объектов Пайяхского кластера проводится за счёт ГТЭС «Иркинской» и ВЛ 110 кВ.

Установленная электрическая мощность проектируемого Объекта составляет 867 МВт.

Значение суммарной присоединенной максимальной мощности к сетям электроснабжения 110 кВ составляет:

- 1) На первом этапе строительства осуществляется технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии максимальной мощностью 228,6 (270) МВт (ГТУ-1 мощностью 76,2 МВт, ГТУ-2 мощностью 76,2 МВт и ГТУ-3 мощностью 76,2 МВт).

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инов. №
---------------	----------------	---------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	Лист 6
------	---------	------	--------	---------	------	---	-----------

- 2) На втором этапе строительства осуществляется технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии максимальной мощностью 304,8 (360) МВт с учетом максимальной мощности первого этапа строительства. На втором этапе строительства вводится ГТУ-4 мощностью 76,2 МВт.
- 3) На третьем этапе строительства осуществляется технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии максимальной мощностью 381,0 (450) МВт с учетом максимальной мощности второго этапа строительства. На третьем этапе строительства вводится ГТУ-5 мощностью 76,2 МВт.
- 4) На четвертом этапе строительства осуществляется технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии максимальной мощностью 461,2 (538,4) МВт с учетом максимальной мощности третьего этапа строительства. На четвертом этапе строительства вводится ГТУ-6 мощностью 80,2 МВт.
- 5) На пятом этапе строительства осуществляется технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии максимальной мощностью 541,4 (626,8,4) МВт с учетом максимальной мощности четвертого этапа строительства. На пятом этапе строительства вводится ГТУ-7 мощностью 80,2 МВт.
- 6) На шестом этапе строительства осуществляется технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии максимальной мощностью 621,6 (715,2,4) МВт с учетом максимальной мощности пятого этапа строительства. На шестом этапе строительства вводится ГТУ-8 мощностью 80,2 МВт.
- 7) На седьмом этапе строительства осуществляется технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии максимальной мощностью 701,8 (803,6) МВт с учетом максимальной мощности шестого этапа строительства. На седьмом этапе строительства вводится ГТУ-9 мощностью 80,2 МВт.
- 8) На восьмом этапе строительства осуществляется технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии максимальной мощностью 782,0 (892,0) МВт с учетом максимальной мощности седьмого этапа строительства. На восьмом этапе строительства вводится ГТУ-10 мощностью 80,2 МВт.
- 9) На девятом этапе строительства осуществляется технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии максимальной мощностью 862,2 (980,4) МВт с учетом максимальной мощности восьмого этапа строительства. На девятом этапе строительства вводится ГТУ-11 мощностью 80,2 МВт.

2.4 Первый этап строительства

На первом этапе строительства осуществляется строительство главного корпуса с тремя агрегатами ГТУ, котельным отделением и ремонтной зоной.

Генератор каждой газовой турбины работает в блоке с трехфазным двухобмоточным повышающим трансформатором мощностью 125 МВА напряжением 121/10,5 кВ, в соответствии с данными поставщика максимальная мощность газовой турбины при работе на газе, при температуре минус 32°C – 90 МВт. В цепях каждого генератора устанавливаются генераторные распределительные устройства. Связи между генераторами и трансформаторами осуществляются литыми токопроводами (3 фазы в общем компаунде) по типу ТКЛС(А)-10-6300-320, с номинальным током 6300 А, с током динамической стойкости 320 кА.

В состав каждого энергоблока входят также трансформатор собственных нужд мощностью 6,3 МВА напряжением 10,5/6,3 кВ, комплектные распределительные устройства собственных нужд среднего и низкого напряжений, система оперативного тока (постоянного тока и бесперебойного питания).

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	Лист 7
------	--------	------	--------	---------	------	---	-----------

Расчет по выбору мощности рабочих трансформаторов собственных нужд приведены в Приложении Б.

Рабочие трансформаторы собственных нужд энергоблоков подключаются отпайкой к блоку ГТУ между генераторным выключателем и трансформатором.

Для защиты блочных трансформаторов от грозовых и коммутационных перенапряжений со стороны обмотки высокого напряжения устанавливаются нелинейные ограничители перенапряжений.

Режимы работы блочных трансформаторов допускают частичное разземление нейтрали, поэтому в цепи установлен ОПН с заземлителем.

Выдача мощности в энергосистему осуществляется на напряжении 110 кВ. Для обеспечения подключения отходящих ВЛ 110 кВ выполняется строительство площадки выходных порталов ВЛ 110 кВ №1, и здания КРУЭ 110кВ №1 с размещением в нем высоковольтного оборудования, оборудования управления и связи.

Связь между КРУЭ-110 кВ и блочными трансформаторами осуществляется кабельными линиями по типу ПвВнг2г(А) 3х(1х240/120)-110 кВ.

Тип кабелей 110 кВ может быть уточнен на стадии рабочей документации с учетом проведения конкурсных отборов поставщиков.

В соответствие с Задаaniem на проектирование силовые трансформаторы (блочные, общестанционные ТСН и ТСН блоков) оснащаются системой мониторинга трансформаторного оборудования (СМТО), обеспечивающей переход на ремонт по техническому состоянию.

Выполняется строительство технологических и общестанционных сооружений инженерно-бытовой корпус №1, сооружений газового хозяйства и хозяйства жидкого топлива, станции электрообогрева трубопроводов, сооружений системы водоснабжения и пожаротушения.

Для электроснабжения потребителей площадки станции, таких как здание КРУЭ 110кВ №1, инженерно-бытовой корпус №1, сооружений газового хозяйства, станции электрообогрева трубопроводов, а также для резервного питания собственных нужд блоков предусматривается установка двух общестанционных трансформаторов собственных нужд 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый с общестанционным РУСН 6 кВ.

Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов приведены в разделе 9.

2.5 Второй и третий этапы строительства

На втором и третьем этапах строительства осуществляется расширение главного корпуса и строительство одного агрегата ГТУ с блочным повышающим трансформатором и трансформатором собственных нужд блока на каждом этапе. Блочные повышающие трансформаторы подключаются к ячейкам КРУЭ 110кВ №1.

2.6 Четвертый этап строительства

На четвертом этапе строительства осуществляется расширение главного корпуса и строительство одного агрегата ГТУ с блочным повышающим трансформатором и трансформатором собственных нужд блока, также в главном корпусе осуществляется строительство второго котельного отделения.

Для обеспечения подключения отходящих ВЛ 110 кВ выполняется строительство площадки выходных порталов ВЛ 110 кВ №2, и здания КРУЭ 110кВ №2 с размещением в нем высоковольтного оборудования, оборудования управления и связи.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	8
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Блочный повышающий трансформатор подключается к ячейке КРУЭ 110кВ №2, выполняются кабельные линии связи 110 кВ для секционирования КРУЭ 110кВ №1 и №2, применяется кабели по типу ПвВнг2г(А) 3х(1х800/120)-110 кВ.

2.7 Пятый и последующие этапы строительства

С пятого по девятый этапы строительства осуществляется расширение главного корпуса и строительство одного агрегата ГТУ с блочным повышающим трансформатором и трансформатором собственных нужд блока на каждом этапе. Блочные повышающие трансформаторы подключаются к ячейкам КРУЭ 110кВ №2.

2.8 Турбогенераторы

2.8.1 Общее описание

В составе каждой ГТУ предусматривается газовая турбина в комплекте с генератором типа ТФ-90Г-2УЗ и вспомогательным оборудованием.

Турбогенераторы изготавливаются в климатическом исполнении для работы:

- на высоте над уровнем моря не более 1000 м;
- в пределах температур окружающего воздуха от +5 до +40 °С.

Окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая агрессивных паров и газов в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, не насыщенная водяными парами и токопроводящей пылью.

Срок службы генератора ГТУ составляет 25 лет при соблюдении требований руководства по эксплуатации (РЭ) и сроков и объемов плановых осмотров и ремонтов.

Турбогенераторы комплектуются статической системой возбуждения в соответствии с ГОСТ 21558-2000.

Основные параметры турбогенератора типа ТФ-90Г-2УЗ по данным поставщика представлены в таблице 1.

Таблица 1. Основные параметры турбогенератора типа ТФ-90Г-2УЗ.

Наименование основных параметров	Значение параметра
Мощность полная, кВА	112500
Мощность активная, кВт	90000
Номинальный коэффициент мощности	0,8
Напряжение статора, кВ	10,5
Ток статора, А	6186
Частота, Гц	50
Частота вращения, об/мин.	3000
Коэффициент полезного действия, расчетный, %	98,3
Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси $x'd$, о.е.	0,217
Сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси $x''d$, о.е.	0,146
Число фаз обмотки статора	3
Соединение фаз обмотки статора	Две звезды
Число выводов статора	6 (3- линейные, 3 - нулевые)

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД

Лист

9

Наименование основных параметров	Значение параметра
Изоляция обмоток генератора	Класс F
Допустимые температуры обмоток генератора	Класс B
Степень защиты по ГОСТ 17494	IP54
Уровень шума на расстоянии 1 м от генератора, не более, дБ(А)	85/97
Номинальная температура охлаждающего воздуха	40°C
Номинальная температура охлаждающей жидкости	32°C

Турбогенераторы выполнены с непосредственным воздушным охлаждением обмотки ротора и сердечника статора и косвенным воздушным охлаждением обмотки статора.,

Охлаждающий воздух циркулирует в турбогенераторах под действием вентиляторов, установленных на валу ротора, и охлаждается воздухоохладителями, встроенными в корпус турбогенераторов.

Циркуляция воды через воздухоохладители осуществляется насосами, расположенными вне турбогенераторов.

Контроль теплового состояния всех основных узлов и систем охлаждения турбогенераторов производится термопреобразователями сопротивления.

Турбогенераторы возбуждается выпрямленным током тиристорной преобразовательной установки, питающейся от шин собственных нужд 6 кВ через трансформатор.

2.8.2 Концевые выводы

Токоведущий стержень линейных концевых выводов статорной обмотки состоит из двух медных труб, входящих друг в друга и приваренных с двух сторон к контактными пластинам. В образованную трубами полость для охлаждения линейного вывода через два отверстия в верхней пластине проходит воздух. Одно отверстие находится в зоне давления, а другое, посредством изоляционного шланга, соединено с зоной разряжения перед вентилятором. Токоведущий стержень нулевых концевых выводов состоит из медной трубы и в нем принудительная циркуляция воздуха не предусмотрена.

Изоляция стержней концевых выводов от корпуса выполнена фарфоровыми изоляторами.

Крепление выводов к корпусу статора производится немагнитными фланцами.

Места соединения фарфоровых изоляторов с корпусом статора уплотняются специальными прокладками.

2.8.3 Корпус статора

Корпус статора выполнен сварным неразъемным и имеет внутри поперечные кольца жесткости, служащие для крепления сердечника статора и рационального распределения потоков холодного и горячего воздуха.

Наружные щиты непосредственно объединены с внутренними щитами, к которым прикрепляются вентиляторные щиты. Разъем щитов расположен в горизонтальной плоскости.

Степень защиты турбогенератора IP54.

Уплотнение соприкасающихся плоскостей корпуса и наружных щитов обеспечивается резиновым шнуром, приклеенным ко дну канавок в наружных щитах.

Внутренние щиты по отношению к корпусу статора уплотнены круглым резиновым шнуром.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	Лист 10
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

На внутреннем диаметре щитов установлены воздушные уплотнения, предотвращающие попадание внутрь турбогенератора воздуха, загрязненного пылью и парами масла.

Для устранения подшипниковых токов воздушные уплотнения и вентиляторные щиты изолируются от наружных щитов, а также изолируются половины вентиляторных щитов между собою.

Камера воздушного уплотнения соединяется с зоной высокого давления за вентилятором, что исключает засасывание грязного воздуха в машину.

Утечки воздуха через воздушные лабиринтные уплотнения восполняются поступлением очищенного воздуха в зону разрежения перед вентилятором. Очистка воздуха осуществляется фильтрами, установленными вне генератора.

В заглушках наружных щитов со стороны выводов и стороны турбины предусмотрены резьбовые отверстия для установки приборов – измерителей влажности.

Внутри корпуса установлены электрические нагреватели для поддержания температуры в необходимых пределах внутри остановленного генератора при температуре окружающего воздуха ниже 15 °С.

Чтобы проникнуть внутрь корпуса, не разбирая наружные щиты, в нижней его части на стороне турбины предусмотрены люки.

Корпус статора опирается на фундамент посредством лап, которые приварены к корпусу.

Основанием турбогенератора служат фундаментные плиты, которые устанавливаются при монтаже на закладные плиты и постоянные подкладки и заливаются бетоном. Фундаментные плиты крепятся к фундаменту шпильками. Крепление турбогенератора к фундаментным плитам осуществляется болтами. Для подшипника турбогенератора и траверсы фундаментная плита выполнена коробчатого типа, а для статора плиты плоские.

Закладные плиты устанавливаются при строительстве фундамента и привариваются к его арматуре.

2.8.4 Сердечник статора

Сердечник статора собран на клиньях из сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 мм, покрытых изоляционным лаком, и вдоль оси разделен вентиляционными каналами на пакеты.

Клинья сердечника статора приварены к поперечным стенкам корпуса статора. Крепление сердечника к корпусу не имеет специальных эластичных элементов.

Спрессованный сердечник статора удерживается нажимными кольцами из немагнитной стали.

Зубцовая зона крайних пакетов уплотнена нажимными пальцами из немагнитной стали, установленными между сердечником и нажимными кольцами. Для увеличения монолитности торцевой зоны турбогенератора три крайних пакета выполняются склеенными.

Для демпфирования полей рассеяния лобовых частей обмотки статора и снижения потерь и нагревов в крайних пакетах сердечника статора под нажимными кольцами установлены экраны в виде медных колец.

2.8.5 Обмотка статора

Обмотка статора трехфазная, двухслойная, с укороченным шагом, стержневая, с транспозицией элементарных проводников, имеет две параллельные ветви.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	11
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Соединение фаз - «звезда».

Изоляция стержней терморезистивная типа «Монолит».

На концы стержней напаяны медные наконечники, с помощью которых осуществляется соединение стержней между собой и с соединительными шинами с пропайкой контактов твердым припоем.

Начало и концы обмотки выведены наружу через концевые выводы.

Обмотка статора в пазах закреплена специальными встречными клиньями и гофрированными боковыми прокладками из полупроводящего стеклотекстолита.

Лобовые части обмотки – корзиночного типа, закреплены с помощью кронштейнов, бандажных колец, различных распорок и формирующихся материалов с последующей запечкой.

2.8.6 Вентиляция и охлаждение

Вентиляция осуществлена по замкнутому циклу с охлаждением воздуха воздухоохладителями, установленными в корпусе статора. Необходимый напор воздуха создается двумя вентиляторами, установленными на валу ротора.

Для исключения попадания внутрь генератора пыли и паров масла из окружающей среды в схеме воздушной подпитки турбогенератора устанавливается специальный фильтр.

Отвод тепла, выделяющегося в турбогенераторе, производится четырьмя воздухоохладителями, установленными внутри корпуса статора вдоль оси машины.

Воздухоохладитель предназначен для работы на 50 % раствора этиленгликоля.

Воздухоохладитель состоит из следующих составных частей: рамы, трубных досок, охлаждающих трубок с оребрением, водяных камер со съемными крышками. Трубные доски жестко соединены двумя рамами, которые между собой соединены специальными распорками. Охлаждающие трубки концами вставлены в трубные доски и завальцованы.

Съемные крышки, закрывающие водяные камеры со стороны подачи воды, имеют отверстия с фланцами для присоединения внешнего трубопровода подачи и слива охлаждающей воды. Для выпуска воздуха из воздухоохладителя при заполнении его водой в самых высоких точках камер предусмотрены штуцера. На монтаже турбогенератора к штуцерам присоединяются отводящие трубки с краниками. Во время работы турбогенератора краники должны быть открыты во избежание воздушных пробок, а вытекающая вода должна сливаться в дренажные воронки.

Съемные крышки водяных камер позволяют проводить чистку внутренней полости камер, охлаждающих трубок и контроль за их состоянием без вывода охладителей.

Наружная рамка водяной камеры со стороны выводов имеет эластичное соединение с корпусом статора посредством резиновой прокладки, зажатой двумя нажимными рамками.

Наружная рамка водяной камеры со стороны турбины жестко соединена с корпусом статора посредством одной нажимной рамки, уплотненной резиной.

В воздухоохладителях на поверхности камер и крышек, соприкасающихся с охлаждающей водой, нанесено антикоррозийное покрытие, а в воздухоохладителях, предназначенных для работы на морской воде, в камерах устанавливается дополнительно протекторная защита.

2.8.7 Ротор

Ротор изготовлен из цельной поковки специальной стали, обеспечивающей механическую прочность ротора при всех режимах работы турбогенератора.

Ротор со стороны контактных колец имеет глухое центральное осевое отверстие, в котором установлены стержни токоподвода.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД

Обмотка ротора выполнена из полосовой меди с присадкой серебра и имеет непосредственное охлаждение воздухом. Для обеспечения охлаждения пазовой части обмотки ротора под пазом профрезерован канал ступенчатой формы.

Каждый виток обмотки намотан на ребро и состоит из двух параллельных полос, имеющих в лобовой и пазовой части выфрезерованные в продольном направлении канавки, образующие вентиляционные каналы. Внутри катушек в пазовой части выполнены радиальные каналы, обеспечивающие сообщение продольных каналов с подпазовыми.

Пазовые дюралюминиевые клинья, удерживающие обмотку в пазу, и подклиновые изоляционные подкладки имеют отверстие для выхода охлаждающего воздуха, совпадающие с радиальными внутренними каналами в обмотке.

Воздух для охлаждения обмотки подается в пространство под лобовыми частями обмотки ротора, из которого распределяется по подпазовым каналам и вентиляционным каналам лобовых частей.

Концевые клинья в пазах бочки ротора выполнены из хромистой бронзы.

Контактные кольца установлены на валу за подшипником турбогенератора. Для охлаждения щеток и контактных колец имеется вентилятор, установленный между контактными кольцами.

Токоподводы, расположенные в центральном отверстии ротора, соединяются с обмоткой и контактными кольцами с помощью изолированных гибких шин и специальных изолированных болтов.

Роторные бандажы выполнены из специальной немагнитной и коррозионностойкой стали и имеют горячую посадку на бочку ротора. От осевых смещений бандажные кольца удерживаются кольцами пружинными (шпонками).

Для предотвращения повышения температуры торцов ротора от воздействия токов обратной последовательности под бандажными установлены короткозамыкающие кольца в виде двухслойных медных сегментов. Сегменты укладываются внахлест на подбандажную изоляцию. Зубцы сегментов входят в обмоточные пазы и специальные пазы в больших зубцах ротора.

Лобовые части обмотки изолированы от бандажных и упорных колец стеклотекстолитом.

2.8.8 Система возбуждения

Турбогенераторы оборудованы тиристорной системой независимого возбуждения типа СТСГ-КНФР-250-1500-2,5-10,5-11М2-П УХЛ4

Система возбуждения обеспечивает все режимы работы турбогенератора ТФ-90Г-2 У3 - нормальные и аварийные.

Система возбуждения соответствует требованиям действующих «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации станций и сетей», ГОСТ 21558-2018 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия», СТО 59012820.29.160.20.004-2019 ОАО «СО ЕЭС» «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов».

Система возбуждения выполнена по одногрупповой схеме параллельного самовозбуждения со 100% резервированием преобразовательно-регулирующих каналов - с двумя равноценными преобразовательно-регулирующими каналами (1 рабочий+1 резервный),

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	Лист 13
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

при выходе из строя одного канала обеспечиваются все режимы работы генератора, включая форсировку.

Система управления и регулирования - микропроцессорная, состоит из двух идентичных независимых каналов, выполненных на базе промышленных программируемых контроллеров, каждый из которых включает в себя автоматический регулятор возбуждения (АРВ) первого и второго каналов, регулятор тока в каждом канале, систему импульсно-фазового управления (СИФУ) преобразователем в каждом канале - управление возбуждением в каждом канале.

Работа автоматического регулятора возбуждения в сети осуществляется по пропорционально - интегрально -дифференциальному закону с автоматически изменяемыми коэффициентами при помощи нелинейных функций.

Силовая часть тиристорного преобразователя СТС-КНФР выполнена на тиристорах типа Т273-2000-28 кл. с номинальным током 2000 А, напряжением - 2800В, производства ОАО «Электровыпрямитель» г. Саранск. Номинальные ток применяемых тиристоров превышают в 2 раза номинальный ток тиристоров, применяемых рядом производителей систем возбуждения РФ.

Питание тиристорных преобразователей осуществляется от преобразовательного трансформатора, подключенного к распределительному устройству собственных нужд 6 кВ.

В состав системы возбуждения входит шкаф с двумя каналами микропроцессорных защит выполняется полный объем защит системы возбуждения.

Предусмотрены разъединители на сторонах переменного и постоянного тока каждого преобразователя для проведения профилактики и ремонта без перерыва в работе турбогенератора.

Система возбуждения обеспечивает работу турбогенераторов в следующих режимах:

- а) пуска газовой турбины;
- б) включение в сеть методом точной (автоматической и ручной) синхронизации в нормальных режимах работы энергосистемы и методом самосинхронизации в аварийных режимах работы энергосистемы;
- в) холостой ход генератора с автоматическим изменением напряжения в пределах от 80% до 110% номинального напряжения генератора;
- г) работу генератора в энергосистеме с нагрузками от холостого хода до номинальной, работу в режимах, определяемых диаграммой мощности генератора, а также работу с перегрузками, допускаемыми турбогенератором и в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52776-2007, ГОСТ 533-2000;
- д) форсировку возбуждения и развозбуждение при нарушениях в энергосистеме, вызывающих, соответственно, снижение или повышение напряжения на шинах станции;
- е) устойчивую работу генератора в переходных и аварийных режимах (набросы и сбросы нагрузки);
- ж) остановку генератора в нормальных и аварийных режимах.

2.8.9 Вспомогательные электрические установки

Каждый турбогенератор оборудован следующими установками:

- вспомогательный отсек нейтральных выводов (GNAC), в него входят резистор в нейтрали генератора и трансформаторы тока.

Изн. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. Изв. №	

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	14
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- вспомогательным отсеком линейных выводов (GLAC), в него входят трансформаторы тока и трансформаторы напряжения для контроля работы и защиты генератора, конденсаторы для защиты от атмосферных перенапряжений и разрядники для защиты от грозовых перенапряжений.

- статическим преобразователем частоты (один на каждые два блока), предназначенным для приведения в действие вала газовой турбины и обеспечивающим питание генератора переменной частотой при пониженном напряжении и пониженном возбуждении.

- двухобмоточный трансформатор 6/0,4 кВ, предназначен для питания центра управления двигателями.

- двухобмоточный трансформатор для питания статической системы возбуждения генератора.

- агрегатный отсек электрического и электронного управления, в него входят панель управления турбиной, панель защит генератора, центр управления двигателями, блоки аккумуляторных батарей, зарядные устройства для аккумуляторной батареи, пульт защиты от пожара.

2.9 Токи короткого замыкания и выбор оборудования

Расчет токов коротких замыканий на напряжениях 6 кВ, 10 кВ, 110 кВ выполнен в соответствии с ГОСТ 52735-2007 с использованием программного комплекса "EnergyCS ТКЗ", с учетом расчетных значений токов подпитки по линиям 110 кВ полученных из внестадийной работы «Расчеты электроэнергетических режимов» D822921/0052Д-95-000000-ПЗ-01, выполненной ООО «СамараНИПИнефть» по заказу ООО «Интер РАО - Инжиниринг».

Расчет токов коротких замыкания на напряжении 0,4 кВ выполнен в соответствии с ГОСТ 28249-93 с использованием программного комплекса "EnergyCS Электрика".

Выбор электротехнического оборудования и проводников выполняется на основании расчетных рабочих токов присоединений, расчетных токов короткого замыкания, которые сопоставляются с соответствующими номинальными параметрами аппаратов и проводников по данным заводов-изготовителей.

Для проверки проводников и аппаратов на динамическую и термическую стойкость, для выбора выключателей по коммутационной способности определяются расчетные токи короткого замыкания.

2.10 Генераторные распределительные устройства

В цепи генераторов газовых турбин устанавливаются трехфазные распределительные устройства, в состав которых входят последовательно соединенные выключатель и разъединитель.

Генераторные распределительные устройства соединяются с литыми токопроводами (3 фазы в общем компаунде).

Генераторные распределительные устройства поставляется с приводом, системой управления, устройством подключения статического преобразователя частоты пускового устройства.

Все аппараты контроля и управления устанавливаются в шкафу управления.

В генераторное распределительное устройство при необходимости в соответствии с главной электрической схемой должны быть установлены: заземлители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН для защиты от атмосферных перенапряжений, конденсаторы для защиты от перенапряжений смонтированы в кожухах полюсов и входят в комплект поставки распределительных устройств.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	Лист 15
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Параметры генераторного распределительного устройства приведены на главной схеме и могут быть уточнены на этапе рабочей документации после определения поставщика оборудования.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №		D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ		Лист
										D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧ-ПД		16

3 СВЕДЕНИЯ О КОЛИЧЕСТВЕ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ, ОБ ИХ УСТАНОВЛЕННОЙ, РАСЧЕТНОЙ И МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ

Перечень электроприемников, их количество, род тока, номинальное напряжение питания, установленная и расчетная мощности приведены в Приложении Г.

Сведения по суммарной расчетной и установленной мощности запроектированных потребителей по этапам строительства приведены в Приложении Г (таблицы Г.16-Г.23 и в выводах указанных под таблицами).

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧ-PD	Лист
							17

4 ТРЕБОВАНИЯ К НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И КАЧЕСТВУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Нормальная работа электростанции и безопасность её обслуживания возможны только при условии надёжной работы системы собственных нужд. Требования надёжности регламентированы.

Качество вырабатываемой электроэнергии должно соответствовать требованиям ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения».

При автономной работе энергоблоков и при работе энергоблоков параллельно с энергосистемой отклонения напряжения от номинального значения должны составлять: $\pm 5\%$ - нормально допустимое и $\pm 10\%$ - предельно допустимое.

Отклонения частоты в синхронизированных системах не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Параметры качества вырабатываемой электроэнергии по ГОСТ 32144-2013 обеспечиваются средствами регулирования возбуждения генераторов и систем регулирования турбин.

Потребителями собственных нужд ТЭЦ являются электроприёмники I, II и III категорий в отношении обеспечения надёжности электроснабжения.

К электроприёмникам I категории относятся электроприёмники, участвующие в основном технологическом процессе.

Из состава электроприёмников I категории выделена группа особо ответственных электроприёмников, работа которых необходима для безаварийного останова блока, например подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей, аппаратура КИП и автоматики, аварийное освещение.

К электроприёмникам II категории относятся общестанционные механизмы, участвующие в основном технологическом процессе.

К электроприёмникам III категории отнесены общестанционные механизмы ремонтных сетей, испытательной сети 0,4 кВ и т.п.

Информация о категории электроприёмников приведена в Приложении Г.

Электроприёмники первой категории в нормальных режимах обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприёмников первой категории предусматривается дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

Электроприёмники второй категории в нормальных режимах обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприёмников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала.

Для электроприёмников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД

ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

Питание электроприемников системы противопожарной защиты (СПЗ) осуществляется от панелей электроснабжения системы противопожарной защиты (ПЭСФЗ). Электропитание оборудования системы пожарной сигнализации и управления установками пожаротушения производится по 1 категории особой группы – от системы электроснабжения собственных нужд станции с использованием резервированных источников питания РИП. Аккумуляторные батареи РИП обеспечивают питание указанных электроприемников в дежурном режиме в течение 24 ч плюс 1 ч работы системы пожарной автоматики в тревожном режиме.

Взаиморезервирующие кабели к электроприёмникам I категории надежности и I категории группы особоответственных электроприёмников прокладываются по кабельным трассам, изолированным друг от друга в пожарном отношении, а именно:

- в параллельных кабельных каналах;
- внутри кабельных каналов и кабельных этажей - по трассам, разделенным проходом обслуживания;
- в кабельных трассах, смонтированных по периметру стен – по разным стенам.
- в остальных помещениях, на эстакадах и галереях по территории станции - в кабельных лотках, удаленных друг от друга более чем на один метр.

Электрическая энергия, вырабатываемая генераторами, используется в качестве основного источника системы собственных нужд.

Снижение зависимости от режима внешней сети и надежность электроснабжения системы собственных нужд обеспечивается следующими условиями:

- применение быстродействующей релейной защиты, позволяющей уменьшить опасность снижения напряжения при коротком замыкании во внешней сети, а также в сети собственных нужд;
- автоматическое регулирование возбуждения генераторов, обеспечивающее быстрое восстановление напряжения генераторов после отключения короткого замыкания;
- использование для привода рабочих механизмов системы собственных нужд асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором, легко разворачивающихся (самозапускающихся) после кратковременного снижения напряжения;
- рациональное построение электрической схемы системы собственных нужд, в основу которой положен принцип секционирования этой системы с присоединением группы взаимно резервируемых электродвигателей к разным секциям с отдельными рабочими трансформаторами, с использованием резервных трансформаторов, присоединенных к другим электрическим цепям станции.

Для надежного электроснабжения и частичного резервирования основных источников энергии при нарушении нормальной работы станции, резком снижении напряжения в системе и других аварийных ситуациях применяются независимые от энергосистемы источники энергии ограниченной мощности в виде аккумуляторных батарей, агрегатов бесперебойного питания. Они используются для обеспечения электроэнергией особо ответственных электродвигателей, системы управления станции и освещения её в аварийных условиях.

Изн. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. Изв. №	

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		19

Связь между обмотками низкого напряжения рабочих трансформаторов собственных нужд и секций РУСН 6 кВ выполняется литыми токопроводами по типу ТКЛС(А)-6-1600-51.

Связь между обмотками резервных трансформаторов собственных нужд и секций резервного питания выполняется кабельными линиями.

В сооружениях КРУЭ 110 кВ №1, №2, инженерно-бытового корпуса №1, котельной №2 предусматривается установка двухсекционных распределительных устройств РУСН 0,4 кВ с двумя трансформаторами 6/0,4 кВ мощностью 1000 кВА каждый (неявный резерв), в котельной №1, станции электрообогрева трубопроводов - РУСН 0,4 кВ с двумя трансформаторами 6/0,4 кВ мощностью 2000 кВА каждый (неявный резерв), электропитание трансформаторов осуществляется от секций общестанционного РУСН 6 кВ. Питание остальных сооружений станции выполняется от выше указанных РУСН 0,4 кВ.

ОПИСАНИЕ СН 6КВ

5.2 Система гарантированного питания

От секций гарантированного питания обеспечивается электроснабжение наиболее ответственных потребителей собственных нужд напряжением 0,4 кВ (источники бесперебойного питания, зарядно-подзарядные устройства, сборки аварийного эвакуационного освещения и сборки аварийного резервного освещения и т.д.).

В нормальном режиме каждая секция гарантированного питания через вводные выключатели подключается к трансформатору собственных нужд и сборке резервного питания.

В аварийном режиме секции гарантированного питания автоматически переключаются на питание от сборки резервного питания.

На случай полной и длительной потери переменного тока на электростанции электроснабжение особо ответственных потребителей собственных нужд предусматривается от аварийной дизельгенераторной электрической станции.

Аварийная дизельгенераторная электрическая станция также предназначена для разворота электрической станции с «0».

Для обеспечения аварийного питания особо ответственных потребителей собственных нужд в режимах аварийного останова, при полном отключении (обесточивании) блока, предусматривается дизель - генераторная станция стационарного контейнерного типа мощностью 800 кВт, номинальное напряжение – 0,4 кВ, подключаемая на секции гарантированного питания, степень автоматизации - 3 в соответствии с ГОСТ Р 55006-2012.

Расчеты по выбору мощности ДЭС приведены в Приложении Д.

5.3 Оборудование постоянного тока и бесперебойного питания

Схема электрическая сети постоянного тока приведена на чертежах:

- D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.2-Ч-15 - Главный корпус. Схемы электрические принципиальные СОПТ блока №1..11;
- D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.2-Ч-31 - КРУЭ №1. Схемы электрические принципиальные СОПТ;
- D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.2-Ч-40 - КРУЭ №2. Схемы электрические принципиальные СОПТ.

Для питания средств управления, защиты, сигнализации и измерений, а также аварийного освещения предусматривается установка оперативного постоянного тока напряжением 220 В.

Для потребителей постоянного тока блоков ГТУ предусматриваются аккумуляторные батареи 220 В, устанавливаемые в электротехнических помещениях блоков.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	Лист 21
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

В зданиях КРУЭ №1 и №2 устанавливаются системы СОПТ состоящие из двух аккумуляторных батарей и двух щитов постоянного тока, количество аккумуляторных батарей принято в соответствии с СТО 56947007 – 29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

Для электроснабжения потребителей постоянного тока ГТУ предусматривается установка аккумуляторов 125 В постоянного тока, поставляемых комплектно с ГТУ и устанавливаемых в отдельном контейнере, расположенном в отделении ГТУ.

Установки постоянного тока включают в себя работающие в режиме постоянного подзаряда малообслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторные батареи 220 В закрытого типа, зарядно-подзарядные устройства с разделительными трансформаторами, устройства стабилизации напряжения и двухсекционный щит постоянного тока 220 В.

К установке принимаются аккумуляторные батареи, размещаемые в помещениях категории Д.

Каждый элемент аккумуляторной батареи оснащается каталитической пробкой (рекомбинатором), осуществляющей рекомбинацию взрывоопасных газов и обеспечивающей конденсацию воды в батарею.

Аккумуляторные батареи в Главном корпусе рассчитываются на 100 % нагрузку постоянного тока при расчетной длительности аварийного режима 0,5 часа в соответствии с п.8.49 ВНТП-81. Расчет по выбору аккумуляторных батарей, подзарядных агрегатов и стабилизаторов напряжения приведен в Приложении Е.

Аккумуляторные батареи в зданиях КРУЭ №1 и №2 рассчитываются на 100 % нагрузку постоянного тока при расчетной длительности аварийного режима 2 часа в соответствии с СТО 56947007 – 29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ». Расчет по выбору аккумуляторных батарей приведен в Приложении Е.

В Главном корпусе проектом предусматривается установка стационарных свинцово-кислотных батарей с жидким электролитом с плоскими положительными электродами большой поверхностью типа GroE (или аналог), состоящие из 108 элементов каждая (104 рабочих, 4 резервных), герметичного типа, со сроком службы не менее 20 лет. Герметичное исполнение токовых выводов выполнено в соответствии с требованиями DIN 40729 “Закрытые аккумуляторы”. Уплотнение токовых выводов в крышке непроницаемое для газов и электролита в течении всего срока службы. Корпус из прозрачного ударопрочного материала, крышка корпуса аккумулятора герметично соединяется с корпусом. Выделение водорода в процессе зарядки АКБ незначительное.

В зданиях КРУЭ №1 и №2 проектом предусматривается установка двух стационарных свинцово-кислотных батарей с жидким электролитом с плоскими положительными электродами большой поверхностью типа GroE (или аналог), состоящие из 108 элементов каждая (104 рабочих, 4 резервных), герметичного типа, со сроком службы не менее 20 лет. Герметичное исполнение токовых выводов выполнено в соответствии с требованиями DIN 40729 “Закрытые аккумуляторы”. Уплотнение токовых выводов в крышке непроницаемое для газов и электролита в течении всего срока службы. Корпус из прозрачного ударопрочного материала, крышка корпуса аккумулятора герметично соединяется с корпусом. Выделение водорода в процессе зарядки АКБ незначительное.

Щиты постоянного тока оборудуются устройствами контроля и автоматического адресного поиска повреждения изоляции, устройствами индикации, устройствами контроля

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	Лист 22
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

уровня напряжения, уровня пульсации напряжения, с возможностью контроля положения коммутационных аппаратов каждого присоединения и его передачи в АСУТП

5.4 Кабели высокого, среднего и низкого напряжения

Силовые кабели высокого напряжения (110 кВ) приняты с медными жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена, с продольной и поперечной герметизацией в оболочке из ПВХ-пластиката с пониженным дымо- и газовыделением, с индексом нг(А), с экраном из медных проволок. Заземление экранов кабелей 110 кВ принято с двух сторон.

Силовые кабели среднего напряжения предусматриваются с медными и алюминиевыми жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена, в оболочке из полиэтилена или поливинилхлорида, не поддерживающей горение, с низким дымо- и газовыделением (с индексом нг(А)-LS).

Силовые кабели низкого напряжения предусматриваются с медными и алюминиевыми жилами, с изоляцией и оболочкой из поливинилхлорида с низким дымо- и газовыделением (с индексом нг(А)-LS).

Для сетей постоянного тока 220 В, сетей аварийного резервного и рабочего освещения используются кабели с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из поливинилхлорида с низким дымо- и газовыделением (с индексом нг(А)-LS).

Для сетей, прокладываемых во взрывоопасных зонах, предусматриваются кабели только с медными жилами с изоляцией и оболочкой из поливинилхлорида с низким дымо- и газовыделением (с индексом нг(А)-LS). В соответствии с требованиями раздела 7.3 ПУЭ во взрывоопасных зонах классов В-1 и В-1а применяются бронированные кабели с медными жилами, а также не бронированные кабели с медными жилами с прокладкой в стальных водогазопроводных трубах.

Кабели и провода систем противопожарной защиты, систем обнаружения пожара, аварийного освещения на путях эвакуации, автоматического пожаротушения применены с оболочкой, не распространяющей горение, огнестойкие, с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение нг(А)-FRLS).

Кабели прокладываемые по открытой территории на эстакадах и галереях принимаются в исполнении ХЛ.

В здании ИБК и Защитном сооружении, где одновременно может находиться более 50 человек предусматривается применение кабелей нг(А)-HF, нг(А)-FRHF.

Силовые и контрольные кабели соответствуют требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 31565-2012.

Силовые кабели выбираются по следующим условиям:

- пропускной способности при продолжительной работе;
- устойчивости при действии термических и динамических нагрузок при коротких замыканиях;
- способу прокладки.

Выбранное минимальное поперечное сечение кабелей проверяется по допустимой потере напряжения и по условию невозгорания.

Кабели контрольные с медными токопроводящими жилами, с изоляцией и оболочкой из ПВХ пластиката пониженной пожарной опасности, с низким дымо- и газовыделением, экранированные под оболочкой должен быть наложен экран в виде обмотки из медной фольги или

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	--------	------	--------	---------	------

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД

медной ленты или алюминиевой фольги с перекрытием, обеспечивающим сплошность экрана при допустимых радиусах изгиба кабелей

5.5 Компоновка электротехнических устройств

5.5.1 Открытая установка трансформаторов

Компоновочные чертежи открытой установки трансформаторов на пристанционном узле приведены на чертежах:

- D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.2-Ч-23 – Открытая установка блочных трансформаторов. Планы. Разрезы.
- D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.2-Ч-24 – Открытая установка общестанционных трансформаторов собственных нужд. Планы. Разрезы.

Блочные повышающие трансформаторы газовых турбин и рабочие трансформаторы собственных нужд размещаются вдоль ряда А со стороны Главного корпуса.

Общестанционные трансформаторы собственных нужд устанавливаются рядом со зданием КРУЭ 110 кВ №1.

Между трансформаторами устанавливается разделительная перегородка, имеющая предел огнестойкости не менее 1,5 ч., ширину – не менее ширины маслоприемника и высоту – не менее высоты вводов высшего напряжения более высокого трансформатора.

Рядом с блочными трансформаторами устанавливаются ОПН и кабельные муфты 110 кВ.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов предусматриваются маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Габариты маслоприемников выступают за габариты трансформаторов на расстояния, зависящие от количества масла в трансформаторе, объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается на одновременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор. Маслосборник (подземный резервуар аварийного слива масла) рассчитывается на полный объем масла единичного блочного трансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % воды от средств пожаротушения трансформатора.

У фундаментов трансформаторов массой более 20 т предусматриваются анкеры, позволяющие закреплять за них лебедки, направляющие блоки, полиспасты, используемые при перекатке трансформаторов.

Связи блочных трансформаторов газовых турбин и общестанционных трансформаторов собственных нужд с КРУЭ 110 кВ №1 и №2 осуществляются кабельными линиями 110 кВ.

Для прокладки генераторных токопроводов, токопроводов собственных нужд и кабельных трасс предусматривается сооружение эстакады для каждого блока.

5.5.2 Электротехнические устройства Главного корпуса

На отметке +10,650, размещается оборудование блоков, в электротехнических помещениях размещаются распределительные устройства 6 кВ, 0,4 кВ, трансформаторы 6/0,4 кВ, трансформаторы возбуждения, трансформаторы МСС ГТУ. Для прокладки кабелей под ними на отметке +8,250 располагается кабельный этаж.

На отметке +15,050 в электротехнических помещениях размещаются помещения аккумуляторных батарей и помещение с оборудованием системы постоянного тока (щит постоянного тока, зарядные устройства, устройства стабилизации напряжения постоянного тока, источники бесперебойного питания со щитами переменного тока), помещение вторичных сборок, помещение ПТК АСУТП, релейного щита.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

На отметке +15,050 внутри электротехнических помещений предусматривается выполнение фальшпола, под которым размещены кабельные конструкции.

Генераторные выключатели газовых турбины располагаются возле линейных выводов генераторов.

Электрооборудование ГТУ: статический преобразователь частоты, электротехнический контейнер с щитом МСС 0,4 кВ и вспомогательным оборудованием располагаются в отделении ГТУ в отдельных контейнерах, входящих в объем поставки газовых турбин. Степень защиты электрооборудования, размещаемого в главном корпусе, выбирается в зависимости от категории помещений. Для электрооборудования установленного в электротехнических помещениях главного корпуса принята степень исполнения не менее IP20.

5.6 Кабельное хозяйство

Прокладка кабелей в зданиях и сооружениях выполняется с соблюдением требований действующих нормативных документов, с учетом обеспечения надежности и пожарной безопасности. Кабели прокладываются в кабельных этажах, кабельных коробах, кабельных каналах, открыто – по кабельным конструкциям, а также в полу в трубах (под проездами, при подходе к электродвигателям и т.п.).

Кабели к электроприёмникам I категории надежности и I категории группы особоответственных электроприёмников прокладываются по кабельным трассам, изолированным друг от друга в пожарном отношении, а именно:

- в параллельных кабельных каналах;
- внутри кабельных каналов и кабельных этажей - по трассам, разделенным проходом обслуживания;
- в кабельных трассах, смонтированных по периметру стен – по разным стенам.
- в остальных помещениях и на эстакадах по территории станции - в кабельных коробах, удаленных друг от друга более чем на один метр.

Открыто проложенные кабели, а также полки (консоли) в кабельных коробах с силовыми кабелями напряжением выше 1000 В отделяются от полок с силовыми кабелями напряжением до 1000 В огнестойкими перегородками с огнестойкостью 0,25 часа. Контрольные кабели отделяются от силовых кабелей аналогичными перегородками.

Размещение кабелей в сооружениях производится в соответствии с указаниями пункта 2.3.120 ПУЭ 7-е изд.:

- Контрольные кабели и кабели связи следует размещать только под или только над силовыми кабелями; при этом отделяются перегородкой. В местах пересечения и ответвления возможна прокладка контрольных кабелей и кабелей связи над и под силовыми кабелями.
- Контрольные кабели допускается прокладывать рядом с силовыми кабелями до 1 кВ.
- Силовые кабели до 1 кВ рекомендуется прокладывать над кабелями выше 1 кВ; при этом их следует отделять перегородкой.
- Различные группы кабелей: рабочие и резервные кабели выше 1 кВ генераторов, трансформаторов и т. п., питающие электроприемники I категории, рекомендуется прокладывать на разных горизонтальных уровнях и разделять перегородками.
- Разделительные перегородки, указанные в п. 1, 3 и 4, должны быть негорючими с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч.

На наружных кабельных эстакадах и в наружных закрытых частично кабельных галереях установка разделительных перегородок, указанных в п. 1, 3 и 4, не требуется. При

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	Лист 25
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

этом взаимно резервирующие силовые кабельные линии (за исключением линий к электроприемникам особой группы I категории) следует прокладывать с расстоянием между ними не менее 600 мм и рекомендуется располагать: на эстакадах по обе стороны пролетной несущей конструкции (балки, фермы); в галереях по разным сторонам от прохода.

Прокладка силовых кабелей сечением более 16 мм² производится однорядно, сечением 16 мм² и меньше, а также контрольных кабелей – многорядно или пучками.

Прокладка одиночных и небольших групп кабелей выполняется в стальных или в гофрированных трубах.

В местах прохода кабелей через проемы стен и перекрытий устанавливаются противопожарные кабельные модульные проходки с применением огнестойких материалов для уплотнения проходов кабелей через строительные конструкции. Предел огнестойкости проходок должен быть не менее 0,75 часа.

В кабельных каналах предусматриваются перегородки и уплотнения с пределом огнестойкости не менее EI 45 через 50 м по длине и в местах ответвлений.

В отсеках кабельного этажа главного корпуса и зданий КРУЭ 110 кВ предусматривается выполнение автоматического газового пожаротушения.

Прокладка кабелей по территории ТЭС между зданиями и сооружениями осуществляется по галереям, кабельным и технологическим эстакадам с использованием кабельных конструкций и лотков.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	

61850-8-1. При этом проектом не предусмотрено дублирование измерений устройствами РЗА от традиционных аналоговых ТТ и ТН для промышленного применения.

Для блочных повышающих трансформаторов и трансформаторов собственных нужд блоков, общестанционных трансформаторов предусматривается применение смешанной архитектуры: взаимодействие с ИЭУ КРУЭ 110 кВ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений по протоколу GOOSE согласно стандарту МЭК 61850-8-1; взаимодействие с ИЭУ присоединений 6(10) кВ и РЗА ГТУ выполняется при помощи дискретных электрических сигналов с использованием контрольных кабелей; информация от измерительных устройств тока и напряжения передается в виде электрических аналоговых сигналов с использованием контрольных кабелей; информационный обмен между общестанционным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1.

Для сбора аналоговых (при организации взаимодействия по Архитектуре III) и дискретных сигналов (при организации взаимодействия по Архитектуре III и смешанной архитектуре), а также обеспечения взаимодействия с силовым оборудованием, предусматривается установка преобразователей аналоговых (далее - ПАС) и дискретных сигналов (далее - ПДС) в непосредственной близости к данному оборудованию. ПАС обеспечивает преобразование аналоговых сигналов в протокол МЭК 61850-9-2. ПДС выполняет преобразование дискретных сигналов в GOOSE- сообщения согласно стандарту МЭК 61850-8-1 и наоборот. Устройства ПАС предусматриваются для ТТ и ТН 110 кВ. Устройства ПДС предусматриваются для оборудования КРУЭ 110 кВ и силовых трансформаторов 110 кВ, а также трансформаторов собственных нужд блоков.

Для защит генераторов и присоединений 6(10) кВ предусматривается применение Архитектуры I: взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи дискретных электрических сигналов с использованием контрольных кабелей; информация от измерительных устройств тока и напряжения передается в виде электрических аналоговых сигналов с использованием контрольных кабелей; информационный обмен между общестанционным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1.

Для ГТУ блоков №1...5 предусматривается применение закупленных устройств РЗА.

Также предусматривается реализация:

- системы мониторинга переходных процессов;
- средств мониторинга состояния кабельных муфт и ОПН на отходящих кабельных ЛЭП 110 кВ;
- системы учета электроэнергии;
- автоматизированной системы управления технологическими процессами.

Подробнее в части использования цифровых технологий при построении РЗА.

Использование оборудования РЗА с применением III архитектуры предусматривается для следующих защит:

- автоматика управления выключателем 110 кВ;
- защита ошиновки стороны ВН блочного трансформатора;
- защита секций шин 110 кВ;
- защита отходящих линий 110 кВ.

Использование РЗА с применением смешанной архитектуры предусматривается для следующих защит:

Изм. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. Инв. №	

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	28
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- защита общестанционных трансформаторов собственных нужд;
- защита блочных повышающих трансформаторов;
- защит трансформаторов собственных нужд блоков.

Использование РЗА с применением I архитектуры предусматривается для следующих защит:

- защит магистрали резервного питания собственных нужд блоков;
- защит ГТУ;
- защит присоединений 6(10) кВ.

6.4 Противоаварийная автоматика

Объем и места установки устройств противоаварийной автоматики в релейных щитах КРУЭ1 и КРУЭ2 определяется внестадийной работой «Расчеты электроэнергетических режимов» D822921/0052Д-95-000000-ПЗ-01.

6.5 Оперативная блокировка

Проектом предусматривается выполнение программной оперативной блокировки разъединителей в рамках всех присоединений. Программная оперативная блокировка выполняется на уровне КП с передачей информации между различными элементами сети посредством GOOSE-сообщений. Дополнительно в составе шкафов ПАС предусмотрены ключи аварийной деблокировки присоединений, выводящие оперативную блокировку разъединителей из работы.

6.6 Автоматизация

Для автоматизации Иркинской ГТЭС предусматривается использование автоматизированной системы диспетчерского управления электрооборудованием (АСДУЭ).

6.7 АИИСТУЭ

Автоматизированная информационно-измерительная система технического учета электроэнергии (АИИС ТУЭ), предназначена для учета электроэнергии, выработанной энергоблоками ГТЭС, потребленной на собственные нужды и отпускаемой по ВЛ 110 кВ.

Проектом предусматривается организация системы учета электроэнергии АИИС ТУЭ при этом оборудование предусматривает возможность перевода на коммерческий учет. Приборы учета электроэнергии присоединений КРУЭ 110 кВ подключаются к трансформаторам тока и напряжения контрольным кабелем с использованием протокола обмена МЭК 61850-9-2. Приборы учета электроэнергии присоединений остальных присоединений подключаются к трансформаторам тока и напряжения контрольным кабелем без использования протокола обмена МЭК 61850-9-2. Схема подключения приборов учета приведена на схеме ИТС.

Шкафы с приборами учета стороны 10,5 кВ устанавливаются в РЩ технологических блоков №1...№11. Шкафы с приборами учета стороны 110 кВ устанавливаются в РЩ КРУЭ №1 и №2. Приборы учета присоединений КРУЭ 110 кВ и генераторов интегрируются в устройства сбора и передачи данных (УСПД). Данные от УСПД передаются АРМ АИИС ТУЭ и при помощи оборудования АСДУЭ передаются в общую систему учета электроэнергии ПС 110 кВ ГНПС Пайяха.

В ячейках РУСН 6 кВ предусматривается установка приборов учета и интеграция в УСПД АСТУЭ.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	Лист 29
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Приборы учета электроэнергии с классом точности не хуже 0,5S подключаются по токовым цепям к вторичной обмотке трансформаторов тока класса 0,5S, а по цепям напряжения к вторичной обмотке трансформаторов напряжения класса 0,5.

6.8 АСУ ЭТО и СОТИ АССО

АСДУЭ предназначено для выполнения оперативно-диспетчерского управления ГТЭС Иркинская. Проектом предусматривается установка серверов сбора и хранения данных, предназначенных для нужд персонала ГТЭС Иркинская с использованием взаиморезервируемых серверов АСДУЭ. Обмен информацией с АСДУЭ ПС 110 кВ ГНПС Пайяха осуществляется с использованием специализированных коммуникационных контроллеров. В связи с тем, что Иркинская ГТЭС работает в изолированном энергорайоне, то передача данных в адрес АО «СО ЭЭС» проектом не предусматривается.

АСДУЭ строится без применения отдельных шкафов приема дискретных сигналов для отдельных присоединений 110 кВ так как сбор сигналов выполняется средствами РЗА с использованием автоматики управления выключателем с функциями контроллера присоединений. Для организации сбора общих сигналов от электротехнического оборудования по сооружениям предусматривается установка шкафов приема дискретных сигналов, размещенных в релейных щитах КРУЭ 110 кВ.

Сбор информации от устройств нижнего уровня и смежных систем выполняется с использованием дублированной ЛВС. Проектом предусматривается подключение устройств нижнего уровня и смежных систем с использованием протокола резервирования PRP. К данной ЛВС также выполняется подключение серверов АСУЭТО и АРМ инженера РЗА. Остальные АРМ верхнего уровня подключены к изолированной ЛВС ВУ.

6.9 РАС

В соответствии с требованиями приложения к Приказу Минэнерго России №101 от 13.02.19 г. и ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» на ГТЭС предусматривается установка автономных регистраторов аварийных событий (РАС). Объем собираемой информации должен соответствовать требованиям ГОСТ Р 58601-2019. Автономные РАС должны обеспечивать осциллографирование аварийных процессов с точностью 1 мс и частотой дискретизации не менее 2400 Гц (48 точек на период промышленной частоты). К автономному РАС предусматривается подключение основного электротехнического оборудования классов напряжений 110 и 10,5 кВ, а также РУ 6 кВ аварийной ДЭС и ввода рабочего и резервного питания на секции РУСН 6 кВ. Шкафы РАС предусматривается установить в релейных щитах КРУЭ 110 кВ и в релейных щитах каждого блока. Прием дискретных сигналов срабатывания устройств РЗА предусматривается с использованием GOOSE-сообщений. Прием аналоговых сигналов от присоединений КРУЭ 110 кВ предусматривается по протоколу МЭК 61850-9-2. Прием аналоговых сигналов для ГТУ 6FA предусматривается контрольным кабелем. Прием сигналов от устройств РЗА, которые не поддерживают GOOSE-сообщения предусматривается контрольным кабелем.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	Лист 30
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

8 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ

Приборы учета электроэнергии выполняются совмещенными с многофункциональными измерительными преобразователями и размещаются в следующих местах:

- релейный щит КРУЭ №1 и КРУЭ №2 (для присоединений 110 кВ соответствующего КРУЭ);
- релейные отсеки ячеек 6 кВ для присоединений блочных РУСН 6 кВ и общестанционных РУСН 6 кВ;
- релейный щит блоков главного корпуса (для присоединений 10,5 кВ соответствующего блока);
- вводные выключатели РУСН 0,4 кВ.

Передача данных от приборов учета предусматривается по ЛВС АСДУЭ с использованием PRP резервирования. Сбор и хранение информации выполняется с использованием серверного оборудования АСДУЭ.

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изнв. №					D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-PD	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
						32		

Силовые трансформаторы при необходимости оснащаются системами on-line мониторинга основных параметров эксплуатации – Системой мониторинга трансформаторного оборудования (СМТО).

9.2 Рабочие трансформаторы собственных нужд

Трансформатор собственных нужд каждого энергоблока – силовой, трехфазный, двухобмоточный, понижающий трансформатор номинальной мощностью 6,3 МВА, напряжением 10,5/6,3 кВ, со схемой и группой соединения обмоток Д/Д-0, системой охлаждения Д (ONAF), с устройством регулирования напряжения РПН – присоединяется отпайкой к токопроводу генератора газовой турбины между генераторным выключателем и повышающим трансформатором.

Основные технические параметры рабочего трансформатора каждого энергоблока представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2. Основные технические данные рабочего трансформатора собственных нужд

Наименование параметра	Значение
Тип трансформатора	Определяется после выбора поставщика
Стандарт	ГОСТ 11920-85, ГОСТ Р 52719-2007, ГОСТ 11677-85
Вид трансформатора	Трехфазный, двухобмоточный, наружной установки
Тип охлаждения	Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла – Д (ONAF)
Номинальная мощность при работе системы охлаждения, кВА	6300
Номинальное напряжение обмоток, кВ - на стороне ВН - на стороне НН	10,5 6,3
Регулирование напряжения	РПН на стороне ВН $\pm 8 \times 1,5 \%$
Схема и группа соединения обмоток	Д/Д- 0
Напряжение короткого замыкания, %, ВН-НН	Не менее 8
Потери короткого замыкания, кВт	Не более 85
Потери холостого хода, кВт	Не более 17
Встроенные трансформаторы тока: - на вводах ВН	1500-1500-100-100/(5)1 А - 4 шт.*
Уровень скорректированной звуковой мощности, дБА	Не более 83
Внешняя изоляция	Категория III
Удельная длина пути утечки внешней изоляции, см/кВ	2,5
Габаритные размеры трансформатора, L x B x H, м	*
Полная масса масла, кг (не более)	*

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД

Лист

34

Данные, отмеченные «*» уточняются на последующей стадии проектирования.

Силовые трансформаторы при необходимости оснащаются системами on-line мониторинга основных параметров эксплуатации – Системой мониторинга трансформаторного оборудования (СМТО)

9.3 Общестанционные трансформаторы собственных нужд

Общестанционный трансформатор собственных нужд - силовой, трехфазный, двухобмоточный, понижающий трансформатор номинальной мощностью 16 МВА, напряжением 115/6,3 кВ, со схемой и группой соединения обмоток $Y_n/D-11$, с системой охлаждения Д (ONAF), с устройством регулирования напряжения РПН - присоединяется к КРУЭ 110 кВ.

Таблица 9.3. Основные технические данные Общестанционного трансформатора собственных нужд.

Наименование параметра	Значение
Тип трансформатора	Определяется после выбора поставщика
Стандарт	ГОСТ Р 52719-2007, ГОСТ 11677-85
Вид трансформатора	Трехфазный, двухобмоточный, наружной установки
Тип охлаждения	Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла – Д (ONAF)
Номинальная мощность при работе системы охлаждения, кВА	16000
Номинальное напряжение обмоток, кВ - на стороне ВН - на стороне НН	115 6,3
Регулирование напряжения	ВН±16%; ±9х1,78%
Схема и группа соединения обмоток	$Y_n/D-11$
Напряжение короткого замыкания, %, ВН-НН	Не менее 10,5
Потери короткого замыкания, кВт	Не более 58
Потери холостого хода, кВт	Не более 14
Встроенные трансформаторы тока: - на вводах ВН - на вводе нейтрали	300-200-150-100/5 А - 1 шт.* 1000-750-600-400/1 А - 2 шт.* 600/1 А - 2 шт.*
Уровень скорректированной звуковой мощности, дБА	Не более 83
Внешняя изоляция	Категория III
Удельная длина пути утечки внешней изоляции, см/кВ	2,5
Габаритные размеры трансформатора, L x B x H, м	*

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД

Лист

35

Наименование параметра	Значение
Полная масса масла, кг (не более)	9150*

Данные, отмеченные «*» уточняются на последующей стадии проектирования.

Силовые трансформаторы при необходимости оснащаются системами on-line мониторинга основных параметров эксплуатации – Системой мониторинга трансформаторного оборудования (СМТО)

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ						Лист
D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧ-ПД						36

10 РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МАСЛЯНОГО И РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА

10.1 Маслохозяйство

Решения по организации маслохозяйства, приведены в разделе «Технологические решения».

В соответствии с ПУЭ, для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонеполненных силовых трансформаторов под трансформаторами выполняются маслоприемники с отводами масла и воды в маслосборники. Засыпка дна маслоприемников по всей площади гравием не производится, при этом на системах отвода масла от трансформаторов предусмотрена установка огнепреградителей.

Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитан на единовременный прием 100% масла, залитого в трансформатор.

Объем маслоприемника для блочного повышающего двухобмоточного трансформатора №2 мощностью 125 МВА составляет 27,97 м³.

Объем маслоприемника для понижающего трансформатора собственных нужд номинальной мощностью 6,3 МВА составляет 16,14 м³.

Объем маслоприемника для общестанционного понижающего трансформатора собственных нужд номинальной мощностью 16 МВА составляет 19,4 м³.

Расчет объема маслоприемников силовых трансформаторов выполнен в приложении В таблица 1.25.

10.2 Ремонт и ревизия электрооборудования

Ремонт и ревизия блочных трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, трансформаторов связи предусматривается в ремонтной зоне главного корпуса, куда трансформаторы могут быть доставлены по путям перекатки.

Для демонтажа, монтажа и текущего осмотра токопроводов, опорных изоляторов, ограничителей перенапряжений, отдельных сборочных единиц и деталей трансформаторов на месте их установки предусмотрена подъездная дорога для размещения кранов, погрузчиков и вышек.

Выполнение электроремонтных работ высоковольтной аппаратуры, аппаратов распределительных устройств собственных нужд 6,3 кВ и 0,4 кВ, релейной и измерительной аппаратуры предусматривается в мастерской электроцеха расположенной в здании ИБК №1.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	Лист 37
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЗЕМЛЕНИЮ (ЗАНУЛЕНИЮ)

Мероприятия по молниезащите зданий и сооружений определяются в соответствии со степенью их взрыво- и пожароопасности, последствиями от их возможного повреждения или разрушения при прямом ударе молнии, а также интенсивностью грозовой деятельности.

Молниезащита выполняется в соответствии с СО153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений и промышленных коммуникаций» и ПУЭ.

В соответствии с СО 153-34.21.122-2003 электростанция определяется как специальный объект с ограниченной опасностью, для которого минимально допустимый уровень надежности защиты от ПУМ устанавливается в пределах 0,9 - 0,999.

В проекте принято три уровня надежности защиты от прямых ударов молнии (ПУМ).

Уровню надежности защиты I соответствует надёжность 0,99.

Уровню надежности защиты II соответствует надёжность 0,95.

Уровню надежности защиты III соответствует надёжность 0,9.

Молниезащита зданий, конструкций, труб, площадок установок трансформаторов и территории выполняется путем заземления металлической кровли, устройства молниеприемных сеток на кровле и установки отдельно стоящих молниеотводов.

Внешняя молниезащитная система состоит из молниеприемников, токоотводов и заземлителей.

Вокруг всех проектируемых зданий и сооружений выполняются наружные контуры заземления, соединяемые между собой и образующие единый контур заземления.

Режим работы сети 110 кВ - с эффективно заземленной нейтралью.

Режим работы сети 6 кВ собственных нужд электрической станции – с частичным заземлением нейтрали через трансформатор ТЧЗН.

Режим работы сети 10,5 кВ на генераторном напряжении – принят через высокоомный резистор и уточняется на этапе рабочего проектирования с учетом рекомендаций завода производителя генератора.

Для проектируемой установки сети 0,4 кВ принимается система заземления типа TN-C-S (нулевой рабочий и нулевой защитный проводники совмещены в одном проводнике в части сети - от трансформаторов собственных нужд до РУСН-0,4 кВ).

В соответствии с п.1.7.55 заземляющее устройство каждой электроустановки (здания и сооружения) объединяется в общее заземляющее устройство, которое удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к заземлению электроустановок разных напряжений.

Заземляющее устройство, согласно ПУЭ 7 п. 1.7.88, выбирается по сопротивлению. Заземляющее устройство рассчитывается по величине сопротивления, значение которого не превышает 0.5 Ом для сетей с эффективно заземленной нейтралью и которое удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к заземлению электроустановок разных напряжений. Заземляющие контуры отдельных зданий и сооружений подключены к общему заземляющему устройству станции не менее чем в двух точках.

Наружный контур заземления выполняется из стальных электродов и стальной оцинкованной полосы сечением 60х6 мм², прокладываемой на глубине 0,7 м. Вертикальные заземлители наружного контура выполняются из круглой стали диаметром 20 мм, также на территории ГТЭС используются активные горизонтальные соляные электроды АС-3НГ-Н-УДАВ (см. рис. 4) - 163 шт.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	Лист 38
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Прокладка ответвительных полос заземления к электрооборудованию 110 кВ выполняется стальной оцинкованной полосой сечением 60x6 мм² в двух местах по месту.

Продольные заземлители прокладываются вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываются в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не превышают соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не превышают 6 × 6 м.

Горизонтальные заземлители прокладываются по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, что они в совокупности образуют замкнутый контур. Во всех зданиях и сооружениях выполняются внутренние контуры заземления, соединяемые с наружным контуром заземления не менее чем в двух точках.

Электрооборудование подлежит заземлению путем присоединения к внутреннему контуру заземления.

К внутренним контурам заземления присоединяются все металлические нетоковедущие части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под ним вследствие нарушения изоляции.

Доступные к прикосновению открытые проводящие части электрооборудования присоединяются к защитному РЕ-проводнику.

Магистраль внутреннего контура заземления и системы уравнивания потенциалов зданий выполняются из стальной оцинкованной полосы сечением 40x4 мм², к которой присоединяются все металлоконструкции, не находящиеся в нормальных условиях под напряжением. Контур заземления и системы уравнивания потенциалов внутри здания окрашивается в желто-зеленый цвет. Прокладка магистралей внутреннего контура заземления выполняется на высоте 0,4 м от уровня пола. В помещениях с повышенной опасностью (токопроводящая пыль и токопроводящие полы) выполняется дополнительная система уравнивания потенциалов, которая соединяет между собой все доступные прикосновению открытые проводящие части при расстоянии между ними менее 2,5 м. Соединение заземляющих проводников с металлоконструкциями выполняется сваркой, а с корпусами оборудования, аппаратов и т.д. – надежным болтовым соединением. Система уравнивания потенциалов соединяются с наружным контуром заземления здания.

Уровни надежности защиты от прямых ударов молнии (ПУМ) приведены на чертежах молниезащиты.

Планы молниезащиты площадки станции приведены на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.2-Ч-12.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	Лист
							39

13 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ РАБОЧЕГО И АВАРИЙНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

13.1 Системы освещения

Проектом предусматриваются следующие виды освещения:

- рабочее освещение на переменном токе 400/230В, 50Гц;
- аварийное освещение (резервное освещение) 400/230В, 50Гц;
- аварийное эвакуационное освещение (включая антипаническое) на переменном токе 400/230В, 50Гц. В Главном корпусе, КРУЭ, предусматриваются светильники с переключением на постоянный ток 220В;
- ремонтное освещение 12В, 50Гц;
- охранное освещение.

К аварийному эвакуационному освещению также относятся и световые указатели путей эвакуации.

Освещение путей эвакуации в помещениях, местах производства работ вне зданий и на технологических площадках промышленных предприятий следует предусматриваться по путям эвакуации:

- в коридорах и проходах по путям эвакуации;
- в местах изменения (перепада) уровня пола или покрытия;
- в зоне каждого изменения направления пути;
- на пересечении проходов и коридоров;
- на лестничных маршах, при этом каждая ступень должна быть освещена прямым светом;
- перед каждым эвакуационным выходом из помещения, требующего эвакуационного освещения;
- перед пунктом медицинской помощи;
- в местах размещения средств экстренной связи;
- в местах размещения средств пожаротушения;
- в местах размещения плана эвакуации;
- снаружи перед конечным выходом из здания или сооружения;
- на технологических площадках и лестницах промышленных предприятий;
- в рабочих зонах наружных технологических установок;

Эвакуационное освещение не предусматривается на участках путей эвакуации расстоянием до 7 м от начальной точки эвакуации до выхода из помещения при условии отсутствия факторов, создающих опасность и затруднения при эвакуации на данных участках, а также при условии прямой видимости выхода из помещения от начальной точки эвакуации, например в офисах, кабинетах, подсобных, кладовых и прочих помещениях при соблюдении вышеуказанных условий.

Эвакуационные знаки безопасности устанавливаются в помещениях с одновременным пребыванием более 10 человек и площадью более 60 м СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменением N 1), а также на открытых технологических сооружениях опасных производственных объектов.

Эвакуационные знаки безопасности постоянного действия устанавливаются:

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изнв. №
---------------	----------------	---------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	Лист 41
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

- над каждым эвакуационным выходом;
- на путях эвакуации, однозначно указывая направления эвакуации;
- для обозначения поста медицинской помощи;
- для обозначения мест размещения первичных средств пожаротушения;
- для обозначения мест размещения средств экстренной связи и других средств, предназначенных для оповещения о чрезвычайной ситуации.

Продолжительность работы эвакуационных знаков безопасности не менее 1 часа.

Освещенность от резервного освещения составляет не менее 30% нормируемой освещенности для общего рабочего освещения.

Резервное освещение не используется в целях эвакуационного освещения.

Рабочее освещение, являющееся основным видом освещения, выполняется во всех помещениях станции. Рабочее освещение создает на рабочих поверхностях и в помещениях освещенность в соответствии с СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

По Главному корпусу:

Питание сети рабочего освещения осуществляется через стабилизаторы напряжения от секций РУСН-0,4 кВ.

Питание сети аварийного резервного освещения выполняется через стабилизаторы напряжения от секций гарантированного питания РУСН-0,4 кВ. Питание сети аварийного эвакуационного и антипанического освещения осуществляется от сборки аварийного освещения, получающей питание в нормальном режиме от панели ПЭСПЗ 0,4 кВ, а в аварийном режиме от щита постоянного тока. Панель ПЭСПЗ получает питание от секций гарантированного питания РУСН-0,4 кВ. В Главном корпусе не предусматривается применение светильников со встроенными аккумуляторными батареями. В качестве автономного(-ых) источника питания для светильников аварийного эвакуационного освещения и знаков безопасности приняты аккумуляторные батареи главного корпуса и аварийная ДЭС, что обеспечивает время работы не менее 1 часа.

Аварийное освещение подразделяется на резервное и эвакуационное.

В проекте эвакуационное освещение подразделяется на освещение путей эвакуации и эвакуационное освещение зон повышенной опасности.

Резервное освещение выполнено на переменном токе в нормальном и аварийном режиме, но с подключением к секции гарантированного питания, которая в аварийном режиме получает питание от резервного трансформатора собственных нужд и от дизельгенератора при полной потере напряжения.

Эвакуационное освещение путей эвакуации предусматривается в тех помещениях, где не допускается прекращение работы персонала или должна быть обеспечена эвакуация людей при аварийном отключении рабочего освещения.

Резервное освещение на переменном токе предусматривается практически во всех помещениях главного корпуса (отделение ГТУ, помещениях распределительных устройств, блочного щита управления, и т. д.).

Эвакуационное освещение зон повышенной опасности на постоянном токе главного корпуса предусматривается в виде местного освещения важнейших рабочих мест и минимального количества светильников для обеспечения ориентировки по помещению (светильники аварийного освещения верхнего света отделения ГТУ, местного света и эвакуационного освещения главного корпуса, электротехнических помещений). Кроме того, предусматриваются постоянно горящие лампы, которые имеют питание от щита постоянного тока.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	Лист 42
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Переносное ремонтное освещение осуществляется переносными лампами. Для присоединения этих ламп к сети во всех производственных помещениях станции устанавливаются штепсельные розетки, питаемые от сети рабочего освещения через понижающие разделительные трансформаторы 220/12 В.

Во взрывоопасных помещениях штепсельные розетки не предусматриваются; здесь в качестве переносных ламп используются переносные аккумуляторные взрывонепроницаемые фонари.

По Вспомогательным сооружениям:

Во вспомогательных зданиях в соответствии с техническим заданием не предусматривается установка стабилизаторов освещения.

Питание сети рабочего освещения осуществляется от секций РУСН-0,4 кВ или в отсутствие РУСН-0,4 кВ от силовых сборок 0,4 кВ.

Питание сети аварийного резервного освещения осуществляется от РУСН-0,4 кВ или в отсутствие РУСН-0,4 кВ от силовых сборок 0,4 кВ от которых в нормальном режиме не питается рабочее освещение.

Питание сети аварийного эвакуационного освещения осуществляется:

- для зданий КРУЭ 110 кВ от сборки аварийного освещения, получающей питание в нормальном режиме от панели ПЭСПЗ 0,4 кВ, а в аварийном режиме от ЩПТ (щита постоянного тока);

- для остальных зданий от ПЭСПЗ 0,4 кВ, в аварийном режиме предусматривается переключение на встроенные в светильники аккумуляторные батареи или централизованный ИБП.

Продолжительность работы эвакуационных знаков безопасности вспомогательных сооружений не менее одного часа.

13.2 Управление освещением

Аппараты управления (выключатели) устанавливаются во всех фазных проводах. Во взрывоопасных зонах предусматриваются одновременное отключение фазного и нулевого (N) провода.

Управление осветительной арматурой, расположенной в небольших помещениях (офисы, служебные помещения, аккумуляторные помещения, лестничные клетки и т.д.), выполняется по месту.

В помещениях, где имеется несколько входов, устанавливаются выключатели с возможностью управления из двух мест и магнитные пускатели с кнопками управления. Для небольших помещений выключатели устанавливаются у входа со стороны дверной ручки: для редко посещаемых помещений (воздухозаборные шахты, вентиляционные камеры, кладовые и т.п.) - вне помещений, в остальных случаях - в помещениях.

Управление освещением верхнего света больших помещений (отделения ГТУ), выполняется автоматическими выключателями групповых линий, устанавливаемыми в групповых щитках освещения.

Управление сетью наружного освещения осуществляется в автоматическом режиме (с помощью фотореле) с возможностью перевода в режим ручного управления дежурным персоналом станции.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	Лист 43
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

13.3 Осветительная арматура

Для освещения помещений станции используются светодиодные светильники. Помещения без естественного освещения оснащаются светодиодными светильниками, со спектральным составом, близким к спектру естественного света.

Выбор типа светильников производится исходя из класса помещений по взрыво- и пожароопасности, условий среды помещения, назначения помещения, продолжительности пребывания в нем людей, удобства эксплуатации и экономичности.

13.4 Выполнение осветительной сети

Сеть освещения запроектирована 5 проводной (3 фазы, N - нулевой рабочий проводник, PE - защитный проводник).

Групповая сеть освещения выполняется кабелем с медными жилами с поливинилхлоридной изоляцией, оболочкой с низким газо и дымовыделением (ВВГнг(A)-LS).

Сеть аварийного эвакуационного освещения выполняется кабелем с медными жилами пониженной пожароопасности типа ВВГнг(A)- FRLS (индекс FR в марках кабеля означает огнестойкость).

В здании ИБК и Защитного сооружения, где одновременно может находиться более 50 человек предусматривается применение кабелей нг(A)-HF, нг(A)-FRHF.

Сети освещения внутри зданий выполняются с учетом обеспечения надежности действия осветительной установки, с учетом обеспечения взрывопожарной безопасности, и защиты от поражения электрическим током.

Сети внутри зданий выполняются кабелем, прокладываемым открыто по строительным конструкциям в производственных помещениях и помещениях инженерных систем, в административных помещениях - скрыто проводом в трубах или в кабель-каналах, что допускает возможность быстрой замены вышедшего из строя участка сети. Кабели, питающие распределительные сборки и групповые щитки освещения, прокладываются по кабельным трассам. Кабели, отходящие от групповых щитков освещения к оборудованию освещения (светильникам, розеткам и понижающим трансформатором), прокладываются вне кабельных трасс. Выбор способа прокладки (открыто или скрыто) кабелей и проводов сети освещения зависит от условий среды в помещениях. Соединение и ответвление кабелей выполняются в соединительных коробках.

Выбор сечений кабелей осветительной сети производится по допустимой токовой нагрузке, и проверяется по допустимой потере напряжения.

13.5 Защита осветительной сети

Все осветительные сети имеют защиту от токов короткого замыкания и от перегрузки. Защита осветительной сети осуществляется аппаратами защиты - автоматическими выключателями, отключающими защищаемую электрическую сеть при аварийных режимах. Номинальные токи уставок автоматических выключателей выбираются по расчетным токам защищаемых участков сети.

Аппараты защиты устанавливаются во всех фазных проводах.

Во взрывоопасных зонах аппараты защиты устанавливаются в цепи фазного и нулевого провода. Для одновременного отключения фазного и нулевого проводов применяются двухполюсные выключатели.

13.6 Защитные меры безопасности в осветительных сетях

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-ПД	Лист 44
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Сеть освещения выполняется 5 проводной (3 фазных проводника, N - нулевой рабочий проводник, РЕ- защитный проводник).

В качестве защитных мер безопасности в сетях освещения применяется автоматическое отключение питания, защитное заземление оборудования и пониженное напряжение.

Для защиты групповых линий, питающих штепсельные розетки для переносных электрических приборов, предусматриваются устройства защитного отключения (УЗО).

Защитное заземление частей осветительной установки выполняется во всех зданиях и сооружениях.

Защитному заземлению подлежат все металлические части осветительной установки, нормально не находящиеся под напряжением: металлические корпуса светильников, ответвительных коробок, выключателей и штепсельных розеток, каркасы щитков и шкафов, металлические корпуса передвижных и переносных электроприемников.

Защитное заземление во всех видах осветительных сетей осуществляется через РЕ-проводник.

Пониженное напряжение (12 В) применяется в помещениях с повышенной опасностью, когда опасность поражения электрическим током усугубляется теснотой, неудобным положением работающего, соприкосновением с большими металлическими хорошо заземленными поверхностями.

13.7 Наружное освещение

Наружное освещение ТЭС выполняется вдоль основных автомобильных дорог площадки станции светодиодными прожекторами, устанавливаемыми на зданиях, галереях, технологических эстакадах, прожекторных мачтах и обеспечивает освещенность на дорогах и проездах не менее 5 лк. Сеть наружного освещения выполняется бронированным кабелем с медными жилами, прокладываемым в земле и на эстакадах. Проектом предусмотрено наружное освещение, которое обеспечивает необходимые условия видимости на открытых промышленных площадках, дорогах и проездах.

На станции предусматривается система охранного освещения.

13.8 Энергосбережение в осветительной сети

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по энергосбережению:

- установка светильников со светодиодами;
- применение светильников с зеркальными отражателями и с экструдированными рассеивателями из прозрачного полистирола, которые ведут к увеличению светоотдачи светильников;
- автоматическое управление наружным освещением;
- управление освещением транзитных помещений и лестниц из двух и более мест;
- возможность обесточивания неиспользуемого оборудования.

13.9 Сеть электросварки и термообработки

Для обеспечения сварочных и ремонтных работ в главном корпусе предусматривается стационарная электрическая сеть для сварки напряжением 380В переменного тока, с использованием источников питания переменного тока и постоянного тока.

Источниками для подключения сварочного оборудования (инверторов) служат ящики с автоматическим выключателями и набором штепсельных розеток на напряжение 380В.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	Лист 45
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

К щиткам сварочной сети предусматривается подключение различного переносного электроинструмента и других временных потребителей.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧ-PD

14 ОПИСАНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ И РЕЗЕРВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ НАЛИЧИЕ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВА (С УКАЗАНИЕМ ОДНОСТОРОННЕГО ИЛИ ДВУСТОРОННЕГО ЕГО ДЕЙСТВИЯ)

Места установки устройств АВР указано в разделе 5 и в графической части на схемах электрических принципиальных.

Резервное питание секций 6 кВ энергоблоков осуществляется от общестанционных трансформаторов собственных нужд подключаемых к КРУЭ-110 кВ.

Рабочее и резервное питание двухсекционных РУ-0,4 кВ во вспомогательных сооружениях как правило осуществляется по схеме «неявного» резерва от двух независимых источников - трансформаторов 6/0,4 кВ.

Электроснабжение электроприемников I категории особой группы (пожарные повысительные насосы, насосы подачи пенообразователя) обеспечивается от секций гарантированного питания Главного корпуса, имеющих три ввода питания (рабочий и резервный трансформаторы, общестанционный РУСН 6 кВ). Секции гарантированного питания, рабочий и резервный трансформаторы устанавливаются в электротехнических помещениях Главного корпуса. Дизельгенераторные установки стационарного контейнерного типа и распределительное устройство РУ 6 кВ ДЭС устанавливается на территории станции.

Резервное питание РУСН-0,4 кВ Главного корпуса выполнено по схеме явного резерва и осуществляется от резервных трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ мощностью 1000 кВА, подключенных к рабочим секциям РУСН-6 кВ. Мощность резервных трансформаторов выбирается равной мощности рабочих трансформаторов.

Для обеспечения аварийного питания особо ответственных потребителей собственных нужд в режимах аварийного останова, при полном отключении (обесточивании) блока секции гарантированного питания, которые в нормальном режиме через секционный выключатель подключаются к соответствующей основной секции РУСН-0,4 кВ технологических потребителей Главного корпуса.

В аварийном режиме (отключение рабочего трансформатора собственных нужд) секции гарантированного питания автоматически переключаются на питание от резервного трансформатора собственных нужд.

Резервное питание щита 0,4 кВ собственных нужд ГТУ каждого блока осуществляется по схеме «явного» резерва от резервных трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ мощностью 1000 кВА. Данные трансформаторы устанавливаются в электротехнических помещениях Главного корпуса.

Для резервирования электроснабжения потребителей постоянного тока (средства управления, защиты, сигнализации и измерений) проектом предусмотрена установка двух комплектов системы оперативного постоянного тока. Каждый из комплектов обеспечивает электроснабжение всех электроприемников постоянного тока. В разделе 5.3. приведено описание решений по системе постоянного тока.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТСН-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		47

15 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕЗЕРВИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Данная информация содержится в разделах 5 и 14

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧ-ПД			

16 ПЕРЕЧЕНЬ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ АВАРИЙНОЙ И (ИЛИ) ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БРОНИ И ЕГО ОБОСНОВАНИЕ

Данная информация содержится в разделах 5 и 14

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изнв. №					D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС1.1.ТЧН-РД	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
						49		

