



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
ПРОЕКТНО-МОНТАЖНАЯ КОМПАНИЯ СИБИРИ

Свидетельство №П-0010-05-2009-0057 от 22.02.2012г. СРО НП Энергопроект

Заказчик - АО "Дальневосточная распределительная сетевая компания"  
Филиал "Приморские электрические сети"


**«Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи»**

Проектная документация

Основные технические решения

0012/С-ОТР

Том 1  
Изм.1

Изм	№ док.	Подп.	Дата
1	202-16		08.12.16

2016



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
ПРОЕКТНО-МОНТАЖНАЯ КОМПАНИЯ СИБИРИ

Свидетельство №П-0010-05-2009-0057 от 22.02.2012г. СРО НП Энергопроект

Заказчик - АО "Дальневосточная распределительная сетевая компания"  
Филиал "Приморские электрические сети"

**«Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи»**

Проектная документация

Основные технические решения

0012/С-ОТР

Том 1  
Изм.1

Главный инженер

Т.В. Орлова

Главный инженер проекта

В.Г. Сокирко

Изм	№ док.	Подп.	Дата
1	202-16		08.12.16

2016

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

										2																										
Обозначение			Наименование					Примечание																												
0012/С-ОТР.С			Содержание тома																																	
0012/С-ОТР-ТЧ			Текстовая часть					Изм.1																												
0012/С-ОТР-П-001			Приложение А. Задание на проектирование																																	
0012/С-ОТР-П-002			Приложение Б. Технические требования																																	
0012/С-ОТР-П-003			Приложение Б. Технические условия																																	
0012/С-ОТР-Ч-001			Схема электрическая принципиальная ПС 110/10 кВ Ключи					Изм.1																												
0012/С-ОТР-Ч-002			План ПС 110/10 кВ Ключи					Изм.1																												
0012/С-ОТР-Ч-003			Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС					Изм.1																												
0012/С-ОТР-Ч-004			Схема размещения устройств РЗА в сети																																	
0012/Э-ОТР-Ч-005			Структурная схема ССПИ					Изм.1																												
0012/Э-ОТР-Ч-006			Однолинейная схема с указанием объектов телемеханизации					Изм.1																												
0012/Э-ОТР-Ч-007			Структурная схема АИИС КУЭ					Изм.1																												
0012/Э-ОТР-Ч-008			Схема организации связи					Изм.1																												
0012/Э-ОТР-Ч-009			Таблица информационных каналов					Изм.1																												
0012/Э-ОТР-Ч-010			Структурная схема организации гарантированного электропитания					Изм.1																												
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 30%;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Согласовано</div> <table border="1" style="border-collapse: collapse;"> <tr><td style="width: 20px; height: 20px;"></td><td style="width: 20px; height: 20px;"></td><td style="width: 20px; height: 20px;"></td></tr> <tr><td style="width: 20px; height: 20px;"></td><td style="width: 20px; height: 20px;"></td><td style="width: 20px; height: 20px;"></td></tr> <tr><td style="width: 20px; height: 20px;"></td><td style="width: 20px; height: 20px;"></td><td style="width: 20px; height: 20px;"></td></tr> <tr><td style="width: 20px; height: 20px;"></td><td style="width: 20px; height: 20px;"></td><td style="width: 20px; height: 20px;"></td></tr> <tr><td style="width: 20px; height: 20px;"></td><td style="width: 20px; height: 20px;"></td><td style="width: 20px; height: 20px;"></td></tr> </table> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Взам. инв. №</div> <div style="width: 100px; height: 40px; border: 1px solid black;"></div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Подпись и дата</div> <div style="width: 100px; height: 40px; border: 1px solid black;"></div> </div> </div> </div>																																				
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">1</td> <td style="width: 10%;">-</td> <td style="width: 10%;">все</td> <td style="width: 10%;">202-16</td> <td style="width: 10%; text-align: center;"></td> <td style="width: 10%; text-align: center;">08.12.16</td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> </tr> </table>						1	-	все	202-16		08.12.16	Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР.С																		
1	-	все	202-16		08.12.16																															
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата																															
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 30%;"> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;">Инв. № подл.</td> <td style="width: 15%;">ГИП</td> <td style="width: 15%;">Сокирко</td> <td style="width: 15%; text-align: center;"></td> <td style="width: 15%; text-align: center;">05.09.16</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Н. контр.</td> <td>Шишков</td> <td style="text-align: center;"></td> <td style="text-align: center;">05.09.16</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Проверил</td> <td>Шишков</td> <td style="text-align: center;"></td> <td style="text-align: center;">05.09.16</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Разработ.</td> <td>Сокирко</td> <td style="text-align: center;"></td> <td style="text-align: center;">05.09.16</td> <td></td> </tr> </table> </div> <div style="width: 35%; text-align: center;">Содержание тома</div> <div style="width: 30%;"> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;">Стадия</td> <td style="width: 20%;">Лист</td> <td style="width: 20%;">Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td>1</td> <td>1</td> </tr> </table> <div style="text-align: right;"> </div> </div> </div>						Инв. № подл.	ГИП	Сокирко		05.09.16						Н. контр.	Шишков		05.09.16		Проверил	Шишков		05.09.16		Разработ.	Сокирко		05.09.16		Стадия	Лист	Листов	П	1	1
						Инв. № подл.	ГИП	Сокирко		05.09.16																										
						Н. контр.	Шишков		05.09.16																											
Проверил	Шишков		05.09.16																																	
Разработ.	Сокирко		05.09.16																																	
Стадия	Лист	Листов																																		
П	1	1																																		

## Оглавление

1	Общие данные .....	5
2	Основные технические решения по ПС 110/10 кВ Ключи .....	5
2.1	Основные электротехнические решения по ПС .....	5
2.1.1	Основные технические решения.....	5
2.1.2	Основные конструктивные и компоновочные решения.....	6
2.1.3	Основное электротехническое оборудование .....	6
2.1.4	Схема собственных нужд переменного тока.....	8
2.1.5	Схема собственных нужд постоянного тока.....	8
2.1.6	Молниезащита, заземление, защита от перенапряжений .....	8
2.1.7	Кабельное хозяйство .....	8
2.1.8	Электромагнитная совместимость .....	8
2.2	Архитектурно-строительные решения.....	9
2.2.1	Основные решения по генплану .....	9
2.2.2	Проектируемые сооружения на новой площадке .....	10
2.2.3	Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений.....	11
2.2.4	Водоснабжение и водоотведение.....	14
2.3	Релейная защита и автоматика .....	14
2.3.1	Общие данные для проектирования.....	14
2.3.2	Релейная защита ЛЭП 110 кВ.....	15
2.3.3	Устройств приема и передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) .....	16
2.3.4	Устройство отключения нагрузки (УОН).....	16
2.3.5	Автоматика частотной разгрузки (АЧР).....	17
2.3.6	Автоматика управления выключателями 110 кВ .....	17
2.3.7	Регистрация аварийных событий и определение места повреждения.....	17
2.3.8	Релейная защита трансформаторов 110/10 кВ .....	17
2.3.9	Релейная защита и автоматика ячейки секционного выключателя 10 кВ .....	19
2.3.10	Релейная защита и автоматика ячеек трансформаторов напряжения 10 кВ.....	19
2.3.11	Релейная защита и автоматика ячеек отходящих линий 10 кВ.....	19

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	все	08.12.16		08.12.16
Изм.	Кол.	Лис	№ док.	Подпись	Дата
		Сокирко			05.11.16
		Н. контр.	Шишков		05.11.16
		Проверил	Шишков		05.11.16
		Разработ.	Сокирко		05.11.16

0012/С-ОТР-ТЧ

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	45





2.3.12	Логическая защита шин .....	20
2.3.13	Защита от дуговых замыканий .....	20
2.3.14	Системы контроля и управления .....	20
2.3.15	Управление разъединителями и их оперативная блокировка.....	21
2.3.16	Аварийная и предупредительная сигнализации.....	22
2.3.17	Организация оперативного тока .....	22
2.3.18	Размещение устройств на подстанции.....	23
2.3.19	Состав и объем поставки ПТС РЗА .....	23
2.3.20	Список материалов, использованных при составлении раздела.....	25
2.4	Телемеханика .....	26
2.4.1	Назначение и цели создания системы .....	26
2.4.2	Сигналы по элементам подстанции.....	27
2.4.3	Решения по информационному обмену оперативно-диспетчерской информацией .....	30
2.5	Учет электроэнергии .....	32
2.5.1	Характеристика объекта автоматизации.....	32
2.5.2	Решения по информационному обмену .....	35
2.5.3	Описание системы АИИС КУЭ .....	35
2.5.4	Метрологическое обеспечение .....	36
2.6	Сети связи .....	40
2.6.1	Каналы связи.....	40
2.6.2	Размещение оборудования связи.....	41
2.6.3	Организации электропитания оборудования связи.....	42
2.7	Инженерно-технические средства безопасности .....	42
	Лист регистрации изменений .....	47

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Коп.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ				2

## 1 Общие данные

Основные технические решения по титулу «Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи» являются первым этапом проектирования и разработаны на основании задания на проектирование (Приложении А). При разработки учтены технические требования (Приложение Б) и технические условия (Приложение В)

Проектная документация выполняется по договору №16-2750 от 20.07.2016 с филиалом АО «ДРСК» «Приморские электрические сети».

В соответствии с заданием на проектирование на первом этапе проектирования выполнены полевые инженерные изыскания, проработаны компоновочные варианты проектируемой подстанции.

При проектировании использованы направленные Заказчиком письмом №113-11-1471 от 08.11.2016г. расчеты электрических режимов по данному титулу, выполненные ООО «Компания Новая Энергия»

## 2 Основные технические решения по ПС 110/10 кВ Ключи

### 2.1 Основные электротехнические решения по ПС

#### 2.1.1 Основные технические решения

Титулом «Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи», согласно техническому заданию на проектирование (ТЗ), предусматривается строительство новой ПС 110/10 кВ.

В административном отношении подстанция расположена в Спасском районе Приморского края.

Подстанция проектируемая, без дежурного персонала, вид обслуживания – оперативная выездная бригада. ОРУ 110 кВ - открытое блочное, ЗРУ 10 кВ - закрытое в здании совмещенным с ОПУ.

Тип схемы ОРУ 110 кВ – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Тип схемы ЗРУ 10 кВ – «Одна, секционированная выключателями, система шин».

В соответствие с ТТ на ОРУ 110 кВ предусматривается установка:

- элегазовых выключателей 110 кВ с российского производства;
- разъединителей 110 кВ с электродвигательным приводом основных ножей, ручным заземляющих;
- трансформаторов тока 110 кВ встроенных и отдельностоящих;

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	здании совмещенным с ОПУ.						
			Тип схемы ОРУ 110 кВ – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».						
			Тип схемы ЗРУ 10 кВ – «Одна, секционированная выключателями, система шин».						
В соответствие с ТТ на ОРУ 110 кВ предусматривается установка:									
<div>- элегазовых выключателей 110 кВ с российского производства;</div>									
<div>- разъединителей 110 кВ с электродвигательным приводом основных ножей, ручным заземляющих;</div>									
<div>- трансформаторов тока 110 кВ встроенных и отдельностоящих;</div>									
						0012/С-ОТР-ТЧ			Лист
									3
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

- трансформаторов напряжения 110 кВ ёмкостных.

В соответствие с ТТ в ЗРУ 10 кВ предусматривается установка:

- вакуумных выключателей 10 кВ с российского производства.

Количество трансформаторов тока и их вторичных обмоток, а также ограничителей перенапряжения удовлетворяют требованиям СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».

Схема электрическая принципиальная ПС 110/10 кВ Ключи приведена на чертеже № 0012/С-ОТР-Ч-001.

### 2.1.2 Основные конструктивные и компоновочные решения

Согласно техническому заданию конструктивное исполнение ПС выполняется:

- ОРУ 110 кВ в блочном исполнении;
- ЗРУ 10 кВ совмещенным со зданием ОПУ.

Компоновочные решения разработаны с учетом:

- «Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.10.028-2009;
- правил устройств электроустановок (ПУЭ 7-е издание);
- типов основного оборудования и его размещением на площадке ПС;
- типа схемы РУ;
- заходов ВЛ 110 кВ и рельефа.

Количество принятого к установке основного оборудования приведено в таблице 2.1.3.2

План ПС 110/10 кВ Ключи приведен на чертеже № 0012/С-ОТР-Ч-002.

### 2.1.3 Основное электротехническое оборудование

Оборудование ПС выбрано по номинальному напряжению, максимальному длительному току присоединений в нормальном, послеаварийном и ремонтном режимах с учётом перегрузочной способности оборудования, по отключающей способности, термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания. Значение тока короткого замыкания на шинах 110 кВ:  $I_{\max}=7,22$  кА,  $I_{\min}=6,93$  кА, на шинах 10 кВ:  $I_{\max}=11,85$  кА.

Выбор технических параметров оборудования, приведен в таблице 2.1.3.1

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							4

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм
-----

Таблица 2.1.3.1 Выбор технических параметров оборудования

Тип аппаратуры	Расчетные данные				Гарантийные данные					
	$I_{\max}$	$I_{\text{кзMIN}}$	$I_{\text{кзMAX}}$	$t_{\text{откл.}}$	$I_{\text{ном.}}$	$I_{\text{откл.}}$	$I_{\text{терм.}}$	$I_{\text{дин.}}$	$t_{\text{терм.}}$	$I^2_{\text{терм.}} \cdot t_{\text{терм.}}$
	А	кА	кА	с	А	кА	кА	кА	с	кА <sup>2</sup> ·с
<b>Оборудование 110 кВ</b>										
Элегазовый выключатель 110 кВ)	320	6,93	7,22	0,7	1000	25	25	64	3	1875
Разъединитель 110 кВ	320	6,93	7,22	0,7	1000	-	25	64	3	1875
Трансформатор тока 110 кВ	320	6,93	7,22	0,7	1000	-	25	64	3	1875
<b>Оборудование 10 кВ</b>										
Вакуумный выключатель 10 кВ)	1445	-	11,85	0,7	2500	25	25	64	3	1875
Трансформатор тока 10 кВ	1445	-	11,85	0,7	2500	-	25	64	3	1875

На территории подстанции электрические связи между разными частями электроустановки выполняются:

- сталеалюминиевыми проводами с повышенной коррозионной стойкостью;
- жесткой ошиновкой выполненной алюминиевой трубой.

Количество принятого для строительства основного оборудования приведено в таблицах 2.1.3.2.

Таблица 2.1.3.2. Перечень оборудования, принятого на ПС

№ п/п	Наименование основного оборудования	Ед.	Кол-во
<b>Оборудование 110 кВ</b>			
1	Выключатель элегазовый баковый со встроенными трансформаторами тока $I_n=1000$ А	шт.	3
2	Трансформатор тока	шт.	9
3	Разъединитель трехполюсный с двумя заземляющими с электродвигательным приводом главных ножей, ручным приводом заземляющих ножей	шт.	10
4	Трансформатор силовой ТДН-25000/110 У1 (ЗАО Группа «СВЭЛ»)	шт.	2
5	Трансформатор напряжения емкостной	компл.	2
6	Ограничитель перенапряжения	шт.	8
<b>Оборудование 10 кВ</b>			
1	Ячейка ТСН.	шт.	2
2	Ячейка ТН.	шт.	2
3	Ячейка секционного выключателя, $I_n=2500$ А.	шт.	1
4	Ячейка секционного разъединителя, $I_n=2500$ А.	шт.	1
5	Линейная ячейка, $I_n=2500$ А. (для ввода от силовых трансформаторов).	шт.	2
6	Линейная ячейка, $I_n=1000$ А. (для отходящих линий).	шт.	24

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
									5	
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ				

#### 2.1.4 Схема собственных нужд переменного тока

Для питания нагрузок собственных нужд подстанции применяются трансформаторы собственных нужд мощностью по 63 кВА (ТСН-1, ТСН-2), напряжением 10/0,4 кВ, установленных в ячейках 10 кВ.

#### 2.1.5 Схема собственных нужд постоянного тока

На ПС предусмотрена система оперативного постоянного тока. Зарядно-выпрямительные устройства, щит постоянного тока и аккумуляторные батареи устанавливаются во вновь устанавливаемом здании ОПУ

#### 2.1.6 Молниезащита, заземление, защита от перенапряжений

На ПС 110/10 кВ Ключи защита от прямых ударов молнии выполнена:

- вновь устанавливаемыми прожекторными мачтами с молниеприемниками;
- молниеприемниками, устанавливаемыми на порталах.

Защита основного оборудования подстанции от волн перенапряжений, приходящих с ВЛ, осуществляется согласно п. 4.2.133 ПУЭ с помощью ограничителей перенапряжений (ОПН), обладающих достаточной энергоёмкостью, необходимым защитным уровнем и взрывобезопасностью.

Заземляющее устройство (ЗУ) подстанции выполняется согласно ПУЭ по норме на допустимое сопротивление растеканию токов короткого замыкания с учётом требований по снижению импульсных помех и не должны превышать 0,5 Ом в любое время года.

#### 2.1.7 Кабельное хозяйство

Кабельное хозяйство выполнено в соответствии с «Инструкцией по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» РД 153-34.0-49.101-2003 и "Правилами пожарной безопасности" РД 153-34.0-03.301-00.

Кабельные коммуникации по территории подстанции выполнены в виде наземных сборных железобетонных лотков шириной 1,0 и 0,5 м с разделением силовых и вторичных кабелей с цепями управления.

Прокладка кабелей по зданию ОПУ предусматривается под фальшполом, в кабель-каналах и гофрированных трубах.

#### 2.1.8 Электромагнитная совместимость

Для обеспечения электромагнитной совместимости и улучшения электромагнитной обстановки предусматривается:

Изм. инв. №	Подпись и дата	49.101-2003 и "Правилами пожарной безопасности" РД 153-34.0-03.301-00.					
		Кабельные коммуникации по территории подстанции выполнены в виде наземных сборных железобетонных лотков шириной 1,0 и 0,5 м с разделением силовых и вторичных кабелей с цепями управления.					
		Прокладка кабелей по зданию ОПУ предусматривается под фальшполом, в кабель-каналах и гофрированных трубах.					
Изм. инв. № подл.		<b>2.1.8 Электромагнитная совместимость</b>					
		Для обеспечения электромагнитной совместимости и улучшения электромагнитной обстановки предусматривается:					
		0012/С-ОТР-ТЧ					Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	6	

- оптимизация заземляющего устройства подстанции;
- разделение трасс силовых и контрольных кабелей;
- применение экранированных кабелей с заземляющим экраном с обоих концов.

Основным регламентирующим документом являются «Правила устройства электроустановок», дополнительные технические требования изложены в «Методических указаниях по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» (СТО 56947007-29.240.044-2010); в «Руководящих указаниях по проектированию заземляющих устройств станций и подстанций напряжением 35-750 кВ переменного тока».

Для устранения влияния силового оборудования и других источников помех на систему электропитания 0,4 кВ, сеть электропитания предусматривается выделенной и помехозащищенной, и выполняется по 5-проводной схеме с типом системы заземления TN-S (ГОСТ Р50571.20-2000) в магистральной части и по трехпроводной схеме - групповой. Защитные (РЕ), функциональные (FE) и нулевые рабочие (N) проводники подсоединяются к заземляющему устройству до точки ввода, чтобы свести к минимуму возможность возникновения электромагнитных излучений.

## 2.2 Архитектурно-строительные решения

### 2.2.1 Основные решения по генплану

Генеральный план проектируемой подстанции ПС 110/10 кВ Ключи разработан с учётом:

- ориентировки площадки на местности и размещения сооружений на площадке по условиям подхода линий электропередачи;
- расположения существующих и проектируемых автодорог в данном районе;
- рельефа и гидрогеологических условий участка.

В рельефном отношении площадка представляет равнинную слабовсхолмленную поверхность. Абсолютные отметки высот варьируются от 132,2 до 135,0 м. Геологическое строение почвы на территории проектируемой ПС представлено почвенно-растительным слоем мощностью 30 см., и глинистыми грунтами. Наличие сильнопучинистых грунтов не обнаружено.

Планировочная организация на проектируемом участке выполняется с учётом обеспечения противопожарных разрывов между сооружениями, обеспечения наиболее удобных подъездов к зданиям, сооружениям и площадкам. Здания и сооружения на территории подстанции размещены согласно технологическому заданию и с учётом функциональных их особенностей.

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	
	<p>В рельефном отношении площадка представляет равнинную слабовсхолмленную поверхность. Абсолютные отметки высот варьируются от 132,2 до 135,0 м. Геологическое строение почвы на территории проектируемой ПС представлено почвенно-растительным слоем мощностью 30 см., и глинистыми грунтами. Наличие сильнопучинистых грунтов не обнаружено.</p> <p>Планировочная организация на проектируемом участке выполняется с учётом обеспечения противопожарных разрывов между сооружениями, обеспечения наиболее удобных подъездов к зданиям, сооружениям и площадкам. Здания и сооружения на территории подстанции размещены согласно технологическому заданию и с учётом функциональных их особенностей.</p>						
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							7

Принятые в проекте расстояния между зданиями, сооружениями и строениями исключают возможность перехода пожара от одного здания, сооружения или строения к другому. Размещение зданий, сооружений и строений выполнено в зависимости от их степени огнестойкости и категорий по взрывопожарной и пожарной опасности (согласно ст. 100 ФЗ-133 от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).

Горизонтальная планировка на территории ПС определилась технологически, исходя из условия обеспечения беспрепятственного отвода поверхностных вод в пониженную часть подстанции по спланированной поверхности.

Размещение всех зданий, сооружений, автодороги, инженерных сетей обеспечивает перспективное расширение подстанции.

По функциональному использованию здания и сооружения производственного назначения объединены в производственную зону и размещены с учетом технологических и транспортных связей. Здания и сооружения вспомогательного назначения объединены в зону вспомогательных сооружений и размещены с учетом технологических связей.

Для удобства обслуживания оборудования подстанции, для подъезда к сооружениям проектом предусмотрены внутриплощадочные проезды, являющиеся также и пожарными проездами. Дороги на территории ПС имеют замкнутый контур, допускающий въезд и выезд на территорию ПС без устройства разворотных площадок. Согласно СТО 56947007-29.240.10.028-2009 (НТП ПС) дороги приняты с твердым покрытием шириной 4,5 м.- для трейлерного проезда, являющегося продолжением подъездной автодороги, и 3,5 м.- для остальных внутриплощадочных дорог. Проектирование подъездной дороги к территории подстанции техническим заданием к данному титулу не предусматривается. Проектной организации, ведущей разработку документации по подъездной автодороге, будут выданы координаты въезда на подстанцию после согласования и утверждения компоновки ПС.

Благоустройство территории подстанции осуществляется только после прокладки всех коммуникаций по территории подстанции. Благоустройство территории обеспечивает комфортные условия для работы персонала.

Предусмотрено озеленение с разбивкой газонов.

## 2.2.2 Проектируемые сооружения на новой площадке

В рамках выполнения титула «Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи» выполняется установка следующих зданий и сооружений:

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №											
<p>подстанцию после согласования и утверждения компоновки ПС.</p> <p>Благоустройство территории подстанции осуществляется только после прокладки всех коммуникаций по территории подстанции. Благоустройство территории обеспечивает комфортные условия для работы персонала.</p> <p>Предусмотрено озеленение с разбивкой газонов.</p> <p><b>2.2.2 Проектируемые сооружения на новой площадке</b></p> <p>В рамках выполнения титула «Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи» выполняется установка следующих зданий и сооружений:</p>																	
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подпись</td><td>Дата</td></tr></table>												Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата												
0012/С-ОТР-ТЧ					Лист												
					8												

- Здание ОПУ совмещенное с ЗРУ 10кВ
- Два силовых трансформатора ТДН-25000/110 У1 (ЗАО Группа «СВЭЛ»)
- Открытое распределительное устройство ОРУ 110 кВ
- Прожекторные мачты с молниеотводом
- Опоры гибкой связи.
- Подземный маслосборник
- Наружное ограждение

Так же выполняется устройство ж/б кабельных лотков для прокладки кабельных линий по всей территории ПС.

### 2.2.3 Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений

#### Здание ОПУ совмещенное со ЗРУ 10кВ.

Размеры здания ОПУ совмещенного со ЗРУ 10кВ в плане и высота помещений определены технологическими нормами по размещению электротехнического оборудования.

Уровень ответственности здания по ГОСТ Р 54257-2010 принят – КС-2. Коэффициент по уровню ответственности, принятый для расчетов 1,0

Степень огнестойкости здания (ст.30,87 ФЗ №123 от 22.07.2008г., п.6.8.1 СП2.13130.2009) - II;

Класс конструктивной пожарной опасности здания (ст.31,87 ФЗ №123 от 22.07.2008г., п.6.8.1 СП 2.13130.2009) - С1.

Здание производственного назначения, одноэтажное, прямоугольной формы в плане, размером в осях 27,0х6,5 м. блочно-модульное, повышенной заводской готовности. Исходя из рекомендаций и технических возможностей завода изготовителя размеры здания в плане могут корректироваться.

Здание устанавливается на ж/б лежни, выполненные в заводских условиях по серии 3.407.1-157 вып. 1, из бетона марки бетона В20, F200, W6.

Лежни устанавливаются по короткой стороне здания в местах, рекомендованных заводом изготовителем, а именно в местах соединения транспортных модулей. Подобное решение позволяет обеспечить беспрепятственный подвод кабелей с последующим заведением в здание.

Для снижения сил морозного пучения в местах установки лежней выполняется выемка грунта с последующей подсыпкой из щебня фр. 20-40. Для защиты от

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			0012/С-ОТР-ТЧ						
			Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	



атмосферных осадков, боковые поверхности фундаментов обмазываются гидроизоляцией ПБК Гидроизол на два раза.

В целях обеспечения пространственной жесткости в лежнях предусматривается устройство закладных изделий, к которым привариваются продольные распорки и вертикальные связи, выполненные из уголкового профиля. Сталь для прокатного профиля принимается С-255 по ГОСТ 27772-89\*.

**Силовой трансформатор ТДН-25000/110 У1**

Фундамент под трансформатор выполняется заглубленным монолитным. Бетон принят марки В20, F200, W6.

Армирование фундамента выполняется и арматурными сетками, выполненными из арматуры периодического профиля АIII(А400) диаметром не менее 12мм.

Все боковые поверхности фундамента, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются мастикой БАМ-4.

Габариты фундаментов и их масса приняты в соответствии с ПУЭ и типовыми материалами для проектирования 13517тм «Фундаменты под сейсмостойкие трансформаторы» и совмещены с маслоприемными чашами. Размеры маслоприемных чаш определены исходя из габаритов трансформаторов. Ограждения маслоприемников трансформаторов приняты из монолитного бетона с устройством гидроизоляции из состава Гидротекс У с внутренней стороны. Дно маслоприемника из армированной бетонной подготовки выполняется с уклоном 5 промилле в сторону прямка.

**Открытое распределительное устройство ОРУ 110 кВ и прожекторные мачты**

Порталы ошиновки, прожекторные мачты - пространственные металлические конструкции. Фундаменты под стойки порталов, прожекторные мачты, - грибовидные подножки, установленные в разработанные котлованы. Обратная засыпка котлованов производится непучинистым грунтом с послойным уплотнением.

После уточнения планировочных отметок и инженерно-геологических условий площадки подстанции размеры сечения и класс бетона фундаментов уточняются на стадии разработки проектной документации.

Опоры под оборудование – блочно-модульные конструкции (БМК) заводской готовности, устанавливаемые на поверхностные фундаменты из сборных железобетонных лежней.

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							10

Марка стали для металлических конструкций уточняется на стадии разработки проектной документации.

**Опоры гибкой связи.**

Стойки под опоры гибкой связи приняты из металлических труб, которые устанавливаются на поверхностные железобетонные фундаменты.

Марка стали для металлических конструкций уточняется на стадии разработки проектной документации.

**Подземный маслосборник**

Для установки узла трансформатора, необходимо устройство подземного маслоприемника V=75,0 м³.

Маслосборником является горизонтальная подземная цилиндрическая емкость, выполненная в заводских условиях.

Фундаментом резервуара является железобетонная монолитная плита, установленная на щебеночную подушку. Бетон принят марки В20, F200, W6. Армирование фундамента выполняется и арматурными сетками, выполненными из арматуры периодического профиля АIII(А400) диаметром не менее 12мм.

Все боковые поверхности фундамента, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются мастикой БАМ-4.

Для предотвращения всплытия подземной емкости, в фундаменте предусматриваются закладные изделия, с помощью которых резервуар крепится хомутами к фундаменту.

**Кабельные лотки.**

На территории ПС предусматривается наземная прокладка кабеля. Кабельные каналы выполняются из сборных железобетонных лотков с покрытием съемными железобетонными плитами.

**Ограждение.**

Наружное ограждение подстанции и зоны санитарной охраны принято высотой 2,4 м из сплошных сборных железобетонных панелей по серии 3.017-3 с маркого бетона по морозостойкости F150, по водонепроницаемости W2. Железобетонные панели устанавливаются в поверхностные фундаменты стаканного типа серии 3.017-3 с маркого бетона по морозостойкости F150, по водонепроницаемости W4. Под фундаменты выполняется щебеночная подушка толщиной 300 мм.

Для усиления основного ограждения устанавливается вернее дополнительное ограждение СББ «Егоза» (спиральный барьер безопасности) диаметром 600 мм.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
			0012/С-ОТР-ТЧ							11
			Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
			уч						Формат А4	

Для защиты от подкопа под основным ограждением выполняется нижнее дополнительное ограждение в виде сварной решетки из прутков арматурной стали диаметром 16 мм, с ячейками 150 x 150 мм, сваренной в перекрестиях. Решетка заглубляется в грунт на 500 мм.

## 2.2.4 Водоснабжение и водоотведение

В соответствии с ПУЭ п.4.2.70 противопожарный водопровод и водоем на проектируемой ПС 110/10 кВ Ключи не предусматривается. Пожаротушение организовано силами местных пожарных бригад. После ликвидации аварии на трансформаторе весь объем стоков, собранный в маслосборнике, вывозится автотранспортом на регенерацию, а маслосборник очищается от следов масла.

Дождевая и талая вода из маслоприемников поступает в маслосборник, а из него удаляется с помощью насоса и вывозится автоцистерной.

В качестве источника водоснабжения для нужд персонала используется привозная вода.

Учитывая отсутствие в непосредственной близости от проектируемой подстанции водотоков, предусматривается организация сбора дождевых вод путем организации ливневой канализации с последующей очисткой и сбором в дождеприемную емкость заглубленного типа. В последующем данная вода подлежит вывозу, либо может быть использована на технические нужды эксплуатации – полив дорог и газонов.

В случае подвода централизованной канализации к территории ПС, возможно подключение к ней проектируемой ливневой канализации, после предоставления точки подключения.

## 2.3 Релейная защита и автоматика

### 2.3.1 Общие данные для проектирования

В данном разделе ОТР представлены общие технические решения по организации релейной защиты и автоматики (РЗА) элементов ПС 110/10 кВ Ключи и прилегающей сети 110 кВ с использованием многофункциональных микропроцессорных устройств.

Защищаемыми объектами, рассматриваемыми в составе данного титула, являются:

- ВЛ 110 кВ Спасск – Ключи – 1 шт;
- ВЛ 110 кВ Ключи – Ярославка с отпайкой на ПС Дмитриевка – 1 шт;

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		12

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<h3>2.3.1 Общие данные для проектирования</h3> <p>В данном разделе ОТР представлены общие технические решения по организации релейной защиты и автоматики (РЗА) элементов ПС 110/10 кВ Ключи и прилегающей сети 110 кВ с использованием многофункциональных микропроцессорных устройств.</p> <p>Защищаемыми объектами, рассматриваемыми в составе данного титула, являются:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- ВЛ 110 кВ Спасск – Ключи – 1 шт;</li><li>- ВЛ 110 кВ Ключи – Ярославка с отпайкой на ПС Дмитриевка – 1 шт;</li></ul>

- Трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА – 2 шт;
- Элементы КРУ 10 кВ.

Краткие характеристики проектируемых ЛЭП представлены в таблице ниже.

№ п/п	Параметр	Характеристика
1	ЛЭП 110 кВ Спасск – Ключи	
1.1	Класс напряжения, (кВ)	110
1.2	Исполнение ЛЭП	ВЛ
1.3	Характеристика питания	двустороннее
1.4	Наличие ПС на ответвлениях	нет
1.5	Протяженность, (км)	15,3 (ориентировочно)
2	ЛЭП 110 кВ Ключи – Ярославка с отпайкой на ПС Дмитриевка	
2.1	Класс напряжения, (кВ)	110
2.2	Исполнение ЛЭП	ВЛ
2.3	Характеристика питания	двустороннее
2.4	Наличие ПС на ответвлениях	ПС 110 кВ Дмитриевка
2.5	Протяженность, (км)	62,3 (ориентировочно)

Основными техническими решениями на ПС 110/10 кВ Ключи предусматривается установка и подключение двух силовых трансформаторов 110 кВ мощностью 25 МВА.

На стороне 110 кВ трансформаторы подключаются к системе шин, выполненной по схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». РУ 110 кВ предусматривается открытого исполнения с применением блочно-модульных конструкций.

На стороне 10 кВ трансформаторы подключаются к системе шин РУ 10 кВ, выполненной по схеме «Одна секционированная выключателем система шин». РУ 10 кВ предусматривается комплектным и размещается в одном здании с ОПУ.

Оперативный ток на ПС – постоянный 220 В.

### 2.3.2 Релейная защита ЛЭП 110 кВ

На линиях 110 кВ с многосторонним питанием устанавливаются две независимые защиты от всех видов повреждения: основная быстродействующая защита и комплект резервных ступенчатых защит ([1] п.9.9.1, [2] п.6.2.1).

В качестве основной быстродействующей защиты могут применяться:

продольная дифференциальная защита (ДЗЛ);

дифференциально-фазная (ДФЗ) защита;

защита с высокочастотной блокировкой (направленная высокочастотная фильтровая защита);

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					0012/С-ОТР-ТЧ		Лист
									13
			Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

комплект ступенчатых защит с передачей блокирующих или разрешающих сигналов.

Принимая во внимание указанные рекомендации и тип существующих защит линий 110 кВ «Спасск – Ключи» и «Ключи – Ярославка с отпайкой на ПС Дмитриевка» со стороны ПС 220 кВ Спасск и ПС 110 кВ Ярославка (по два комплекта ступенчатых защит), данным титулом предусматривается установка на ПС 110/10 кВ Ключи четырех комплектов ступенчатых защит (по два на каждую линию), имеющих в своем составе дистанционную защиту (ДЗ), токовую отсечку (ТО) и токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП) от коротких замыканий на землю ([1] п.9.9.4).

Все комплекты независимы друг от друга и включаются на отдельные вторичные обмотки класса «Р» трансформаторов тока (учитывая схему ПС, защиты будут подключаться на сумму токов, протекающих в цепи выключателя трансформатора и выключателя мостика).

### 2.3.3 Устройств приема и передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)

Для приема и передачи разрешающих сигналов (сигналов телеускорения) релейной защиты, а также приема управляющих воздействий противоаварийной автоматики (ПА) организуются дуплексные каналы по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС): Спасск – Ключи, Ключи – Ярославка.

На каждой из трех ПС предусматривается установка устройств приема и передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК). Аппаратура приема/передачи должна быть выполнена на микропроцессорной элементной базе, с количеством команд не менее 16-ти.

### 2.3.4 Устройство отключения нагрузки (УОН)

Для выполнения разгрузки при нарушении устойчивости в послеаварийных режимах, на ПС 110/10 кВ Ключи предусматривается устройство отключения нагрузки (УОН).

По командам, приходящим по каналам ПА от управляющих центров ПА, отключается часть потребителей, питающихся от подстанции. Обратное включение потребителей, отключённых от устройств ПА, производится по команде диспетчера.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<p>Для выполнения разгрузки при нарушении устойчивости в послеаварийных режимах, на ПС 110/10 кВ Ключи предусматривается устройство отключения нагрузки (УОН).</p> <p>По командам, приходящим по каналам ПА от управляющих центров ПА, отключается часть потребителей, питающихся от подстанции. Обратное включение потребителей, отключённых от устройств ПА, производится по команде диспетчера.</p>						
			<p>0012/С-ОТР-ТЧ</p>						Лист
									14
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

### 2.3.5 Автоматика частотной разгрузки (АЧР)

Для ликвидации аварий, связанных с дефицитом активной мощности, предусматривается автоматика частотной разгрузки (АЧР) с действием на отключение потребительских линий. Действием АЧР сохраняются в работе электрические станции.

Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления частоты в устройствах АЧР предусматривается функция ЧАПВ, которая разрешает включение потребителей, отключенных от АЧР. Действие ЧАПВ блокируется при пониженном напряжении или при повторном срыве частоты.

### 2.3.6 Автоматика управления выключателями 110 кВ

Для выключателей 110 кВ предусматривается автоматика управления выключателем (АУВ), а также устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ) и автоматика повторного включения (АПВ) ([1] п.9.11.1, [2] п.6.5.1). АПВ предусматривается однократного действия с типовым набором контролей напряжения и синхронизма ([1] п.9.10.4, [2] п.6.2.13).

### 2.3.7 Регистрация аварийных событий и определение места повреждения

В соответствии с приказом ОАО РАО «ЕЭС России» №57 от 11.02.2008 (приложение 1 п.6.2.14, 6.2.15) на каждой из сторон проектируемой ЛЭП должны быть реализованы функции определения места повреждения (ОМП) и цифровой регистрации аварийных событий (РАС).

Для независимого анализа и регистрации аварийных событий в сети 110 кВ предлагается использовать автономные устройства РАС и ОМП. Функции РАС и ОМП в составе МП защит должны использоваться в качестве резерва.

### 2.3.8 Релейная защита трансформаторов 110/10 кВ

В качестве основной защиты от внутренних повреждений и повреждений на выводах отдельно работающих силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более, рекомендуется использовать продольную дифференциальную защиту ([3] п.3.2.54).

В качестве резервной защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна быть предусмотрена со стороны питания максимальная токовая защита с действием на отключение ([3] п.3.2.59).

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			0012/С-ОТР-ТЧ						
			15						
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Основными техническими решениями предусматривается защита силовых трансформаторов 110 кВ в составе: основной защиты, резервной защиты ВН, защиты стороны НН.

Комплекс основной быстродействующей дифференциальной защиты трансформатора выполняется в одном комплекте и включает:

- дифференциальную токовую защиту (с торможением) от всех видов КЗ в трансформаторе;
- цепи газовой защиты трансформатора и его устройства РПН;
- цепи защиты контактора устройства РПН трансформатора;
- контроль изоляции газовой защиты;
- максимальную токовую защиту от перегрузки трансформатора;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения трансформатора;
- токовые реле блокировки РПН;
- цепи технологических защит трансформатора (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т.д.);
- токовые реле защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ).

Комплекс резервных защит стороны 110 кВ содержит:

- максимальную токовую защиту (МТЗ) с пуском по напряжению;
- цепи газовой защиты трансформатора и его устройства РПН;
- контроль изоляции газовой защиты;
- цепи технологических защит трансформатора (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т.д.);
- цепи автоматического ускорения резервных защит.

Для реализации функций защиты и автоматики ввода 10 кВ предусматриваются:

- МТЗ с пуском по напряжению;
- восстановление нормального режима работы (ВНР) после АВР;
- формирование разрешающих/запрещающих сигналов срабатывания логической защиты шин (ЛЗШ);
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- УРОВ (действие МТЗ со второй выдержкой времени);
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- автоматика повторного включения (АПВ).

Отключающие ступени технологических защит трансформатора действуют через комплект основных защит трансформатора.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ			16

Сигналы газовых защит (бака и отсека РПН, с использованием струйных реле) дублируются и подаются на дискретные входы терминала дифференциальной защиты и резервной защиты стороны ВН. Предусматривается непрерывный контроль изоляции цепей газовых защит, выполняемый в шкафах основных и резервных защит.

Защита от перегрузки реализуется МТЗ с выдержкой времени и действием на сигнал. Защита выполняется одной ступенью МТЗ и реагирует на фазный ток со стороны всех обмоток. Реализуется в комплекте основных защит трансформатора.

### 2.3.9 Релейная защита и автоматика ячейки секционного выключателя 10 кВ

Для реализации функций защиты и автоматики ячейки секционного выключателя 10 кВ предусматриваются:

- двухступенчатая максимальная токовая защита, содержащая токовую отсечку (ТО) и максимальную токовую защиту с автоматическим ускорением при включении выключателя (МТЗ);
- автоматическое включение секционного выключателя при аварийной потере питания на одной из секций шин (АВР);
- формирование разрешающих/запрещающих сигналов срабатывания логической защиты шин (ЛЗШ);
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) с действием на отключение СВ 10 кВ;
- УРОВ;
- автоматика управления выключателем (АУВ).

### 2.3.10 Релейная защита и автоматика ячеек трансформаторов напряжения 10 кВ

Для реализации функций защиты, автоматики и сигнализации трансформаторов напряжения 10 кВ предусматриваются:

- защита минимального напряжения (ЗМН) для пуска АВР;
- защита от замыканий на землю с действием на сигнал;
- контроль исправности цепей напряжения.

### 2.3.11 Релейная защита и автоматика ячеек отходящих линий 10 кВ

Для реализации функций защиты и автоматики ячеек отходящих линий 10 кВ предусматриваются:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none"><li>- защита минимального напряжения (ЗМН) для пуска АВР;</li><li>- защита от замыканий на землю с действием на сигнал;</li><li>- контроль исправности цепей напряжения.</li></ul>																							
			<b>2.3.11 Релейная защита и автоматика ячеек отходящих линий 10 кВ</b>																							
			<p>Для реализации функций защиты и автоматики ячеек отходящих линий 10 кВ предусматриваются:</p>																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="3">0012/С-ОТР-ТЧ</td><td rowspan="3">Лист 17</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подпись</td><td>Дата</td></tr></table>													0012/С-ОТР-ТЧ	Лист 17							Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
						0012/С-ОТР-ТЧ	Лист 17																			
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата																					



- двухступенчатая максимальная токовая защита, содержащая токовую отсечку (ТО) и максимальную токовую защиту с автоматическим ускорением при включении выключателя (МТЗ);
- максимальная токовая защита от перегрузки с действием на сигнал (только для линий к ТСН);
- передача в ЛЗШ на вводе и СВ дискретного сигнала о срабатывании органа тока любой ступени двухступенчатой максимальной токовой защиты;
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- токовая защита от однофазных коротких замыканий на землю (ТЗНП) с действием только на сигнал;
- УРОВ;
- автоматика управления выключателем (АУВ).

### 2.3.12 Логическая защита шин

Логическая защита реализуется с помощью устройств РЗА вводного выключателя, секционного выключателя и присоединений. Функция ЛЗШ реализует быстрое отключение вводного и/или секционного выключателя при возникновении повреждения на шинах методом «от противного», то есть КЗ на шинах фиксируется при наличии аварийного тока на вводном или секционном выключателе и отсутствии пуска защит присоединений.

### 2.3.13 Защита от дуговых замыканий

Для защиты шкафов КРУ 10 кВ от коротких замыканий, сопровождающихся открытой электрической дугой, выполняется защита от дуговых замыканий.

Защита выполняется с использованием устройств изготовленных на основе волоконной оптики и МП техники, чувствительных к току КЗ при дуговых замыканиях в отсеках шкафа КРУ 10 кВ.

### 2.3.14 Системы контроля и управления

Данным титулом предусматриваются:

- оперативное управление выключателями 110 кВ с АРМа диспетчера через ССПИ (АСУ ТП), от ключей управления в шкафах АУВ и от органов местного управления в шкафах наружной установки 110 кВ (при этом, шкафы местного

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	
	<p>волоконной оптики и МП техники, чувствительных к току КЗ при дуговых замыканиях в отсеках шкафа КРУ 10 кВ.</p> <p><b>2.3.14 Системы контроля и управления</b></p> <p>Данным титулом предусматриваются:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- оперативное управление выключателями 110 кВ с АРМа диспетчера через ССПИ (АСУ ТП), от ключей управления в шкафах АУВ и от органов местного управления в шкафах наружной установки 110 кВ (при этом, шкафы местного</li></ul>						
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							18

управления в должны иметь мнемосхему ячейки выключателя или сигнализацию положения выключателя);

- оперативное управление выключателями 10 кВ с АРМа диспетчера через ССПИ (АСУ ТП) или от органов местного управления в ячейках КРУ 10 кВ.

Любое действие на выключатели (включение или отключение) авторизированно фиксируются либо автоматикой выключателя, либо защитой, с расшифровкой времени отключения и с возможностью считывания этой информации в ССПИ (АСУ ТП).

Предусматривается следующий объем автоматики:

- автоматическое повторное включение (АПВ) выключателей 110, 10 кВ;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) 110, 10 кВ;
- автоматическое включение резерва (АВР) на секционном выключателе 10 кВ;
- автоматика регулирования коэффициента трансформации (АРКТ) трансформаторов 110 кВ под нагрузкой.

Весь комплекс технических средств для контроля и управления выключателями 110, 10 кВ (управления и автоматики) реализуется на базе микропроцессорных терминалов.

Помимо вышеуказанных функций автоматики с помощью терминалов выполняются следующие функции:

- определение места повреждения; регистрация событий;
- постоянное измерение в линиях тока, напряжения, активной, реактивной и полной мощности, постоянный самоконтроль.

Терминалы защиты и автоматики объединяются в локальную информационно-управляющую сеть. Предусматривается дистанционный контроль терминалов, изменение параметров срабатывания.

Проектом также предусматривается отдельный шкаф для организации и резервирования цепей напряжения 110 кВ. Организация цепей трансформаторов напряжения обеспечивает питание устройств защиты, измерения, учета электроэнергии. Резервирование питания устройств РЗА по цепям напряжения осуществляется вручную от смежного трансформатора напряжения 110 кВ.

### 2.3.15 Управление разъединителями и их оперативная блокировка

Управление главными ножами разъединителей 110 кВ с двигательными приводами предусматривается:

- местное – из шкафов местного управления в ОРУ 110 кВ;
- дистанционное – с АРМ диспетчера через ССПИ (АСУ ТП).

Взам. инв. №	напряжения обеспечивает питание устройств защиты, измерения, учета электроэнергии. Резервирование питания устройств РЗА по цепям напряжения осуществляется вручную от смежного трансформатора напряжения 110 кВ.					
	Подпись и дата	<b>2.3.15 Управление разъединителями и их оперативная блокировка</b>				
Инв. № подл.		Управление главными ножами разъединителей 110 кВ с двигательными приводами предусматривается:				
	<div><div>- местное – из шкафов местного управления в ОРУ 110 кВ;</div><div>- дистанционное – с АРМ диспетчера через ССПИ (АСУ ТП).</div></div>					
<div><div><div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div><div><div>Изм.</div><div>Кол.</div><div>Лист</div><div>№ док.</div><div>Подпись</div><div>Дата</div></div></div><div><div>0012/С-ОТР-ТЧ</div><div>Лист</div></div></div> <div>19</div>						

Для заземляющих ножей 110 кВ, а также главных и заземляющих ножей разъединителей 10 кВ с ручными приводами предусматривается управление соответственно только в ручном режиме.

Для исключения ошибочных действий персонала при оперативных переключениях предусматривается программная (логическая) оперативная блокировка разъединителей 110, 10 кВ, реализуемая на базе контроллеров, в составе отдельного шкафа ОБР.

Предусматриваемая заводом изготовителем механическая блокировка между главными и заземляющими ножами разъединителей 110 кВ и в ячейках 10 кВ (блокировка от перемещений тележки при включенном выключателе, от вкатывания тележки в рабочее положение при включенном заземляющем разъединителе, автоматическое закрытие защитных шторок при выкатывании тележки и др.) будет также оставаться в работе, а логические принципы, заложенные в эту блокировку, будут интегрированы в программную блокировку.

Питание цепей оперативной блокировки разъединителей необходимо выполнять от системы гарантированного питания ПС с обязательной гальванической развязкой цепей блокировки разъединителей от системы оперативного постоянного тока. Для чего проектом предусматривается установка одного шкафа питания цепей оперативной блокировки разъединителей. Питание шкафа осуществляется от обеих секций существующего ЩПТ.

### 2.3.16 Аварийная и предупредительная сигнализации

Проектом предусматривается сбор сигналов аварийной, предупредительной и технологической сигнализации от всех устанавливаемых устройств релейной защиты, автоматики и управления на АРМ диспетчера и шкаф центральной сигнализации.

Предусматривается также локальная визуальная сигнализация каждого микропроцессорного терминала, каждого шкафа релейной защиты, автоматики и управления.

### 2.3.17 Организация оперативного тока

Для повышения надежности комплекса РЗА данным титулом предусматривается установка двух шкафов распределения оперативного тока (ШРОТ):

- одни для питания оперативных цепей микропроцессорных устройств РЗА;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									20
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ			

- второй для питания цепей управления (электромагнитов выключателей), цепей газовой, технологической защиты и прочих цепей, выходящих за пределы помещения РЗА.

Для обеспечения ближнего резервирования в каждом ШРОТ предусматривается по две независимые секции с набором автоматических выключателей (для раздельного питания основных и резервных защит, первого и второго электромагнитов отключения и т.д.). Питание каждой секции ШРОТ осуществляется от обеих секций ЩПТ через аппарат резервирования.

### 2.3.18 Размещение устройств на подстанции

Установка шкафов РЗА предусматривается в помещении релейных шкафов в здании ОПУ ПС 110/10 кВ Ключи - ориентировочно 15 шкафов для нужд РЗА и ПА, из них:

- шкаф распределения оперативного тока – 2 шт;
- шкаф питания цепей оперативной блокировки разъединителей – 1 шт;
- шкаф релейной защиты и автоматики – 6\* шт;
- шкаф ОМП – 1\* шт;
- шкаф ЦС – 1 шт;
- шкаф РАС – 1\* шт;
- шкаф УПАСК – 2\* шт;
- шкаф МКПА – 2\* шт.
- шкаф ОБР – 1\* шт.

\* - окончательное количество шкафов определяется Поставщиком оборудования и согласовывается с Заказчиком.

Комплекс РЗА элементов КРУ 10 кВ предусматривается с использованием микропроцессорных устройств, которые размещаются непосредственно в релейных отсеках ячеек 10 кВ, из них:

- устройства релейной защиты и автоматики – 31 шт;
- устройства ЗДЗ – 2 шт.

### 2.3.19 Состав и объем поставки ПТС РЗА

Состав и объем поставляемых функциональных устройств РЗА, ПА и сопутствующего оборудования для защиты проектируемых ЛЭП и элементов ПС представлен в таблице ниже.

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							21

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							21

						24
№	Наименование устройств					Кол-во
1.	Устройства РЗА ВЛ 110 кВ Устанавливаются в шкафах двустороннего обслуживания, напольного исполнения, размерами 800х600х2200. Шкафы размещаются в ОПУ. <sup>1)</sup>					
1.1	Комплект ступенчатых защит с передачей разрешающих сигналов (КСЗ РС)					4
1.2	Комплект автоматики управления выключателем мостика 110 кВ (АУВ, АПВ, УРОВ)					1
1.3	Устройство приема и передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) типа УПК-Ц (прм.+прд. на 16 команд): 2 для ПС 110 кВ Ключ, 1 для ПС 220 кВ Спасск, 1 для ПС 110 кВ Ярославка					4
2.	Устройства РЗА трансформаторов 110/10 кВ Устанавливаются в шкафах двустороннего обслуживания, напольного исполнения, размерами 800х600х2200. Шкафы размещаются в ОПУ. <sup>1)</sup>					
2.1	Комплект основных защит (ДЗТ)					2
2.2	Комплект резервных (токовых) защит стороны ВН (МТЗ ВН с пуском по U)					2
2.3	Комплект автоматики управления выключателем 110 кВ (АУВ, АПВ, УРОВ)					2
2.4	Комплект автоматики регулирования коэффициента трансформации (АРКТ)					2
3.	Устройства РЗА элементов КРУ 10 кВ Устанавливаются в релейных отсеках в ячейках КРУ 10 кВ					
3.1	Комплект токовых защит и автоматики управления выключателем ячейки ввода					2
3.2	Комплект токовых защит и автоматики управления секционным выключателем					1
3.3	Комплект токовых защит и автоматики управления выключателем ячейки ТСН					2
3.4	Комплект токовых защит и автоматики управления выключателем ячейки отходящей линии					24
3.5	Комплект защит, автоматики и сигнализации трансформаторов напряжения					2
3.6	Комплект защиты от дуговых замыканий					2
4.	Общеподстанционные устройства					
4.1	<u>Шкаф центральной сигнализации.</u> (Шкаф двустороннего обслуживания, напольного исполнения, размерами 800х600х2200. Шкаф размещается в ОПУ)					1
4.2	<u>Шкаф автоматики цепей напряжения 110 кВ</u> (Шкаф двустороннего обслуживания, напольного исполнения, размерами 800х600х2200. Шкаф размещается в ОПУ)					1
4.3	Регистратор аварийных событий (устройство устанавливается в шкафу двустороннего обслуживания, напольного исполнения, размерами 800х600х2200. Шкаф размещается в ОПУ <sup>1)</sup> )					1
4.4	<u>Шкаф противоаварийной автоматики типа МКПА-2 (УОН, АЧР, ЧАПВ).</u> (Шкаф двустороннего обслуживания, напольного исполнения, размерами 800х600х2200. Шкаф размещается в ОПУ)					2 <sup>1)</sup>
4.5	<u>Шкаф зажимов ШЗВ – 200.</u> (Шкаф зажимов на 200 клемм - одностороннего обслуживания, наполь-					5
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист
						0012/С-ОТР-ТЧ
						22

						25
№	Наименование устройств					Кол-во
	ного исполнения, размерами 600х400х1000. 3 шкафа устанавливаются возле выключателей 110 кВ и 2 - в узлах установки трансформаторов)					
4.6	<u>Шкаф зажимов ШЗН – 1А.</u> (Шкаф зажимов для трансформатора напряжения - одностороннего обслуживания, напольного исполнения, размерами 600х400х1000. Шкаф размещается в ОРУ 110 кВ)					2
4.7	<u>Шкаф дистанционного управления разъединителем с двумя ЗН.</u> (Шкаф одностороннего обслуживания, поставляется комплектно с разъединителем. Шкаф размещается в ОРУ 110 кВ)					8
4.8	<u>Шкаф оперативной блокировки разъединителей</u> Шкаф двустороннего обслуживания, напольного исполнения, размерами 800х600х2200. Шкаф размещается в ОПУ)					1
5.	Проверочные устройства					
5.1	Комплект проверочных устройств для монтажа, наладки, пуска, технического обслуживания и ремонта ПТС РЗА, в том числе устройство синхронизации по времени через GPS, программное обеспечение для проверочных устройств, переносной ПК и набор ручного инструмента для наладки и технического обслуживания устройств РЗА					1 <sup>2)</sup>
6.	ЗИП					3)

Примечания:

- 1) Количество шкафов определяется Поставщиком оборудования и согласовывается с Заказчиком.
- 2) Поставщик оборудования предоставляет подробный перечень и согласовывает с Заказчиком.
- 3) В составе ЗИП должно быть не менее одного терминала каждого типа, применяемого на ПС. Поставщик оборудования предоставляет подробный перечень и согласовывает с Заказчиком.

«Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС» и «Схема размещения устройств РЗА в сети» приведены на чертежах 0012/С-ОТР-Ч-003 и 0012/С-ОТР-Ч-004 соответственно

### 2.3.20 Список материалов, использованных при составлении раздела

- Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.028-2009 утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 № 187 в редакции приказа от 13.04.2009 № 136).
- Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России (утверждены Приказом РАО «ЕЭС России» № 57 от 11.02.2007).

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) (/действующее издание/).

2.3.20 Список материалов, использованных при составлении раздела							
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none"><li>- Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.028-2009 утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 № 187 в редакции приказа от 13.04.2009 № 136).</li><li>- Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России (утверждены Приказом РАО «ЕЭС России» № 57 от 11.02.2007).</li></ul>				
			Правила устройства электроустановок (ПУЭ) (/действующее издание/).				
						0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							23
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

уч

## 2.4 Телемеханика

### 2.4.1 Назначение и цели создания системы

Для обеспечения надёжной эксплуатации и контроля технологических параметров режима работы подстанции ПС 110/10 кВ Ключи предусматривается создание системы сбора и передачи информации (ССПИ).

ССПИ ПС 110/10 кВ Ключи создается на базе коммуникационных контроллеров УСПИ «Исеть 2» производства ООО «НТК Интерфейс». Для измерения тока, напряжения, частоты, активной и реактивной мощности предусматривается установка многофункциональных цифровых измерительных преобразователей (МИП) Satelc PM130P Plus.

ССПИ ПС 110/10 кВ Ключи строится как единая, интегрированная, иерархическая, распределенная человеко-машинная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная средствами сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

ССПИ ПС 110/10 кВ Ключи является основным средством ведения оперативным персоналом технологического процесса, обеспечивающим требуемый уровень надежности и эффективности эксплуатации основного оборудования во всех режимах функционирования ПС.

Целью создания ССПИ ПС 110/10 кВ Ключи является:

- повышение надежности электроснабжения потребителей;
- снижение затрат на техническое обслуживание подстанцией;
- снижение трудозатрат на изготовление аппаратуры, монтаж и эксплуатационные проверки систем управления.
- уменьшение психофизической нагрузки и вероятности ошибочных действий оперативного персонала во всех режимах работы;
- повышение экономичности работы оборудования;
- повышение эксплуатационной готовности и маневренности электротехнического оборудования ПС.

Достижение поставленных целей обеспечивается следующими способами:

- применением функций автоматизированного управления;
- совершенствованием информационной поддержки оперативного и технического персонала;
- повышением надежности и живучести средств контроля за счет применения более надежной элементной базы, избыточности и самоконтроля технических и программных средств;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ			24





Сигналы от ТТ и ТН вводятся в систему через МИП, которые помимо основных величин тока ( $I$ ) и напряжения ( $U$ ), позволяют передавать в систему производные (расчётные) величины активная ( $P$ ), реактивная ( $Q$ ) и полная ( $S$ ) мощности, электроэнергия ( $W$ ), частота ( $f$ ).

Сигналы от датчиков температуры, вводятся при помощи унифицированных аналоговых сигналов 4-20 мА в модуль ТИТ.

## Дискретные сигналы

Источниками дискретных сигналов являются:

- концевые выключатели и блок-контакты силовых коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей, разъединителей и заземляющих ножей);
- МП устройства РЗА и других смежных подсистем (срабатывания и неисправность).

Дискретные сигналы о положении коммутационных аппаратов (КА) проверяются на достоверность путем обработки введенных двух сигналов от одного КА: «включен» и «отключен», получаемых с помощью нормально замкнутого и нормально разомкнутого контакта, отнесенных к одному состоянию КА (при одновременном появлении двух одинаковых сигналов сигнал положения КА считается недостоверным). При этом предусматривается возможность ручной коррекции действительного состояния КА. Признак недостоверности для таких сигналов отображается на экранах операторских станций и запоминается в архивах. Кроме того, может выполняться программная проверка сигналов на основе естественной избыточности первичной информации.

Перечень дискретных сигналов от проектируемого оборудования приведен в табл. 2.4.2.2.

Таблица 2.4.2.2 Перечень дискретных сигналов

		Присоединение (оборудование)	Событие	Источник информации	Общее количество сигналов	
Взам. инв. №		Выключатели 110 кВ (3 шт)	Положение включено и отключено	Датчики положен- ия выключателя	6 (DP)	
		Разъединители 110 кВ (8 шт.)	Положение включено и отключено	Датчики положен- ия разъедините- ля	16 (DP)	
Подпись и дата		Заземляющие ножи 110 кВ (16 шт.)	Положение включено и отключено	Датчики положен- ия разъедините- ля	32 (DP)	
		Выключатели 10 кВ (29 шт)	Положение включено и отключено	Датчики положен- ия выключателя	58 (DP)	
		Тележки 10 кВ (32 шт.)	Положение вкачено-выкачено	Датчики положен- ия тележки	64 (DP)	
Инв. № подл.						
	Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
0012/С-ОТР-ТЧ						Лист
						26

						29		
Заземляющие ножи 10 кВ (31 шт.)		Положение включено и отключено		Датчики положения разъединителя	62 (DP)			
АПТС								
МП РЗА, РАС, АЧР		Информация о состоянии и функционировании		МП терминалы	16* (SP)			
ЦС		Общие предупредительные и аварийные сигналы по ПС		МП терминал ЦС	6* (SP)			
ЩСН		Положение включено (отключено) вводных КА; Аварийное отключение; Неисправность цепей управления; АВР включён/выключен; Работа АВР;		ЩСН (сигналы подключаются в цифровом виде)	20* (SP)			
ЩПТ		Положение включено (отключено) вводных КА; Отключение АБ секции; Обрыв цепи АБ (нарушение симметрии АБ); Аварийный сигнал снижения изоляции СОПТ.		ЩПТ (сигналы подключаются в цифровом виде)	10* (SP)			
Снижение изоляции 110 кВ (1С, 2С)		Аварийный сигнал снижения изоляции		МП терминалы	2* (SP)			
Снижение изоляции 10 кВ (1С, 2С)		Аварийный сигнал снижения изоляции		МП терминалы	2* (SP)			
<p>*- количество и состав сигналов будут уточнены при разработке рабочей документации.</p> <p><b>Виды и основные характеристики выходных (управляющих) сигналов</b></p> <p>В качестве выходных сигналов используются дискретные сигналы, при помощи которых обеспечивается управление проектируемым оборудованием ПС.</p> <p>Исполнительные механизмы, на которые поступают выходные сигналы ССПИ, представляют собой:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- электромагниты включения и отключения в приводе высоковольтного выключателя или реле команды;</li><li>- магнитные пускатели двигательного привода дистанционно управляемого заземляющего ножа;</li><li>- реле оперативной блокировки разъединителя.</li></ul> <p>Управление оборудованием подстанции предусмотрено от ПТК ССПИ. Логика оперативной блокировки формируется в терминалах РЗА.</p> <p>Примерный перечень и количество дискретных сигналов, выводимых из ССПИ для управления оборудованием ПС 110/10 кВ Ключи, приводится в таблице 2.4.2.3.</p>								
Инв. № подл.	Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
								27

Таблица 2.4.2.3 Перечень управляющих сигналов

Присоединение (оборудование)	Команда управления	Технические средства управления	Общее количество сигналов
Выключатели 110 кВ (3 шт)	Включить, отключить	УСО ССПИ через МП терминал РЗА	6 (Do)
Разъединители 110 кВ (8 шт.)	Включить, отключить	УСО ССПИ через МП терминал РЗА	16 (Do)
Выключатели 10 кВ (29 шт)	Включить, отключить	УСО ССПИ через МП терминал РЗА	58 (Do)
РПН Т2	Прибавить, убавить	УСО ССПИ через МП терминал управления РПН	2 (Do)

### Обобщенный объем входных, выходных сигналов ССПИ

Ориентировочный объем аналоговой и дискретной информации, вводимой в ССПИ по данному титулу, приведен в таблице 2.4.2.4.

Таблица 2.4.2.4 Общий объем аналоговой и дискретной информации, вводимой в ССПИ

Оборудование	Выходные дискретные сигналы	Входные дискретные сигналы	Входные аналоговые сигналы	
			ТТ, ТН	4-20 мА
Оборудование 110 кВ	22	54*	36	-
Оборудование 10 кВ	58	184*	99	-
Оборудование Т1, Т2 110/6кВ	2	-	-	2
Общеподстанционное	-	56*	-	2
Резерв 15%	12	44*	-	1
<b>Итого</b>	<b>84</b>	<b>343*</b>	<b>135</b>	<b>5</b>

\* - количество и состав сигналов будет уточнено при разработке «РД».

Количество входных (аналоговые и дискретные) и выходных (управление) сигналов является основанием для примерного расчета модулей ТС, ТУ и ТИ (4-20 мА), устанавливаемых в контроллерах ССПИ.

Окончательное количество переменных для заказа ПО ПТК ССПИ определяется на стадии рабочей документации.

### 2.4.3 Решения по информационному обмену оперативно-диспетчерской информацией

Передача оперативно-диспетчерской информации на высшие уровни иерархии предусмотрена по проектируемым каналам связи в направлении:

- управление режимами в энергосистеме – ДЦ Приморское РДУ;
- эксплуатация электрических сетей – ДП Спасского РЭС СП Приморские ЗЭС.

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							28

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012
------	------	------	--------	---------	------	------

Передача оперативно-диспетчерской информации с содержанием метки единого астрономического времени в ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» - Приморское РДУ протоколом МЭК 60870-5-101 со скоростью 9,6 Кбит/с (основной канал), МЭК 60870-5-104 со скоростью 64 Кбит/с (резервный канал).

Передача оперативно-диспетчерской информации с содержанием метки единого астрономического времени в ДП Спасского РЭС СП Приморские ЗЭС протоколом МЭК 60870-5-101 со скоростью 9,6 Кбит/с (основной канал), МЭК 60870-5-104 со скоростью 64 Кбит/с (резервный канал).

Обмен информацией с высшими уровнями предусмотрен по двум независимым (основному и резервному) цифровым каналам передачи данных как в режиме спорадической, циклической, периодической и фоновой передачи телеинформации об изменении состояния, так и по запросу в обоих направлениях.

Объем телеинформации, передаваемой в подразделение филиала АО «СО ЕЭС» - Приморское РДУ по данному титулу, определяется действующей отраслевой нормативно-технической документацией:

- Приложением №6 к Соглашению № СДУ-В-1/201 1-140 от 01.02.2011 г. «Требования к информационному обмену технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора».

Подготовка телеинформации для передачи в центры управления, осуществляемая средствами ССПИ подстанции, удовлетворяет следующим требованиям:

- для организации сбора и подготовки телеинформации используются измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5 (точность измерителей частоты - не хуже 0,05);

- телеинформация содержит метки единого астрономического времени;

- суммарное время на измерение и передачу телеинформации (телеизмерений, телесигнализации) с подстанции должно находиться в пределах 1-2 секунд;

- в составе передаваемой информации имеется служебная информация (результаты внутренней самодиагностики технического и программного обеспечения, наличие несчитанной информации, синхронизации и т.п.);

- вероятность появления ошибки телеинформации соответствует первой категории систем телемеханики по ГОСТ 26.205-88.

Перечень точек измерения и состав телеинформации, предусмотренный для передачи в ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» - Приморское РДУ и ДЦ филиала АО «ДРСК» - Приморские ЭС с ПС 110/10 кВ Ключи по данному титулу будет приведен на следующем этапе проектирования (стадия ПД).

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<p>телесигнализации) с подстанции должно находиться в пределах 1-2 секунд;</p> <p>- в составе передаваемой информации имеется служебная информация (результаты внутренней самодиагностики технического и программного обеспечения, наличие нечитанной информации, синхронизации и т.п.);</p> <p>- вероятность появления ошибки телеинформации соответствует первой категории систем телемеханики по ГОСТ 26.205-88.</p> <p>Перечень точек измерения и состав телеинформации, предусмотренный для передачи в ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» - Приморское РДУ и ДЦ филиала АО «ДРСК» - Приморские ЭС с ПС 110/10 кВ Ключи по данному титулу будет приведен на следующем этапе проектирования (стадия ПД).</p>					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ		Лист
								29

№0012/C-ОТП-4-005.

## 2.5 Учет электроэнергии

### 2.5.1 Характеристика объекта автоматизации

Для осуществления автоматизированного коммерческого и технического учёта, контроля распределения и потребления электроэнергии и мощности проектируемого оборудования, на ПС 110/10 кВ Ключи предусматривается создание системы АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Ключи создается на базе УСПД УСПД ЭКОМ-3000 производства ООО «Прософт-Системы». Для учета активной и реактивной мощности по присоединениям предусматривается установка счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.01, производства АО «Нижегородское НПО имени М.В. Фрунзе».

Перечень проектируемых точек учёта представлен в таблице 2.5.1

Таблица 2.5.1 Перечень проектируемых точек учёта

		Инв. № подл.		Подпись и дата		Взам. инв. №			
№ п/п	Наименование присоединения		Класс точно-сти	Вид учета	Позиционное обозначение на схемах	Коэффици-ент трансфор-	Класс точно-сти	Коэффици-ент трансфор-мации	Класс точно-сти
1	ОРУ 110 кВ	ЛЭП 110 кВ Спасск-Ключи Wap, Wrp, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK1	400/5A	0,5 S	$\frac{110}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/0,1/\frac{0,1}{3}$	0,5
2		ЛЭП 110 кВ Ключи-Ярославка Wap, Wrp, Wao, Wpo	0,5S/1	TU	PIK2	400/5A	0,5 S	$\frac{110}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/0,1/\frac{0,1}{3}$	0,5
3		Т-1 110 кВ Wap, Wrp, Wao, Wpo	0,5S/1	TU	PIK3	200/5A	0,5 S	$\frac{110}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/0,1/\frac{0,1}{3}$	0,5
4		Т-2 110 кВ Wap, Wrp, Wao, Wpo	0,5S/1	TU	PIK4	200/5A	0,5 S	$\frac{110}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/0,1/\frac{0,1}{3}$	0,5
5		СВ 110 кВ Wap, Wrp, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK5	300/5A	0,5 S	$\frac{110}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/0,1/\frac{0,1}{3}$	0,5
6	ЗРУ 10 кВ	ф.14 10 кВ Wap, Wrp, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK6	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5
7		Т-1 10 кВ Wap, Wrp, Wao, Wpo	0,5S/1	TU	PIK7	2000/5 A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5
8		ф.12 10 кВ Wap, Wrp, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK8	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5
9		ф.11 10 кВ Wap, Wrp, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK9	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5
10		ф.10 10 кВ Wap, Wrp, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK10	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5

										33	
№ п/п	Наименование присоединения		Класс точно- сти Сч.	Вид учета	Позиционное обозначение на схемах	Коэффици- ент трансфор-	Класс точно- сти	Коэффици- ент трансфор- мации напряжения	Класс точно- сти		
11		ф.9 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK11	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
12		ф.8 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK12	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
13		ф.7 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK13	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
14		ф.6 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK14	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
15		ф.5 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK15	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
16		ф.4 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK16	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
17		ф.3 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK17	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
18		ф.2 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK18	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
19		ТСН-1 10 кВ Wап, Wрп	0,5S/1	TY	PIK19	10/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
20		СВ 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	TY	PIK20	2000/5 A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
21		ф.19 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK21	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
22		ф.20 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK22	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
23		ф.21 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK23	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
24		ф.22 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK24	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
25		ф.23 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK25	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
26		ф.24 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK26	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
27		ф.25 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK27	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
28		ф.26 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK28	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
29		ф.27 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK29	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
30		ф.28 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK30	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
31		Т-2 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	TY	PIK31	2000/5 A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
32		ф.30 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK32	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
33		ф.31 10 кВ Wап, Wрп, Wao, Wpo	0,5S/1	KY	PIK33	750/5A	0,5 S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	0,5		
										Лист	
0012/С-ОТР-ТЧ										31	
Изм.		Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

										34																					
№ п/п	Наименование присоединения		Класс точности	Вид учета	Позиционное обозначение на схемах	Коэффициент трансформации	Класс точности	Коэффициент трансформации	Класс точности																						
34	ТСН-2 10 кВ Wap, Wrp		0,5S/1	ТУ	ПК34	10/5A	0,5S	$\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{3}/\frac{0.1}{\sqrt{3}}$	0,5																						
<p>Подключение счетчиков учета электроэнергии выполняется к отдельным измерительным цепям обмоток измерительных трансформаторов тока и напряжения следующих классов точности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- класс точности 0,5 вторичной обмотки «звезда» измерительных трансформаторов напряжения;</li> <li>- класс точности 0,5S вторичной обмотки измерительных трансформаторов тока.</li> </ul> <p>Измерительные цепи тока и напряжения подключены через испытательную коробку для возможности подключения образцового счетчика без отключения присоединения.</p> <p>АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Ключи в части проектируемого оборудования соответствует следующим нормативным документам:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- «Нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (СО 56977007-29.240.10.028-2009);</li> <li>- «Типовой инструкции по учету электроэнергии» (СО 153-34.09.101-94);</li> <li>- Приложениям 11.1-11.5 к «Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка»;</li> </ul> <p>Технические средства системы АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Ключи размещаются в специализированных шкафах, установленных в помещении релейных панелей, и оснащаются системой обеспечения единого времени (СОЕВ).</p> <p>Организация резервного питания оборудования АИИС КУЭ обеспечивается от ИБП.</p> <p>Упрощенная однолинейная схема с расстановкой счетчиков ПС 110/10 кВ Ключи приведена на чертеже №0012/С-ОТР-Ч-006.</p> <p>Структурная схема АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Ключи приведена на чертеже №0012/С-ОТР-Ч-007.</p> <p>Связь АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Ключи с вышестоящими уровнями АО «ДРСК» предусматривается по основному и резервному каналам связи</p>																															
<table border="1"> <tr> <td rowspan="3">Изм.</td> <td rowspan="3">Кол.</td> <td rowspan="3">Лист</td> <td rowspan="3">№ док.</td> <td rowspan="3">Подпись</td> <td rowspan="3">Дата</td> <td colspan="4">0012/С-ОТР-ТЧ</td> <td>Лист</td> </tr> <tr> <td colspan="4"></td> <td>32</td> </tr> <tr> <td colspan="4"></td> <td></td> </tr> </table>											Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ				Лист					32					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ				Лист																					
										32																					

## 2.5.2 Решения по информационному обмену

Информация АИИС КУЭ с ПС 110/10 кВ Ключи будет передаваться по проектируемому основному и резервному цифровым каналам в ЦСОИ филиала АО «ДРСК» Приморские ЭС:

- основной цифровой канал передачи данных АИИС КУЭ по ВОЛС;
- резервный канал передачи данных АИИС КУЭ через GSM-терминал.

Передача данных в филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ, и другим заинтересованным субъектам ОРЭ будет осуществляться в формате XML на основании соглашений об информационном обмене.

## 2.5.3 Описание системы АИИС КУЭ

АИИ СКУЭ представляет собой территориально распределенную систему с трехуровневой организацией, функционирующую круглосуточно без постоянного присутствия специалистов, обслуживающих АИИ СКУЭ на объектах ИВКЭ.

В состав АИИ СКУЭ входят:

- отдельные информационно-измерительные комплексы – ИИК;
- информационно-вычислительные комплексы электроустановок – ИВКЭ;
- каналы связи и каналообразующая аппаратура;
- информационно-вычислительные комплексы – ИВК (сервер АИИ СКУЭ со специализированным ПО «EMCOS CORPORATE»).

Первый уровень АИИ СКУЭ состоит из ТТ, ТН, счетчиков, установленных на ПС 110/10 кВ Ключи, и вторичных измерительных цепей ИИК.

ТН и ТТ формируют измерительный сигнал для счетчиков, т.е. являются первичными датчиками напряжения и тока.

В точках измерения АИИ СКУЭ установлены счетчики электрической энергии многофункциональные. Средняя наработка на отказ – 35000 ч, рабочий диапазон температур – от минус 40 до плюс 55 °С.

Для подключения счетчиков к информационным цепям используются разветвители интерфейса RS485.

Второй уровень АИИ СКУЭ включает ИВКЭ и обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматический (не менее одного раза в сутки) и автоматизированный по запросу сбор результатов измерений (период опроса – 5 мин), информации о состоянии средств и объектов измерений;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<p>многофункциональные. Средняя наработка на отказ – 35000 ч, рабочий диапазон температур – от минус 40 до плюс 55 °С.</p> <p>Для подключения счетчиков к информационным цепям используются разветвители интерфейса RS485.</p> <p>Второй уровень АИИ СКУЭ включает ИВКЭ и обеспечивает выполнение следующих функций:</p> <p>- автоматический (не менее одного раза в сутки) и автоматизированный по запросу сбор результатов измерений (период опроса – 5 мин), информации о состоянии средств и объектов измерений;</p>					
			0012/С-ОТР-ТЧ					
			Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Лист					
33					



- хранение измерительной и контрольной информации в специализированной БД, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование БД), с разграничением прав доступа;

- защита оборудования, ПО и информации от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (пломбирование оборудования и установка паролей);

- контроль достоверности результатов измерений;

- диагностика состояния технических средств и ПО;

- конфигурирование и настройка оборудования и ПО ИВКЭ.

ИВКЭ построен на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД), устанавливаемого в шкафу учета в соответствии с исполнением, с дополнительным оборудованием для организации каналов связи и обеспечения бесперебойного электропитания ИВКЭ.

УСПД ИВКЭ обеспечивает сбор измерительной информации со счетчиков (значения потребленной активной и реактивной электроэнергии и средней мощности, значения дополнительных параметров), анализирует полученную информацию на достоверность, контролирует исправность каналов связи и состояние схем измерения, производит корректировку времени счетчиков и передает полученные данные на сервер АС КУЭ по запросу. Накопленная измерительная информация хранится в БД УСПД, которая обновляется циклически и обеспечивает энергонезависимое хранение информации, как минимум, за последние 35 сут.

ИВК предназначен для обработки и хранения информации коммерческого учета потребляемой электроэнергии и мощности в сечении поставки и для формирования учетно-отчетных документов. Глубина хранения коммерческой и контрольной информации в ИВК – не менее 3,5 лет.

#### 2.5.4 Метрологическое обеспечение

Метрологическое обеспечение АСКУЭ ПС 110/10 кВ Ключи, в соответствии с ФЗ «Об обеспечении единства измерений», ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»:

- разработку методики выполнения измерений МИ электроэнергии и аттестацию МИ в органах Ростехрегулирования;

- проведение испытаний с целью утверждения единичного типа средств измерений;

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			0012/С-ОТР-ТЧ						
			34						
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

- внесение АСКУЭ подстанции в Государственный реестр средств измерений с получением сертификата об утверждении типа средств измерений;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС;
- поверку СИ и ИК (относящихся к сфере государственного регулирования), калибровку СИ и ИК (не относящихся к сфере государственного регулирования);
- разработка методики калибровки по ИК, не относящаяся к сфере государственного регулирования;
- разработка методики поверки по ИК, относящаяся к сфере государственного регулирования;

проведение процедуры установления соответствия АСКУЭ техническим требованиям ОРЭ с присвоением коэффициента класса качества и получением Акта (Паспорта) соответствия требованиям ОРЭ;

метрологический надзор за состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учёта) и АИИС в целом;

метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм;

- оформление паспортов-протоколов на измерительные комплексы.

Поверке подлежат ИИК в части коммерческого учёта проектируемого оборудования подстанции.

Калибровке подлежат ИИК в части технического учёта проектируемого оборудования подстанции.

Калибровка должна производиться в соответствии с нормативными документами, утверждаемыми по результатам испытаний по утверждению типа средства измерений.

По техническим точкам учёта подстанции необходимо провести метрологическое обеспечение с подготовкой следующих документов:

- по первичной проверке (свидетельство о поверке измерительных трансформаторов, паспорта на средства учёта);
- паспорта-протоколы на информационно-измерительные комплексы;
- акты приёмки узлов учёта в эксплуатацию.

По точкам коммерческого учёта для метрологического обеспечения АСКУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.569-002 необходимо выполнить следующие мероприятия:

- по первичной проверке (свидетельство о поверке измерительных трансформаторов, паспорта на средства учёта);
- паспорта-протоколы на информационно-измерительные комплексы;
- акты приёмки узлов учёта в эксплуатацию;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ				35

- проведение испытаний АСКУЭ с целью внесения в описание типа средств измерений;

- разработка методики выполнения измерений МИ электроэнергии и аттестация МИ в органах Ростехрегулирования.

Метрологические характеристики проектируемых измерительных каналов АСКУЭ определяются классом точности ТТ, ТН, счётчика и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счётчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВК, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительного канала.

На каждый элемент АСКУЭ (измерительный трансформатор, счётчик электроэнергии, УСПД) должен быть документ, нормирующий его метрологические характеристики. Все СИ должны иметь сертификаты об утверждении типа. Средства измерений, применяемые на подстанции, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений РФ и иметь действующие свидетельства о поверке.

Для каждого вновь вводимого измерительного комплекса необходимо оформить технический паспорт - протокол, который должен переоформляться при всех производимых изменениях в измерительных каналах и при проведении плановых работ по периодической поверке средств измерений.

При расчёте суммарной погрешности должны быть учтены следующие составляющие:

- токовая погрешность проектируемых трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;

- погрешность напряжения проектируемых трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983;

- основная погрешность проектируемых счётчиков по ГОСТ 31819.22-2012;

- погрешность трансформаторной схемы включения счётчиков за счёт угловых погрешностей трансформатора тока, трансформатора напряжения и коэффициента мощности;

- дополнительные погрешности счётчиков электроэнергии от влияния внешних величин;

- погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения в соответствии с ПУЭ, Инструкцией по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей;

- погрешность синхронизации при измерении текущего календарного времени в соответствии с технической документацией на компоненты АИИС, выполняющие функции по синхронизации времени и предназначенные для проведения измерений.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			0012/С-ОТР-ТЧ						36
			Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов АСКУЭ должны соответствовать нормам, указанным в таблице 2.5.4.1

Таблица 2.5.4.1 Пределы допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов АСКУЭ

Значение $\cos\varphi$	Норма допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса, %		
	Для области нагрузок до 5%	Для области малых нагрузок ( 5-20% включительно)	Для диапазона нагрузок 20-120%
$\cos\varphi=0,5-0,8$	Не регламентируется	Не хуже 5,5%	Не хуже 3,0%
$\cos\varphi=0,8-1,0$	Не регламентируется	Не хуже 2,9%	Не хуже 1,7%

Перечень измеряемых параметров приведён в таблице 2.5.4.2.

Таблица 2.5.4.2 Перечень измеряемых параметров

Канал измерения		Средство измерений (СИ)				Вид учета	Отнесение к сфере Гос. Регулирован.
Номер ИК	Наименование ИК	Вид СИ Измеряемый параметр	Метрологические характеристики	Норма измерения ИИК. Нормативный документ	Счетчик метрологический характеристики		
1,5	ЛЭП 110 кВ Спасск-Ключи, СВ 110 кВ	ТТ Ia, Ib, Ic	кл. точн. – 0,5 S, 400/5A (300/5A)	Для $\cos\varphi$ 0,8-1 для области нагрузки: - до 5% - не регламентируется; - 5-20% - не хуже 2,9%; - 20-120% не хуже 1,7%	кл. точн. – 0,5S, Iном=5A, Uном=3x57,7В	Коммерческий	В сфере
		ТН Ua, Ub, Uc, Uo	кл. точн. – 0,5 $\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1 / \frac{0,1}{3}$				
2-4	ЛЭП 110 кВ Ключи- Ярославка, Т-1 110 кВ, Т-2 110 кВ	ТТ Ia, Ib, Ic	кл. точн. – 0,5 S, 400/5A (200/5A)		кл. точн. – 0,5S, Iном=5A, Uном=3x57,7В	Технический	В не сферы
		ТН Ua, Ub, Uc, Uo	кл. точн. – 0,5 $\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1 / \frac{0,1}{3}$				
7,3 1,2 0	Т-1 10 кВ, Т-2 10 кВ, СВ 10 кВ	ТТ Ia, Ib, Ic	кл. точн. – 0,5 S, 2000/5A	Для $\cos\varphi$ 0,8-1 для области нагрузки: - до 5% - не регламентируется; - 5-20% - не хуже 2,9%; - 20-120% не хуже 1,7%	кл. точн. – 0,5S, Iном=5A, Uном=3x57,7В	Технический	В не сферы
		ТН Ua, Ub, Uc, Uo	кл. точн. – 0,5 $\frac{6}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{3} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$				
19, 34	ТСН-1 10 кВ, ТСН-2 10 кВ	ТТ Ia, Ib, Ic	кл. точн. – 0,5 S, 10/5A		кл. точн. – 0,5S, Iном=5A, Uном=3x57,7В	Технический	В не сферы
		ТН Ua, Ub, Uc, Uo	кл. точн. – 0,5 $\frac{6}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{3} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$				

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

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
							37

							40
Канал измерения		Средство измерений (СИ)				Вид учета	Отнесение к сфере Гос. Регулирован.
Номер ИК	Наименование ИК	Вид СИ Измеряемый параметр	Метрологические характеристики	Норма измерения ИИК. Нормативный документ	Счетчик метрологический характеристики		
2-12, 14, 19-28, 30, 31	ф.8-29 10 кВ, ф.31,32 10 кВ	ТТ Ia, Ib, Ic	кл. точн. – 0,5 S, 750/5A		кл. точн. – 0,5S, Iном=5А, Uном=3х57.7В	Коммерче-	В сфере
		ТН Ua, Ub, Uc, Uo	кл. точн.– 0,5 $\frac{6}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{3}/\frac{0.1}{\sqrt{3}}$				
<p>Обоснование коэффициента трансформации Ктт обмоток учёта, обеспечивающих нормированную точность во всем диапазоне изменения рабочих токов, будет приведено на втором этапе проектной документации.</p> <p>Классы точности счётчиков должны соответствовать следующим требованиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Класс точности не хуже 0,5S для присоединений с уровнем напряжений 110 кВ и ниже;</li> <li>- Счётчики должны быть внесены в государственный реестр СИ и отвечать требованиям ГОСТ 31819.23-2012.</li> </ul> <p>Счётчики должны иметь энергонезависимые часы, обеспечивающие ведение даты и времени (точность хода не хуже +/- 1с/сут. с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ).</p> <p><b>2.6 Сети связи</b></p> <p><b>2.6.1 Каналы связи.</b></p> <p>Организация каналов связи на ПС 110/10 кВ Ключи предусматривается для организации передачи корпоративной и технологической информации в направлении диспетчерских центров Спасского РЭС (ДП Спасское РЭС) и ДЦ Приморского РДУ.</p> <p>Сети связи предусматриваются в следующем объёме:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- организация каналов связи по ВОЛС;</li> <li>- комплекс оборудования связи на ПС 110/10 кВ Ключи;</li> <li>- электропитание оборудования связи;</li> <li>- организация радиосвязи;</li> <li>- доукомплектация существующего оборудования связи на смежных энергообъектах.</li> </ul> <p>Данными техническими решениями предусматривается организация каналов оперативно диспетчерской и технологической связи с ПС 110/10 кВ Ключи до</p>							
		0012/С-ОТР-ТЧ					Лист
							38
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

диспетчерского пункта филиала АО «ДРСК» Спасского РЭС и Филиала СО ЕЭС Приморского РДУ по основным и резервным каналом связи по ВОЛС. Состав проектируемых систем связи координируется с томом «Система ВОЛС Уссурийск-2 – ЖБИ-130 – Агрокомплекс – Павловка-2 – Ярославка – Черниговка – Дмитриевка – Ключи – Спасск».

Для организации основного и резервного канала связи по ВОЛС предусматривается оборудование связи:

на ПС 110/10 кВ Ключи, ПС 220 кВ Спасск, ПС 110 кВ Ярославка предусматривается установка цифровых мультиплексоров SDH типа FG-FOM-16L2 производства компании «Натекс» со схемой включения – кольцо.

Установка каналообразующего оборудования PDH типа ЦСП-30 производства ЗАО НТЦ «Симос», предусматривается на ПС 110/10 кВ Ключи, Спасский РЭС, ПС 110 кВ Ярославка, ПС 220 кВ Ц, а также предусмотрена установка коммутаторов Cisco 3400ME и маршрутизаторов 2911R на ПС 110/10 кВ Ключи и в помещении связи Спасского РЭС.

Организация каналов связи между помещением связи Спасского РЭС и узлом связи ФСК ЕС на ПС 220 кВ Спасск с использованием оборудования Орион-3.

Доукомплектация существующего оборудования UMUX-1500 на ПС 220 кВ Ц и на узле связи Приморского РДУ.

**Схема организации связи по ВОЛС приведена на чертеже №0012/С-ОТР-Ч-008.**

Организация основного канала связи ТМ по ВОЛС предусматривается через ПС 220 кВ Спасск в направлении Спасского РЭС и в Приморское РДУ г. Владивосток, (RS232, 9600 кбит/с).

Организация резервного канала связи ТМ, предусматривается через ПС 110 кВ Ярославка в направлении ДЦ Приморского РДУ (Ethernet, 64 кбит/с).

Основной канал связи для передачи данных АИИС КУЭ предусматривается по ВОЛС через ПС 110 кВ Ярославка (Ethernet, 64 кбит/с), резервный через GSM модем.

**Матрица каналов связи приведена на чертеже №0012/С-ОТР-Ч-009.**

Организация радиосвязи предусматривается с использованием УКВ радиостанций.

## 2.6.2 Размещение оборудования связи.

Размещение проектируемого оборудования связи предусмотрено в 19 дюймовом телекоммуникационном шкафу (600x800x42U) напольного исполнения, устанавливаемого в помещении ПС 110/10 кВ Ключи. В шкафу предусмотрено

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
ВОЛС через ПС 110 кВ Ярославка (Ethernet, 64 кбит/с), резервный через GSM модем.							
Матрица каналов связи приведена на чертеже №0012/С-ОТР-Ч-009.							
Организация радиосвязи предусматривается с использованием УКВ радиостанций.							
2.6.2 Размещение оборудования связи.							
Размещение проектируемого оборудования связи предусмотрено в 19 дюймовом телекоммуникационном шкафу (600x800x42U) напольного исполнения, устанавливаемого в помещении ПС 110/10 кВ Ключи. В шкафу предусмотрено							

размещение оптических мультиплексоров, каналообразующего оборудования доступа, оптических кроссов, оборудования гарантированного электропитания и аккумуляторных батарей.

Установка и доукомплектация оборудования связи на смежных энергообъектах предусматривается в существующих конструктивах.

### 2.6.3 Организации электропитания оборудования связи.

Организация электропитания оборудования связи предусмотрена двумя фидерами от щита собственных нужд от разных секций ЩСН с использованием вводно распределительного шкафа ВРМ.

Для обеспечения гарантированного электропитания оборудования связи на ПС 110/10 кВ Ключи предусматриваются комплектами системы бесперебойного электропитания SKAT 1000UPS с выходным напряжением AC 220 В с комплектом аккумуляторных батарей.

Луч-А для электропитания оборудования FOM-16, ЦСП-30, Cisco, Орион-3, Луч-В для электропитания оборудования FOM-16 и ТМ. Время автономной работы оборудования от АКБ составляет не менее 6 часов. Мощность предусматриваемого оборудования бесперебойного электропитания будет уточнена на дальнейшей стадии проектирования.

На ПС 110 кВ Ярославка и Спасском РЭС предусмотрена установка по одному комплекту оборудования гарантированного электропитания SKAT 1000UPS.

Структурная схема организации электропитания оборудования связи приведена на чертеже. №0012/С-ОТР-Ч-010.

## 2.7 Инженерно-технические средства безопасности

Системы безопасности ПС 110/10 кВ Ключи содержит комплекс мероприятий, принятый согласно «Технической политике РАО ЕЭС Востока» до 2020 г. и решения Советов директоров ОАО «ДРСК» о присоединении к этой политике от 12.02.2014 г., и действующим нормативным и руководящим документам:

- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывоопасной и пожарной опасности»;

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<p>Системы безопасности ПС 110/10 кВ Ключи содержит комплекс мероприятий, принятый согласно «Технической политике РАО ЕЭС Востока» до 2020 г. и решения Советов директоров ОАО «ДРСК» о присоединении к этой политике от 12.02.2014 г., и действующим нормативным и руководящим документам:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ»;</li><li>- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывоопасной и пожарной опасности»;</li></ul>					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ	Лист	
							40	

- СП 5.13130-2009 «Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;
- СП 1.13130-2009 «Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы»;
- СП 3.13130-2009 «Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности»;
- РД 153.34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий»;
- РД 153.34.0-03-301-00 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- РД 78.36.007-99 «Выбор и применение средств охранно-пожарной сигнализации и средств технической укреплённости для оборудования объектов»;
- Р 78.36.032-2013 «Инженерно-техническая укреплённость и оснащение техническими средствами охраны объектов, квартир и МХИГ, принимаемых под централизованную охрану подразделениями вневедомственной охраны. Часть 1»;
- Р 78.36.005-2011 «Выбор и применение систем контроля и управления доступом»;
- ГОСТ Р 51241-2008 «Средства и системы контроля и управления доступом»;
- Постановление Правительства Российской Федерации № 458 от 5 мая 2012г. «Правила по обеспечению безопасности и антитеррористической защищённости объектов топливно-энергетического комплекса»;
- Постановление Правительства Российской Федерации № 390 от 25.04.2012г. «О противопожарном режиме».

Все применяемые приборы и устройства должны иметь сертификат соответствия.

Основными целями оснащения ПС 110/10 кВ Ключи комплексом систем технических средств безопасности являются:

- обеспечение надёжной охраны объекта от преступных посягательств;
- реализация необходимых мер по защите жизни и здоровья персонала, находящегося на территории и в помещениях объекта при возникновении аварий и чрезвычайных ситуаций;
- защита собственных ресурсов системы и технических средств при попытках несанкционированного доступа к ним;

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №
соответствия.						
Основными целями оснащения ПС 110/10 кВ Ключи комплексом систем технических средств безопасности являются:						
<div><div></div><div><ul style="list-style-type: none"><li>- обеспечение надёжной охраны объекта от преступных посягательств;</li><li>- реализация необходимых мер по защите жизни и здоровья персонала, находящегося на территории и в помещениях объекта при возникновении аварий и чрезвычайных ситуаций;</li><li>- защита собственных ресурсов системы и технических средств при попытках несанкционированного доступа к ним;</li></ul></div></div>						
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
						0012/С-ОТР-ТЧ
						Лист
						41



- ликвидация или минимизация влияния иных угроз, мешающих нормальному функционированию и развитию объекта.

На ПС 110/10 кВ Ключи будут реализованы следующие системы:

- система охранно-пожарной сигнализации (СОПС);
- система контроля и управления доступом (СКУД).

Структура, состав и размещение элементов систем безопасности на ПС 110/10 кВ Ключи обеспечивает выполнение всех функций охраны объекта:

- автоматическое выявление несанкционированного проникновения в охраняемые помещения подстанции;
- формирование сигналов тревог, выдачу информации о наличии и месте возникновения тревожной ситуации;
- автоматическое выявление пожароопасной ситуации в охраняемых помещениях зданий ПС (наличие дыма, повышенной температуры) и оповещение;
- формирование сигналов пожарной опасности, выдачу информации о наличии и месте возникновения пожароопасной ситуации;
- автоматическая регистрация событий (тревог, фактов входа-выхода персонала в здания ПС);
- передача сигналов в телемеханику (ТМ) от систем:
- охранной сигнализации;
- автоматической пожарной сигнализации;
- контроля и управления доступом.

Перечень сигналов систем безопасности, передаваемых в ТМ приведен в таблице 2.7.

Таблица 2.7

№ п.п	Тип сигнала	Перечень сигналов
<i>Система охранной сигнализации</i>		
1	Охранная сигнализация	Проход в здания ПС

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									42
			Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ

№ п.п	Тип сигнала	Перечень сигналов
	зданий.	
<i>Система автоматической пожарной сигнализации</i>		
2	Пожарная сигнализация здания.	Срабатывание пожарной сигнализации (по количеству защищаемых зданий) *

\*- Количество будет учтено на следующей стадии проектной документации.

Все подсистемы системы безопасности объединены в интегральную систему, построенную на едином интерфейсе связи и управляемые посредством системного протокола одним прибором контроля и управления.

Система сбора информации предусматривается на оборудовании, размещенном в шкафу устанавливаемом в ОПУ. Также для резервирования управления и отображения состояния охраняемых разделов системы СОПС и СКУД, там же установлен блок контроля и индикации. Отображение состояния разделов производится при помощи световых индикаторов и звуковых сигнализаторов.

Приемно-контрольное оборудование СОПС и СКУД должно иметь общий интерфейс связи и обладать способностью к автономной работе в случае неисправности интерфейса связи, сохранять информацию о событиях и передавать её на пульт контроля и управления (ПКиУ) после восстановления линии связи.

Передача сообщений о состоянии объекта на удаленный пульты дежурного персонала осуществляется через шкаф телемеханики и каналы связи. Также окончательным устройством, со встроенным GSM модемом, будет осуществляться дублирование сигналов о произошедшей аварийной ситуации на объекте работнику ответственного за эксплуатацию данного объекта. Передача извещений будет производиться по сетям сотовой связи GSM на прописанные в этом окончательном устройстве стационарные и мобильные телефонные номера, также возможна отправка смс сообщений на указанные в памяти номера.

По надежности электроснабжения все электротехническое оборудование системы безопасности, относится к приемникам электрической энергии I категории.

При работе от резервного источника должно обеспечиваться функционирование инженерно-технических средств охраны в течение не менее 24 часов в дежурном режиме и не менее 1 часа в режиме тревоги, а для СКУД 30 минут, согласно ГОСТ Р 51241-2008.

Для гарантированного электропитания СОПС, СКУД, предусматриваются источники бесперебойного электропитания с блоками аккумуляторных батарей с защитой: от короткого замыкания и перегрузки по току с автоматическим

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									43
			Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0012/С-ОТР-ТЧ

восстановлением работоспособности после устранения перегрузки, от превышения выходного напряжения, от «переполюсовки» батарей, от замыкания батарейных клемм, батарей от перезаряда при отсутствии напряжения в сети и при длительной перегрузке по току. Измерений и передачи измеренных значений по интерфейсу RS-485 на пульт контроля и управления информационных сообщений о напряжении сети, напряжения АБК, выходного напряжения и тока нагрузки.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					0012/С-ОТР-ТЧ	Лист
								44
			Изм.	Кол.	Лист	№ док.		Подпись

уч

Формат А4

## Лист регистрации изменений

[illegible]

Инв. № подл.							Взам. инв. №		
							Подпись и дата		
							0012/С-ОТР-ТЧ	Лист	
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Техническое задание

Приложение №1  
к договору № 16-2742  
от 20.12.2016г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**  
**на разработку проектной и рабочей документации по объекту**  
**«Строительство ПС 110/10кВ «Ключи»**

**1. Основание для проектирования:**

- 1.1. Инвестиционная программа АО «ДРСК» на 2016 г.
- 1.2. ТУ по индивидуальному проекту на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» № 15-02/22-347 (Приложение 2).

**2. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к рабочему проекту:**

- 2.1. Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87).
- 2.2. ГОСТ Р 21.1101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.
- 2.3. ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 г.
- 2.4. ПУЭ и ПТЭ (действующие издания);
- 2.5. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СО 153-34.20.122-2006;
- 2.6. СНиП 11-01-95 в части, не противоречащей федеральным законам и постановлениям Правительства Российской Федерации;
- 2.7. Техническая политика ПАО «РАО ЭС Востока» на период до 2020 года.
- 2.8. Техническая политика ПАО «РАО Энергетические системы Востока» (введено в действие Приказом АО «ДРСК» № 13 от 21.01.2015 г. «О присоединении АО «ДРСК» к Технической политике ПАО «РАО ЭС Востока» в области оснащения объектов энергетики инженерно-техническими средствами охраны);
- 2.9. «Уточнение карт климатического районирования территории Приморского и Хабаровского краев по ветровому давлению, толщине стенки гололеда, среднегодовой продолжительности гроз», выполненное в 2008 г. ГУ «Главная геофизическая обсерватория им. А.И.Воейкова» Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды;
- 2.10. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России (приложение 1 Приказа ПАО «РАО ЕЭС России» от 11.02.2008 г. № 57 «Об организации взаимодействия ДЗО ПАО «РАО ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики».
- 2.11. Методические указания по определению сметной стоимости.
  - 2.11.1. «Порядок определения стоимости проектных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 30.04.2014 № 134;
  - 2.11.2. «Порядок определения стоимости инженерных изысканий» », решение



Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 30.04.2014 № 134;

2.11.3. «Порядок определения стоимости работ по техническому перевооружению, реконструкции, ремонту и техническому обслуживанию объектов генерации, сетей, зданий и сооружений», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 07.05.2014 (протокол № 7) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 16.05.2014 № 148;

2.11.4. «Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 08.07.2014 (протокол № 11) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 15.07.2014 № 213. 2.13. Другая действующая на момент разработки проектной документации нормативно-техническая документация; действующие законодательные документы РФ и нормативные акты к ним.

### 3. Основные характеристики объекта.

Показатель	Значение
Номинальные напряжения	110 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	РУ 110 кВ – открытое РУ 10 кВ – блочно-модульное
Тип схемы каждого РУ	РУ 110 кВ – № 110-5АН РУ 10 кВ – № 10-1
Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ	РУ 110 кВ – 2 линии РУ 10 кВ – 20 линий
Количество резервных ячеек по каждому РУ	В РУ 10 кВ предусмотреть 4 резервные ячейки
Количество и мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов	2х25 МВА
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Определяется в проекте в соответствии с ТТ (приложение 1)
Вид обслуживания	ОВБ (Спасский РЭС, г. Спасск – Дальний, ул. Ангарская, 1/1)
Возможность расширения	Не предусматривать
Прочие особенности ПС, включая: - требования к охране объекта; - объем телемеханики и связи с объектом - и т.д. (с уточнением в проекте)	Определяется в проекте в соответствии с ТТ, ТУ (приложение 1, 2)

### 4. Вид строительства и этапы разработки проектной документации:

#### 4.1. Вид строительства – новое строительство.

Перечень титулов, работ и программ, с которыми требуется координация решений проектной документации, разрабатываемой по данному ТЗ:

- Строительство ЛЭП 110 кВ заходы на ПС 110 Ключи от ВЛ 110 кВ Спасск-Ярославка;

4.1.1. В составе проекта выполнить отдельные тома «Телемеханизация», «Сети связи»; организацию двух независимых каналов связи на ДЦ филиала СО ЕЭС – Приморское РДУ скоординировать с томом «Система ВОЛС Уссурийск-2 – ЖБИ-130 – Агрокомплекс – Павловка-2 – Ярославка – Черниговка – Дмитриевка – Ключи – Спасск» по титулам «ЛЭП 110 кВ заходы на ПС 110 кВ Ключи», «ЛЭП 110 кВ



заходы на ПС 110 кВ Агрокомплекс».

4.2. Этапы разработки проекта:

**I этап – разработка основных технических решений (ОТР) (в течении одного месяца с момента заключения договора на проектирование):**

4.2.1. Разработка и согласование с Заказчиком основных технических решений (ОТР), в том числе:

- главную электрическую схему подстанции;
- конструктивные и компоновочные решения РУ;
- структурную схему и пояснительную записку в части ССПИ ПС 110 кВ

Ключи.

4.2.1.2. На основании результатов расчетов, выполненных по титулу «Строительство ЛЭП 110 кВ заходы на ПС 110 кВ Агрокомплекс от ВЛ 110 кВ ЖБИ-130-Павловка-2»; «Строительство ЛЭП 110 кВ заходы на ПС 110 кВ Ключи от ВЛ 110 кВ Спасск - Ярославка» должен быть проведен выбор оборудования ПС, оценен объем необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

4.2.1.3. Выполнить раздел «Расчет токов короткого замыкания».

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 110 кВ и выше на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 (пять) лет (в случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводом/выводом генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года пятилетнего периода).

По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности устанавливаемых выключателей (в том числе с учетом параметров восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя), термической и динамической стойкости выключателей и иного оборудования, выполнена проверка соответствия существующего оборудования расчетным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ и, при необходимости, разработаны рекомендации по замене оборудования на объекте проектирования и объектах прилегающей сети 110 кВ и выше и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ (секционирование, применение токоограничивающих реакторов, разземление нейтрали части трансформаторов, опережающее деление сети и т.д.).

4.2.2. По результатам I этапа определить на основе укрупненных сметных показателей ориентировочную стоимость объекта.

4.2.3. Разработать и выдать техническую документацию для проведения закупок оборудования в т.ч. опросных листов на следующее оборудование: силовое оборудование, РЗА, ПА, ТМ, связи, СН, СОПТ, КРУН 10 кВ, КТПБ, блочно-модульное ОПУ.

4.2.4. К разработке проектной документации (II этап) приступить после согласования Заказчиком ОТР.

**II этап – разработка, согласование с Заказчиком проектной документации:**

4.2.5. Выполнить комплекс инженерных изысканий, в т.ч. сбор исходных данных, в объеме, необходимом для строительства объекта.

4.2.6. Разработать и выдать проектную документацию в объеме, достаточном для прохождения Госэкспертизы и региональной ценовой экспертизы, организации



закупок подрядных работ и оборудования, разработки рабочей документации.

4.2.6.1. Разработать проектную документацию на строительство ПС 110 кВ Ключи и при этом выполнить:

- генеральный план ПС;
- решения по системам РЗА, ПА, АИИС КУЭ, связи, ТМ, СОПТ, СН с указанием мест их размещения;
- план заходов ВЛ на ПС;

4.2.6.2. Решения по релейной защите и линейной автоматике (РЗА), противоаварийной автоматике (ПА), автоматике управления выключателями (АУВ) новой ПС с использованием микропроцессорных устройств.

4.2.6.3. Перечень всех функций РЗА и ПА каждого защищаемого элемента сети, необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей.

4.2.6.4. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит.

4.2.6.5. Решения по организации регистрации аварийных событий (РАС).

4.2.6.6. Обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА.

4.2.6.7. Решения по оперативному управлению коммутационными аппаратами (КА) из центров диспетчерского управления.

4.2.6.8. Решения по обмену технологической информацией с ДЦ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Приморское РДУ на базе протоколов МЭК: выбор направления обмена, определение состава телеинформации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления обмена по вновь вводимому оборудованию, расчет необходимой пропускной способности каналов связи.

Перечень сигналов ТИ, ТС передаваемых в ДЦ ОАО «СО ЕЭС» Приморское РДУ, представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- диспетчерское наименование присоединения, системы (секции) шин;
- перечень сигналов ТИ и ТС, передаваемых в ДЦ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Приморское РДУ.

4.2.6.9. В составе проекта томом «Телемеханизация» предусмотреть и выполнить телемеханизацию ПС «Ключи»:

- Телесигнализация (ТС) положения всех коммутационных аппаратов (КА) главной электрической схемы подстанции, включая разъединители, заземляющие ножи, выкаченное положение тележек КРУН.

- Телеуправление (ТУ) приводами КА главной электрической схемы подстанции.

- Телесигнализация событий: отдельный контроль снижения изоляции для всех напряжений; АЧР 1, АЧР 2; аварийно-предупредительная сигнализация, контроль напряжения АБ;

- Передача положения РПН трансформаторов, телеуправление приводами РПН.

- Телеизмерения текущие (ТИТ): активная мощность, реактивная мощность и ток для каждого присоединения ВЛ, секционных выключателей, вводов



трансформаторов со стороны всех напряжений; напряжение отдельно на каждой секции для всех напряжений; ток по всем отходящим фидерам; температура окружающей среды на подстанции, измерение частоты электрического тока на секциях шин 110 кВ.

Оборудование телемеханики должно быть совместимым (однотипным) с эксплуатируемыми в филиале АО «ДРСК» – «Приморские ЭС» и обеспечивать:

- Не менее четырёх портов для связи с устройствами верхнего уровня (для двух направлений по основному и резервному каналу) с выводом необходимой телеинформации на ДП Спасского РЭС и ДЦ Приморского РДУ по двум независимым, географически разнесенным каналам связи. Технические характеристики каналов связи, протоколы обмена, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с АО «ДРСК» и Приморским РДУ на этапе проектирования.
- модуль синхронизации времени по GPS/ГЛОНАСС, все передаваемые параметры сопровождаются метками времени.
- для КП предусмотреть источник гарантированного электропитания.

Предусматривать цифровые измерительные преобразователи, совместимые (однотипные) с преобразователями, используемыми на подстанциях филиала.

4.2.7. Организационно-технические решения по созданию автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на проектируемом объекте выполнить отдельным томом.

4.2.7.1. Организовать основной и резервный канал связи от УСПД до ЦСОИ АИИС КУЭ филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети (в качестве программного обеспечения используется программный комплекс EMCOS CORPORATE).

Предоставить с кратким описанием:

- порядок взаимодействия уровней ИИК, ИВКЭ с учётом сбора данных по каналам измерений при создании АИИС КУЭ;
- перечень (массив) входных данных, перечень выходных данных;
- схему объемов учета электроэнергии;
- схему подключения вторичных цепей ТТ, ТН к приборам учета;
- схему подключения интерфейсных цепей к приборам учета;
- план расположения оборудования АИИС КУЭ в ОПУ, ШУ, и т.д. с разводкой кабеля;
- таблицу соединений и подключений (кабельный журнал);
- спецификацию оборудования;
- ведомость оборудования и материалов;
- опросные листы на АИИС КУЭ.

4.2.7.2. Организовать учет электроэнергии по фидерам 110 кВ и 10 кВ:

- счетчики электроэнергии активно-реактивные двунаправленные, с двумя интерфейсами RS-485, классом точности 0,5S;



- трансформаторы тока классом точности 0,5S в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2001, с отдельными обмотками для измерений и учета. Выполнить проверку по условиям релейной защиты (см. п. 4.2.2.5.), термической и динамической стойкости. Обосновать расчетом применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации на соответствие чувствительности средств учета при максимальной и минимальной расчетной нагрузке присоединения;

- трансформаторы напряжения классом точности 0,5 в соответствии с требованиями ГОСТ 1983-20015, с отдельными обмотками для измерений и учета электроэнергии. Нагрузочная способность вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей, климатическое исполнение в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки; произвести проверку (расчет) величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, проверку сечения и длины проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения.

4.2.7.3. Автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организовать на базе контроллера (УСПД) ЭКОМ-3000. Предусмотреть наличие и интеграцию в АИИС КУЭ всех приборов учета электроэнергии. Оборудование АИИС КУЭ (устройство сбора и передачи данных (УСПД) и коммуникационное оборудование) разместить в специализированных шкафах для защиты от механических воздействий и несанкционированного доступа со степенью защиты IP-54. Шкафы смонтировать с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудовать техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования. Предусмотреть источник бесперебойного питания для оборудования АИИС КУЭ.

4.2.8. Выполнить (отдельным томом «Сети связи») организационно-технические решения по созданию систем связи для передачи корпоративной и технологической информации. Состав проектируемых систем связи скоординировать с томом «Система ВОЛС Уссурийск-2 – ЖБИ-130 – Агрокомплекс – Павловка-2 – Ярославка – Черниговка – Дмитриевка – Ключи – Спасск».

- Запроектировать организацию каналов по ВОЛС на Филиал СО ЕЭС – Прим.РДУ и на ДП Спасского РЭС.

- Мультиплексоры ВОЛС должны быть совместимы (однотипны) с эксплуатируемыми в филиале АО «ДРСК» – «Приморские ЭС».

- ИБП двойного преобразования с внешними аккумуляторными батареями емкостью не менее чем по 100 Ач для систем связи и ССПИ должны обеспечивать не менее 6 часов гарантированного электропитания.

- Запроектировать организацию радиосвязи с ДП Спасского РЭС.

4.2.9. Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ПА, АСУ, ТП, АИИС КУЭ, связи, ССПИ, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.

4.2.10. Решения по организации электропитания систем РЗА, ПА, АСУ ТП, систем связи и других систем.

4.2.11. Технические решения по выбору масштабных преобразователей (измерительных трансформаторов тока и напряжения):

- МПИ (межповерочный интервал): 110кВ - 25лет; 10кВ - 8лет;
- внесены в Госреестр РФ;



- дата поверки не позднее 2016года.

4.2.11.1. Технические решения по комплектованию средств измерений (приборного парка) на основе цифрового интерфейса при климатических условиях эксплуатации -25...+70 С.

4.2.12. Разработать и выдать сметную документацию, в соответствии с п.28 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию.

4.2.13. По результатам II этапа выполненные проектные материалы с пояснительной запиской (в объеме и составе п.5.7.) предоставить Заказчику (одновременно в адрес исполнительного аппарата АО «ДРСК» г. Благовещенск, и в адрес филиала АО «ДРСК», для которого разрабатывается проект) для последующего рассмотрения и согласования.

4.2.14. Подрядчик обеспечивает проведение Госэкспертизы и региональной ценовой экспертизы разработанной проектной документации, включая сметные расчеты *(в течение 3-х месяцев после разработки)*.

4.2.15. Заказчик утверждает проектную документацию на основании положительных заключений Госэкспертизы и региональной ценовой экспертизы сметной документации.

4.2.16. К разработке рабочей документации (III этапу) приступить после определения Заказчиком производителей оборудования, которое будет осуществлено в течение 3 месяцев после получения конкурсной документации.

4.2.17. Итогом II этапа является утверждение Заказчиком проектной документации.

### **III этап – разработка рабочей документации:**

4.18. Разработать рабочую документацию, обеспечивающую реализацию принятых в утвержденной проектной документации технических решений объекта, необходимых для производства строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

### **5. Особые условия:**

5.1. В разделах «Инженерные изыскания» картографический материал предоставить в масштабах 1:500 и 1:2000 на бумажном и электронном носителях.

5.2. Разделы проектно-сметной документации выполнить в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87) и ГОСТ Р 21.1101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

5.3. Противопожарные мероприятия выполнить в соответствии с действующими правилами пожарной безопасности для энергетических объектов.

5.4. Сметная документация должна соответствовать требованиям методических указаний по определению стоимости строительства, решение по которым принято Советом директоров АО «ДРСК»:

5.4.1. «Порядок определения стоимости проектных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 30.04.2014 № 134;

5.4.2. «Порядок определения стоимости инженерных изысканий», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 30.04.2014 № 134;

5.4.3. «Порядок определения стоимости работ по техническому перевооружению, реконструкции, ремонту и техническому обслуживанию объектов



генерации, сетей, зданий и сооружений», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 07.05.2014 (протокол № 7) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 16.05.2014 № 148;

5.4.4. «Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ» », решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 08.07.2014 (протокол № 11) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 15.07.2014 № 213.

5.5. Требования к выполнению сметных расчетов:

1. Сметная стоимость определяется на основании документов по порядку формирования сметной документации АО «ДРСК» (размещенных на внешнем сайте АО «ДРСК»).

2. Сметную документацию согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» выполнить в двух уровнях цен с применением базисно-индексного метода: в базисном уровне, определяемом на основе действующих сметных норм и цен с использованием территориальных единичных расценок для Приморского края (ТЕР-2001), включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, составляется с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных РЦЦС (Приморский региональный центр по ценообразованию в строительстве и промышленности строительных материалов). Для формирования базисной цены индексы по статьям «Оборудование», «Прочие», «Проектные работы» применяются в соответствии с рекомендованными Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой). Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ. Общие методические положения по составлению сметной документации и определению сметной стоимости строительства указаны в МДС 81-35.2004.

3. При определении стоимости работ по двум и более локальным сметным расчетам (локальным сметам) необходимо предоставить сводный сметный расчет.

4. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel, а также в формате программы «Гранд СМЕТА», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам.

5.6. Сметные расчеты выполнить с учетом требований «Протокола согласования нормативов для расчетов сметной документации» (Приложение № 3 к Техническому заданию).

5.7. Подрядчик в день завершения работ, указанный в календарном плане, направляет в филиал АО «ДРСК» - «Приморские ЭС» Акт сдачи-приемки выполненных работ с приложением 4 (четырёх) экземпляров ПСД в бумажном виде и 1 экземпляр в электронном виде (на CD), одновременно направляет 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в АО «ДРСК» г. Благовещенск.

5.8. Использование форматов при передаче документации в электронном виде:

Вид документа	Используемое приложение	Формат
Текстовая часть, описания	MS Word и Adobe Acrobat	.doc .pdf
Таблицы	MS Excel и	.xls



	Adobe Acrobat	.pdf
Базы данных	MS Excel и Adobe Acrobat	.xls .pdf
Планы, графики	MS Project и MS Excel	.mpp .xls
Чертежи	AutoCAD и Adobe Acrobat	.dwg .pdf
Графический материал	MS Photo Editor и Adobe Acrobat	.jpg .pdf
Электронный архив	WinRar	.rar *
Сметная документация	MS Excel и в формате программы «ГРАНД СМЕТА», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам.	.xls .gsf

\*- материалы каждого тома проекта компоновать в одном файле

5.9. Разработанная проектно-сметная документация является собственностью Заказчика и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

5.10. Проектная организация включает в стоимость проектных работ затраты, и осуществляет получение по проекту всех необходимых согласований и заключений, положительного заключения Госэкспертизы и региональной ценовой экспертизы.

5.11. Проект выполнить в соответствии с техническими требованиями (приложение 1) и техническими условиями (приложение 2).

5.12. Исходные данные, предоставляемые Заказчиком:

- Ситуационный план места расположения объекта.

5.13. В части схемных и компоновочных решений ОРУ 110 кВ за объект аналог принять ПС 110/10 кВ «Казармы» (шифр проекта: 024N20100). Данный проект передается в электронном виде по запросу проектировщика после заключения договора на проектирование.

## **6. Требования к подрядной организации.**

6.1. Проектировщик должен иметь Свидетельство СРО, оформленное в соответствии с действующим законодательством, о допуске к следующим видам работ (согласно Приказа Минрегиона РФ от. 30.12.2009 г. №624 «Об утверждении Перечня видов работ по инженерным изысканиям, по подготовке проектной документации, по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства»).

Перечень видов работ (в соответствии с приказом № 624 от 30 декабря 2009 г.):

### ***I. Виды работ по инженерным изысканиям***

1. Работы в составе инженерно-геодезических изысканий

1.3. Создание и обновление инженерно-топографических планов в масштабах 1:200 - 1:5000, в том числе в цифровой форме, съемка подземных коммуникаций и сооружений

2. Работы в составе инженерно-геологических изысканий

2.1. Инженерно-геологическая съемка в масштабах 1:500 - 1:25000

### ***II. Виды работ по подготовке проектной документации***

1. Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка:

1.1. Работы по подготовке генерального плана земельного участка

1.2. Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта

1.3. Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения

2. Работы по подготовке архитектурных решений

3. Работы по подготовке конструктивных решений

5. Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:

5.4. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений.

9. Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды

10. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности

6.2. Привлечение к выполнению проектных работ субподрядных организаций осуществляется (с предоставлением свидетельства СРО о допуске к проектным работам) только по согласованию с заказчиком.

6.3. Проектная организация должна:

- иметь квалифицированный состав руководителей и специалистов с необходимыми профессиональными знаниями и опытом выполнения работ;
- обладать управленческой компетентностью и положительной деловой репутацией;
- иметь необходимые для выполнения данного проекта ресурсные возможности (финансовые, материально-технические, производственные, трудовые);
- иметь техническую оснащенность, позволяющую выполнить проектные работы в установленные сроки с выпуском ПСД в электронном виде;
- иметь системы контроля качества разрабатываемой проектной документации в соответствии с ГОСТ Р ИСО 9001-2001;

6.4. Проектная организация не должна иметь отрицательных отзывов о работе от предыдущих Заказчиков.

6.5. Другие требования, указанные в закупочной документации.

**7. Заказчик: АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».**

**8. Проектная организация – генеральный проектировщик.**

Общество с ограниченной ответственностью «Проектно-монтажная компания Сибири» (ООО «ПМК Сибири»).

**9. Исходные данные для проектирования.**

Перечень исходных данных, сроки их подготовки и передачи Заказчиком проектной организации определяются договором на разработку проекта и календарным графиком.



# 10. Срок выполнения проектной и рабочей документации:

I этап – с 29.07.2016 до 30.09.2016;

II этап – с 29.07.2016 до 31.01.2017;

III этап – с 29.07.2016 до 30.04.2017.

Приложение:

1. Технические требования;

2. Технические условия;

3. Протокол согласования нормативов для расчетов сметной документации.

**Заказчик:**

Директор филиала  
АО «ДРСК» «ПЭС»

 С.И.Чутенко  
«14» Июль 2016г.

**Подрядчик:**

Генеральный директор  
ООО «ПМК Сибири»

 С.А. Иванов  
«14» Июль 2016г.

0012/С-ОТР-П-002

Приложение Б

Технические требования

Приложение 1 к ТЗ

**СОГЛАСОВАНО**Первый заместитель директора –  
главный диспетчер Филиала ОАО

«СЭЭС» Прикорское РДУ

Д.Г. Петухов

2016 г.

**УТВЕРЖДАЮ**

Заместитель генерального директора

по техническим вопросам –

главный инженер АО «ДРСК»

А.В. Михалев

2016 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ****на разработку проектной документации «Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи»****1. Основное электрооборудование**

1.1. Предусмотреть строительство ПС с установкой двух трансформаторов 110/10кВ мощностью 25 МВА каждый с наибольшим возможным диапазоном регулирования. Предусмотреть возможность параллельной работы трансформаторов. Проектируемая ПС подключается от ЛЭП 110 кВ «Дмитриевка-Спасск» (заход-выход) в районе пролетов опор № 254-256.

1.2. Выключатели российского производства 110 – элегазовые; 10кВ – вакуумные.

1.3. Требования к РУ 110 кВ:

- ОРУ выполнить с применением блочно-модульных конструкций (БМК), с применением жесткой ошиновки
- Все металлоконструкции ОРУ должны иметь защиту от атмосферных воздействий выполненную методом горячего или термодиффузионного оцинкования.
- Разъединители типа РГП-110, с электродвигательным приводом основных ножей, ручным заземляющих, с подшипниковыми устройствами, горизонтально-поворотные.
- Трансформаторы тока на напряжение 110 кВ встроенные. Отдельно стоящие элегазовые ТТ применяются в тех случаях, когда использование встроенных ТТ не обеспечивает требуемых условий РЗА, АИИС КУЭ и питания измерительных приборов.
- Трансформаторы напряжения 110 кВ ёмкостные.
- ОПН 110 кВ. Класс пропускной способности не менее II, Iпр не менее 650 А.

1.4 Фундаменты силовых трансформаторов и маслосборное устройство запроектировать на следующий габарит силовых трансформаторов.

1.5 Требования к РУ 10 кВ.

Ячейка должна иметь:

- Межшкафные перегородки отсека сборных шин и разделение шкафа перегородками на отсеки для локализации повреждений в пределах одного отсека.
- Направление выброса аварийный клапанов сброса давления вверх.
- Расположение шин – верхнее.
- Раздельный доступ отсеков кабельного и выкатного элемента.
- Расположение коммутационного аппарата в средней части шкафа.
- Оптоволоконную дуговую защиту.
- Индикаторы наличия напряжения в линейных ячейках.
- Материал - сталь с алюмоцинковым покрытием. Фасад окрашен порошковой краской.
- Быстродействующий заземлитель с пружинным приводом.
- ОПН 10 кВ. Класс пропускной способности не менее II, Iпр не менее 650 А.



1.6. Силовое оборудование 10 кВ и вторичного оборудования (РЗА, ПА, ТМ и связи) разместить и смонтировать в отдельных модульных зданиях (КРУМ 10 кВ и ОПУ).

1.7. Все применяемое оборудование должно иметь заключения об аттестации в ПАО «Россети».

1.8. Размещение ячеек 10 кВ в модульном здании КРУМ 10 кВ определить двухсторонним.

1.9. Режим обслуживания при проектировании принять с привлечением ОВБ (без постоянного дежурного персонала).

## **2. Главная схема электрических соединений**

2.1. РУ 110 кВ выполнить по типовой схеме № 110-5 АН.

2.2. РУ 10 кВ выполнить по типовой схеме № 10-1 «одна секционированная выключателем система шин», количество линейных ячеек 10 кВ - 20 шт. и четыре резервные линейные ячейки (всего 24 шт.).

## **3. Схема собственных нужд, кабельная сеть, оперативный ток.**

3.1. Собственные нужды подстанции должны иметь питание от двух независимых источников.

3.2. На каждом ОРУ подстанции питание устройств РЗА, АСУТП, а также приводов выключателей должно осуществляться оперативным током от аккумуляторных батарей (АБ). Емкость АБ должна быть рассчитана с учетом времени прибытия на ПС в случае аварии оперативно-выездных бригад (ОВБ) и времени, необходимого для ликвидации аварии. АБ должна иметь срок службы не менее 15 лет.

3.4. Для АБ предусмотреть щит постоянного тока (ЩПТ) и два зарядно-подзарядных агрегата, которые должны выбираться совместно с АБ для обеспечения надежной работы во всех режимах постоянного подзаряда и питания микропроцессорных устройств. ЩПТ должен иметь не менее двух секций шинок питания устройств РЗА и ПА.

3.5. Система оперативного постоянного тока должна иметь двух или трех уровневую защиту с использованием в качестве защитных аппаратов автоматических выключателей. При этом время отключения КЗ в сети оперативного постоянного тока должно обеспечивать сохранение в работе (без перезагрузки) микропроцессорных устройств, подключенных к неповрежденным кабелям. Должны быть предусмотрены устройства автоматизированного (автоматического) поиска земли в сети постоянного оперативного тока.

3.6. Все первичное оборудование, заземляющее устройство ПС, устройства АСУ ТП, РЗА и ПА, АИИС КУЭ, средства и системы связи, цифровой регистрации аварийных событий и т.п., а также вторичные цепи должны отвечать требованиям ЭМС.

3.7. Силовые и контрольные кабели должны удовлетворять условиям невозгораемости (с индексом НГ).

## **4. Вторичная система ПС.**

4.1. Устройства релейной защиты и автоматики должны обеспечивать быстрое и селективное отключение поврежденных элементов и их обратное включение устройствами АПВ и АВР, удовлетворять требованиям ближнего и дальнего резервирования. В части конструктивного выполнения систем необходимо применить микропроцессорные устройства российского производства.

4.2. Система ПА должна выполняться с помощью устройств, установленных на ПС (ОН, АЧР, ЧАПВ и др.).

4.3. Предусмотреть в проекте измерение параметров электрической энергии приборами с цифровой индикацией и возможностью ручного программирования коэффициентов трансформации.

4.4. Предусмотреть АВР по стороне 10кВ



## 5. Учет электроэнергии

Выполнить отдельным томом организацию автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Предусмотреть наличие и интеграцию в АИИС КУЭ приборов учета электроэнергии по всем присоединениям подстанции.

Чувствительность средств учета должна соответствовать минимальной расчетной нагрузке присоединения. Средства учета должны соответствовать следующим характеристикам:

Счетчики электроэнергии:

должны быть из числа внесенных в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в РФ, иметь действующие свидетельства о поверке.

Должны быть активно-реактивными двунаправленными, класс точности 0,5S и выше для активной энергии, 1,0 и выше – для реактивной энергии, интерфейс связи RS-485, номинальное напряжение 3\*57,7/100, номинальный (максимальный) ток 5(7,5) А, возможность подключения резервного питания, профиль мощности, позволяющие измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, журнал событий, диапазон температур от -40 до +55. Рекомендуемая к установке марка счетчика электроэнергии – СЭТ 4ТМ.03М.01;

Для подключения счетчиков электроэнергии предусмотреть установку испытательных коробок.

Место установки определить при разработке рабочей документации и согласовать с филиалом АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети»

- трансформаторы тока классом точности 0,5S в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2001, с отдельными обмотками для измерений и учета. Выполнить проверку по условиям релейной защиты термической и динамической стойкости. В случае применения трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации необходимо привести обосновывающий расчет на соответствие чувствительности средств учета при максимальной и минимальной расчетной нагрузке присоединения.

- трансформаторы тока устанавливать согласно схемы «полная звезда».

- трансформаторы напряжения классом точности 0,5 в соответствии с требованиями ГОСТ 1983-2001, с отдельными обмотками для измерений и учета электроэнергии.

Выполнить проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов (ТТ, ТН) и произвести проверку сечения и длины проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков, сечение и длина проводов должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального напряжения при питании от ТН класса точности (п.1.5.19 ПУЭ). Климатическое исполнение в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки.

Для организации сбора и передачи данных применить устройство сбора и передачи данных (УСПД) на основе контроллера ЭКОМ-3000. Оборудование АИИС КУЭ и коммуникационное оборудование разместить в специализированных шкафах для защиты от несанкционированного доступа со степенью защиты IP-54. Шкафы смонтировать с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий по месту размещения, шкафы оборудовать техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования. Предусмотреть источник бесперебойного питания для оборудования АИИС КУЭ.

## 6. Средства телемеханики и связи

6.1 Томом проекта «Телемеханизация» предусмотреть телемеханизацию ПС 110кВ «Ключи» в полный объем (ТИ, ТС, ТУ по всем присоединениям) с выводом



необходимой телеинформации на ДП Спасского РЭС и ДЦ Приморского РДУ по двум независимым, географически разнесенным каналам связи. Технические характеристики каналов связи, протоколы обмена, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с АО «ДРСК» и Приморским РДУ на этапе проектирования.

Оборудование телемеханики должно быть полностью совместимым (однотипным) с КП «Исеть», обеспечивать не менее четырёх портов для связи с устройствами верхнего уровня «ОИК Диспетчер». Предусматривать цифровые измерительные преобразователи, совместимые (однотипные) с преобразователями, используемыми на подстанциях филиала.

6.2. Томом проекта «Сети связи» предусмотреть организацию каналов связи от ПС «Ключи» на ДЦ Приморского РДУ: основные каналы по ВОЛС через ПС «Спасск», резервные по ВОЛС через ПС «Ярославка». Предусмотреть оборудование ВОЛС, совместимое (однотипное) с эксплуатируемым в филиале АО «ДРСК» ПЭС.

6.3. Запроектировать не менее 6 часов гарантированного электропитания: ИБП двойного преобразования с внешними аккумуляторными батареями емкостью не менее чем по 100 Ач (аналог TPL121000).

## **7. Строительная часть подстанции**

7.1. Подстанция должна представлять собой единый архитектурно-промышленный комплекс.

7.2. Площадь подстанции должна быть сокращена за счет компоновочных решений.

7.3. Прокладка кабельных сетей осуществляется надземным способом.

7.4. Свободная от застройки территория ПС должна быть укреплена слоем щебня толщиной не менее 10 см.

7.5. Требования к зданию ОПУ и КРУ 10 кВ:

- Модуль ОПУ и КРУ - теплоизолированный электротехнический контейнер климатического исполнения УХЛ1,
- Класс энергетической эффективности – А
- Конструкция модуля - металлический каркас, закрепленный на жестком рамном основании, стены, пол и двухскатную крышу.
- Пол, стены и крыша модуля - трехслойная конструкция, состоящая из теплоизоляционного материала базальтового утеплителя толщиной не менее 150 мм, заключенного между наружной и внутренней металлическими оболочками толщиной не менее 1,6 мм
- Полы - антистатические с покрытием из рифленного алюминиевого листа толщиной не менее 3 мм.
- Стены - высококачественная оцинкованная сталь, окрашенная порошковой краской или сталь с антикоррозионным алюмоцинковым покрытием окрашенная порошковой краской
- Конструкция стен исключает образование мостиков холода. Наружные соединительные элементы (головки болтов и заклепок, технологические отверстия) отсутствуют.
- Места стыков элементов корпуса уплотнены силиконом.
- Степень огнестойкости - II
- Степень защиты модулей - IP 55.
- Срок службы - не менее 30 лет.

- Габариты здания КРУ должны обеспечивать расстановку ячеек в соответствии с проектом, с учетом их одностороннего обслуживания и одностороннего размещения;
- При длине здания более 7 метров должны быть предусмотрены два выхода;
- В здании должна быть обеспечена система вентиляции, отопления и пожарной сигнализации;
- Отопление здания должно быть выполнено инфракрасными обогревателями с автоматическим регулированием;
- Освещение здания должно быть выполнено светодиодными светильниками.
- Крыша выполняется двускатной, с обязательным наличием отливов над входами для исключения попадания осадков;
- В БМЗ над ячейками КРУ должен быть предусмотрен аварийный газовый канал сбора выбросов продуктов горения дуги.

7.6. Применить светодиодное освещение на территории ПС (ОРУ 110 кВ и по периметру ПС), ОПУ, КРУ.

7.7. Все оборудование и здания (ОПУ, КРУМ 10 кВ) должны быть смонтированы на ленточных фундаментах.

8. Согласование технического задания и проектной документации по объекту организовывается путем направления документов подлежащих согласованию сопроводительным письмом с приложением документов, как в электронном виде, так и на бумажном носителе.

9. Присоединяемая мощность согласно выданных технических условий от 11.12.2015 г. № 15-02/22-347 составляет 20,65 МВт.

*Приложение: План расположения энергопринимающих устройств и вновь сооружаемых объектов на одном листе.*

**Первый заместитель директора по производству – главный инженер филиала ОАО «ДРСК» ПЭС**



**С.Н. Корчемagin**

**Согласовано:  
Заместитель главного инженера по эксплуатации и ремонту-начальник департамента**



**М.Н. Голота**

**Заместитель главного инженера по оперативно-технологическому управлению - начальник департамент**



**Ю.Б. Кантовский**

**Начальник департамента перспективного развития и технологического присоединения**



**П.Г. Чеховский**



001/С-ОТР-П-003

Приложение В

Технические условия

Приложение 2 к ТЗ

Приложение А к договору об  
осуществлении технологического  
присоединения к электрическим сетям  
от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

**СОГЛАСОВАНО**

Заместитель генерального  
директора Филиала ОАО  
«СО ЕЭС» ОДУ Востока



В. Л. Козуб

2015 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ ПРОЕКТУ  
на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК»**

№ 15-02/22-347«21» декабря 2015 г.

**Сетевая организация:** Акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (далее - АО «ДРСК»).

**Заявитель:** Акционерное общество «Корпорация развития Дальнего Востока» (далее – Заявитель).

**Основание:** заявка на технологическое присоединение вх. филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» от 17.12.2015 № ТПр 5518/15, с учетом письма от 18.12.2015 № 621.

**1. Наименование и местонахождение объекта:** группа свинопунксов на 540 тыс. голов в год в Приморском крае, включая организацию производства комбикормов и убоя свинины, строительство вспомогательного производства, расположенных в с. Прохоры ул. Советская, 19 (ориентир), в 5150м на юго-восток (кадастровый №25:16:020508:69).

**2. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств Заявителя составляет:**

На I этапе – 9,55 МВт;

На II этапе – 18,65 МВт (с учетом I этапа);

На III этапе – 20,65 МВт (с учетом I и II этапов).

**3. Категория надежности электроснабжения энергопринимающих устройств Заявителя (в соответствии с заявкой):** на I, II и III этапе - II категория надежности электроснабжения.

**4. Класс напряжения в точке присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК»:**

На I этапе (12 точек) – 10 кВ;

На II этапе (18 точек) – 10 кВ (с учетом I этапа);

На III этапе (20 точек) – 10 кВ (с учетом I и II этапов).

**5. Выполнение настоящих технических условий обеспечивает поэтапное (в три этапа) технологическое присоединение вновь сооружаемых в процессе технологического присоединения:**

- на I этапе - энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 9,55 МВт;

- на II этапе - энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 9,1 МВт, с увеличением максимальной мощности ранее присоединенных к

электрическим сетям АО «ДРСК» энергопринимающих устройств Заявителя до величины 18,65 МВт;

- на III этапе - энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 2 МВт, с увеличением максимальной мощности ранее присоединенных к электрическим сетям АО «ДРСК» энергопринимающих устройств Заявителя до величины 20,65 МВт,

и объектов электросетевого хозяйства Заявителя,

с образованием после выполнения настоящих технических условий точек присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК» со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

На I этапе 12 (двенадцати) точек присоединения:

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 0,825 МВт в каждой точке;

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1 МВт в каждой точке;

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1 МВт в каждой точке;

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 0,8 МВт в каждой точке;

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 0,85 МВт в каждой точке;

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 0,3 МВт в каждой точке;

На II этапе 18 (восемнадцати) точек присоединения:

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 0,825 МВт в каждой точке (с учетом I этапа);

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1 МВт в каждой точке (с учетом I этапа);

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1 МВт в каждой точке (с учетом I этапа);

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1 МВт в каждой точке (с учетом I этапа);

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1 МВт в каждой точке (с учетом I этапа);

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 0,6 МВт в каждой точке (с учетом I этапа);

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1,6 МВт в каждой точке (с учетом I этапа);

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1,7 МВт в каждой точке (с учетом I этапа);

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 0,6 МВт в каждой точке (с учетом I этапа);

На III этапе 20 (двадцати) точек присоединения:

- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 0,825 МВт в каждой точке (с учетом I и II этапов);



- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1 МВт в каждой точке (с учетом I и II этапов);
- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1 МВт в каждой точке (с учетом I и II этапов);
- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1 МВт в каждой точке (с учетом I и II этапов);
- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1 МВт в каждой точке (с учетом I и II этапов);
- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 0,6 МВт в каждой точке (с учетом I и II этапов);
- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1,6 МВт в каждой точке (с учетом I и II этапов);
- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1,7 МВт в каждой точке (с учетом I и II этапов);
- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 0,6 МВт в каждой точке (с учетом I и II этапов);
- две линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи с максимальной мощностью 1 МВт в каждой точке (с учетом I и II этапов).

#### **6. Мероприятия, выполняемые на I этапе технологического присоединения:**

##### **6.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК» (в том числе путем урегулирования взаимоотношений с третьими лицами):**

6.1.1. Реконструкция ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Уссурийск-2 с изменением существующей схемы подключения АТ-1 на схему присоединения через два выключателя.

##### **6.2. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК» или Заявителем по выбору последнего при заключении договора на технологическое присоединение:**

###### **6.2.1. Сооружение ПС 110 кВ Ключи:**

- с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, оснащенных устройствами РПН;
- РУ 110 кВ выполнить по типовой схеме № 110 - 5АН «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»;
- РУ 10 кВ выполнить по типовой схеме № 10 - 1 «одна, секционированная выключателем, система шин».

6.2.2. Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Спасск – Ярославка № 2 с отпайкой на ПС Дмитриевка, ориентировочной протяженностью 3 км каждый, в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Ключи с образованием ЛЭП 110 кВ Спасск – Ключи и ЛЭП 110 кВ Ключи – Ярославка с отпайкой на ПС Дмитриевка.

##### **6.3. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:**

6.3.1. Сооружение необходимого количества РП 10 кВ, ТП 10/0,4 кВ, ЛЭП 10 кВ и ЛЭП 0,4 кВ от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи до энергопринимающих устройств Заявителя.

##### **6.4. Мероприятия по оборудованию систем технологического управления и требования к энергопринимающим устройствам Заявителя:**

6.4.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 6 настоящих технических условий, противоаварийной и сетевой автоматикой, а также впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на этих объектах микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики.



6.4.2. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанных в разделе 6 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации по двум независимым каналам связи в соответствии со следующими требованиями:

- технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с АО «ДРСК» и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Приморское РДУ (далее – Приморское РДУ), при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР);

- устройства сбора и передачи телеинформации должны быть интегрированы в существующие АСУ ТП (ССПИ).

6.4.3. Оснастить вновь сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 6 настоящих технических условий, телефонной связью с оперативным персоналом филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети».

6.4.4. Выполнить учет электроэнергии в соответствии с главой 1.5 «Учет электроэнергии» Правил устройства электроустановок, утвержденных приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204 и главой 10 «Правила организации учета электрической энергии на розничных рынках» «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442.

6.4.5. Оснастить перечисленные в разделе 6 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

6.4.6. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (ОН, АЧР, ЧАПВ). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 6.4.10 настоящих технических условий, и согласовать с Приморским РДУ.

6.4.7. В случае выявления при проектировании возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\text{tg}\varphi < 0,4$  в точках присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК» в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 6 настоящих технических условий средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

6.4.8. При наличии нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в сети АО «ДРСК» в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

6.4.9. Для электроснабжения энергопринимающих устройств Заявителя, включенных в объем технологической и аварийной брони, а также электроприемников, относящихся к особой категории первой категории надежности, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых



отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

6.4.10. Мероприятия, указанные в разделе 6 настоящих технических условий, выполнить на основании проектной документации. Задание на проектирование и проектную документацию согласовать с Приморским РДУ и АО «ДРСК».

## **7. Мероприятия, выполняемые на II этапе технологического присоединения:**

### **7.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК» (в том числе путем урегулирования взаимоотношений с третьими лицами):**

Без выполнения мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию.

### **7.2. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК» или Заявителем по выбору последнего при заключении договора на технологическое присоединение:**

Без выполнения мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию.

### **7.3. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:**

7.3.1. Сооружение необходимого количества РП 10 кВ, ТП 10/0,4 кВ, ЛЭП 10 кВ и ЛЭП 0,4 кВ от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи до энергопринимающих устройств Заявителя.

### **7.4. Мероприятия по оборудованию систем технологического управления и требования к энергопринимающим устройствам Заявителя:**

7.4.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 7 настоящих технических условий сетевой автоматикой, а также впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на этих объектах микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики.

7.4.2. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (ОН, АЧР, ЧАПВ). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 7.4.6 настоящих технических условий, и согласовать с Приморским РДУ.

7.4.3. В случае выявления при проектировании возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\text{tg}\varphi < 0,4$  в точках присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК» в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 7 настоящих технических условий средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

7.4.4. При наличии нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в сети АО «ДРСК» в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

7.4.5. Для электроснабжения энергопринимающих устройств Заявителя, включенных в объем технологической и аварийной брони, а также электроприемников, относящихся к особой категории первой категории надежности, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу



напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

7.4.6. Мероприятия, указанные в разделе 7 настоящих технических условий, выполнить на основании проектной документации. Задание на проектирование и проектную документацию согласовать с Приморским РДУ и АО «ДРСК».

## **8. Мероприятия, выполняемые на III этапе технологического присоединения:**

### **8.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК» (в том числе путем урегулирования взаимоотношений с третьими лицами):**

Без выполнения мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию.

### **8.2. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК» или Заявителем по выбору последнего при заключении договора на технологическое присоединение:**

Без выполнения мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию.

### **8.3. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:**

8.3.1. Сооружение необходимого количества РП 10 кВ, ТП 10/0,4 кВ, ЛЭП 10 кВ и ЛЭП 0,4 кВ от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Ключи до энергопринимающих устройств Заявителя.

### **8.4. Мероприятия по оборудованию систем технологического управления и требования к энергопринимающим устройствам Заявителя:**

8.4.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 8 настоящих технических условий сетевой автоматикой, а также впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на этих объектах микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики.

8.4.2. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (ОН, АЧР, ЧАПВ). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 8.4.6 настоящих технических условий, и согласовать с Приморским РДУ.

8.4.3. В случае выявления при проектировании возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\text{tg}\varphi < 0,4$  в точках присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК» в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 8 настоящих технических условий средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

8.4.4. При наличии нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в сети АО «ДРСК» в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

8.4.5. Для электроснабжения энергопринимающих устройств Заявителя, включенных в объем технологической и аварийной брони, а также электроприемников, относящихся к особой категории первой категории надежности, бесперебойная работа которых



необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров. Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

8.4.6. Мероприятия, указанные в разделе 8 настоящих технических условий, выполнить на основании проектной документации. Задание на проектирование и проектную документацию согласовать с Приморским РДУ и АО «ДРСК».

9. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей Приморского РДУ и АО «ДРСК» в соответствии с этапностью, предусмотренной настоящими техническими условиями.

10. Получить от АО «ДРСК» акт о выполнении технических условий, согласованный ОДУ Востока, в соответствии с этапностью, предусмотренной настоящими техническими условиями.

11. Обеспечить участие представителей АО «ДРСК» и Приморского РДУ в осмотре (обследовании) присоединяемых объектов электросетевого хозяйства должностным лицом органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, в соответствии с этапностью, предусмотренной настоящими техническими условиями.

12. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, объектов электросетевого хозяйства АО «ДРСК» и объектов третьих лиц, указанных в разделах 6, 7 и 8 настоящих технических условий, в соответствии с этапностью, предусмотренной настоящими техническими условиями.

13. Настоящие технические условия действительны в течение 5 (пяти) лет с даты согласования ОДУ Востока.

14. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «ДРСК» и ОДУ Востока с корректировкой утвержденных технических условий.

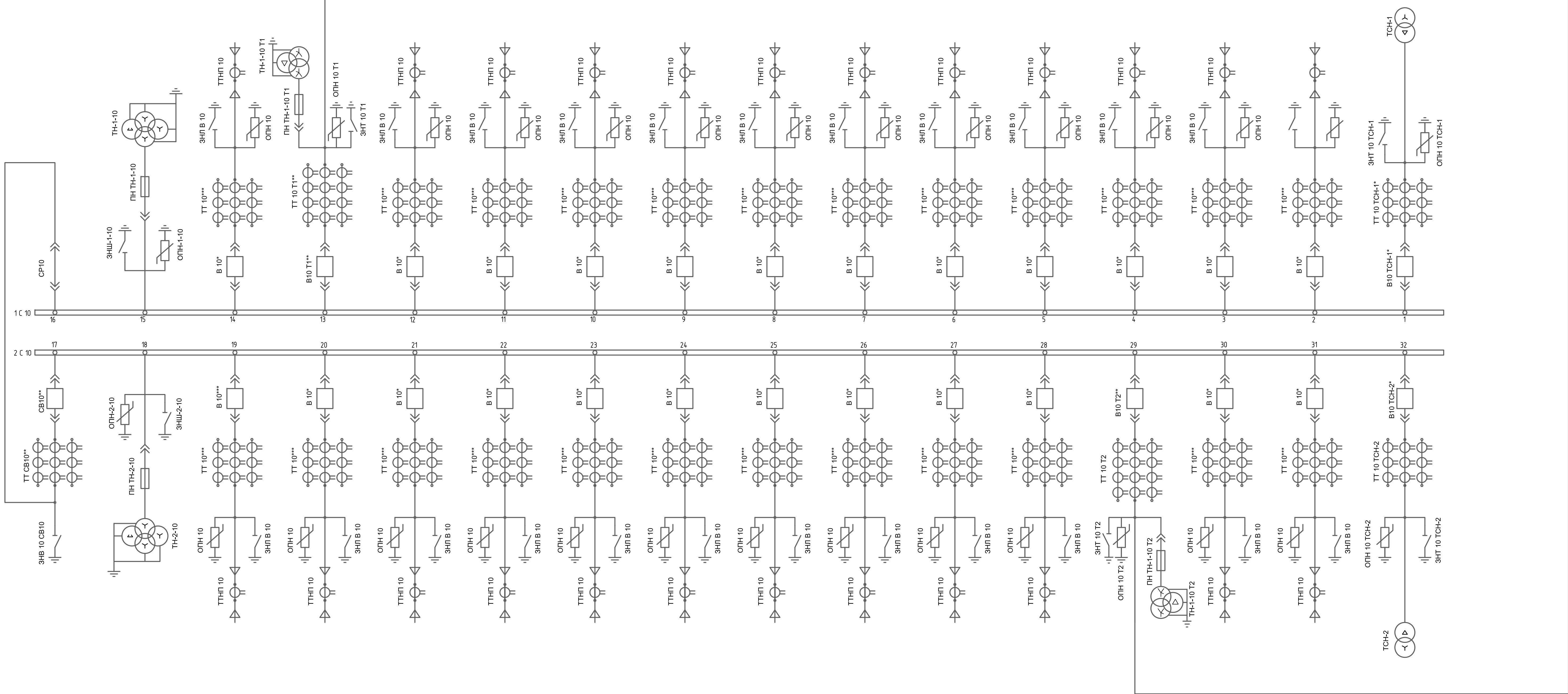
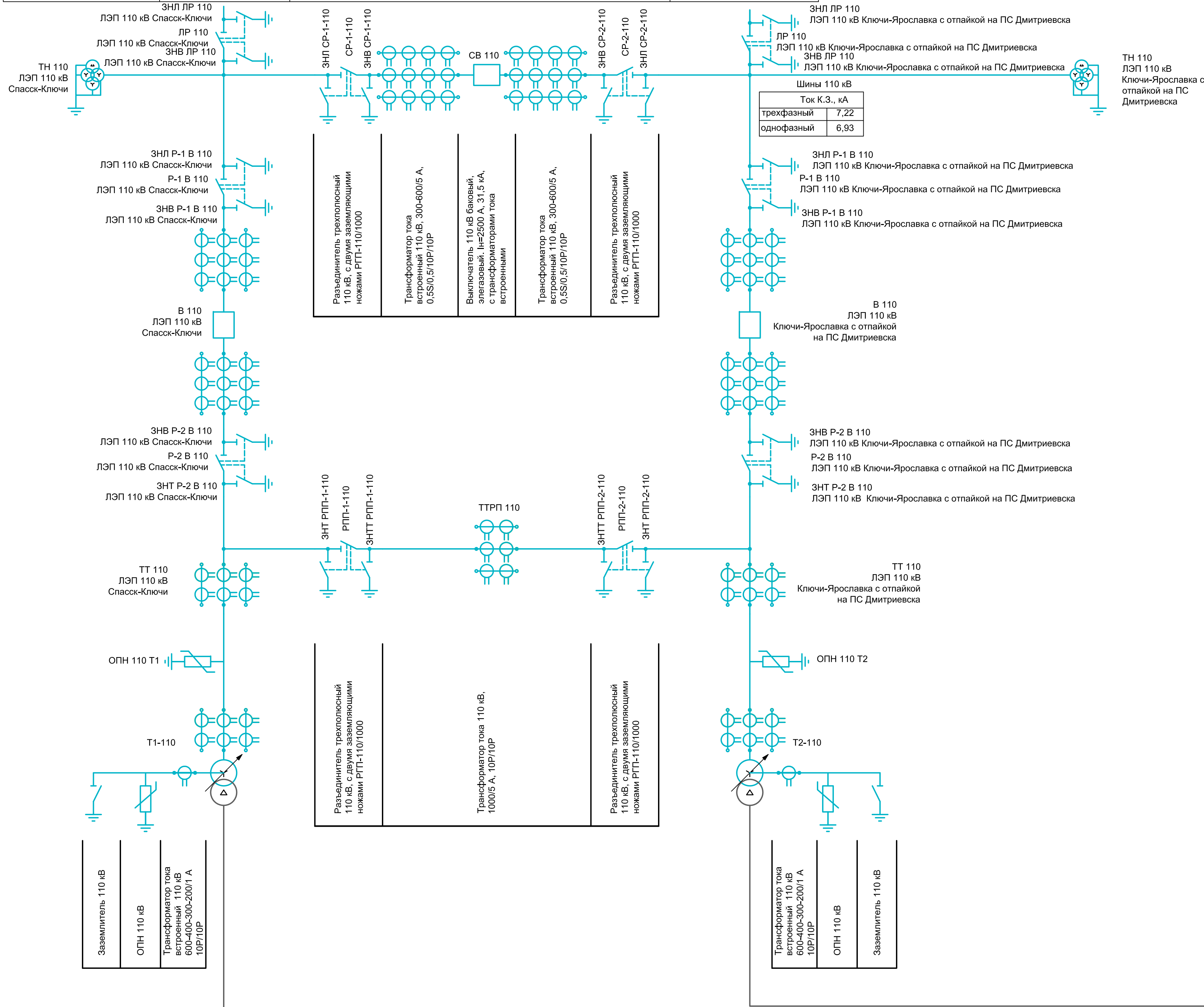
*Заместитель генерального директора  
по техническим вопросам –  
главный инженер АО «ДРСК»*



*А. В. Михалев*



Наименование присоединения	ЛЭП 110 кВ Спасск-Ключи	Секционный выключатель / ремонтная перемычка	ЛЭП 110 кВ Ключи-Ярославка с оттайкой на ПС Дмитриевска
Номер ячейки	1	2	3



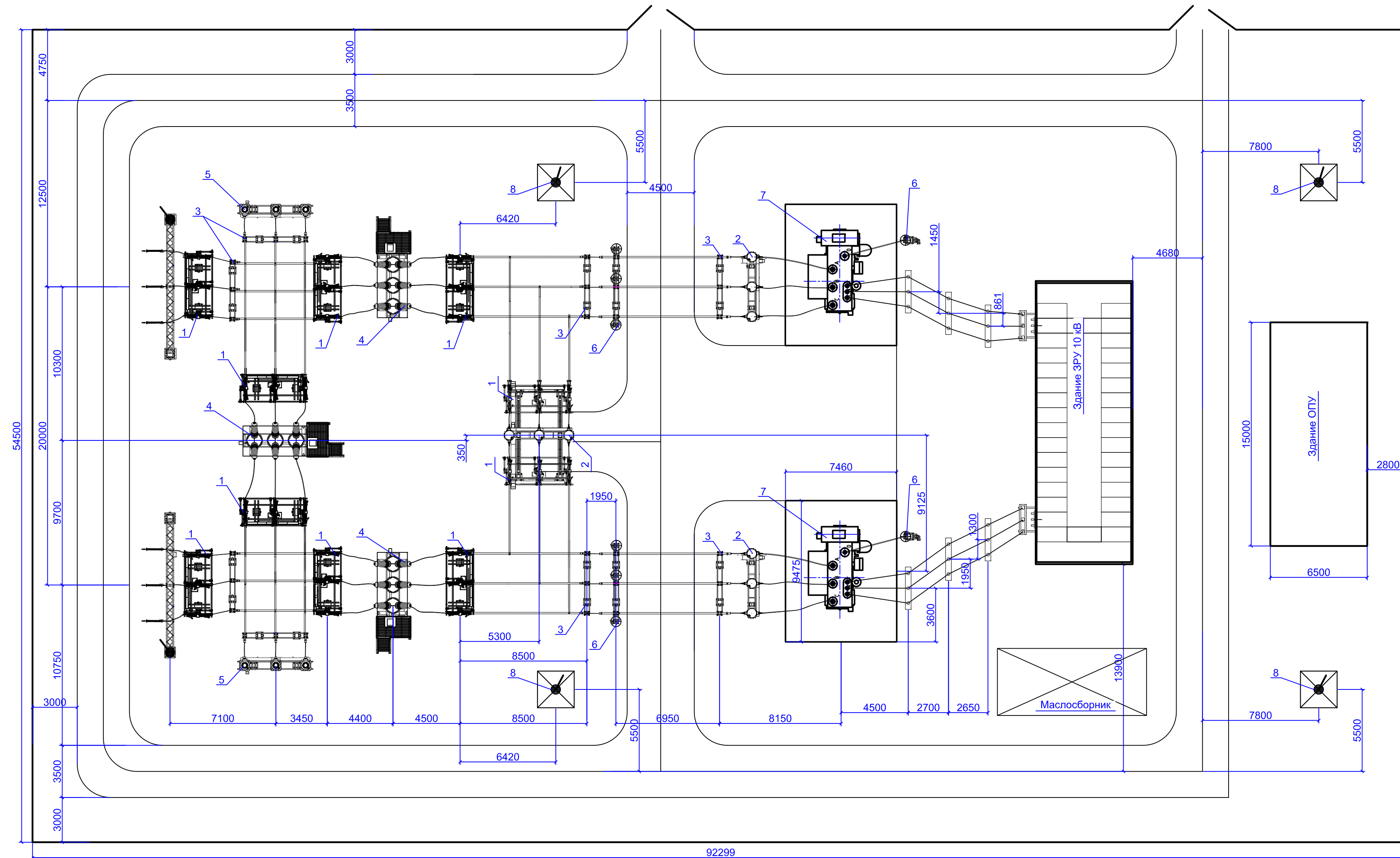
Разъединитель трехполосный 110 кВ, с двумя заземляющими ножами РГТ-110/1000
Трансформатор напряжения емкостной 110 кВ, с двумя заземляющими ножами РГТ-110/1000
Разъединитель трехполосный 110 кВ, с двумя заземляющими ножами РГТ-110/1000
Трансформатор тока встроенный 110 кВ, 400-600/5 А, 0,5S/0,5/10Р
Выключатель 110 кВ баковый, элегазовый, I <sub>н</sub> =2500 А, 31,5 кА, с трансформаторами тока встроенными
Трансформатор тока встроенный 110 кВ, 600/5 А, 10Р/10Р/10Р
Разъединитель трехполосный 110 кВ, с двумя заземляющими ножами РГТ-110/1000
Трансформатор тока 110 кВ, 200/5 А, 0,5S/0,5
ОПН 110 кВ
Трансформатор тока 110 кВ, 600/5 А, 0,5/3Р

Трансформатор ТРДН-25000/110 V/1 25000/25000 кВА 115±9/1,78%/6,3 кВ Укл Д-11 Ук В-Н =10,5%
--

Трансформатор собственных нужд
Трансформатор тока нулевой последовательности
Разрядник 10 кВ
Трансформатор напряжения 10 кВ
Заземлитель 10кВ
Трансформатор тока 10 кВ, * - 10-750/5 А, 0,5S/0,5/10Р ** - 2000/5А, 0,5S/0,5/10Р/10Р *** - 750/5 А, 0,5S/0,5/10Р
Выключатель 10 кВ, * - I <sub>н</sub> =2500 А, 31,5 кА ** - I <sub>н</sub> =1000 А, 20 кА
Шины 10 кВ
Выключатель 10 кВ, * - I <sub>н</sub> =2500 А, 31,5 кА ** - I <sub>н</sub> =1000 А, 20 кА *** - I <sub>н</sub> =1000 А, 20 кА
Трансформатор тока 10 кВ, * - 10-750/5 А, 0,5S/0,5/10Р ** - 2000/5А, 0,5S/0,5/10Р *** - 750/5 А, 0,5S/0,5/10Р
Заземлитель 10кВ
Трансформатор напряжения 10 кВ
Разрядник 10 кВ
Трансформатор тока нулевой последовательности
Трансформатор собственных нужд

0012/С-ОТР-4-001									
Строительство ПС 110/10 кВ "Ключи"									
Основные технические решения									
Главная электрическая схема									
Формат А0									

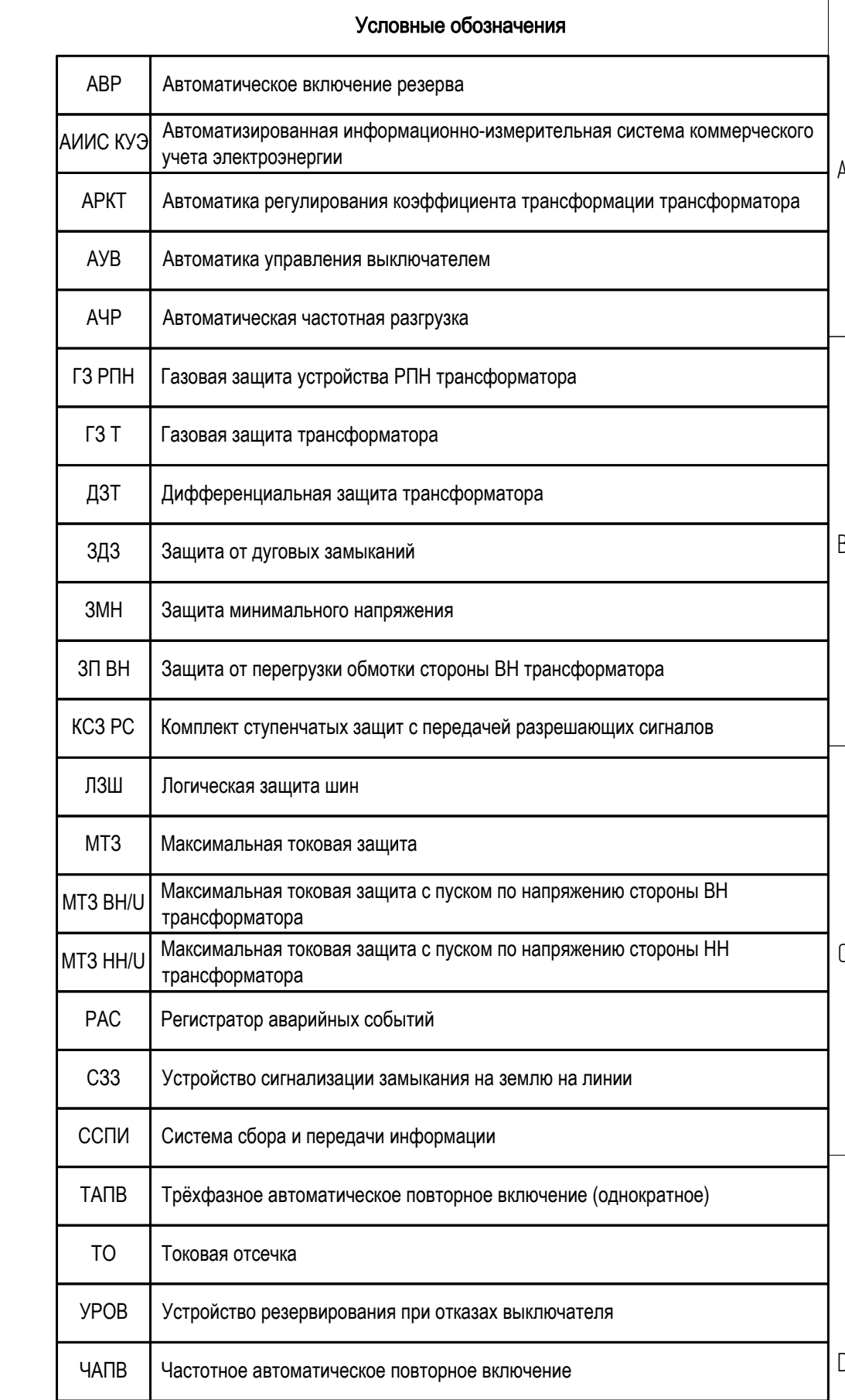
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примеч.
1		Разъединитель трехполюсный 110 кВ, с двумя заземляющими ножами РГП-110/1000	10	
2		Трансформатор тока 110 кВ	9	
3		Стойка с шинными опорами	6	
4		Выключатель 110 кВ баковый, элегазовый, In=1000, с трансформаторами тока встроенными	3	
5		Трансформатор напряжения емкостной 110 кВ, $\frac{110}{\sqrt{3}}/0,1/\sqrt{3}$ кВ, 0,5/3Р/0,5	2	
6		ОПН 110 кВ	8	
7		Трансформатор ТДН-25000/110 У1	2	
8		Прожекторная мачта с молниеприемником	4	



						0012/С-ОТР-Ч-002			
1	-	зам.	202-16	<i>Радз</i>	8.12.16	Строительство ПС 110/10 кВ "Ключи"			
Изм.	Копуч	Лист	Недож.	Подп.	Дата				
Разраб.		Радзиевский	<i>Радз</i>			Основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Шишков	<i>Шиш</i>					2	
Н. контр.		Шишков	<i>Шиш</i>						
						План ПС		ПМК СИБИРИ	

Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Согласовано		



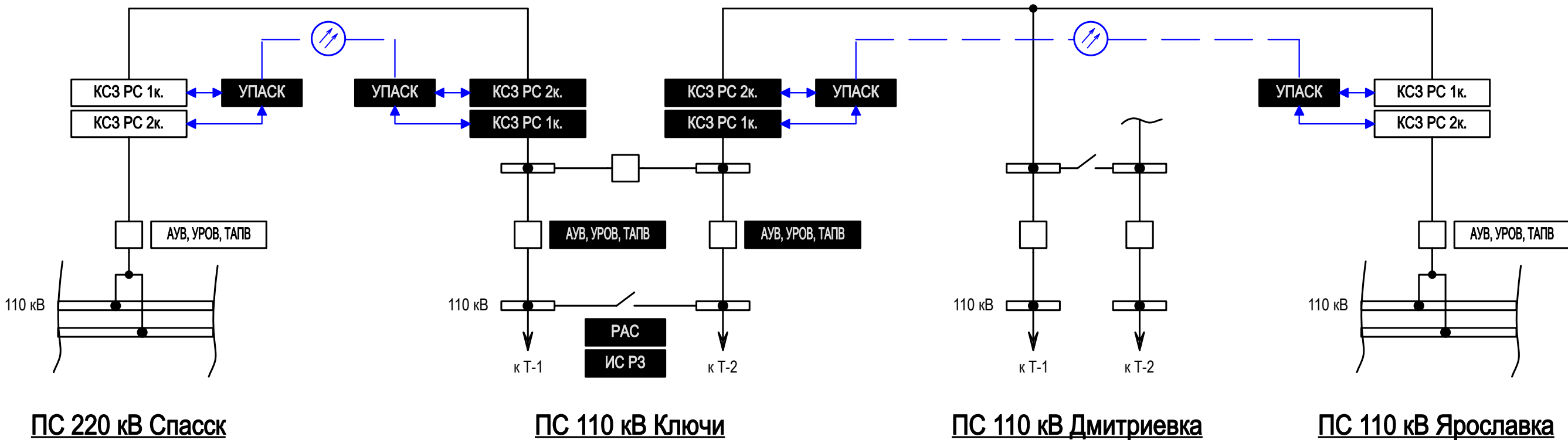


Примечание:  
Кэффициенты трансформации (Ктт) трансформаторов тока отходящих линий 10 кВ выбраны предварительно - только по условию 10%-ой погрешности без учета рабочего тока присоединения. Данные Ктт будут откорректированы на стадии ПД после получения значений максимальных рабочих токов по каждому из присоединений 10 кВ (по запросу - №01-0572-С от 15.11.2016).





						0012/С-ОТР-Ч-003						
						Строительство ПС 110/10 кВ "Ключи"						
1		Зам.	202-16		07.12.16							
Иван Колчугин Руководитель Проектирования	Александр Шихов	Полковник			Дата 13.11.16	Релейная защита, управление и автоматика	Статья п	Лист 1	Листов		Формат А3\б4	
Н. констр.	Шихов			13.11.16	ПС 110 кВ Ключи Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС							

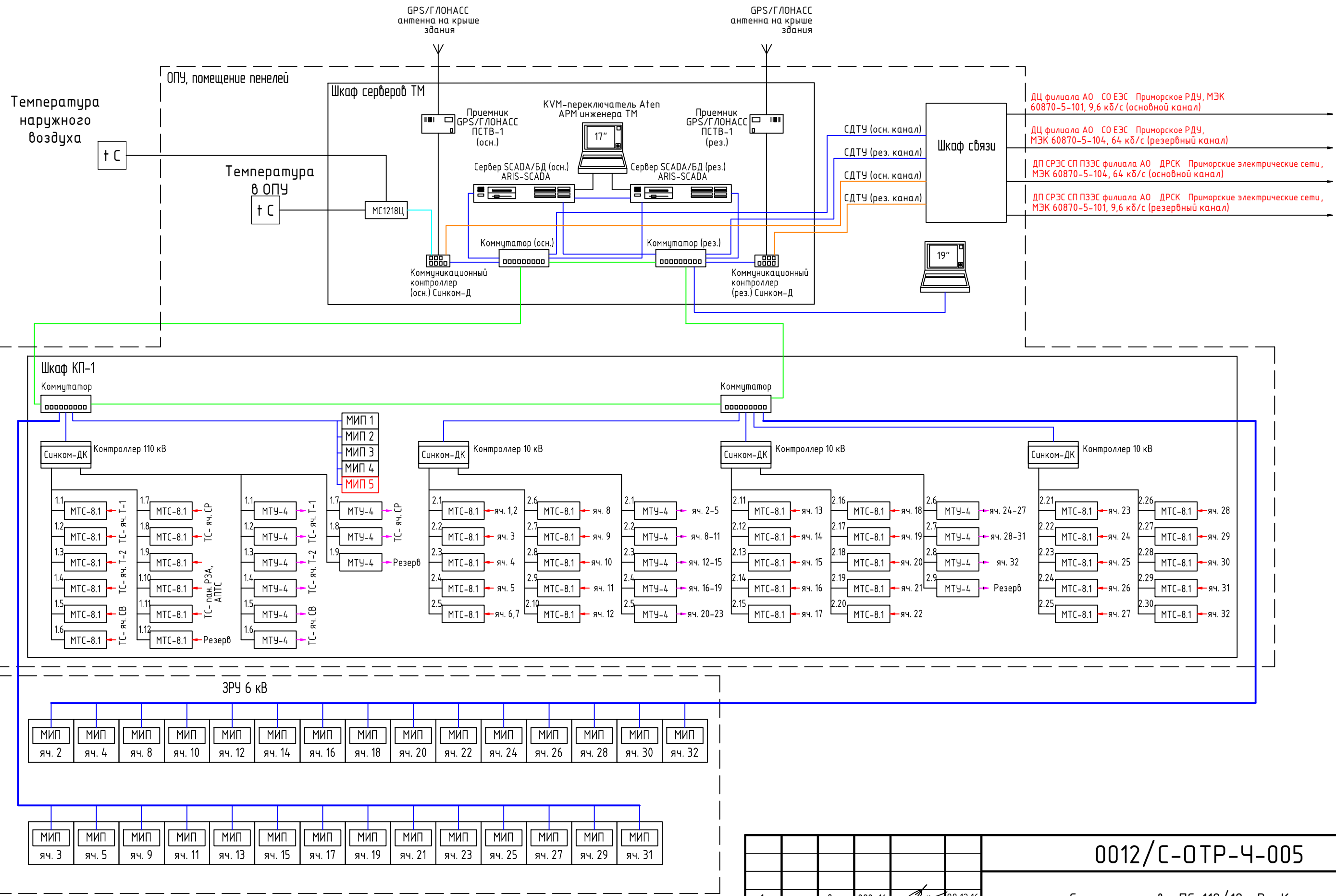
Условные обозначения

АУВ	Автоматика управления выключателем
ИС РЗ	Испытательная система для проверки релейной защиты и автоматики
КСЗ РС	Комплект ступенчатых защит с передачей разрешающих сигналов
РАС	Регистратор аварийных событий
УПАСК	Устройство передачи аварийных сигналов и команд
УРОВ	Устройство резервирования при отказах выключателя








- Устройства, предусмотренные данным титулом
- Устройства, установленные на существующих ПС
- Волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС)

						0012/С-ОТР-Ч-004			
						Строительство ПС 110/10 кВ "Ключи"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Релейная защита, управление и автоматика	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Опаленко			13.11.16		П	1	
Проверил		Шишков			13.11.16				
Н. контр.		Шишков			13.11.16	Схема размещения устройств РЗА в сети			

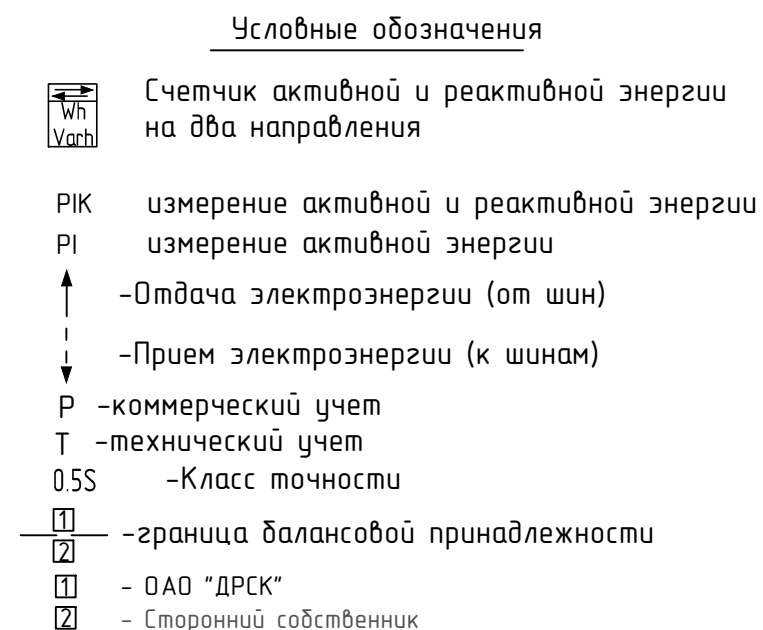



- Условные обозначения:
- Ethernet 10/100Base-T
  - Ethernet 1000Base-Fx
  - RS-232
  - RS-485
  - Цена ТС
  - Цена ТУ

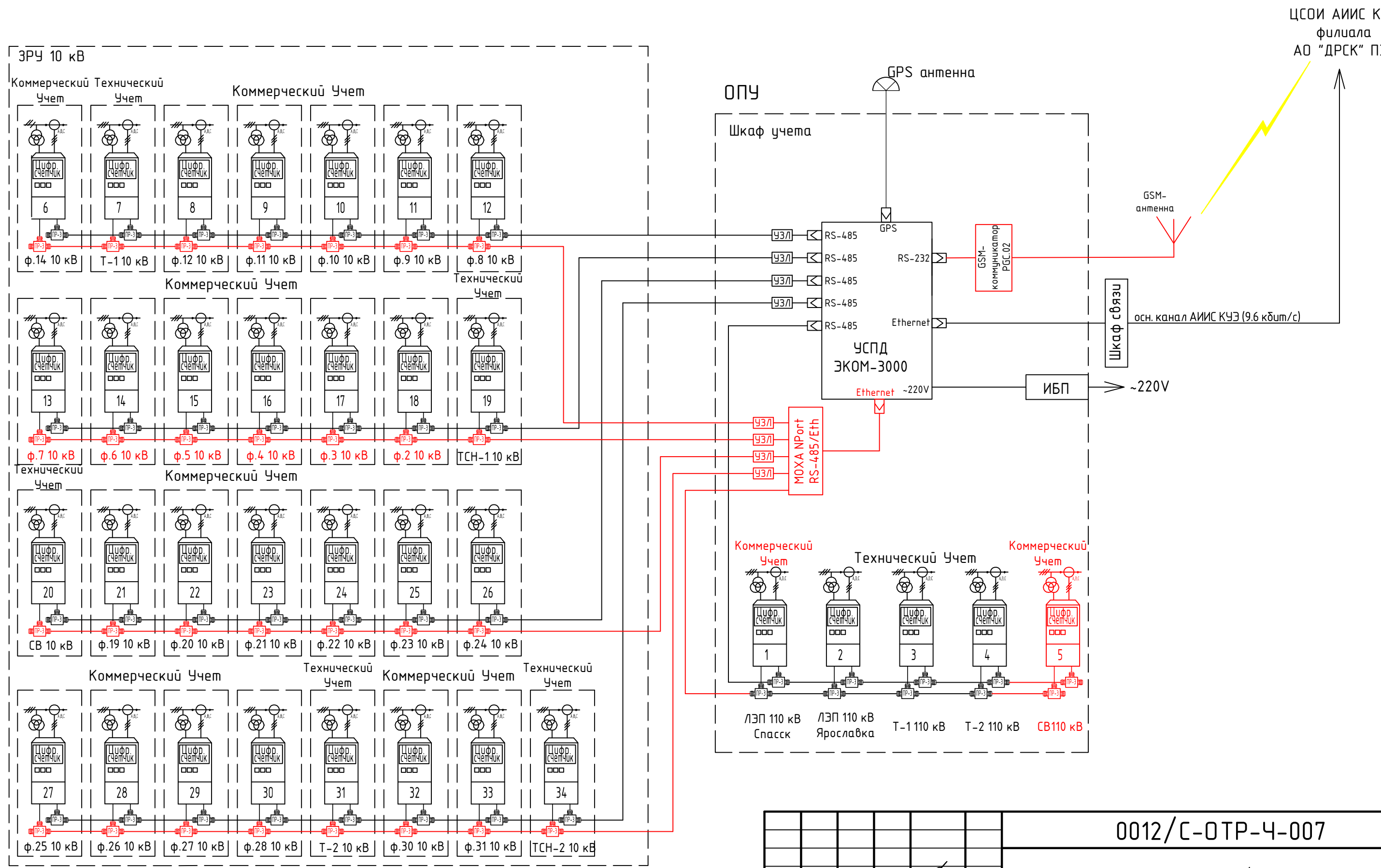
						0012/С-ОТР-4-005				
1	-	все	202-16		08.12.16	Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи»				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Система сбора и передачи информации		Стадия	Лист	Листов
Разработал		Славинский			18.11.16			П	1	
Проверил		Шишков			18.11.16					
						Структурная схема ССПИ			ПМК	СИБИРИ
Н.контр.		Шишков			18.11.16					





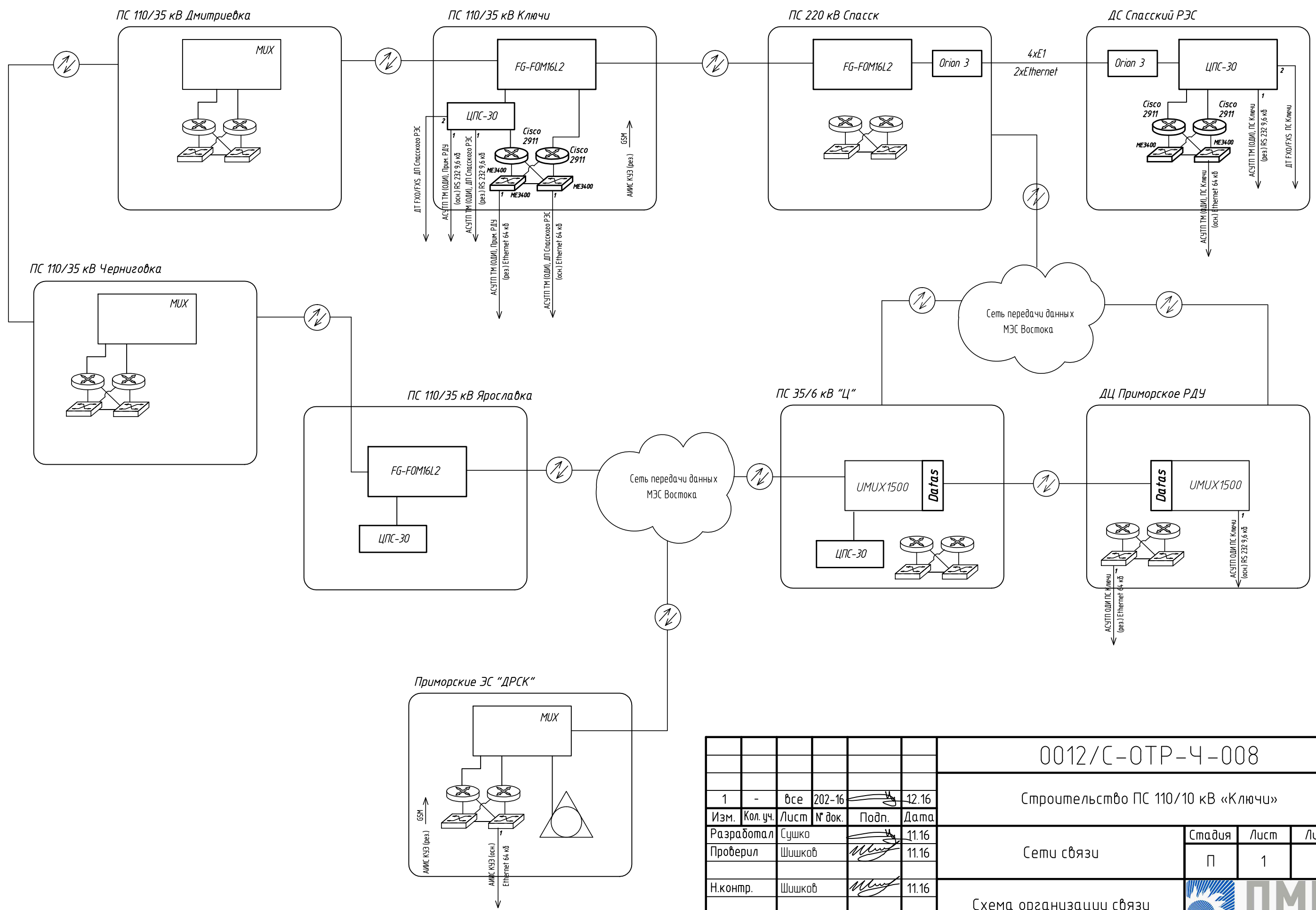


						0012/С-ОТР-Ч-006				
1	-	все	202-16	<i>Рз</i>	08.12.16	Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи»				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
Разработал		Славинский		<i>Рз</i>	18.11.16	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии		Стадия	Лист	Листов
Проверил		Шишков		<i>МШ</i>	18.11.16			П	1	
						Однолинейная схема с расстановкой счетчиков		 ПМК СИБИРИ		
Н.контр.		Шишков		<i>МШ</i>	18.11.16					



Взам. инв. №  
Подпись  
Инв. № подл.

						0012/С-ОТР-4-007			
						Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи»			
1	-	все	202-16		08.12.16	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии	Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		П	1	
Разработал	Славинский				18.11.16				
Проверил	Шишков				18.11.16				
Н.контр.	Шишков				18.11.16	Структурная схема АИИС КУЭ			



Согласовано:


Инв. N подл.	Подп и дата	Взам. инв N


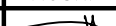



						0012/С-ОТР-Ч-008			
						Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи»			
1	-	все	202-16		12.16	Сети связи	Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		П	1	
Разработал	Сушко				11.16				
Проверил	Шишков				11.16	Схема организации связи			
Н.контр.	Шишков				11.16				



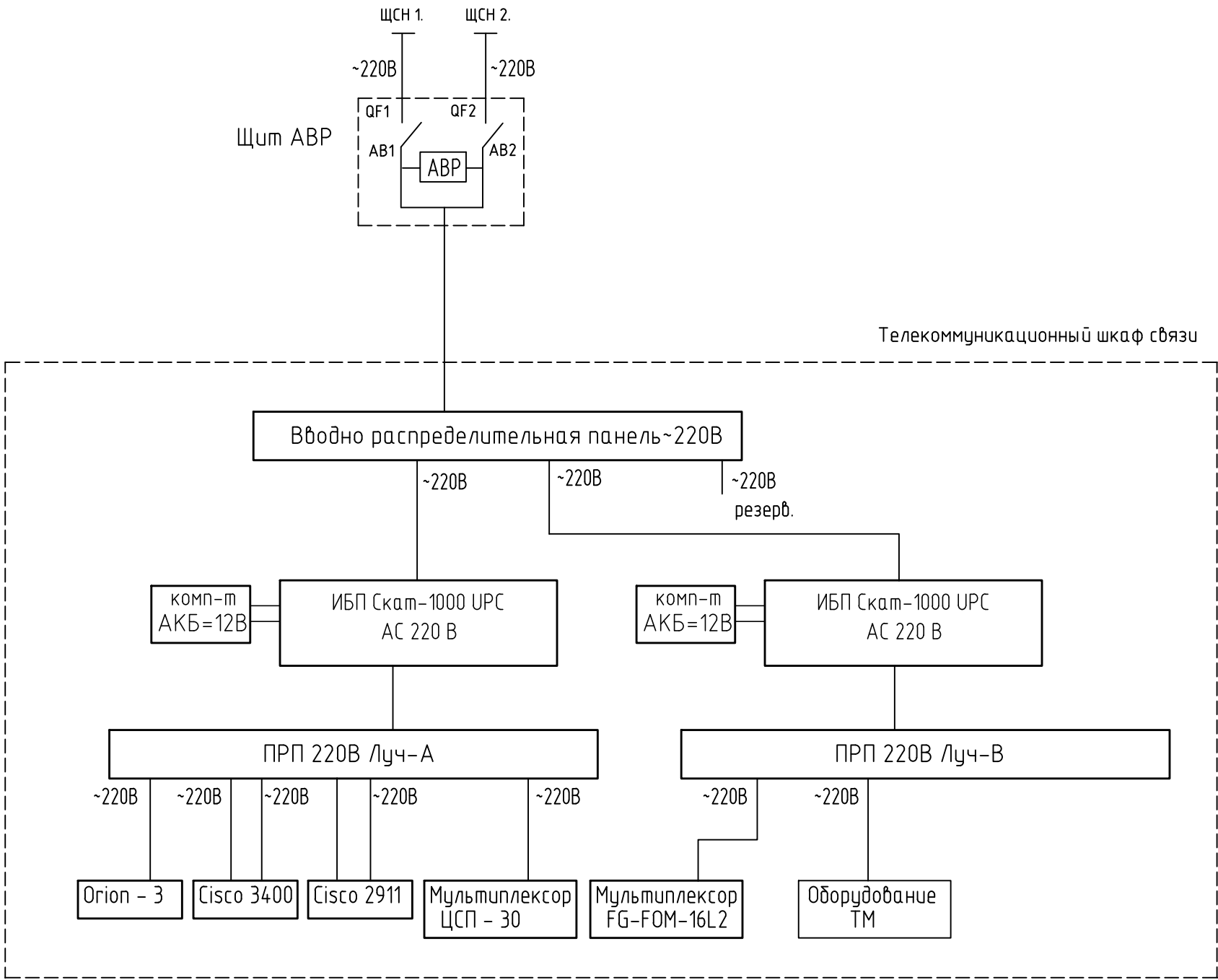
Тип канала	Интерфейс сопряжения	Кол-во каналов	ПС 110 КВ Ключи	ПС 220 кВ Спасск	ПС 220 КВ Ярославка	Сеть ВОЛС МЭС Востока	ДЦ Приморское РДУ	Приморское РДУ (Владивосток Западная 29)	ДП Спасского РЭС	ДРСК (Владивосток, ул.Стрелковая 21)	Примечание
Основные каналы											
АСУТП ТМ (ОДИ) 64 кбит/с	RS 232	1	●	●			●				
АСУТП ТМ (ОДИ) 64 кбит/с	Ethernet	1	●	●					●		
АИИС КУЭ 64 кбит/с	Ethernet	1	●		●	●				●	
FXO/FXS (ДТ)	2-х проб.	1	●	●					●		
Резервные каналы											
АСУТП ТМ (ОДИ) 9,6 кбит/с	Ethernet	1	●		●		●				
АСУТП ТМ (ОДИ) 9,6 кбит/с	RS 232	1	●		●				●		
FXO/FXS (ДТ)	2-х проб.	1	●	●					●		
АИИС КУЭ 9,6кбит/с	GSM	1	●							➤	

Условные обозначения:

● — ●      пункты ввода-вывода каналов






						0012/С-ОТР-Ч-009					
						Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи»					
1	-	все	202-16		12.16	Сети связи			Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				П	1	
Разработал	Сушко				11.16						
Проверил	Шишков				11.16	Таблица информационных каналов					
Н.контр.	Шишков				11.16						

Структурная схема организации электропитания



Примечание:

- 1. Проектом предусматривается доукомплектация системы электропитания оборудования связи на ПС Ярославка – комплектом ИБП SKAT1000UPS-AC 220В
- 2. Проектом предусматривается доукомплектация системы электропитания оборудования связи на Спасском РЭС – комплектом ИБП SKAT1000UPS-AC 220В

						0012/С-ОТР-4-010			
						Строительство ПС 110/10 кВ «Ключи»			
1	-	все	202-16		12.16	Сети связи	Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		П	1	
Разработал	Сушко				11.16				
Проверил	Шишков				11.16				
						Схема организации гарантированного электропитания		ПМК СИБИРИ	
Н.контр.	Шишков				11.16				