

Заказчик:

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»

**«Создание противоаварийной автоматики на объектах БАМ-2 на территории
ОЭС Востока для реализации схемы внешнего электроснабжения
энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Этап 4. Реконструкция ПА на транзитах 220 кВ Хабаровская - РЦ, РЦ -
Хабаровская ТЭЦ-3, **Хехшир 2** - Приморская ГРЭС, Приморская ГРЭС –
Лесозаводск. Модернизация ЛАПНУ ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС**

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

Подраздел 7. Технологические решения

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Часть 1. Объекты Филиала ПАО «Россети» - МЭС Востока. Хабаровское ПМЭС

1039072-4-ПИР/23-ИОС7.2.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	03/24		07.24
2	04/24		09.24

Заказчик:

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»

**«Создание противоаварийной автоматики на объектах БАМ-2 на территории
ОЭС Востока для реализации схемы внешнего электроснабжения
энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Этап 4. Реконструкция ПА на транзитах 220 кВ Хабаровская - РЦ, РЦ -
Хабаровская ТЭЦ-3, **Хехцир 2** - Приморская ГРЭС, Приморская ГРЭС –
Лесозаводск. Модернизация ЛАПНУ ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС**

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

Подраздел 7. Технологические решения

**Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП).
Часть 1. Объекты Филиала ПАО «Россети» - МЭС Востока. Хабаровское ПМЭС**

1039072-4-ПИР/23-ИОС7.2.1

Директор по ИТС –
начальник департамента



М.В. Шевцов

Главный инженер проекта



А.В. Немцов

Взам. Инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

										2			
Содержание тома													
Обозначение				Наименование				Лист		Примечание			
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.С				Содержание				2		Изм.2 (Зам.)			
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.СП				Состав проекта				3					
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ				Пояснительная записка				4		Изм.2 (Зам.)			
Чертежи													
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-01				ПС 500 кВ Хабаровская. АСУ ТП. Схема структурная				66		Изм.2 (Зам.)			
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-02				ПС 220 кВ Левобережная. ССПИ. Схема структурная				68					
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-03				ПС 220 кВ РЦ. АСУ ТП. Схема структурная				69		Изм.2 (Зам.)			
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-04				ПС 500 кВ Хабаровская. АСУ ТП. План расположения панелей				70		Изм.2 (Зам.)			
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-05				ПС 220 кВ Левобережная. ССПИ. План расположения панелей				71					
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-06				ПС 220 кВ РЦ. АСУ ТП. План расположения панелей				72		Изм.2 (Зам.)			
Прилагаемые документы													
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.СО				Спецификация оборудования изделий и материалов				73		Изм.1 (Зам.)			
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ВО				Ведомость объемов работ				76		Изм.2 (Аннулирован)			
Согласовано													
	Взам. инв. №												
	Подп. и дата												
	Инв. № подл.												
			2	-	Зам.	04/24		09.24	1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.С				
			1	-	Зам.	03/24		07.24					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата								
Разработал		Левшин				06.24		Содержание тома			Стадия	Лист	Листов
Проверил.		Ткачев				06.24					П		1
											АО «Россети Научно-технический центр»		
ГИП		Немцов				06.24							

Содержание

1	Введение	9
1.1	Основание для выполнения проекта.....	9
1.2	Перечень нормативной и нормативно-правовой документации	10
2	Этапность реализации	11
3	АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская	14
3.1	Описание существующего ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская	14
3.2	Уровни иерархии ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская	14
3.3	Состав технологических и базовых функций АСУ ТП	16
3.4	Технические решения ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская.....	17
3.4.1	Состав оборудования ПС 500 кВ Хабаровская устанавливаемого в рамках данного титула.....	18
3.4.2	Интеграция АСУ ТП с системой ПА.....	18
3.5	Обмен информацией с вышестоящими уровнями управления.....	20
3.5.1	Обмен оперативной информацией.....	20
3.5.2	Объемы сбора оперативной информации от вновь вводимого оборудования в рамках данного титула.....	21
3.6	Объем пусконаладочных работ оборудования АСУ ТП	22
4	ССПИ ПС 220 кВ Левобережная	23
4.1	Описание существующего ПТК ССПИ ПС 220 кВ Левобережная	23
4.2	Уровни иерархии ПТК ССПИ ПС 220 кВ Левобережная	24
4.3	Состав технологических и базовых функций ССПИ.....	25
4.4	Технические решения ПТК ССПИ ПС 220 кВ Левобережная.....	26
4.4.1	Состав оборудования ПС 220 кВ Левобережная устанавливаемого в рамках данного титула.....	27
4.4.2	Интеграция ССПИ с системой ПА	27

Согласовано					
Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					

2	-	Все	04/24		09.24	1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ			
1	-	Все	03/24		07.24				
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разработал		Левшин			06.24	Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП). Объекты Филиала ПАО «Россети» - МЭС Востока. Хабаровское ПМЭС	Стадия	Лист	Листов
Проверил.		Ткачев			06.24		П	1	62
							АО «Россети Научно-технический центр»		
ГИП		Немцов			06.24				
Пояснительная записка									

4.5	Обмен информацией с вышестоящими уровнями управления.....	30
4.5.1	Обмен оперативной информацией.....	30
4.5.2	Объемы сбора оперативной информации от вновь вводимого оборудования в рамках данного титула	31
4.6	Объем пусконаладочных работ оборудования ССПИ.....	32
5	АСУ ТП ПС 220 кВ РЦ.....	34
5.1	Описание существующего ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ РЦ.....	34
5.2	Уровни иерархии ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ РЦ	34
5.3	Состав технологических и базовых функций АСУ ТП	36
5.4	Технические решения ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ РЦ	38
5.4.1	Состав оборудования ПС 220 кВ РЦ устанавливаемого в рамках данного титула	38
5.4.2	Интеграция АСУ ТП с системой ПА.....	38
5.5	Обмен информацией с вышестоящими уровнями управления.....	41
5.5.1	Обмен оперативной информацией.....	41
5.5.2	Объемы сбора оперативной информации от вновь вводимого оборудования в рамках данного титула	42
5.6	Объем пусконаладочных работ оборудования АСУ ТП	42
6	АСУ ТП ПС 220 кВ Амур	44
6.1	Описание существующего ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ Амур	44
6.2	Уровни иерархии ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ Амур.....	44
6.3	Состав технологических и базовых функций АСУ ТП	46
6.4	Технические решения ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ Амур	47
6.4.1	Состав оборудования ПС 220 кВ Амур устанавливаемого в рамках данного титула.....	48
6.4.2	Интеграция АСУ ТП с системой ПА.....	48
6.5	Объем пусконаладочных работ оборудования АСУ ТП	49
7	АСУ ТП ПС 500 кВ Хехцир 2.....	50
7.1	Описание существующего ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хехцир 2.....	50
7.2	Уровни иерархии ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хехцир 2	50
7.3	Состав технологических и базовых функций АСУ ТП	52
7.4	Технические решения ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хехцир 2.....	53

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2

7.4.1 Состав оборудования ПС 500 кВ Хехцир 2 устанавливаемого в рамках данного титула ..	54
7.4.2 Интеграция АСУ ТП с системой ПА	54
7.5 Объем пусконаладочных работ оборудования АСУ ТП	54
8 ССПИ ПС 220 кВ Гидролизная	55
8.1 Описание существующего ПТК ССПИ ПС 220 кВ Гидролизная	55
8.2 Уровни иерархии ПТК ССПИ ПС 220 кВ Гидролизная	56
8.3 Состав технологических и базовых функций ССПИ	57
8.4 Технические решения ПТК ССПИ ПС 220 кВ Гидролизная	58
8.4.1 Состав оборудования ПС 220 кВ Гидролизная устанавливаемого в рамках данного титула	59
8.4.2 Интеграция ССПИ с системой ПА	59
8.5 Объем пусконаладочных работ оборудования ССПИ	60
9 Состав работ в части АСУ ТП	61
10 Смежные части проекта	62
10.1 Методика приемосдаточных испытаний	62
10.2 Части ПД не подлежащие корректировке	62

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист		
						</			

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

АБ – аккумуляторная батарея;
 АВПА – аппаратура высокочастотная каналов автоматики;
 АВР – автоматический ввод резерва;
 АЛАР – автоматическая ликвидация асинхронного режима;
 АЭС – атомная электростанция;
 АОПО – автоматическое ограничение перегрузки оборудования;
 АОСН – автоматическое ограничение снижения напряжения;
 АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
 АРМ – автоматизированное рабочее место;
 АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;
 АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
 ВЛ – воздушная линия электропередачи;
 ВУ – выпрямительное устройство;
 ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;
 ВЧ – высокочастотный;
 ГГС – громкоговорящая связь;
 ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
 ИЭУ – интеллектуальное электронное устройство;
 ИТС – информационно-технологическая система;
 ЛВС – локальная вычислительная сеть;
 ЛЭП – линия электропередачи;
 МЭК – Международная электротехническая комиссия;
 ОПУ – общеподстанционный пункт управления;
 ОРУ – открытое распределительное устройство;
 ПА – противоаварийная автоматика;
 ПРД – передатчик;
 ПРМ – приемник;
 ПС – подстанция;
 ПТК – программно-технический комплекс;
 ПТС – программно-технические средства;
 РАС (РАСП) – регистратор аварийных событий и процессов;
 РЗ – релейная защита;
 РЗА – релейная защита и автоматика;
 СДТУ – средства диспетчерского и технологического управления;

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ПРД – передатчик; ПРМ – приемник; ПС – подстанция; ПТК – программно-технический комплекс; ПТС – программно-технические средства; РАС (РАСП) – регистратор аварийных событий и процессов; РЗ – релейная защита; РЗА – релейная защита и автоматика; СДТУ – средства диспетчерского и технологического управления;							
									1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		4

СОПТ – система оперативного постоянного тока;

ССПИ – система сбора и передачи информации;

ТМ – телемеханика;

УПАСК – устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд;

ФОЛ – фиксация отключения линии;

ЦСПИ – цифровая система передачи информации.

Инов. № подл.						Подп. и дата	Взам. инв. №	
						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ		Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			5

1.1 Основание для выполнения проекта

- Задания на проектирование «Создание противоаварийной автоматики на объектах БАМ-2 на территории ОЭС Востока для реализации схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»;

- Инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020 – 2024 годы, утвержденная приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28.12.2021 № 35@;

- Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн. тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр.;

- Протокол совещания по вопросу устранения замечаний АО «СО ЕЭС» к проекту корректировки инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020-2024 гг. от 21.12.2021.

- Строительство ПП 500 кВ Нерген с установкой УШР 500 кВ мощностью не менее 180 Мвар с реконструкцией ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская протяженностью 364 км с образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген ориентировочной протяженностью 265 км и ВЛ 500 кВ Комсомольская – Нерген ориентировочной протяженностью 101 км, строительство одного шинопровода от ПП 500 кВ Нерген до ПС 500 кВ Таежная ориентировочной протяженностью 0,5 км (для ТП энергопринимающих устройств ООО «Амур Минералс»);

Взам. инв. №	тировки инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020-2024 гг. от 21.12.2021.					
	Перечень инвестиционных проектов, работ и программ, с которыми координируются решения проектной документации, разрабатываемой по данному титулу: - Строительство ПП 500 кВ Нерген с установкой УШР 500 кВ мощностью не менее 180 Мвар с реконструкцией ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская протяженностью 364 км с образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген ориентировочной протяженностью 265 км и ВЛ 500 кВ Комсомольская – Нерген ориентировочной протяженностью 101 км, строительство одного шинопровода от ПП 500 кВ Нерген до ПС 500 кВ Таежная ориентировочной протяженностью 0,5 км (для ТП энергопринимающих устройств ООО «Амур Минералс»);					
Подп. и дата						
Инв. № подл.						
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ						Лист
						6

- Модернизация ССПИ на объектах филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока (2 этап строительства. 14 ССПИ ПС) по Программе ПНиН ЕНЭС, 32 объекта;

При разработке проектной документации учтены основные технические решения для, представленные в томе 1039072-ПИР/23-ОТР-ПАЗ.

1.2 Перечень нормативной и нормативно-правовой документации

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных и технических документов:

- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.028-2017)»
- «Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления» (СТО 56947007-29.130.01.092-2011)
- «Об утверждении типового перечня сигналов, поступающих от РЗА, ПА, АИИС КУЭ и инженерных систем подстанции в АСУ ТП» (распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.06.2010 г. № 366р)
- «Положение о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» (утвержденное 17.05.2019)
- ПУЭ 7 изд.

Инв. № подл.						Подп. и дата	Взам. инв. №
						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
							7
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2 Этапность реализации

В рамках данного титула предусматривается следующая этапность реализации мероприятий по модернизации противоаварийной автоматики и связи.

1. Этап 1. Реконструкция противоаварийной автоматики на транзитах 220 кВ от ПС 220 кВ Могоча до ПС 500 кВ Амурская. Реконструкция ЛАПНУ Зейской ГЭС, АРПМ ПС 220 кВ Магдагачи, АОПО 220 кВ Магдагачи, АОПО ПС 220 кВ Ключевая.

- 1.1. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Могоча
- 1.2. Модернизация устройств ПА на ПС 500 кВ Даурия
- 1.3. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Сквордино
- 1.4. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Магдагачи
- 1.5. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Ключевая
- 1.6. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Светлая
- 1.7. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Сиваки
- 1.8. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ НПС-24
- 1.9. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Шимановск
- 1.10. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Ледяная
- 1.11. Модернизация устройств ПА на ПП 220 кВ Зея
- 1.12. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 500 кВ Амурская
- 1.13. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Семиозерный
- 1.14. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Чичатка
- 1.15. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Амазар
- 1.16. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Аячи/т
- 1.17. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т
- 1.18. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Большая Омутная/т
- 1.19. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ БАМ/т
- 1.20. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Сгибеево/т
- 1.21. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Уруша/т
- 1.22. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Сквордино/т
- 1.23. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Ульручи/т
- 1.24. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Талдан/т
- 1.25. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Гонжа/т
- 1.26. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 27,5 кВ Магдагачи/т
- 1.27. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Сулус/т
- 1.28. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Чалганы/т

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	1.19. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ БАМ/т						Лист	
			1.20. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Сгибеево/т							
			1.21. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Уруша/т						8	
			1.22. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Сквородино/т							
			1.23. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Ульручи/т							
			1.24. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Талдан/т							
			1.25. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Гонжа/т							
			1.26. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 27,5 кВ Магдагачи/т							
			1.27. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Сулус/т							
			1.28. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Чалганы/т							
									1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

1.29. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Си-
ваки/т

1.30. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Му-
хинская/т

1.31. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Ши-
мановск/т

1.32. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Ледяная/т

1.33. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ НПС-23

1.34. Модернизация устройств ПА на Зейской ГЭС

1.35. Модернизация устройств ПА на ОРУ 220 кВ Свободненской ТЭС

2. Этап 2. Реконструкция противоаварийной автоматики на транзитах 220 кВ от ПС 500 кВ от Амурская до ПС 220 кВ Облучье. Реконструкция ЛАПНУ Бурейской ГЭС, АОПО Бурейской ГЭС, АОПО ПС 220 кВ Завитая.

2.1. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Белогорск

2.2. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Хвойная

2.3. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Завитая

2.4. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Архара

2.5. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Облучье

2.6. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Михайло-Чесноковская/т

2.7. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Белогорск/т

2.8. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Короли/т

2.9. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Завитая/т

2.10. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Ядрин/т

2.11. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ НПС-26

2.12. Установка/модернизация устройств ПА Бурейской ГЭС

3. Этап 3. Реконструкция ПА на транзите 110 кВ Уссурийск-2 - Западная - Артемовская ТЭЦ.

3.1. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Уссурийск-2

3.2. Модернизация устройств ПА на ПС 110 кВ Уссурийск/т

3.3. Модернизация устройств ПА на ПС 110 кВ Надеждинская/т

3.4. Модернизация устройств ПА на Артемовской ТЭЦ

3.5. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Западная

3.6. Модернизация устройств ПА на ПС 110 кВ Прохладная.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ

Лист

9

4. Этап 4. Реконструкция ПА на транзитах 220 кВ Хабаровская - РЦ, РЦ - Хабаровская ТЭЦ-3, **Хехцир 2** - Приморская ГРЭС, Приморская ГРЭС - Лесозаводск. Модернизация ЛАПНУ ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС.

4.1. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 500 кВ Хабаровская

4.2. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Левобережная

4.3. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ РЦ

4.4. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Амур

4.5. Модернизация устройств ПА на ПС 500 кВ **Хехцир 2**

4.6. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Хехцир

4.7. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Гидролизная

4.8. Модернизация устройств ПА на ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС

4.9. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Лесозаводск

4.10. Модернизация устройств ПА 220 кВ Приморской ГРЭС, находящихся на балансе Филиала ПАО «Россети» МЭС Востока.

4.11. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Волочаевка/т

4.12. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Аван/т

4.13. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Дормидонтовка/т

4.14. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Бикин/т

4.15. Установка/модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Розенгартовка/т

4.16. Модернизация устройств ПА на ПС 220 кВ Губерово/т

4.17. Установка устройств ВЧ связи ССТМ на Приморской ГРЭС

4.18. Модернизация устройств ПА на Хабаровской ТЭЦ-3.

Выполнение этапов реализации не зависит друг от друга. Последовательность реализации этапов не привязана к номерам этапов.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			10

3.1 Описание существующего ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаров-

- мониторинг состояния оборудования ПС в режиме реального времени;
- предотвращение возникновения и развития технологических нарушений и снижение ущерба.

- ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская является системой нижнего уровня в рамках иерархической автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) МЭС Востока, снабжая высшие уровни иерархии информацией о функционировании ПС.

ПТК АСУ ТП представляет собой распределенную систему, работающую в реальном масштабе времени, оснащенную средствами управления, сбора, обработки, регистрации, хранения и передачи информации, в которой внутрисистемные коммуникации между компонентами осуществляются на основе применения протоколов группы стандартов МЭК 61850.

Детальное описание существующей АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская представлено в ранее разработанных томах рабочей документации и основывается на современных информационно-технологических принципах с использованием современных программных и технических средств,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	жая вышешие уровни иерархии информацией о функционировании ПС.				
			ПТК АСУ ТП представляет собой распределенную систему, работающую в реальном масштабе времени, оснащенную средствами управления, сбора, обработки, регистрации, хранения и передачи информации, в которой внутрисистемные коммуникации между компонентами осуществляются на основе применения протоколов группы стандартов МЭК 61850.				
			3.2 Уровни иерархии ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская				
Детальное описание существующей АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская представлено в ранее разработанных томах рабочей документации и основывается на современных информационно-технологических принципах с использованием современных программных и технических средств,							
						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

выполненных на микропроцессорной элементной базе, на основе применения протоколов группы стандартов МЭК 61850.

В системе выделяется три уровня программно-технических средств (ПТС): нижний (полевой, уровень присоединения), средний и верхний (подстанционный).

К нижнему уровню относятся устройства, которые непосредственно связаны с объектами мониторинга и управления.

Нижний уровень АСУ ТП построен на базе следующих устройств:

- устройства связи с объектом (УСО) присоединений 500 и 220 кВ, выполненные на базе контроллеров/терминалов ЭКРА 243 производства ООО НПП «ЭКРА». Оборудование полевого уровня размещено в непосредственной близости к первичному оборудованию ОРУ 500 и 220 кВ;
- измерительные преобразователи ЭНИП-2 производства ИЦ «Энергосервис».

Микропроцессорные (МП) устройства РЗА, РАС, ПА, ОМП, ЦС и т.п. как устройства отдельных автономных подсистем логически также являются устройствами нижнего уровня АСУ ТП, и используются в качестве источника значительного объема информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах.

Устройства нижнего уровня подключаются в ЛВС, организованную на сетевых коммутаторах Siemens серии RSG2300 и RSG2488, которые образуют оптические кольца сети АСУ ТП.

К среднему уровню относятся устройства, выполняющие задачи концентрации, обработки и обмена информацией между устройствами нижнего и верхнего уровня, передачи информации с подстанции в вышестоящие уровни иерархии (Тихоокеанского РДУ, ЦУС Хабаровского ПМЭС).

Средний уровень АСУ ТП строится на базе следующих устройств:

- 2 стационарных сервера Advantech UNO (сервера ТМ);
- сетевые коммутаторы Siemens серии Ruggedcom RSG2300 и RSG2488;
- межсетевые экраны Cisco серии ASA5505;
- серверы точного времени.

Резервированные серверы ТМ Advantech UNO предназначены для сбора и предварительной обработки телеметрической информации с оборудования нижнего уровня АСУ ТП и передачи её на верхние уровни иерархии (ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС).

Устройства среднего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано.

К устройствам верхнего уровня ПТК АСУ ТП ПС относятся устройства сбора, обработки и архивирования данных (сервера), представления информации пользователям (АРМ, принтеры и т.д.).

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ		Лист	
									12

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ		Лист	
									12

- серверы SCADA/БД (резервированные);
- автоматизированные рабочие места (АРМ) и принтеры в их состав;

Сервер SCADA/БД выполняет сбор, централизованную обработку информации, ее хранение и выдачу на рабочие места операторов для предоставления пользователям Системы.

В существующем ПТК предусмотрены следующие виды АРМ:

- В качестве системы мониторинга и управления на АРМ используется SCADA-система ПО ЕКРА SCADA производства ООО НПП «ЭКРА». Данная SCADA-система имеет безлимитную лицензию.

Устройства верхнего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано.

3.3 Состав технологических и базовых функций АСУ ТП

- сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;

- контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы и вывод их на экран;
- представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС, ЦУС, ПМЭС, ДЦ (РДУ) (контроль, диагностика и визуализация состояния оборудования ПС);
- управление и дистанционное управление оборудованием ПС, в том числе КА ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи, а так же резервное управление при отказах верх-

						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лис
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		13

него и среднего уровня АСУ ТП;

- удаленное изменение групп уставок и функций терминалов РЗА;
- программные блокировки управления КА (оперативная логическая блокировка КА);
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализации;
- РАС;
- ОМП на ВЛ;
- контроль уровней напряжения на главных шинах ПП;
- информационное взаимодействие с имеющимися на ПП автономными цифровыми системами (РЗА, ПА, РАС, АИИС КУЭ и т.п.) по стандартным протоколам;
- обмен оперативной информацией с верхними уровнями иерархии управления (ЦУС, РДУ);
- обмен неоперативной технологической информацией с верхними уровнями иерархии управления (ЦУС, ПМЭС и МЭС);
- мониторинг работы первичного оборудования.

Состав базовых (общесистемных) функций АСУ ТП:

- организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций;
- тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК;
- синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУ ТП автономных цифровых систем;
- архивирование и хранение информации;
- защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям;
- формирование и печать отчетов в заданной форме;
- программирование и конфигурирование.

3.4 Технические решения ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская

Модернизация и расширение существующего ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская по данному титулу не рассматривается.

Интеграция вновь устанавливаемого оборудования ПА будет выполняться по цифровым интерфейсам с использованием протокола МЭК 61850-8-1.

В качестве основной среды передачи информации предусматривается использование многомодового оптического волокна с разъемами типа LC/LC (для типовых шкафов ПА и УПАСК, подключаемых во вновь образуемый сегмент ЛВС АСУ ТП).

Так как существующая SCADA-система имеет безлимитную лицензию, а на текущий мо-

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	3.4 Технические решения ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская									
			Модернизация и расширение существующего ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская по данному титулу не рассматривается.									
			Интеграция вновь устанавливаемого оборудования ПА будет выполняться по цифровым интерфейсам с использованием протокола МЭК 61850-8-1. В качестве основной среды передачи информации предусматривается использование многомодового оптического волокна с разъемами типа LC/LC (для типовых шкафов ПА и УПАСК, подключаемых во вновь образуемый сегмент ЛВС АСУ ТП).									
Так как существующая SCADA-система имеет безлимитную лицензию, а на текущий мо-												
						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ						Лист
												14
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

мент используется около 20000 переменных, то отсутствует необходимость в расширении данной лицензии.

Структурная схема АСУ ТП ПС 500 кВ Хабаровская приведена на чертеже 1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-01.

Схема расположения панелей на ПС 500 кВ Хабаровская приведена на чертеже 1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-04.

3.4.1 Состав оборудования ПС 500 кВ Хабаровская устанавливаемого в рамках данного титула

При выполнении работ в рамках данного титула на ПС 500 кВ Хабаровская не предусматривается установка и/или замена первичного/основного оборудования ПС.

В рамках данного титула предусматриваются работы по установке новых устройств/оборудования ПА:

- шкаф ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 408/364 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Волочаевка/т (Л-214) (ОПУ, панель №162);
- шкаф ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 390/388 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная (Л-213) (ОПУ, панель №156).

Также предусматриваются демонтажные работы следующего оборудования:

- шкаф УПК-Ц 220 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Левобережная (Л-213), ПРМ УПК-Ц 288 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Левобережная (Л-213) (ОПУ, панель №159);
- шкаф ПРД УПК-Ц 408 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Волочаевка/т (Л-214), ПРМ УПК-Ц 364 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Волочаевка/т (Л-214) (ОПУ, панель №162);

Демонтируемые шкафы ранее не были интегрированы в АСУ ТП.

3.4.2 Интеграция АСУ ТП с системой ПА

Вновь устанавливаемые/заменяемые на ПС 500 кВ Хабаровская устройства ПА имеют двойное назначение: как собственно устройства системы ПА и как компоненты нижнего уровня ПТК АСУ ТП. Как компоненты АСУ ТП устройства ПА используются в качестве источников информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах, как на ПС, так и на верхних уровнях управления электрическими сетями.

От вновь устанавливаемых микропроцессорных устройств ПА предусматривается передача цифровой информации, включающей данные о срабатывании конкретных устройств ПА, данные самодиагностики и данные для регистрации аварийных процессов.

Интеграция проектируемых в рамках данного титула шкафов ПА (УПАСК) в существующий ПТК АСУ ТП по цифровым каналам будет осуществляться на свободные порты Ethernet 100 BaseFX сетевых коммутаторов шкафа ШСК №5 (ОПУ, панель №85), которые устанавливается по

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ПТК АСУ ТП. Как компоненты АСУ ТП устройства ПА используются в качестве источников информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах, как на ПС, так и на верхних уровнях управления электрическими сетями. От вновь устанавливаемых микропроцессорных устройств ПА предусматривается передача цифровой информации, включающей данные о срабатывании конкретных устройств ПА, данные самодиагностики и данные для регистрации аварийных процессов. Интеграция проектируемых в рамках данного титула шкафов ПА (УПАСК) в существующий ПТК АСУ ТП по цифровым каналам будет осуществляться на свободные порты Ethernet 100 BaseFX сетевых коммутаторов шкафа ШСК №5 (ОПУ, панель №85), которые устанавливается по								
			1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ						Лист		
									15		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

смежному титулу «Строительство ПП 500 кВ Нерген с установкой УШР 500 кВ мощностью не менее 180 Мвар с реконструкцией ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская протяженностью 364 км с образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген ориентировочной протяженностью 265 км и ВЛ 500 кВ Комсомольская – Нерген ориентировочной протяженностью 101 км, строительство одного шинопровода от ПП 500 кВ Нерген до ПС 500 кВ Таёжная ориентировочной протяженностью 0,5 км (для ТП энергопринимающих устройств ООО «Амур Минералс»»).

Интеграция вновь устанавливаемых терминалов ПА выполняется по цифровым интерфейсам с использованием протокола МЭК 61850-8.

В качестве протокола для передачи данных на верхний уровень АСУ ТП должен использоваться протокол МЭК 61850-8-1 (MMS).

В таблице 3.1 представлено количество сигналов от типовых устройств/шкафов ПА и УПАСК поступающих в АСУ ТП в «цифровом виде».

Количество сигналов определено в соответствии с СТО (СТО 56947007-33.040.20.288-2019) на типовые шкафы ПА и УПАСК.

Таблица 3.1 – Количество сигналов от типовых устройств/шкафов ПА и УПАСК поступающих в АСУ ТП в «цифровом виде»

№ п/п	Наименование шкафа/системы	НТД	Кол-во сигналов	Интеграция
1.	ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 408/364 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Волочаевка/т (Л-214)	СТО 56947007-33.040.20.288-2019. табл. 5.13, 5.17, 5.18, 6.4	ТС=193	МЭК 61850-8-1 (MMS)
2.	ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 390/388 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная (Л-213)	СТО 56947007-33.040.20.288-2019. табл. 5.13, 5.17, 5.18, 6.4	ТС=193	МЭК 61850-8-1 (MMS)

Источниками информации (дискретных сигналов) вводимыми в АСУ ТП в объеме данного титула являются:

- контакты выходных реле автономных устройств и подсистем (ПА).

Сбор дискретной информации от устанавливаемого по данному титулу оборудования ПА, будет осуществляться в Шкаф контроллера ОПС (ОПУ, панель №89Р) на свободные дискретные входа контроллера присоединений ЭКРА 243 (А1).

Дискретные сигналы будут поступать в АСУ ТП в виде «сухого контакта» (уровень напряжения для питания «сухого контакта» = 220 В).

Ввод информации «сухими» контактами применяется для оборудования ПА для передачи статусных сигналов «общая неисправность» и «срабатывание устройства».

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	го титула являются:					
			- контакты выходных реле автономных устройств и подсистем (ПА).					
			Сбор дискретной информации от устанавливаемого по данному титулу оборудования ПА, будет осуществляться в Шкаф контроллера ОПС (ОПУ, панель №89Р) на свободные дискретные входа контроллера присоединений ЭКРА 243 (А1).					
Дискретные сигналы будут поступают в АСУ ТП в виде «сухого контакта» (уровень напряжения для питания «сухого контакта» = 220 В).								
Ввод информации «сухими» контактами применяется для оборудования ПА для передачи статусных сигналов «общая неисправность» и «срабатывание устройства».								
						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ		Лист
								16
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

Состав дискретных сигналов, вводимых в ПТК АСУ ТП «сухим контактом» представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Состав дискретных сигналов, вводимых в ПТК АСУ ТП «сухим контактом»

Присоединение (оборудование)	Параметры	Источник информации	Приемник информации	Количество сигналов
ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 408/364 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Волочаевка/т (Л-214)	Обобщенный сигнал неисправности	Блок контакт	Контроллер присоединений ЭКРА 243	1
	Обобщенный сигнал срабатывания			1
ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 390/388 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная (Л-213)	Обобщенный сигнал неисправности	Блок контакт	Контроллер присоединений ЭКРА 243	1
	Обобщенный сигнал срабатывания			1
Итого сигналов «сухим контактом»				4

В рамках работ по титулу «Строительство ПП 500 кВ Нерген с установкой УШР 500 кВ мощностью не менее 180 Мвар с реконструкцией ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская протяженностью 364 км с образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Хабаровская – Нерген ориентировочной протяженностью 265 км и ВЛ 500 кВ Комсомольская – Нерген ориентировочной протяженностью 101 км, строительство одного шинопровода от ПП 500 кВ Нерген до ПС 500 кВ Таежная ориентировочной протяженностью 0,5 км (для ТП энергопринимающих устройств ООО «Амур Минералс»))» предусматривается установка новых шкафов ПА:

- Шкаф ШЭТ ВЧ-32/32-0 ВЛ 500 кВ Хабаровская – **Хехцир 2;**
- Шкаф ШЭТ ЦС-32/32-0 ВЛ 500 кВ Хабаровская – **Хехцир 2.**

Решения по интеграции данных устройств в АСУ ТП представлены в томах рабочей документации вышеуказанного титула.

3.5 Обмен информацией с вышестоящими уровнями управления

3.5.1 Обмен оперативной информацией

Оперативная технологическая информация передается с использованием стандартных протоколов информационного обмена (МЭК 60870-5-104). Объем передаваемой телеинформации определяется действующей отраслевой нормативно технической документацией:

- Приказ ОАО "ФСК ЕЭС" №262 от 03.05.2011 "Об утверждении и введении в действие стандарта организации по выбору объемов ТИ при проектировании систем сбора и передачи информации";
- Приложению 5 к Положению о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденному 17.05.2019 и решениям протокола технического совещания АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» от 22.03.2017 г.»;

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ						Лист
									17
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- Распоряжение ОАО "ФСК ЕЭС" от 03.06.2010 №302 "Об утверждении целевой архитектуры информационных потоков АСТУ и диспетчерской телефонной связи").

Вопросы организации каналов связи для передачи информации на высшие уровни иерархии управления в направлении ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС по данному титулу не рассматриваются. Проектом предусматривается расширение объема передаваемой информации в направлении ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС по существующим каналам связи в соответствии с решениями п. 3.5.2, табл. 3.3.

В соответствии с Положением об информационном взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» в сфере обмена технологической информацией система сбора телеметрии энергообъекта должна обеспечивать возможность спорадической, циклической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачу по запросу.

Решение данной задачи выполняется техническими средствами АСУ ТП (подсистема сбора и передачи информации).

Обмен оперативной технологической информации с ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС осуществляется по резервируемым каналам связи с использованием протокола МЭК 60870-5-104.

Передача телеметрической информации в ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС осуществляется без промежуточной обработки (ретрансляции) по основному и резервному каналу посредством ВОЛС, передача оперативной информации реализуется средствами среднего уровня АСУ ТП, независимо от состояния средств АСУ ТП верхнего уровня.

Модернизация каналов связи не требуется.

3.5.2 Объемы сбора оперативной информации от вновь вводимого оборудования в рамках данного титула

Средствами ПТК АСУ ТП обеспечивается возможность сбора оперативно-диспетчерской информации, используемой высшими уровнями управления, и передачи подготовленной информации в диспетчерские центры.

В рамках данного титула предусматривается расширение перечня сигналов АПТС с учетом требований изложенных в приложении №5 «Положения о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» от 2019 года.

Объем оперативной телеинформации (в объеме аварийно-предупредительной телесигнализации) добавляемых по данному титулу с ПС 500 кВ Хабаровская для передачи в направлениях

3.5.2 Объемы сбора оперативной информации от вновь вводимого оборудования в рамках данного титула							
Средствами ПТК АСУ ТП обеспечивается возможность сбора оперативно-диспетчерской информации, используемой высшими уровнями управления, и передачи подготовленной информации в диспетчерские центры.							
В рамках данного титула предусматривается расширение перечня сигналов АПТС с учетом требований изложенных в приложении №5 «Положения о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» от 2019 года.							
Объем оперативной телеинформации (в объеме аварийно-предупредительной телесигнализации) добавляемых по данному титулу с ПС 500 кВ Хабаровская для передачи в направлениях							
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	
							Лист

4.1 Описание существующего ПТК ССПИ ПС 220 кВ Левобереж-

На ПС 220 кВ Левобережная в настоящее время функционирует ПТК ССПИ на базе SMART-SPRECON (АО «РТСофт»). В рамках титула «Модернизация ССПИ на объектах филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока (2 этап строительства. 14 ССПИ ПС) по Программе ПНиН ЕНЭС, 32 объекта» предполагается расширение существующего ПТК ССПИ и поставка оборудования производства ООО «ИНБРЭС».

- мониторинг состояния оборудования ПС в режиме реального времени;
- предотвращение возникновения и развития технологических нарушений и снижение

- повышение надежности и эффективности систем управления, благодаря использованию новых возможностей, предоставляемых микропроцессорной техникой;

- снижение затрат на эксплуатационное обслуживание оборудования и его систем управления;

- решения по организации коммуникаций между устройствами и подсистемами на базе стандартных протоколов;

ПТК ССПИ ПС 220 кВ Левобережная является системой нижнего уровня в рамках иерархической автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) МЭС Востока, снабжая высшие уровни иерархии информацией о функционировании ПС.

ПТК ССПИ представляет собой распределенную систему, работающую в реальном масштабе времени, оснащенную средствами управления, сбора, обработки, регистрации, хранения и передачи информации, в которой внутрисистемные коммуникации между компонентами осуществляются на основе применения протоколов группы стандартов МЭК 61850.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	и точности, скорости доставки телеинформации оперативно-диспетчерскому персоналу.										
			ПТК ССПИ ПС 220 кВ Левобережная является системой нижнего уровня в рамках иерархической автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) МЭС Востока, снабжая высшие уровни иерархии информацией о функционировании ПС.										
			ПТК ССПИ представляет собой распределенную систему, работающую в реальном масштабе времени, оснащенную средствами управления, сбора, обработки, регистрации, хранения и передачи информации, в которой внутрисистемные коммуникации между компонентами осуществляются на основе применения протоколов группы стандартов МЭК 61850.										
							1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ				Лист		
											20		
							Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

4.2 Уровни иерархии ПТК ССПИ ПС 220 кВ Левобережная

Детальное описание существующей ССПИ ПС 220 кВ Левобережная представлено в томах рабочей документации разработанных по титулу «Модернизация ССПИ на объектах филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока (2 этап строительства. 14 ССПИ ПС) по Программе ПНиН ЕНЭС, 32 объекта» и основывается на современных информационно-технологических принципах с использованием современных программных и технических средств, выполненных на микропроцессорной элементной базе, на основе применения протоколов группы стандартов МЭК 61850.

В системе выделяется три уровня программно-технических средств (ПТС): нижний (полевой, уровень присоединения), средний и верхний (подстанционный).

К нижнему уровню относятся устройства, которые непосредственно связаны с объектами мониторинга и управления.

Нижний уровень ССПИ построен на базе следующих устройств:

- контроллеры ИНБРЭС-КПГ производства ООО «ИБРЭС»;
- измерительные преобразователи ЭНИП-2 производства ИЦ «Энергосервис».

Микропроцессорные (МП) устройства РЗА, РАС, ПА, ОМП, ЦС и т.п. как устройства отдельных автономных подсистем логически также являются устройствами нижнего уровня АСУ ТП, и используются в качестве источника значительного объема информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах.

Устройства нижнего уровня подключаются в ЛВС, организованную на сетевых коммутаторах Siemens серии RSG2300 и KYLAND серии SICOM3024P, которые образуют оптическое кольцо сети ССПИ.

К среднему уровню относятся устройства, выполняющие задачи концентрации, обработки и обмена информацией между устройствами нижнего и верхнего уровня, передачи информации с подстанции в вышестоящие уровни иерархии (Тихоокеанского РДУ, ЦУС Хабаровского ПМЭС).

Средний уровень ССПИ строится на базе следующих устройств:

- сервера ТМ ИНБРЭС-КТМ (основной и резервный) производства ООО «ИБРЭС»;
- сетевые коммутаторы Siemens серии Ruggedcom RSG2300;
- сетевые коммутаторы KYLAND серии SICOM3024P;
- межсетевые экраны Huawei серии USG6525E;
- устройств синхронизации единого времени ЭНКС-2 производства ИЦ «Энергосервис»;
- серверы последовательных портов KYLAND серии DGW-A6T-6T8D.

Резервированные серверы ТМ ИНБРЭС-КТМ предназначены для сбора и предварительной обработки телеметрической информации с оборудования нижнего уровня ССПИ и передачи её на верхние уровни иерархии (ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала

Взам. инв. №		- сервера ТМ ИНБРЭС-КТМ (основной и резервный) производства ООО «ИБРЭС»; - сетевые коммутаторы Siemens серии Ruggedcom RSG2300; - сетевые коммутаторы KYLAND серии SICOM3024P; - межсетевые экраны Huawei серии USG6525E; - устройств синхронизации единого времени ЭНКС-2 производства ИЦ «Энергосервис»; - серверы последовательных портов KYLAND серии DGW-A6T-6T8D. Резервированные серверы ТМ ИНБРЭС-КТМ предназначены для сбора и предварительной обработки телеметрической информации с оборудования нижнего уровня ССПИ и передачи её на верхние уровни иерархии (ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала						
Подп. и дата								
Инв. № подл.								
							1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			21

ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС).

Серверы последовательных портов KYLAND серии DGW-A6T-6T8D предназначены для интеграции в ПТК ССПИ подсистем и устройств, не поддерживающих стандарт МЭК 61850 и подключающихся в ПТК ССПИ по последовательным портам связи.

Устройства среднего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано.

К устройствам верхнего уровня ПТК ССПИ ПС относятся устройства сбора, обработки и архивирования данных (сервера), представления информации пользователям (АРМ, принтеры и т.д.).

ПТС верхнего уровня представлены следующим оборудованием:

- сервер ССПИ (нерезервированный);
- автоматизированные рабочие места (АРМ) и принтеры в их составе.

Сервер ССПИ выполняет сбор, централизованную обработку информации, ее хранение и выдачу на рабочие места операторов для предоставления пользователям Системы.

Аппаратно сервер системы представляет собой промышленный сервер под управлением операционной системы Linux.

В существующем ПТК предусмотрены следующие виды АРМ:

- АРМ оперативного персонала (АРМ ОП);
- АРМ (переносное).

В качестве системы мониторинга и управления на АРМ используется SCADA-система SCADA «ИНБРЭС» производства ООО «ИНБРЭС». Данная SCADA-система имеет лицензию на 3500 переменных.

АРМ представляют собой стационарную рабочую станцию и ноутбук под управлением операционной системы Linux.

Устройства верхнего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано.

Для обеспечения точной синхронизации низовых устройств с астрономическим временем, в составе ПТК ССПИ предусматривается система единого времени (СЕВ). СЕВ состоит из резервированного GPS-приемника, совмещенного с NTP-сервером, на базе устройства ЭНКС-2.

4.3 Состав технологических и базовых функций ССПИ

Состав технологических функций ССПИ:

- сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;
- контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и

Взам. инв. №	ется резервировано.											
Подп. и дата	Для обеспечения точной синхронизации низовых устройств с астрономическим временем, в составе ПТК ССПИ предусматривается система единого времени (СЕВ). СЕВ состоит из резервированного GPS-приемника, совмещенного с NTP-сервером, на базе устройства ЭНКС-2. 4.3 Состав технологических и базовых функций ССПИ Состав технологических функций ССПИ: - сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования; - контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и											
Инв. № подл.							1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ					Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

аварийные пределы и вывод их на экран;

- представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС, ЦУС, ПМЭС, ДЦ (РДУ) (контроль, диагностика и визуализация состояния оборудования ПС);
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализации;
- контроль уровней напряжения на главных шинах ПП;
- информационное взаимодействие с имеющимися на ПП автономными цифровыми системами (РЗА, ПА, РАС, АИИС КУЭ и т.п.) по стандартным протоколам;
- обмен оперативной информацией с верхними уровнями иерархии управления (ЦУС, РДУ);
- обмен неоперативной технологической информацией с верхними уровнями иерархии управления (ЦУС, ПМЭС и МЭС);
- мониторинг работы первичного оборудования.

Состав базовых (общесистемных) функций ССПИ:

- организация внутрисистемных и междисциплинарных коммуникаций;
- тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК;
- синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в ССПИ автономных цифровых систем;
- архивирование и хранение информации;
- защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям;
- формирование и печать отчетов в заданной форме;
- программирование и конфигурирование.

4.4 Технические решения ПТК ССПИ ПС 220 кВ Левобережная

Интеграция вновь устанавливаемого оборудования ПА будет выполняться по цифровым интерфейсам с использованием протокола МЭК 61850-8-1.

В качестве основной среды передачи информации предусматривается использование экранированной медной витой пары категории 5е.

Существующая SCADA-система имеет лицензию на 3500 переменных и на текущий момент используется практически весь резерв. В связи с этим проектом предусматривается модернизация существующего ПТК ССПИ ПС 220 кВ Левобережная в части расширения лицензии SCADA-системы на 1000 переменных.

Структурная схема ССПИ ПС 220 кВ Левобережная приведена на чертеже 1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-02.

Взам. инв. №		Интеграция вновь устанавливаемого оборудования ППА будет выполняться по цифровым интерфейсам с использованием протокола МЭК 61850-8-1.					
		В качестве основной среды передачи информации предусматривается использование экранированной медной витой пары категории 5е.					
Подп. и дата		Существующая SCADA-система имеет лицензию на 3500 переменных и на текущий момент используется практически весь резерв. В связи с этим проектом предусматривается модернизация существующего ПТК ССПИ ПС 220 кВ Левобережная в части расширения лицензии SCADA-системы на 1000 переменных.					
		Структурная схема ССПИ ПС 220 кВ Левобережная приведена на чертеже 1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-02.					
Инв. № подл.						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
		Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подп.

Схема расположения панелей на ПС 220 кВ Левобережная приведе-
на на чертеже 1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-05.

**4.4.1 Состав оборудования ПС 220 кВ Левобережная устанавли-
ваемого в рамках данного титула**

При выполнении работ в рамках данного титула на ПС 220 кВ Ле-
вобережная не предусматривается установка и/или замена первичного/основного оборудования
ПС.

В рамках данного титула предусматриваются работы по установке новых
устройств/оборудования ПА:

- шкаф ФОЛ ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная, ФОЛ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ
(1 комплект);
- шкаф ФОЛ ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная, ФОЛ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ
(2 комплект);
- шкаф УПАСК по ВЧ ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная (ПРД/ПРМ) (ШЭТ ВЧ-
32/32-0);
- шкаф УПАСК по ВЧ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (ПРД/ПРМ) (ШЭТ ВЧ-32/32-0).

Также предусматриваются демонтажные работы следующего оборудования:

- шкаф ПРД ПРМ УПК-Ц ВЛ 220 кВ Левобережная - РЦ (ПРД УПК-Ц 224 кГц ВЛ 220 кВ
Левобережная - РЦ, ПРМ УПК-Ц 488 кГц Левобережная - РЦ) (ОПУ, панель №22);
- шкаф ПРД ПРМ УПК-Ц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Левобережная (Л-213) (ПРД УПК-Ц
288 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Левобережная, ПРМ УПК-Ц 220 кГц Хабаровская – Левобере
ная) (ОПУ, панель №23).

Демонтируемые шкафы ранее не были интегрированы в существующую ССПИ.

4.4.2 Интеграция ССПИ с системой ПА

Вновь устанавливаемые/заменяемые на ПС 220 кВ Левобережная устройства ПА имеют
двойное назначение: как собственно устройства системы ПА и как компоненты нижнего уровня
ПТК ССПИ. Как компоненты ССПИ устройства ПА используются в качестве источников инфор-
мации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных
режимах, как на ПС, так и на верхних уровнях управления электрическими сетями.

От вновь устанавливаемых микропроцессорных устройств ПА предусматривается переда-
ча цифровой информации, включающей данные о срабатывании конкретных устройств ПА, дан-
ные самодиагностики и данные для регистрации аварийных процессов.

Интеграция проектируемых в рамках данного титула шкафов ПА (УПАСК и ФОЛ) в су-
ществующий ПТК ССПИ по цифровым каналам будет осуществляться в существующие сетевые

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	двойное назначение: как собственно устройства системы ПА и как компоненты нижнего уровня ПТК ССПИ. Как компоненты ССПИ устройства ПА используются в качестве источников информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах, как на ПС, так и на верхних уровнях управления электрическими сетями. От вновь устанавливаемых микропроцессорных устройств ПА предусматривается передача цифровой информации, включающей данные о срабатывании конкретных устройств ПА, данные самодиагностики и данные для регистрации аварийных процессов. Интеграция проектируемых в рамках данного титула шкафов ПА (УПАСК и ФОЛ) в существующий ПТК ССПИ по цифровым каналам будет осуществляться в существующие сетевые							
									1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		24

ССПИ в «цифровом виде».

№ п/п	Наименование шкафа/системы	НТД	Кол-во сигналов	Интеграция
1.	ФОЛ ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная, ФОЛ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (1 комплект) (нетиповой)	-	ТС=179	МЭК 61850-8-1 (MMS)
2.	ФОЛ ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная, ФОЛ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (2 комплект) (нетиповой)	-	ТС=179	МЭК 61850-8-1 (MMS)

Источниками информации (дискретных сигналов) вводимыми в ССПИ в объеме данного титула являются:

- контакты выходных реле автономных устройств и подсистем (ПА).

Сбор дискретной информации от устанавливаемого по данному титулу оборудования ПА, будет осуществляться в шкаф ИНБРЭС ШКП 220 кВ (ОПУ, панель №57) на свободные дискретные входа контроллера ИНБРЭС-КПГ.

Дискретные сигналы будут поступают в ССПИ в виде «сухого контакта» (уровень напряжения для питания «сухого контакта» = 220 В).

Ввод информации «сухими» контактами применяется для оборудования ПА для передачи статусных сигналов «общая неисправность» и «срабатывание устройства».

Состав дискретных сигналов, вводимых в ПТК ССПИ «сухим контактом» представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Состав дискретных сигналов, вводимых в ПТК ССПИ «сухим контактом»

Присоединение (оборудование)	Параметры	Источник информации	Приемник информации	Количество сигналов
Оборудование смежных систем				
Оборудование ПА				
УПАСК по ВЧ ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная (ПРД/ПРМ) (ШЭТ ВЧ-32/32-0)	Обобщенный сигнал неисправности	Блок контакт	Контроллер присоединений ИНБРЭС-КПГ	1
	Обобщенный сигнал срабатывания			1
УПАСК по ВЧ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (ПРД/ПРМ)	Обобщенный сигнал неисправности	Блок контакт	Контроллер присоединений ИНБРЭС-КПГ	1
	Обобщенный сигнал			1

						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		26

(ШЭТ ВЧ-32/32-0)	срабатывания			
ФОЛ ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная, ФОЛ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (1 комплект) (нетиповой)	Обобщенный сигнал неисправности	Блок контакт	Контроллер присоединений ИНБРЭС-КПГ	1
	Обобщенный сигнал срабатывания			1
ФОЛ ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная, ФОЛ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (2 комплект) (нетиповой)	Обобщенный сигнал неисправности	Блок контакт	Контроллер присоединений ИНБРЭС-КПГ	1
	Обобщенный сигнал срабатывания			1
Итого сигналов «сухим контактом»				8

4.5 Обмен информацией с вышестоящими уровнями управления

4.5.1 Обмен оперативной информацией

Оперативная технологическая информация передается с использованием стандартных протоколов информационного обмена (МЭК 60870-5-104). Объем передаваемой телеинформации определяется действующей отраслевой нормативно технической документацией:

- Приказ ОАО "ФСК ЕЭС" №262 от 03.05.2011 "Об утверждении и введении в действие стандарта организации по выбору объемов ТИ при проектировании систем сбора и передачи информации";
- Приложению 5 к Положению о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденному 17.05.2019 и решениям протокола технического совещания АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» от 22.03.2017 г.»;
- Распоряжение ОАО "ФСК ЕЭС" от 03.06.2010 №302 "Об утверждении целевой архитектуры информационных потоков АСТУ и диспетчерской телефонной связи").

Вопросы организации каналов связи для передачи информации на высшие уровни иерархии управления в направлении ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС по данному титулу не рассматриваются. Проектом предусматривается расширение объема передаваемой информации в направлении ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС по существующим каналам связи в соответствии с решениями п. 4.5.2, табл. 4.4.

В соответствии с Положением об информационном взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» в сфере обмена технологической информацией система сбора телеметрии энер-

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
							27

гообъекта должна обеспечивать возможность спорадической, циклической, перио-дической и фоновой передачи телеинформации, а также передачу по запросу.

Решение данной задачи выполняется техническими средствами АСУ ТП (подсистема сбора и передачи информации).

Обмен оперативной технологической информации с ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС осуществляется по резервируемым каналам связи с использованием протокола МЭК 60870-5-104.

Передача телеметрической информации в ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС осуществляется без промежуточной обработки (ретрансляции) по основному и резервному каналу посредством ВОЛС, передача оперативной информации реализуется средствами среднего уровня АСУ ТП, независимо от состояния средств АСУ ТП верхнего уровня.

Модернизация каналов связи не требуется.

4.5.2 Объемы сбора оперативной информации от вновь вводимого оборудования в рамках данного титула

Средствами ПТК ССПИ обеспечивается возможность сбора оперативно-диспетчерской информации, используемой высшими уровнями управления, и передачи подготовленной информации в диспетчерские центры.

В рамках данного титула предусматривается расширение перечня сигналов АПТС с учетом требований изложенных в приложении №5 «Положения о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» от 2019 года.

Объем оперативной телеинформации (в объеме аварийно-предупредительной телесигнализации) добавляемых по данному титулу с ПС 220 кВ Левобережная для передачи в направлениях ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Перечень АПТС (добавляемый в рамках данного титула)

№ п/а	Класс напр.	Наименование	Тип	ПМЭС	РДУ
ТС	220 кВ	УПАСК по ВЧ ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная (ПРД/ПРМ). Срабатывание	SP	+	-
ТС	220 кВ	УПАСК по ВЧ ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная (ПРД/ПРМ). Неисправность	SP	+	+
ТС	220 кВ	УПАСК по ВЧ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (ПРД/ПРМ). Срабатывание	SP	+	-
ТС	220 кВ	УПАСК по ВЧ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (ПРД/ПРМ). Неисправность	SP	+	+

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.							
			1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ						Лист
									28
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

№ п/а	Класс напр.	Наименование	Тип	ПМЭС	РДУ
ТС	220 кВ	ФОЛ ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная (1 комплект). Неисправность ФОЛ	SP	+	+
ТС	220 кВ	ФОЛ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (1 комплект). Неисправность ФОЛ	SP	+	+
ТС	220 кВ	ФОЛ ВЛ 220 кВ Хабаровская – Левобережная (2 комплект). Неисправность ФОЛ	SP	+	+
ТС	220 кВ	ФОЛ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (2 комплект). Неисправность ФОЛ	SP	+	+

Полные перечни сигналов ТС, ТИ и ДУ, в направлении ЦУС ПМЭС, ДЦ АО «СО ЕЭС» формируются и согласовываются в виде Формуляра приема-передачи данных в протоколе МЭК 60870-5-104 на стадии «Рабочая документация». Реализация возможности передачи АПТС «сухим контактом» о неисправностях отдельных функций ПА в составе типового шкафа ШЭТ ВЧ-32/32-0 подлежит уточнению на стадии «Рабочая документация».

4.6 Объем пусконаладочных работ оборудования ССПИ

Объем поставки и пусконаладочных работ оборудования ПТК ССПИ, выполняемых по данному титулу, приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Объем поставки и пусконаладочных работ оборудования ССПИ

Наименование устройств /работ	Единицы изм.	Количество	Примечание
Кабель контрольный, групповой прокладки, экранированный, в оболочке с пониженным дымогазовыделением, не распространяющей горение 5х2,5	м	50	
Кабель «витая пара» не ниже cat 5e LSZH	м	130	
Разъем RJ45	шт.	16	
Изолирующий колпачок для разъема RJ-45	шт.	16	
Труба ПВХ гибкая гофра d=20мм, легкая с протяжкой, серый	м	130	
Расширение лицензии SCADA-системы «ИНБРЭС» на 1000 переменных	комплект	1	
Конфигурирование контроллера ИНБРЭС-КПГ шкафа ИНБРЭС ШКП 220 кВ (ОПУ, панель №57) (в объеме вновь вводимых дискретных сигналов)	комплект	1	

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.
--------------	--------------	--------------

						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		29

Конфигурирование серверов ТМ ИНБРЭС-КТМ (в объеме вновь вводимых сигналов, передаваемых на уровне управления)	комплект	1	
Конфигурирование сервера ССПИ и АРМ ОП (в объеме вновь вводимых сигналов и отображения состояния оборудования, модернизируемого по данному титулу)	комплект	1	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		30

стандартов МЭК 61850.

В системе выделяется три уровня программно-технических средств (ПТС): нижний (полевой, уровень присоединения), средний и верхний (подстанционный).

К нижнему (полевому) уровню относятся все устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления. С их помощью обеспечивается сбор информации и выдача команд управления, необходимых для функционирования АСУ ТП ПС 220 кВ РЦ в целом.

Нижний уровень АСУ ТП построен на базе следующих устройств:

- МП многофункциональные измерительные преобразователи (устройства Simeas P, Simeas Q); нормирующие преобразователи (тока, напряжения, температуры, давления и пр.);
- МП устройства РЗА;
- МП устройства ПА;
- МП контролеры инженерных и вспомогательных систем (ЩСН, ЩПТ, вентиляция и пр.);
- контроллеры внешних систем, интегрируемых в АСУ ТП ПС 220 кВ РЦ.

Микропроцессорные (МП) устройства РЗА, РАС, ПА, ОМП, ЦС и т.п. как устройства отдельных автономных подсистем логически также являются устройствами нижнего уровня АСУ ТП, и используются в качестве источника значительного объема информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах.

Устройства нижнего уровня подключаются в ЛВС, организованную на сетевых коммутаторах Siemens серии RSG2300 и RS800, которые образуют оптические кольца сети АСУ ТП.

К среднему уровню относятся устройства, выполняющие задачи концентрации, обработки и обмена информацией между устройствами нижнего и верхнего уровня, передачи информации с подстанции в вышестоящие уровни иерархии (Тихоокеанского РДУ, ЦУС Хабаровского ПМЭС).

Средний уровень образуют устройства концентрации, обработки и передачи информации от устройств нижнего уровня на верхний уровень и от верхнего уровня на нижний. Связь с нижним уровнем производится стандартным протоколам (МЭК 61850, МЭК 60870-5-10х, MODBUS, PROFIBUS-DP) с использованием волоконно-оптического кабеля или витой пары. К среднему уровню также относится СОЕВ.

СОЕВ построена в виде отдельного комплекса технических средств, выполненного на базе GPS приемника Siclock GPS1000 и МП блока SICLOCK TC400 фирмы Siemens.

Синхронизация времени осуществляется подстройкой локальных таймеров, имеющих в МП устройствах ПТК АСУ ТП, в соответствии с общесистемным временем, периодически получаемым от СОЕВ.

Взам. инв. №	от устройств нижнего уровня на верхний уровень и от верхнего уровня на нижний. Связь с нижним уровнем производится стандартным протоколам (МЭК 61850, МЭК 60870-5-10х, MODBUS, PROFIBUS-DP) с использованием волоконно-оптического кабеля или витой пары. К среднему уровню также относится СОЕВ.							
Подп. и дата	СОЕВ построена в виде отдельного комплекса технических средств, выполненного на базе GPS приемника Siclock GPS1000 и МП блока SICLOCK TC400 фирмы Siemens. Синхронизация времени осуществляется подстройкой локальных таймеров, имеющих в МП устройствах ПТК АСУ ТП, в соответствии с общесистемным временем, периодически получаемым от СОЕВ.							
Инв. № подл.							1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
								32
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Для обеспечения повышенной надежности устройства среднего уровня представляют собой контроллеры промышленного исполнения (SICAM PAS FS, SIMATIC S7-300).

Устройства среднего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано.

К верхнему уровню относятся средства передачи, централизованного хранения и представления информации, а также средства ЛВС, объединяющей рабочие станции системы, АРМ оперативного и инженерно-технического персонала.

К устройствам верхнего уровня ПТК АСУ ТП ПС относятся устройства сбора, обработки и архивирования данных (сервера), представления информации пользователям (АРМ, принтеры и т.д.).

ПТС верхнего уровня представлены следующим оборудованием:

- дублированные сервера верхнего уровня (SICAM PAS CC);
- [шлюзы телемеханики \(Advantech ECU-4784-D55SBE\)](#);
- автоматизированные рабочие места (АРМ) и принтеры в их составе.

Серверы SICAM PAS CC выполняют сбор, централизованную обработку информации, ее хранение и выдачу на рабочие места операторов для предоставления пользователям Системы.

[Шлюзы телемеханики обеспечивают ретрансляцию телеметрии от серверов среднего уровня в ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС, а также первичную обработку и передачу команд ДУ.](#)

[На шлюзах ТМ установлено ПО Smart Server \(АО «РТСофт»\).](#)

В существующем ПТК предусмотрены следующие виды АРМ:

- АРМ оперативного персонала (АРМ ОП №1);
- АРМ оперативного персонала (АРМ ОП №2);
- АРМ инженера РЗА и АСУ;
- АРМ инженера АСУ/РЗА (переносное).

В качестве системы мониторинга и управления на АРМ используется SCADA-система производства ООО «Сименс». [Данная SCADA-система имеет безлимитную лицензию.](#)

Устройства верхнего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано.

Для обеспечения точной синхронизации низовых устройств с астрономическим временем, в составе ПТК АСУ ТП предусматривается система единого времени (СЕВ). СЕВ состоит GPS приемника Siclock GPS1000 и МП блока SICLOCK TC400 фирмы Siemens.

5.3 Состав технологических и базовых функций АСУ ТП

Состав технологических функций АСУ ТП:

Инов. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №
В качестве системы мониторинга и управления на АРМ используется SCADA-система производства ООО «Сименс». Данная SCADA-система имеет безлимитную лицензию. Устройства верхнего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано. Для обеспечения точной синхронизации низовых устройств с астрономическим временем, в составе ПТК АСУ ТП предусматривается система единого времени (СЕВ). СЕВ состоит GPS приемника Siclock GPS1000 и МП блока SICLOCK TC400 фирмы Siemens. 5.3 Состав технологических и базовых функций АСУ ТП Состав технологических функций АСУ ТП:						Лист
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ					33	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.		

- сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;
- контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы и вывод их на экран;
- представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС, ЦУС, ПМЭС, ДЦ (РДУ) (контроль, диагностика и визуализация состояния оборудования ПС);
- управление и дистанционное управление оборудованием ПС, в том числе КА ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи, а так же резервное управление при отказах верхнего и среднего уровня АСУ ТП;
- удаленное изменение групп уставок и функций терминалов РЗА;
- программные блокировки управления КА (оперативная логическая блокировка КА);
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализации;
- РАС;
- ОМП на ВЛ;
- контроль уровней напряжения на главных шинах ПП;
- информационное взаимодействие с имеющимися на ПП автономными цифровыми системами (РЗА, ПА, РАС, АИИС КУЭ и т.п.) по стандартным протоколам;
- обмен оперативной информацией с верхними уровнями иерархии управления (ЦУС, РДУ);
- обмен неоперативной технологической информацией с верхними уровнями иерархии управления (ЦУС, ПМЭС и МЭС);
- мониторинг работы первичного оборудования.

Состав базовых (общесистемных) функций АСУ ТП:

- организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций;
- тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК;
- синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУ ТП автономных цифровых систем;
- архивирование и хранение информации;
- защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям;
- формирование и печать отчетов в заданной форме;
- программирование и конфигурирование.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

5.4 Технические решения ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ РЦ

Модернизация и расширение существующего ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ РЦ по данному титулу не рассматривается.

Интеграция вновь устанавливаемого оборудования ПА будет выполняться по цифровым интерфейсам с использованием протокола МЭК 61850-8-1.

В качестве основной среды передачи информации предусматривается использование экранированной медной витой пары категории 5е.

Так как существующая SCADA-система имеет безлимитную лицензию, а на текущий момент используется около 20000 переменных, то отсутствует необходимость в расширении данной лицензии.

Структурная схема АСУ ТП ПС 220 кВ РЦ приведена на чертеже 1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-03.

Схема расположения панелей на ПС 220 кВ РЦ приведена на чертеже 1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1-06.

5.4.1 Состав оборудования ПС 220 кВ РЦ устанавливаемого в рамках данного титула

При выполнении работ в рамках данного титула на ПС 220 кВ РЦ не предусматривается установка и/или замена первичного/основного оборудования ПС.

В рамках данного титула предусматриваются работы по установке новых устройств/оборудования ПА:

- шкаф ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 132/164 кГц ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ (Л-202) (ОПУ, панель №12);

- шкаф ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 224/488 кГц ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (Л-201) (ОПУ, панель №13).

- шкаф УТМ ПА (дублированный комплекс);
- шкаф с измерительными преобразователями для УТМ ПА.

Также предусматриваются демонтажные работы следующего оборудования:

- шкаф УПК-Ц 164 кГц, ПРМ УПК-Ц 132 кГц ВЛ 220 кВ Волочаевка/т - РЦ (Л-202);
- шкаф ПРД УПК-Ц 488 кГц, ПРМ УПК-Ц 224кГц ВЛ 220 кВ Левобережная- РЦ (Л-201)

Демонтируемые шкафы ранее не были интегрированы в АСУ ТП.

5.4.2 Интеграция АСУ ТП с системой ПА

Вновь устанавливаемые/заменяемые на ПС 220 кВ РЦ устройства ПА имеют двойное назначение: как собственно устройства системы ПА и как компоненты нижнего уровня ПТК АСУ ТП. Как компоненты АСУ ТП устройства ПА используются в качестве источников информации

Взам. инв. №		- шкаф с измерительными преобразователями для УГМ ПА. Также предусматриваются демонтажные работы следующего оборудования: - шкаф УПК-Ц 164 кГц, ПРМ УПК-Ц 132 кГц ВЛ 220 кВ Волочаевка/т - РЦ (Л-202); - шкаф ПРД УПК-Ц 488 кГц, ПРМ УПК-Ц 224кГц ВЛ 220 кВ Левобережная- РЦ (Л-201) Демонтируемые шкафы ранее не были интегрированы в АСУ ТП.						
Подп. и дата		5.4.2 Интеграция АСУ ТП с системой ПА Вновь устанавливаемые/заменяемые на ПС 220 кВ РЦ устройства ПА имеют двойное назначение: как собственно устройства системы ПА и как компоненты нижнего уровня ПТК АСУ ТП. Как компоненты АСУ ТП устройства ПА используются в качестве источников информации						
Инв. № подл.							1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
		Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата

для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах, как на ПС, так и на верхних уровнях управления электрическими сетями.

От вновь устанавливаемых микропроцессорных устройств ПА предусматривается передача цифровой информации, включающей данные о срабатывании конкретных устройств ПА, данные самодиагностики и данные для регистрации аварийных процессов.

Интеграция проектируемых в рамках данного титула шкафов ПА (УПАСК и УТМ ПА) в существующий ПТК АСУ ТП по цифровым каналам будет осуществляться в существующие сетевые коммутаторы Ruggedcom RSG2300 на свободные порты Ethernet 100 BaseTX, размещенные в Шкафу сетевых коммутаторов №3 (ОПУ, панель №67) и Шкафу сетевых коммутаторов №4 (ОПУ, панель №68).

Интеграция вновь устанавливаемых терминалов ПА выполняется по цифровым интерфейсам с использованием протокола МЭК 61850-8.

В качестве протокола для передачи данных на верхний уровень АСУ ТП должен использоваться протокол МЭК 61850-8-1 (MMS).

Устанавливаемые в рамках данного титула типовые шкафы ПА - ШЭТ ВЧ-32/32-0 являются типовыми согласно СТО 56947007-33.040.20.288-2019, отличие от типового исполнения - в части применения электрического интерфейса/канала связи в соответствии с требованиями IEEE 802.3u интерфейс 100BASE-T для интеграции с ПТК АСУ ТП (ввиду отсутствия свободных оптических в существующей АСУ ТП).

В таблице 5.1 представлено количество сигналов от типовых устройств/шкафов ПА и УПАСК поступающих в АСУ ТП в «цифровом виде».

Количество сигналов определено в соответствии с СТО (СТО 56947007-33.040.20.288-2019) на типовые шкафы ПА и УПАСК.

Таблица 5.1 – Количество сигналов от типовых устройств/шкафов ПА и УПАСК поступающих в АСУ ТП в «цифровом виде»

№ п/п	Наименование шкафа/системы	НТД	Кол-во сигналов	Интеграция
3.	ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 132/164 кГц ВЛ 220 кВ Воло-чаевка/т – РЦ (Л-202)	СТО 56947007-33.040.20.288-2019. табл. 5.13, 5.17, 5.18, 6.4	ТС=193	МЭК 61850-8-1 (MMS)
4.	ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 224/488 кГц ВЛ 220 кВ Лево-бережная – РЦ (Л-201)	СТО 56947007-33.040.20.288-2019. табл. 5.13, 5.17, 5.18, 6.4	ТС=193	МЭК 61850-8-1 (MMS)

В рамках проекта также будет выполняться интеграция вновь устанавливаемых нетиповых устройств/шкафов ПА:

Взам. инв. №	паяющих в АСУ ТП в «цифровом виде»										
	№ п/п	Наименование шкафа/системы				НТД		Кол-во сигналов	Интеграция		
Подп. и дата	3.	ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 132/164 кГц ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ (Л-202)				СТО 56947007-33.040.20.288-2019. табл. 5.13, 5.17, 5.18, 6.4		ТС=193	МЭК 61850-8-1 (MMS)		
	4.	ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 224/488 кГц ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (Л-201)				СТО 56947007-33.040.20.288-2019. табл. 5.13, 5.17, 5.18, 6.4		ТС=193	МЭК 61850-8-1 (MMS)		
Инв. № подл.	В рамках проекта также будет выполняться интеграция вновь устанавливаемых нетиповых устройств/шкафов ПА:										
							1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ				Лист
											36
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Состав вновь вводимых сигналов от шкафа УТМ ПА поступающих

в АСУ ТП в «цифровом виде» представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Состав вновь вводимых сигналов от шкафа УТМ ПА

Присоединение (оборудование)	Наименование сигнала	АСУ ТП
Оборудование смежных систем		
Оборудование ПА		
УТМ ПА (дублированный комплекс)	Основной/Резервный комплект в работе	+
	Неисправность контроллера УТМ №1	+
	Неисправность каналов связи контроллера УТМ №1	+
	Неисправность контроллера УТМ №2	+
	Неисправность каналов связи контроллера УТМ №2	+
	Отсутствие питания на основном вводе	+
	Отсутствие питания на резервном вводе	+
	Неисправность питания переключателей каналов	+
	Неисправность питания цепей ТС	+
	Неисправность коммутатора №1	+
	Неисправность коммутатора №2	+
	Контроллер УТМ №1 в работе	+
	Контроллер УТМ №2 в работе	+
	Неисправность МИП №1	+
	Неисправность МИП №2	+
	Неисправность МИП №3	+
	Неисправность МИП №4	+
	Неисправность МИП №5	+
	Неисправность МИП №6	+
	Неисправность МИП №7	+
Неисправность МИП №8	+	

Сбор дискретной информации от устанавливаемого по данному титулу оборудования ПА осуществляться не будет по причине отсутствия в составе ПТК АСУ ТП контроллера для сбора сигналов типа «сухой контакт».

В рамках проекта будет выполняться модернизация существующего оборудования ПА в части организации передачи/приема команд ПА и добавления новых сигналов для следующих устройств:

- шкаф ПРМ УПК-Ц 364 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – РЦ/ПРД УПК-Ц 400 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – РЦ (ОПУ, панель №126);
- шкаф ПРМ УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ РЦ – Амур/ ПРД УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ РЦ – Амур (ОПУ, панель №60);
- шкаф МКПА №1 1 комплект(ОПУ, панель №124);
- шкаф МКПА №2 2 комплект(ОПУ, панель №50);
- шкаф МКПА №3 1 комплект(ОПУ, панель №40);

Взам. инв. №	Подп. и дата	В рамках проекта будет выполняться модернизация существующего оборудования ПА в части организации передачи/приема команд ПА и добавления новых сигналов для следующих устройств: - шкаф ПРМ УПК-Ц 364 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – РЦ/ПРД УПК-Ц 400 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – РЦ (ОПУ, панель №126); - шкаф ПРМ УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ РЦ – Амур/ ПРД УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ РЦ – Амур (ОПУ, панель №60); - шкаф МКПА №1 1 комплект(ОПУ, панель №124); - шкаф МКПА №2 2 комплект(ОПУ, панель №50); - шкаф МКПА №3 1 комплект(ОПУ, панель №40);					
		Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Существующие устройства указанные выше на данный момент не введены в АСУ ТП.

5.5.1 Обмен оперативной информацией

- Приказ ОАО "ФСК ЕЭС" №262 от 03.05.2011 "Об утверждении и введении в действие стандарта организации по выбору объемов ТИ при проектировании систем сбора и передачи информации";
- Приложению 5 к Положению о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденному 17.05.2019 и решениям протокола технического совещания АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» от 22.03.2017 г.»;
- Распоряжение ОАО "ФСК ЕЭС" от 03.06.2010 №302 "Об утверждении целевой архитектуры информационных потоков АСТУ и диспетчерской телефонной связи").

Вопросы организации каналов связи для передачи информации на высшие уровни иерархии управления в направлении ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС по данному титулу не рассматриваются. Проектом предусматривается расширение объема передаваемой информации в направлении ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС по существующим каналам связи в соответствии с решениями п. 5.5.2, табл. 5.3.

В соответствии с Положением об информационном взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» в сфере обмена технологической информацией система сбора телеметрии энергообъекта должна обеспечивать возможность спорадической, циклической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачу по запросу.

Решение данной задачи выполняется техническими средствами АСУ ТП (подсистема сбора и передачи информации).

Обмен оперативной технологической информации с ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС осуществляется по резервируемым каналам связи с использованием протокола МЭК 60870-5-104.

Передача телеметрической информации в ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС осуществляется без промежуточной обработки (ретрансляции) по основному и резервному каналу посредством ВОЛС, передача опе-

[illegible]

ративной информации реализуется средствами среднего уровня АСУ ТП, независимо от состояния средств АСУ ТП верхнего уровня.

Модернизация каналов связи не требуется.

5.5.2 Объемы сбора оперативной информации от вновь вводимого оборудования в рамках данного титула

Средствами ПТК АСУ ТП обеспечивается возможность сбора оперативно-диспетчерской информации, используемой высшими уровнями управления, и передачи подготовленной информации в диспетчерские центры.

В рамках данного титула предусматривается расширение перечня сигналов АПТС с учетом требований изложенных в приложении №5 «Положения о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» от 2019 года.

Объем оперативной телеинформации (в объеме аварийно-предупредительной телесигнализации) добавляемых по данному титулу с ПС 220 кВ РЦ для передачи в направлениях ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перечень АПТС (добавляемый в рамках данного титула)

№ п/а	Класс напр.	Наименование	Тип	ПМЭС	РДУ
ТС	220 кВ	ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 132/164 кГц ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ (Л-202). Срабатывание	SP	+	-
ТС	220 кВ	ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 132/164 кГц ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ (Л-202). Неисправность	SP	+	+
ТС	220 кВ	ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 224/488 кГц ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (Л-201). Срабатывание	SP	+	-
ТС	220 кВ	ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 224/488 кГц ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (Л-201). Неисправность	SP	+	+

Полные перечни сигналов ТС, ТИ и ДУ, в направлении ЦУС ПМЭС, ДЦ АО «СО ЕЭС» формируются и согласовываются в виде Формуляра приема-передачи данных в протоколе МЭК 60870-5-104 на стадии «Рабочая документация». Реализация возможности передачи АПТС «сухим контактом» о неисправностях отдельных функций ПА в составе типового шкафа ШЭТ ВЧ-32/32-0 подлежит уточнению на стадии «Рабочая документация».

5.6 Объем пусконаладочных работ оборудования АСУ ТП

Объем поставки и пусконаладочных работ оборудования ПТК АСУ ТП, выполняемых по данному титулу, приведен в таблице 5.4.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	
контактом» о неисправностях отдельных функций ПА в составе типового шкафа ШЭТ ВЧ-32/32-0 подлежит уточнению на стадии «Рабочая документация».	
5.6 Объем пусконаладочных работ оборудования АСУ ТП	
Объем поставки и пусконаладочных работ оборудования ПТК АСУ ТП, выполняемых по данному титулу, приведен в таблице 5.4.	

Таблица 5.4 – Объем поставки и пусконаладочных работ оборудования АСУ ТП

Наименование устройств /работ	Единицы изм.	Коли- чество	Примечание
Кабель «витая пара» не ниже cat 5e LSZH	м	170	
Разъем RJ45	шт.	12	
Изолирующий колпачок для разъема RJ-45	шт.	12	
Труба ПВХ гибкая гофра d=20мм, легкая с протяжкой, серый	м	170	
Конфигурирование станционных контроллеров SICAM PAS FS (в объеме вновь вводимых сигналов)	комплект	1	
Конфигурирование шлюзов TM Advantech ECU-4784-D55SBE с ПО Smart Server (в объеме вновь вводимых сигналов, передаваемых на уровни управления)	комплект	1	
Конфигурирование серверов SICAM PAS CC и APM ОП (в объеме вновь вводимых сигналов и отображения состояния оборудования, модернизируемого по данному титулу)	комплект	1	

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

на основе применения протоколов группы стандартов МЭК 61850.

В системе выделяется три уровня программно-технических средств (ПТС): нижний (полевой, уровень присоединения), средний и верхний (подстанционный).

К нижнему уровню относятся устройства, которые непосредственно связаны с объектами мониторинга и управления.

Нижний уровень АСУ ТП построен на базе следующих устройств:

- контроллеры присоединений SPRECON-E-C производства Sprecher Automation (АО «РТСофт»);

- измерительные преобразователи.

Микропроцессорные (МП) устройства РЗА, РАС, ПА, ОМП, ЦС и т.п. как устройства отдельных автономных подсистем логически также являются устройствами нижнего уровня АСУ ТП, и используются в качестве источника значительного объема информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах.

Устройства нижнего уровня подключаются в ЛВС, организованную на сетевых коммутаторах Siemens серии RSG2300, которые образуют оптические кольца сети АСУ ТП.

К среднему уровню относятся устройства, выполняющие задачи концентрации, обработки и обмена информацией между устройствами нижнего и верхнего уровня, передачи информации с подстанции в вышестоящие уровни иерархии (Тихоокеанского РДУ, ЦУС Хабаровского ПМЭС).

Средний уровень АСУ ТП строится на базе следующих устройств:

- стационарные контроллеры SPRECON-E-C (основной и резервный) производства Sprecher Automation (АО «ПТСофт»);

- сетевые коммутаторы Siemens серии Ruggedcom RSG2300;

- NTP-серверы;

- маршрутизаторы Cisco серии ASA 5505.

Резервированные стационарные контроллеры SPRECON-E-C предназначены для сбора и предварительной обработки телеметрической информации с оборудования нижнего уровня АСУ ТП и передачи её на верхние уровни иерархии (ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС).

Устройства среднего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано.

К устройствам верхнего уровня ПТК АСУ ТП ПС относятся устройства сбора, обработки и архивирования данных (сервера), представления информации пользователям (АРМ, принтеры и т.д.).

ПТС верхнего уровня представлены следующим оборудованием:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	предварительной обработки телеметрической информации с оборудования нижнего уровня АСУ ТП и передачи её на верхние уровни иерархии (ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС).									
			Устройства среднего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано.									
			К устройствам верхнего уровня ПТК АСУ ТП ПС относятся устройства сбора, обработки и архивирования данных (сервера), представления информации пользователям (АРМ, принтеры и т.д.).									
ПТС верхнего уровня представлены следующим оборудованием:												
						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ					Лист	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						42	

- Be.

Системы.

ем операционной системы Windows.

В существующем ПТК предусмотрены следующие виды АРМ:

- АРМ оперативного персонала (АРМ ОП №1);
- АРМ оперативного персонала (АРМ ОП №2);
- АРМ инженера АСУ ТП(стационарное);
- АРМ инженера РЗА (переносное);
- АРМ инженера АСУ ТП (переносное).

ет безлимитную лицензию.

операционной системы Windows.

ется резервировано.

зернированного GPS-приемника, совмещенного с NTP-сервером.

6.3 Состав технологических и базовых функций АСУ ТП

Состав технологических функций АСУ ТП:

- стоянии оборудования;

- контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы и вывод их на экран;

- представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС, ЦУС, ПМЭС, ДЦ (РДУ) (контроль, диагностика и визуализация состояния оборудования ПС);

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист	
								43
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист	
								43
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист	
								43
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

- управление и дистанционное управление оборудованием ПС, в том числе КА ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи, а также резервное управление при отказах верхнего и среднего уровня АСУ ТП;
- удаленное изменение групп уставок и функций терминалов РЗА;
- программные блокировки управления КА (оперативная логическая блокировка КА);
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализации;
- РАС;
- ОМП на ВЛ;
- контроль уровней напряжения на главных шинах ПП;
- информационное взаимодействие с имеющимися на ПП автономными цифровыми системами (РЗА, ПА, РАС, АИИС КУЭ и т.п.) по стандартным протоколам;
- обмен оперативной информацией с верхними уровнями иерархии управления (ЦУС, РДУ);
- обмен неоперативной технологической информацией с верхними уровнями иерархии управления (ЦУС, ПМЭС и МЭС);
- мониторинг работы первичного оборудования.

Состав базовых (общесистемных) функций АСУ ТП:

- организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций;
- тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК;
- синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУ ТП автономных цифровых систем;
- архивирование и хранение информации;
- защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям;
- формирование и печать отчетов в заданной форме;
- программирование и конфигурирование.

6.4 Технические решения ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ Амур

Модернизация и расширение существующего ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ Амур по данному титулу не рассматривается.

По проекту предусматривается передача цифровой информации в АСУ ТП от модернизируемого существующего оборудования МП РЗА/ПА в объеме вновь вводимых сигналов.

Так как существующая SCADA-система имеет безлимитную лицензию, а на текущий момент используется около 15000 переменных, то отсутствует необходимость в расширении данной

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	- формирование и печать отчетов в заданной форме; - программирование и конфигурирование. 6.4 Технические решения ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ Амур Модернизация и расширение существующего ПТК АСУ ТП ПС 220 кВ Амур по данному титулу не рассматривается. По проекту предусматривается передача цифровой информации в АСУ ТП от модернизируемого существующего оборудования МП РЗА/ПА в объеме вновь вводимых сигналов. Так как существующая SCADA-система имеет безлимитную лицензию, а на текущий момент используется около 15000 переменных, то отсутствует необходимость в расширении данной																					
			<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="3">1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>44</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Колуч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>										1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист							44	Изм.	Колуч.	Лист
						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист																	
							44																	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																			

лицензии.

6.4.1 Состав оборудования ПС 220 кВ Амур устанавливаемого в рамках данного титула

При выполнении работ в рамках данного титула на ПС 220 кВ Амур не предусматривается установка и/или замена первичного/основного оборудования ПС.

Установка новых устройств/оборудования ПА также не предусматривается.

6.4.2 Интеграция АСУ ТП с системой ПА

В рамках проекта будет выполняться модернизация существующего оборудования ПА в части организации передачи/приема команд ПА для следующих устройств:

- шкаф ПРД УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ РЦ – Амур/ ПРМ УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ РЦ – Амур (ОПУ. панель №26Р);
- шкаф ПРМ УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Амур/ ПРД УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Амур (ОПУ. панель №25Р);
- шкаф МКПА 1 комплект;
- шкаф МКПА 2 комплект.

В рамках проекта необходимо выполнить добавление новых сигналов, предусмотренных по настоящему титулу от ПРД УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ РЦ – Амур/ ПРМ УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ РЦ – Амур (ОПУ. панель №26Р), ПРМ УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Амур/ ПРД УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Амур (ОПУ. панель №25Р), МКПА 1 комплект и МКПА 2 комплект в ПТК АСУ ТП.

Состав вновь вводимых сигналов от существующих устройств ПА в АСУ ТП представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Состав вновь вводимых сигналов от существующих устройств ПА

		Присоединение (оборудование)						Наименование сигнала		АСУ ТП				
		Оборудование смежных систем												
		Оборудование ПА												
Взам. инв. №	Подп. и дата	ПРД УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ РЦ – Амур/ ПРМ УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ РЦ – Амур						Команда ПРД 15. Откл. РУ-Амур		+				
								Команда ПРД 16. Вкл. РЦ-Амур		+				
								Команда ПРМ 10. Резерв		+				
								Команда ПРМ 11. Резерв		+				
								Команда ПРМ 12. Резерв		+				
								Команда ПРМ 13. Резерв		+				
		ПРМ УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Амур/ ПРД УПК-Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Амур						Команда ПРМ 15. Резерв		+				
								Команда ПРМ 16. Резерв		+				
								Команда ПРД 10. Резерв		+				
								Команда ПРД 11. Резерв		+				
Инв. № подл.							1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ						Лист	
													45	
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата								

МКПА 1 комплект, МКПА 2 комплект	Команда ПРД 12. Откл. РЦ-Амур	+
	Команда ПРД 13. Вкл. РЦ-Амур	+
	ФОЛ КВЛ 220 кВ РЦ - Амур. Вход. Откл. РЦ-Амур (резерв)	+
	ФОЛ КВЛ 220 кВ РЦ - Амур. Вход.Вкл. РЦ-Амур (резерв)	+
	ФОЛ КВЛ 220 кВ РЦ - Амур. Выход. Откл. РЦ-Амур	+
	ФОЛ КВЛ 220 кВ РЦ - Амур. Выход.Вкл. РЦ-Амур	+

6.5 Объем пусконаладочных работ оборудования АСУ ТП

Объём поставки и пусконаладочных работ оборудования ПТК АСУ ТП, выполняемых по данному титулу, приведен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Объем поставки и пусконаладочных работ оборудования АСУ ТП

Наименование устройств /работ	Единицы изм.	Количество	Примечание
Конфигурирование станционных контроллеров SPRECON-E-C (в объеме вновь вводимых сигналов, передаваемых на уровни управления)	комплект	1	
Конфигурирование серверов SCADA/БД и АРМ ОП (в объеме вновь вводимых сигналов и отображения состояния оборудования, устанавливаемого по данному титулу)	комплект	1	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ

Лист

46

нических средств, выполненных на микропроцессорной элементной базе, на основе применения протоколов группы стандартов МЭК 60870-5-101/103/104.

В системе выделяется три уровня программно-технических средств (ПТС): нижний (полевой, уровень присоединения), средний и верхний (подстанционный).

К нижнему уровню относятся устройства, которые непосредственно связаны с объектами мониторинга и управления.

Нижний уровень АСУ ТП построен на базе следующих устройств:

- МП устройства РЗА;
- МП устройства ПА;
- МП контролеры инженерных и вспомогательных систем (ЩСН, ЩПТ, вентиляция и пр.);
- контроллеры внешних систем, интегрируемых в АСУ ТП ПС 500 кВ [Хехцир 2](#).

Микропроцессорные (МП) устройства РЗА, РАС, ПА, ОМП, ЦС и т.п. как устройства отдельных автономных подсистем логически также являются устройствами нижнего уровня АСУ ТП, и используются в качестве источника значительного объема информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах.

Устройства нижнего уровня подключаются в ЛВС, организованную на сетевых коммутаторах Phoenix Contact серии EP7428R, которые образуют оптические кольца сети АСУ ТП.

К среднему уровню относятся устройства, выполняющие задачи концентрации, обработки и обмена информацией между устройствами нижнего и верхнего уровня, передачи информации с подстанции в вышестоящие уровни иерархии (Тихоокеанского РДУ, ЦУС Хабаровского ПМЭС).

Средний уровень АСУ ТП строится на базе следующих устройств:

- стационарные контроллеры (основной и резервный);
- сетевые коммутаторы Phoenix Contact серии EP7428R;
- устройств синхронизации единого времени ЭНКС-2 производства ИЦ «Энергосервис».
- маршрутизаторы Cisco серии FPR1010.

Резервированные стационарные контроллеры предназначены для сбора и предварительной обработки телеметрической информации с оборудования нижнего уровня АСУ ТП и передачи её на верхние уровни иерархии (ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС).

Устройства среднего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано.

К устройствам верхнего уровня ПТК АСУ ТП ПС относятся устройства сбора, обработки

Взам. инв. №	- устройств синхронизации единого времени ЭНКС-2 производства ИЦ «Энергосервис». - маршрутизаторы Cisco серии FPR1010. Резервированные станционные контроллеры предназначены для сбора и предварительной обработки телеметрической информации с оборудования нижнего уровня АСУ ТП и передачи её на верхние уровни иерархии (ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС). Устройства среднего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано. К устройствам верхнего уровня ПТК АСУ ТП ПС относятся устройства сбора, обработки						
	Подп. и дата						
Инв. № подл.						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата

и архивирования данных (сервера), представления информации пользователям (АРМ, принтеры и т.д.).

ПТС верхнего уровня представлены следующим оборудованием:

- серверы SCADA/БД (основной и резервный);
- автоматизированные рабочие места (АРМ) и принтеры в их состав;

Be.

Резервированные серверы SCADA/БД выполняет сбор, централизованную обработку информации, ее хранение и выдачу на рабочие места операторов для предоставления пользователям Системы.

Аппаратно серверы системы представляют собой промышленные серверы под управлением операционной системы Windows.

В существующем ПТК предусмотрены следующие виды АРМ:

- АРМ оперативного персонала (АРМ ОП №1);
- АРМ оперативного персонала (АРМ ОП №2);
- АРМ инженера АСУ ТП/РЗА (стационарное);
- АРМ инженера РЗА (переносное);
- АРМ инженера АСУ ТП (переносное).

В качестве системы мониторинга и управления на АРМ используется SCADA-система ОИК Диспетчер-РТС производства АО «РТСофт». Данная SCADA-система имеет лицензию на 51000 переменных.

АРМ представляют собой стационарные рабочие станции и ноутбуки под управлением операционной системы Windows.

Устройства верхнего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано.

Для обеспечения точной синхронизации низовых устройств с астрономическим временем, в составе ПТК ССПИ предусматривается система единого времени (СЕВ). СЕВ состоит из резервированного GPS-приемника, совмещенного с NTP-сервером, на базе устройства ЭНКС-2.

7.3 Состав технологических и базовых функций АСУ ТП

Состав технологических функций АСУ ТП:

- сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;
- контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы и вывод их на экран;
- представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС, ЦУС, ПМЭС, ДЦ (РДУ) (контроль, диагностика и визуализация состояния

Взам. инв. №	вированного GPS-приемника, совмещенного с NTP-сервером, на базе устройства ЭНКС-2.				
	7.3 Состав технологических и базовых функций АСУ ТП Состав технологических функций АСУ ТП: - сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования; - контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы и вывод их на экран; - представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС, ЦУС, ПМЭС, ДЦ (РДУ) (контроль, диагностика и визуализация состояния				
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ					
Лист 49					

оборудования ПС);

- управление и дистанционное управление оборудованием ПС, в том числе КА ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи, а также резервное управление при отказах верхнего и среднего уровня АСУ ТП;
- удаленное изменение групп уставок и функций терминалов РЗА;
- программные блокировки управления КА (оперативная логическая блокировка КА);
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализации;
- РАС;
- ОМП на ВЛ;
- контроль уровней напряжения на главных шинах ПП;
- информационное взаимодействие с имеющимися на ПП автономными цифровыми системами (РЗА, ПА, РАС, АИИС КУЭ и т.п.) по стандартным протоколам;
- обмен оперативной информацией с верхними уровнями иерархии управления (ЦУС, РДУ);
- обмен неоперативной технологической информацией с верхними уровнями иерархии управления (ЦУС, ПМЭС и МЭС);
- мониторинг работы первичного оборудования.

Состав базовых (общесистемных) функций АСУ ТП:

- организация внутрисистемных и междисциплинарных коммуникаций;
- тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК;
- синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУ ТП автономных цифровых систем;
- архивирование и хранение информации;
- защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям;
- формирование и печать отчетов в заданной форме;
- программирование и конфигурирование.

7.4 Технические решения ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хехцир 2

Модернизация и расширение существующего ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ **Хехцир 2** по данному титулу не рассматривается.

По проекту предусматривается передача цифровой информации в АСУ ТП от модернизируемого существующего оборудования МП РЗА/ПА в объеме вновь вводимых сигналов.

Так как существующая SCADA-система имеет лицензию на 51000 переменных, а на текущий момент используется около 20000 переменных, то отсутствует необходимость в расшире-

Взам. инв. №	- формирование и печать отчетов в заданной форме; - программирование и конфигурирование.				
	7.4 Технические решения ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хехцир 2				
Подп. и дата	Модернизация и расширение существующего ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Хехцир 2 по данному титулу не рассматривается. По проекту предусматривается передача цифровой информации в АСУ ТП от модернизируемого существующего оборудования МП РЗА/ПА в объеме вновь вводимых сигналов. Так как существующая SCADA-система имеет лицензию на 51000 переменных, а на текущий момент используется около 20000 переменных, то отсутствует необходимость в расшире-				
Инв. № подл.					
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.

нии данной лицензии.

7.4.1 Состав оборудования ПС 500 кВ Хехцир 2 устанавливаемого в рамках данного титула

При выполнении работ в рамках данного титула на ПС 500 кВ Хехцир 2 не предусматривается установка и/или замена первичного/основного оборудования ПС.

Установка новых устройств/оборудования ПА также не предусматривается.

7.4.2 Интеграция АСУ ТП с системой ПА

В рамках проекта будет выполняться модернизация УТМ ПА ПС 500 кВ Хехцир 2 для ретрансляции сигналов состояния, сигналов измерения каждой ЛЭП на транзите 220 кВ Хабаровская – РЦ.

Предусматриваются мероприятия по корректировке перечня сигналов, передаваемых в АСУ ТП ПС 500 кВ Хехцир 2 от модернизируемого шкафа УТМ ПА (ОПУ. панель №66).

Конкретный перечень сигналов подлежащий корректировке будет сформирован на стадии «Рабочая документация» при разработке Задания на перепараметрирование и перепрограммирование комплекса УТМ для ПА на ПС 500 кВ Хехцир 2.

7.5 Объем пусконаладочных работ оборудования АСУ ТП

Объём поставки и пусконаладочных работ оборудования ПТК АСУ ТП, выполняемых по данному титулу, приведен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Объем поставки и пусконаладочных работ оборудования АСУ ТП

Наименование устройств /работ	Единицы изм.	Количество	Примечание
Конфигурирование станционных контроллеров (в объеме вновь вводимых сигналов, передаваемых на уровне управления)	комплект	1	
Конфигурирование серверов SCADA/БД и АРМ ОП (в объеме вновь вводимых сигналов и отображения состояния оборудования, устанавливаемого по данному титулу)	комплект	1	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ						Лист
						51

8.2 Уровни иерархии ПТК ССПИ ПС 220 кВ Гидролизная

Детальное описание существующей ССПИ ПС 220 кВ Гидролизная представлено в томах рабочей документации разработанных по титулу «Модернизация ССПИ на объектах филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока (2 этап строительства. 14 ССПИ ПС) по Программе ПНиН ЕНЭС, 32 объекта» и основывается на современных информационно-технологических принципах с использованием современных программных и технических средств, выполненных на микропроцессорной элементной базе, на основе применения протоколов группы стандартов МЭК 61850.

В системе выделяется три уровня программно-технических средств (ПТС): нижний (полевой, уровень присоединения), средний и верхний (подстанционный).

К нижнему уровню относятся устройства, которые непосредственно связаны с объектами мониторинга и управления.

Нижний уровень ССПИ построен на базе следующих устройств:

- контроллеры ИНБРЭС-КПГ производства ООО «ИБРЭС»;
- измерительные преобразователи ЭНИП-2 производства ИЦ «Энергосервис».

Микропроцессорные (МП) устройства РЗА, РАС, ПА, ОМП, ЦС и т.п. как устройства отдельных автономных подсистем логически также являются устройствами нижнего уровня АСУ ТП, и используются в качестве источника значительного объема информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах.

Устройства нижнего уровня подключаются в ЛВС, организованную на сетевых коммутаторах KYLAND серии SICOM3024P и 3000A, которые образуют оптическое кольцо сети ССПИ.

К среднему уровню относятся устройства, выполняющие задачи концентрации, обработки и обмена информацией между устройствами нижнего и верхнего уровня, передачи информации с подстанции в вышестоящие уровни иерархии (Тихоокеанского РДУ, ЦУС Хабаровского ПМЭС).

Средний уровень ССПИ строится на базе следующих устройств:

- сервера ТМ ИНБРЭС-КТМ (основной и резервный) производства ООО «ИБРЭС»;
- сетевые коммутаторы KYLAND серии SICOM3024P и 3000A;
- межсетевые экраны Huawei серии USG6525E;
- устройств синхронизации единого времени ЭНКС-2 производства ИЦ «Энергосервис».
- серверы последовательных портов KYLAND серии DGW-A6T-6T8D.

Резервированные серверы ТМ ИНБРЭС-КТМ предназначены для сбора и предварительной обработки телеметрической информации с оборудования нижнего уровня ССПИ и передачи её на верхние уровни иерархии (ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС).

Серверы последовательных портов KYLAND серии DGW-A6T-6T8D предназначены для

Взам. инв. №		- сервера ТМ ИИБРЭС-КТМ (основной и резервный) производства ООО «ИИБРЭС»; - сетевые коммутаторы KYLAND серии SICOM3024P и 3000A; - межсетевые экраны Huiawei серии USG6525E; - устройств синхронизации единого времени ЭНКС-2 производства ИЦ «Энергосервис». - серверы последовательных портов KYLAND серии DGW-A6T-6T8D. Резервированные серверы ТМ ИИБРЭС-КТМ предназначены для сбора и предварительной обработки телеметрической информации с оборудования нижнего уровня ССПИ и передачи её на верхние уровни иерархии (ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанского РДУ и ЦУС филиала ПАО «Россети» Хабаровского ПМЭС).						
Подп. и дата								
Инв. № подл.		Серверы последовательных портов KYLAND серии DGW-A6T-6T8D предназначены для						
							1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
								53
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

интеграции в ПТК ССПИ подсистем и устройств, не поддерживающих стандарт МЭК 61850 и подключающихся в ПТК ССПИ по последовательным портам связи.

Устройства среднего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано.

К устройствам верхнего уровня ПТК ССПИ ПС относятся устройства сбора, обработки и архивирования данных (сервера), представления информации пользователям (АРМ, принтеры и т.д.).

ПТС верхнего уровня представлены следующим оборудованием:

- сервер ССПИ (нерезервированный);
- автоматизированные рабочие места (АРМ) и принтеры в их составе.

Сервер ССПИ выполняет сбор, централизованную обработку информации, ее хранение и выдачу на рабочие места операторов для предоставления пользователям Системы.

Аппаратно сервер системы представляет собой промышленный сервер под управлением операционной системы Linux.

В существующем ПТК предусмотрены следующие виды АРМ:

- АРМ оперативного персонала (АРМ ОП);
- АРМ (переносное).

В качестве системы мониторинга и управления на АРМ используется SCADA-система SCADA «ИНБРЭС» производства ООО «ИНБРЭС». Данная SCADA-система имеет лицензию на 5000 переменных.

АРМ представляют собой стационарную рабочую станцию и ноутбук под управлением операционной системы Linux.

Устройства верхнего уровня радиально подключаются в ЛВС. Подключение осуществляется резервировано.

Для обеспечения точной синхронизации низовых устройств с астрономическим временем, в составе ПТК ССПИ предусматривается система единого времени (СЕВ). СЕВ состоит из резервированного GPS-приемника, совмещенного с NTP-сервером, на базе устройства ЭНКС-2.

8.3 Состав технологических и базовых функций ССПИ

Состав технологических функций ССПИ:

- сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;
- контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы и вывод их на экран;
- представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим

Взам. инв. №	в составе ПТК ССПИ предусматривается система единого времени (СЕВ). СЕВ состоит из резервированного GPS-приемника, совмещенного с NTP-сервером, на базе устройства ЭНКС-2.						
	8.3 Состав технологических и базовых функций ССПИ						
Подп. и дата	Состав технологических функций ССПИ:						
	- сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования; - контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы и вывод их на экран; - представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим						
Инв. № подл.						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата

пользователям на ПС, ЦУС, ПМЭС, ДЦ (РДУ) (контроль, диагностика и визуализация состояния оборудования ПС);

- технологическая предупредительная и аварийная сигнализации;
- контроль уровней напряжения на главных шинах ПП;
- информационное взаимодействие с имеющимися на ПП автономными цифровыми системами (РЗА, ПА, РАС, АИИС КУЭ и т.п.) по стандартным протоколам;
- обмен оперативной информацией с верхними уровнями иерархии управления (ЦУС, РДУ);
- обмен неоперативной технологической информацией с верхними уровнями иерархии управления (ЦУС, ПМЭС и МЭС);
- мониторинг работы первичного оборудования.

Состав базовых (общесистемных) функций ССПИ:

- организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций;
- тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК;
- синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в ССПИ автономных цифровых систем;
- архивирование и хранение информации;
- защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям;
- формирование и печать отчетов в заданной форме;
- программирование и конфигурирование.

8.4 Технические решения ПТК ССПИ ПС 220 кВ Гидролизная

Модернизация и расширение существующего ПТК ССПИ ПС 220 кВ Гидролизная по данному титулу не рассматривается.

По проекту предусматривается передача цифровой информации в АСУ ТП от модернизируемого существующего оборудования МП РЗА/ПА в объеме вновь вводимых сигналов.

Существующая SCADA-система имеет лицензию на 5000 переменных и на текущий момент используется практически весь резерв. Проектом предусматривается корректировка наименований сигналов от ранее интегрированного оборудования ПА в ССПИ, следовательно дополнительных переменных использовать не потребуется. Необходимость в расширении данной лицензии отсутствует.

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							
По проекту предусматривается передача цифровой информации в АСУ ТП от модернизируемого существующего оборудования МП РЗА/ПА в объеме вновь вводимых сигналов. Существующая SCADA-система имеет лицензию на 5000 переменных и на текущий момент используется практически весь резерв. Проектом предусматривается корректировка наименований сигналов от ранее интегрированного оборудования ПА в ССПИ, следовательно дополнительных переменных использовать не потребуется. Необходимость в расширении данной лицензии отсутствует.									
						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ			Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				55

8.4.1 Состав оборудования ПС 220 кВ Гидролизная устанавливаемого в рамках данного титула

При выполнении работ в рамках данного титула на ПС 220 кВ Гидролизная не предусматривается установка и/или замена первичного/основного оборудования ПС.

Установка новых устройств/оборудования ПА также не предусматривается.

8.4.2 Интеграция ССПИ с системой ПА

В рамках проекта будет выполняться модернизация существующего оборудования ПА в части организации передачи/приема команд ПА для следующих устройств:

- шкаф ПРД УПК-Ц 360 кГц ВЛ 220 кВ Хехцир – Гидролизная с отпайкой на ПС Кругликово/т/ ПРМ УПК-Ц 220 кГц ВЛ 220 кВ Хехцир – Гидролизная с отпайкой на ПС Кругликово/т (ОПУ. панель №30);

- шкаф ПРМ УПК-Ц 228 кГц ВЛ 220 кВ Гидролизная – Авант/т/ ПРД УПК-Ц 220 кГц ВЛ 220 кВ Гидролизная – Авант/т (ОПУ. панель №35).

В рамках проекта необходимо выполнить добавление новых сигналов, предусмотренных по настоящему титулу от ПРД УПК-Ц 360 кГц ВЛ 220 кВ Хехцир – Гидролизная с отпайкой на ПС Кругликово/т/ ПРМ УПК-Ц 220 кГц ВЛ 220 кВ Хехцир – Гидролизная с отпайкой на ПС Кругликово/т (ОПУ. панель №30) и ПРМ УПК-Ц 228 кГц ВЛ 220 кВ Гидролизная – Авант/т/ ПРД УПК-Ц 220 кГц ВЛ 220 кВ Гидролизная – Авант/т (ОПУ. панель №35) в ПТК ССПИ.

Состав вновь вводимых сигналов от существующих устройств ПА в ССПИ представлен в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Состав вновь вводимых сигналов от существующих устройств ПА

		Присоединение (оборудование)						Наименование сигнала		ССПИ				
		Оборудование смежных систем												
		Оборудование ПА												
Взам. инв. №		ПРД УПК-Ц 360 кГц ВЛ 220 кВ Хехцир – Гидролизная с отпайкой на ПС Кругликово/т/ ПРМ УПК-Ц 220 кГц ВЛ 220 кВ Хехцир – Гидролизная с отпайкой на ПС Кругликово/т						Команда ПРД 17. Откл. Хехцир-Дормидонтовка/т		+				
								Команда ПРД 18. Вкл. Хехцир-Дормидонтовка/т		+				
								Команда ПРМ 11. Откл. Дормидонтовка/т-Авант/т		+				
								Команда ПРМ 12. Вкл. Дормидонтовка/т-Авант/т		+				
	Подп. и дата	ПРМ УПК-Ц 228 кГц ВЛ 220 кВ Гидролизная – Авант/т/ ПРД УПК-Ц 220 кГц ВЛ 220 кВ Гидролизная – Авант/т						Команда ПРМ 17. Откл. Хехцир-Дормидонтовка/т		+				
								Команда ПРМ 18. Вкл. Хехцир-Дормидонтовка/т		+				
								Команда ПРД 11. Откл. Дормидонтовка/т-Авант/т		+				
								Команда ПРД 12. Вкл.		+				
Инв. № подл.							1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ						Лист	
													56	
		Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

Дормидонтовка/т-Авант/т

8.5 Объем пусконаладочных работ оборудования ССПИ

Объём поставки и пусконаладочных работ оборудования ПТК ССПИ, выполняемых по данному титулу, приведен в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Объем поставки и пусконаладочных работ оборудования ССПИ

Наименование устройств /работ	Единицы изм.	Количество	Примечание
Конфигурирование серверов ТМ ИНБРЭС-КТМ (в объеме вновь вводимых сигналов, передаваемых на уровне управления)	комплект	1	
Конфигурирование сервера ССПИ и АРМ ОП (в объеме вновь вводимых сигналов и отображения состояния оборудования, модернизируемого по данному титулу)	комплект	1	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ

9 Состав работ в части АСУ ТП

В состав работ в части АСУ ТП/ССПИ в рамках данного титула на
ПС 500 кВ Хабаровская, ПС 220 кВ Левобережная, ПС 220 кВ РЦ, ПС 220
кВ Амур, ПС 500 кВ **Хехцир 2** и ПС 220 кВ Гидролизная входит:

- интеграция вновь устанавливаемых терминалов ПА;
- интеграция вновь вводимых сигналов от модернизируемых устройств ПА;
- работы по расширению базы данных;
- работы по настройке ЛВС АСУ ТП/ССПИ в части вновь устанавливаемых устройств;
- работы по корректировке экранных форм;
- изменение формуляров приема/передачи информации;
- приобретение и монтаж кабельной продукции и материалов.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ						Лист
												58
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

10 Смежные части проекта

10.1 Методика приемосдаточных испытаний

С учетом состава вторичного оборудования подлежащего установке и замене/модернизации, отраженного в п.3.4.1, 4.4.1, 5.4.1 данной пояснительной записки необходимо предусмотреть проведение приемосдаточных испытаний и проверки прохождения сигналов в части вновь устанавливаемого и заменяемого/модернизируемого оборудования МП РЗА/ПА.

Методика приемосдаточных испытаний выполняется согласно СТО 56947007-25.040.40.012-2008 «Типовая программа приемо-сдаточных испытаний АСУ ТП законченных строительством подстанций ОАО «ФСК ЕЭС» п.8 «Проверка функций АСУ ТП» с учетом типов и состава вновь устанавливаемого и заменяемого оборудования РЗА/ПА:

- проверка прохождения дискретных сигналов для полевых устройств АСУ ТП и РЗА/ПА. Производится путем выборочной проверки прохождения дискретных сигналов для полевых устройств АСУ ТП и РЗА/ПА. Для дискретных сигналов изменять значения входных сигналов, воздействуя непосредственно на контролируемые устройства (выключатели, разъединители, ключи управления режимами РЗА, автоматические выключатели и т.д.) т.е. методом «от источника к приемнику». Для устройств РЗА/ПА имитируется срабатывание защиты при подаче тока и напряжения от внешнего источника;

- имитация нарушений в контролируемых системах, при которых должны формироваться сигналы аварийной и предупредительной сигнализации в соответствии с рабочим проектом. С контролем данных на АРМ ОП (журнал тревог, аварийная и предупредительная сигнализация и т.д.);

- проверка выполнения функций АРМ в части вновь устанавливаемого/заменяемого оборудования МП РЗА/ПА.

10.2 Части ПД не подлежащие корректировке

Вопросы и аспекты касающиеся:

- гарантийных обязательств;
- надежности и живучести компонентов АСУ ТП/ССПИ;
- электропитания технических средств АСУ ТП/ССПИ;
- размещения технических средств;
- решений по помехозащищенности АСУ ТП/ССПИ;
- решений по безопасности;
- требований к стандартизации и унификации;
- транспортированию, упаковке, условий и сроков хранения устройств АСУ ТП/ССПИ;

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Вопросы и аспекты касающиеся:							
			- гарантийных обязательств; - надежности и живучести компонентов АСУ ТП/ССПИ; - электропитания технических средств АСУ ТП/ССПИ; - размещения технических средств; - решений по помехозащищенности АСУ ТП/ССПИ; - решений по безопасности; - требований к стандартизации и унификации; - транспортированию, упаковке, условий и сроков хранения устройств АСУТП/ССПИ;							
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ				Лист
										59

- опытной эксплуатации;
- проведению приемосдаточных испытаний АСУ ТП/ССПИ;
- промышленной эксплуатации

в рамках данного титула не рассматривается и не описывается, поскольку являются существующими и не входят в объем работ выполняемых в рамках данного титула.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ	Лист
										60
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	-	Все	1	-	79	03/24		05.07.2024
2	-	Все	-	4	75	04/24		02.09.2024

Главный инженер проекта


(подпись)

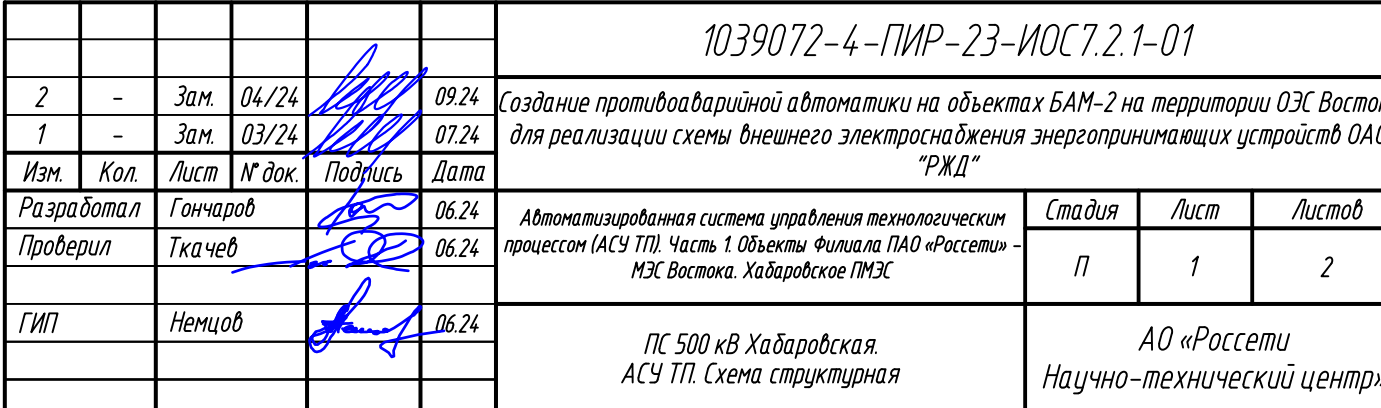
А.В. Немцов

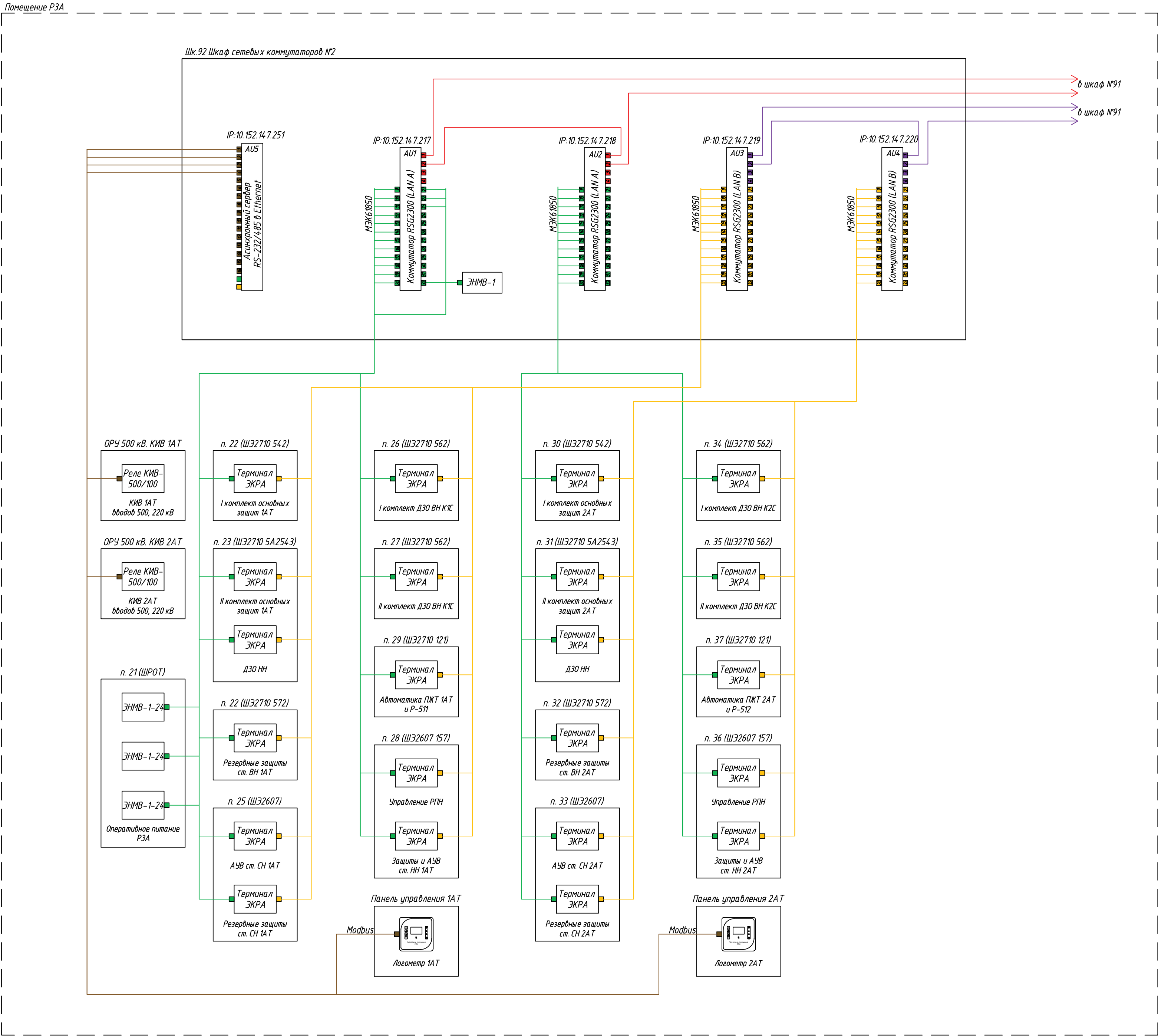
(дата)

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ЧЕРТЕЖИ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №												
						1039072-4-ПИР-23-ИОС7.2.1.ПЗ						Лист		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							62		





Согласовано:					
Инв. N подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N			

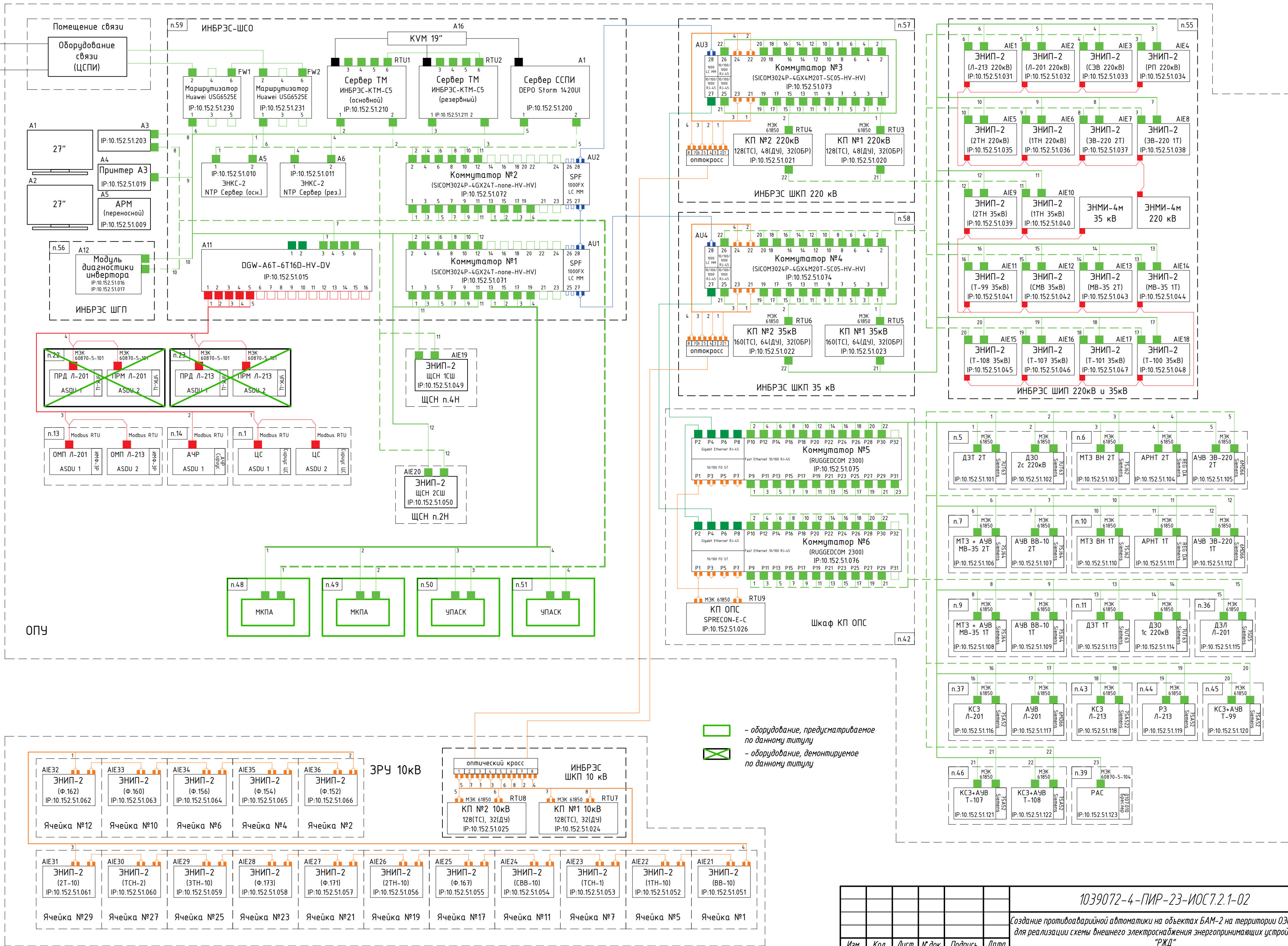
Изм.	Колуч.	Лист	N док.	Подпись	Дата

Филиал АО "СО ЕЭС" Тихоокеанское РДУ
основной канал МЭК60870-5-104

Филиал АО "СО ЕЭС" Тихоокеанское РДУ
резервный канал МЭК60870-5-104

Филиал ПАО "Россети" Хабаровский ПМЭС
основной канал МЭК60870-5-104

Филиал ПАО "Россети" Хабаровский ПМЭС
резервный канал МЭК60870-5-104

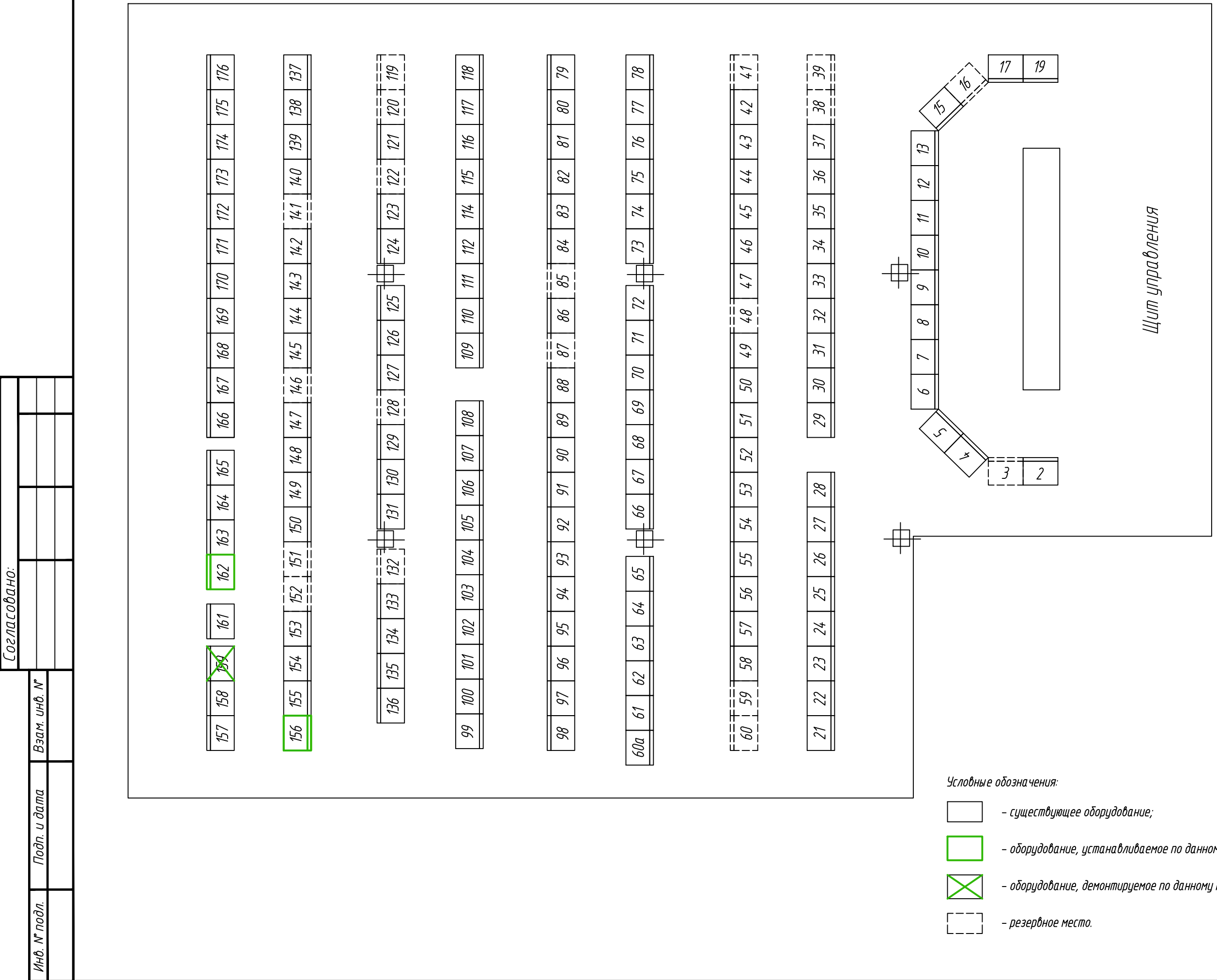


оборудование, предусматриваемое по данному титулу

оборудование, демонтируемое по данному титулу

						1039072-4-ПНР-23-ИОС 7.2.1-02			
						Создание противоаварийной автоматики на объектах БАМ-2 на территории ОЭС Востока для реализации схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ОАО "РЖД"			
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП). Часть 1. Объекты Филиала ПАО «Россети» – МЭС Востока. Хабаровское ПМЭС	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Гончаров			06.24		П		1
Проверил		Ткачев			06.24				
ГИП		Немцов			06.24	ПС 220 кВ Левобережная. ССПИ. Схема структурная	АО «Россети Научно-технический центр»		

Схема расстановки панелей в ОПУ в помещении панелей РЗА



№ панели (шкафа)	Тип панели (шкафа)	Назначение панели (шкафа)	Кол.
2		Автоматика пожаротушения и водоснабжения	1
3		Резервное место	1
4		Панель дистанционного включения потребителей	1
5		Панель управления линий Л-514, Р-514, Р-515	1
6		Панель управления линий Л-513, Р-513	1
7		Панель управления линий Л-511, Л-512, Р-511, Р-512	1
8		Панель управления автотрансформатора 1АТ	1
9		Панель управления ШСВ, ОЗВ 220 кВ, ЭВ УШР	1
10		Панель управления автотрансформатора 2АТ	1
11		Панель управления линий Л-213, Л-214, Хабаровская - НПС-1, Хабаровская - НПС-2 с отпайкой на ПС Литовка	1
12		Панель управления линий Л-211, Л-212, Хабаровская - НПС-32, Хабаровская - Биробиджан с отпайкой на ПС Икура/м	1
13		Панель управления ВВ-10-1АТ-4, ВВ-10 Ф-3, ВВ-10 Ф-4	1
15		Учет 1АТ, 2АТ 10 кВ	1
16	БЗМП-ЦС	Резервное место	1
17	БЗМП-ЦС	Центральная сигнализация	1
19	БЗМП-ЦС	Центральная сигнализация	1
21	ШПЗ	ЩРОТ 1АТ, 2АТ	1
22	ШЗ2710 542	Основная защита 1АТ 1 комплект и технологические защиты 1АТ	1
23	ШЗ2710 542543	Основная защита 1АТ 2 комплект и ДЗО НН 1АТ	1
24	ШЗ2710 572	Резервные защиты стороны ВН 1АТ	1
25	ШЗ2607 019072	АЧВ, резервные защиты и РПР СН 1АТ	1
26	ШЗ2710 562	ДЗО ВН 1 комплект 1АТ	1
27	ШЗ2710 562	ДЗО ВН 2 комплект 1АТ	1
28	ШЗ2607 157 (непilotируй)	Управление РПН 1АТ, защиты и АЧВ ввода НН 1АТ	1
29	ШЗ2710 121	Автоматика пожаротушения 1АТ и Р-511	1
30	ШЗ2710 542	Основная защита 2АТ 1 комплект и технологические защиты 2АТ	1
31	ШЗ2710 542543	Основная защита 2АТ 2 комплект и ДЗО НН 2АТ	1
32	ШЗ2710 572	Резервные защиты стороны ВН 2АТ	1
33	ШЗ2607 019072	АЧВ, резервные защиты и РПР СН 2АТ	1
34	ШЗ2710 562	ДЗО ВН 1 комплект 2АТ	1
35	ШЗ2710 562	ДЗО ВН 2 комплект 2АТ	1

№ панели (шкафа)	Тип панели (шкафа)	Назначение панели (шкафа)	Кол.
36	ШЗ2607 157 (непilotируй)	Управление РПН 2АТ, защиты и АЧВ ввода НН 2АТ	1
37	ШЗ2710 121	Автоматика пожаротушения 2АТ и Р-512	1
38		Резервное место	1
39		Резервное место	1
41		Резервное место	1
42		Автоматика пожаротушения	1
43		Автоматика пожаротушения	1
44		МКПА 1 комплект 1Е, 2Е (ФОСШ 1Е, ФОСШ 2Е, АОСН)	1
45		МКПА 2 комплект 1Е, 2Е (ФОСШ 1Е, ФОСШ 2Е, АОСН)	1
46		1 комплект защит УШР и автоматика ЭВ-УШР	1
47		2 комплект защит УШР и защита КО УШР	1
48		Резервное место	1
49		Оперативный ток защит и автоматика Л-511	1
50	Siemens (75A52 6MD66)	2 комплект защит Л-511, автоматика и УРОВ ЭВ-511-2	1
51	Siemens (75A52 6MD66)	1 комплект защит Л-511, автоматика и УРОВ ЭВ-511-1	1
52	Бреслер 0411	ДФЗ Л-511	1
53	Бреслер 0105	РАС Л-511	1
54	АВАНТ К400	ПРД/ПРМ АВАНТ 27/32 кГц ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская №1 (Л-511)	1
55		МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская №1 (Л-511) (ФОЛ, АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН)	1
56	Siemens (7UT63 6MD66, 7S162)	1 комплект защит Р-511, автоматика и УРОВ ЭВ-Р-511	1
57	Siemens (7UT63 6MD66, 7S161)	2 комплект защит Р-511, терминал разъединителей линейной сборки Л-511	1
58		ПТК СМ и УКЗ (программно-технический комплекс "Гармония")	1
59		Резервное место	1
60		Резервное место	1
60а		МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская №1 (Л-511) (ФОЛ, АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН)	1
61	Siemens (7UT63 6MD66)	1 комплект защит Р-512, автоматика и УРОВ ЭВ-Р-512	1
62	Siemens (7UT63 6MD66)	2 комплект защит Р-512, автоматика и УРОВ ЭВ-Р-512	1
63		Автоматика ТН Л-511, опер. ток защит и автоматика Р-512	1
64		Опер. ток защит и автоматика Р-514, Р-515	1
65		Автоматика ТН Л-513, Л-514	1
66		Питание ЗМС разъединителей	1

№ панели (шкафа)	Тип панели (шкафа)	Назначение панели (шкафа)	Кол.
67	ABB (RE1521, REB551)	1 комплект защит и автоматика Р-515	1
68	ABB (RE1521, REA545)	2 комплект защит Р-515	1
69		Опер. ток Р-511, УШР-220	1
70		СУРЗА УШР-220	1
71		Опер. ток защит и автоматика Л-514	1
72		Автоматика ТН 220 кВ, УШР 220 кВ	1
73		МКПА 1 комплект 1Е, 2Е (ФОСШ 1Е, ФОСШ 2Е, АОСН)	1
74		МКПА 2 комплект 1Е, 2Е (ФОСШ 1Е, ФОСШ 2Е, АОСН)	1
75		Опер. ток защит и автоматика МКПА Л-512, Р-513, ЕТЛ-Л-514, ЕТЛ-Л-512	1
76	ARIS	ИП УТМ ПА "ЭКОМ-ТМ"	1
77		УТМ ПА "ЭКОМ-ТМ"	1
78		Опер. ток защит и автоматика Л-513	1
79	Кедр 2.0	ПРД/ПРМ КЕДР по ВОЛС ВЛ 500 кВ Хабаровская - Хехицр 2	1
80	ПКУС СР24	ПРД/ПРМ ПКУС по ВОЛС Бурейская ГЭС - Хабаровская	1
81		ДФЗ ВЛ 500 кВ Хабаровская - Комсомольская (Л-512) (ДФЗ, ОАПВ)	1
82		1 комплект резервных защит Л-512 и автоматика ЭВ-512-1	1
83		2 комплект резервных защит Л-512 и автоматика ЭВ-512-2	1
84	ARIS	ИП ПА ЭКОМ-ТМ резервный	1
85		Резервное место	1
86		Перевод цепей напряжения Л-512	1
87		Резервное место	1
88	Кедр 2.0	ПРД/ПРМ КЕДР по ВОЛС ВЛ 500 кВ Хабаровская - Нерген	1
89		Шкаф сбора общеподстанционных сигналов	1
90		Шкаф сетевых коммутаторов №3	1
91		Шкаф сетевых коммутаторов №1	1
92		Шкаф сетевых коммутаторов №2	1
93	ШЗЗ 243	Шкаф сбора дискретных сигналов	1
94		РАС ВЛ 500 кВ Хабаровская - Нерген	1
95		МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Хабаровская - Нерген (Л-512) (ФОЛ, АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН)	1
96		ЩРОТ Л-512	1
97		МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Хабаровская - Нерген (Л-512) (ФОЛ, АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН)	1

№ панели (шкафа)	Тип панели (шкафа)	Назначение панели (шкафа)	Кол.
98	Кедр 2.0	ПРД/ПРМ КЕДР 88/84 кГц ВЛ 500 кВ Хабаровская - Нерген (Л-512)	1
99	ABB (RE1521, REF545, REB551)	2 комплект защит Л-514 и автоматика ЭВ-514-2	1
100	ABB (RE1521, REF545, REB551)	1 комплект защит Л-514 и автоматика ЭВ-514-1	1
101	Бреслер 0411	ДФЗ ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская №2 (Л-514)	1
102	Бреслер	РАСП ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская №2 (Л-514)	1
103		Шкаф учета Л-511, Л-512, Л-513, Л-514	1
104	АВАНТ К400	ПРД/ПРМ АВАНТ 30/24 кГц ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская №2 (Л-514)	1
105		МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская №2 (Л-514) (ФОЛ, АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН)	1
106		МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская №2 (Л-514) (ФОЛ, АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН)	1
107	ABB (RE1521, REF545, REB551)	1 комплект защит Р-514 и автоматика ЭВ-Р-514	1
108	БЗ2105, RE1521	2 комплект защит Р-514	1
109	ABB (RE1521, REF545, REB551)	1 комплект защит Р-513 и автоматика ЭВ-Р-513-1	1
110	ABB (RE1521, REF545, REB551)	Комплект РЗА №2 ВЛ 500 кВ Хабаровская - Хехицр 2 (МТЗ, МФТО, ТЭНП, ДЗ, ОАПВ, ЗНР, РЗА ЭВ-513-2 (АЧВ, УРОВ, ТАПВ, ЭНФ)	1
111	Бреслер 0411	ДФЗ ВЛ 500 кВ Хабаровская - Хехицр 2 (Л-513)	1
112	Бреслер 0105	РАСП ВЛ 500 кВ Хабаровская - Хехицр 2 (Л-513)	1
114		МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Хабаровская - Хехицр 2 (Л-513) (ФОЛ, АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН)	1
115	Кедр 2.0	ПРД/ПРМ КЕДР 126/124 кГц ВЛ 500 кВ Хабаровская - Хехицр 2 (Л-513)	1
116		МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Хабаровская - Хехицр 2 (Л-513) (ФОЛ, АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН)	1
117	ABB (RE1521, REF545, REB551)	1 комплект защит Р-513 и автоматика ЭВ-Р-513	1
118	БЗ2105, RE1521	2 комплект защит Р-513	1
119		Резервное место	1
120		Резервное место	1
121		Шкаф РПР линий 220 кВ и ОЗВ-220 кВ	1
122		Резервное место	1
123		Комплект РЗА ОЗВ-220 кВ	1
124		Бреслер 1 и 2 СИ 220 кВ	1
125		ИМФ 220 кВ	1
126		Шкаф перевода токовых цепей на ОЗВ-220 кВ	1
127		Шкаф организации цепей напряжения 220 кВ	1
128		Резервное место	1
129		СМРП (шкаф №1 КСВД)	1

№ панели (шкафа)	Тип панели (шкафа)	Назначение панели (шкафа)	Кол.
130		СМРП (шкаф №6 УСВИ)	1
131		СМРП (шкаф №6 УСВИ)	1
132		Резервное место	1
133		Панель промежуточных цепей напряжения	1
134		ДЗШ-220 кВ, УРОВ-220 кВ	1
135		Комплект РЗА ШСВ	1
136		ЩРОТ №5	1
137		Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-2 с отпайкой на ПС Литовка (ВЧБ, КСЗ)	1
138		Комплект РЗА ЭВ-НПС-2, КСЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-2 с отпайкой на ПС Литовка (КСЗ, АЧВ)	1
139		Комплект РЗА ЭВ-НПС-1, КСЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-1 (КСЗ, АЧВ)	1
140		Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-1 (ВЧБ, КСЗ)	1
141		Резервное место	1
142		Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - Ледобережная (Л-213) (ВЧБ, КСЗ)	1
143		Комплект РЗА ЭВ-213, КСЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - Ледобережная (Л-213) (КСЗ, АЧВ)	1
144		Комплект РЗА ЭВ-214, КСЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - Волоочевка/м (Л-214) (КСЗ, АЧВ)	1
145		Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - Волоочевка/м (Л-214) (ВЧБ, КСЗ)	1
146		Резервное место	1
147		Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-32 (ВЧБ, КСЗ)	1
148		Комплект РЗА ЭВ-НПС-32, КСЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-32 (КСЗ, АЧВ)	1
149		Комплект РЗА ЭВ-Биробиджан, КСЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - Биробиджан с отпайкой на ПС Икура/м (КСЗ, АЧВ)	1
150		Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - Биробиджан с отпайкой на ПС Икура/м (ВЧБ, КСЗ)	1
151		Резервное место	1
152		Резервное место	1
153		Комплект РЗА ЭВ-212, КСЗ-1 ВЛ 220 кВ Хабаровская - Ин/м II цепь (Л-212) (КСЗ, АЧВ)	1
154		КСЗ-2 ВЛ 220 кВ Хабаровская - Ин/м I цепь (Л-211), КСЗ-2 ВЛ 220 кВ Хабаровская - Ин/м II цепь (Л-212)	1
155		Комплект РЗА ЭВ-211, КСЗ-1 ВЛ 220 кВ Хабаровская - Ин/м I цепь (Л-211) (АЧВ)	1
156		Резервное место	1
157		ЩРОТ №2	1
158		ЩРОТ №1	1
159	УПК-Ц	ПРД АВАНТ 336 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Ледобережная (Л-213), ПРМ АВАНТ 232 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Ледобережная (Л-213)	1
160	АВАНТ К400	ПРД АВАНТ 336 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-1, ПРМ АВАНТ 232 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-1	1

№ панели (шкафа)	Тип панели (шкафа)	Назначение панели (шкафа)	Кол.
161	АВАНТ К400	ПРД/ПРМ АВАНТ ВЧ ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-1	1
162	УПК-Ц	ПРД АВАНТ 336 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Ледобережная (Л-213), ПРМ АВАНТ 232 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Ледобережная (Л-213)	1
163	АВАНТ К400	ПРД/ПРМ АВАНТ по ВОЛС ПК 500 кВ Хабаровская - ПС 220 кВ Старт	1
164		МКПА 1 комплект ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-1, ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-2 с отпайкой на ПС Литовка (ФОЛ, АЛАР)	1
165		МКПА 2 комплект ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-1, ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-2 с отпайкой на ПС Литовка (ФОЛ, АЛАР)	1
166	Кедр 2.0	ПРД/ПРМ КЕДР 134/132 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-2 с отпайкой на ПС Литовка	1
167		Шкаф питания цепей ОБР	1
168		Шкаф учета 220 кВ	1
169		Шкаф учета 220 кВ	1
170		МКПА 2 комплект ВЛ 220 кВ Хабаровская - Биробиджан с отпайкой на ПС Икура/м, ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-32 (ФОЛ, АОПН, АЧР)	1
171		МКПА 1 комплект ВЛ 220 кВ Хабаровская - Биробиджан с отпайкой на ПС Икура/м, ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-32 (ФОЛ, АОПН, АЧР)	1
172		МКПА 2 комплект ВЛ 220 кВ Хабаровская - Ледобережная (Л-213), ВЛ 220 кВ Хабаровская - Волоочевка/м (Л-214) (ФОЛ, АЛАР, АОПН)	1
173		МКПА 1 комплект ВЛ 220 кВ Хабаровская - Ледобережная (Л-213), ВЛ 220 кВ Хабаровская - Волоочевка/м (Л-214) (ФОЛ, АЛАР, АОПН)	1
174	ПКУС СР24	ПРД/ПРМ ПКУС СР24 по ВОЛС ПК 500 кВ Хабаровская - ПС 220 кВ Биробиджан	1
175	УПК-Ц	ПРД АВАНТ 420 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Биробиджан с отпайкой на ПС Икура/м, ПРМ АВАНТ 516 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-32	1
176	АВАНТ К400	ПРД АВАНТ 516 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-32	1

1039072-4-ПИР-23-ИОС 7.2.1-04					
Создание противоаварийной автоматики на объектах БАМ-2 на территории ОЭС Востока для реализации схемы внешнего электроснабжения энергосистемных устройств ОАО «РЖД»					
Изм.	Кол.	Зам.	Дата	Подпись	Дата
2	-	Зам.	04/24	09.24	
Разработал		Гончаров		06.24	
Проверил		Ткачев		06.24	
ГИП		Немцов		06.24	
ПС 500 кВ Хабаровская, АСУ ТП. План расположения панелей				АО «Россети Научно-технический центр»	

Согласовано:

Изм. № подл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

План ОПУ ПС 220 кВ Левобережная

Панели переменного тока

6Н5Н4Н3Н2Н1Н

Панели постоянного тока

1ВУ1П2П3П2ВУ

11У4У3У2У5У6У7У

114567891011

13141519202124

3534333231302928272625

363738394041424344454647

595857565554535251504948

Условные обозначения:

- существующее оборудование;

- оборудование, устанавливаемое по данному типу;

- оборудование, демонтируемое по данному типу;

- резерв.

Перечень шкафов в ОПУ ПС 220 кВ Левобережная

№ шкафа	Наименование
4	Автоматика и защиты СВВ-10, ТЗШ-10 кВ
5	ДЗТ 2Т, ДЗО 2С 220 кВ
6	Резервные защиты 220 кВ 2Т, АРНТ 2Т, АУВ ЗВ-220 2Т
7	Резервные защиты, АУВ ЗВ-35 2Т, ВВ-10 2Т
8	Панель оперативного тока
9	Резервные защиты, АУВ ЗВ-35 1Т, ВВ-10 1Т
10	Резервные защиты 220 кВ 1Т, АРНТ 1Т, АУВ ЗВ-220 1Т
11	ДЗТ 1Т, ДЗО 1С 220 кВ
13	ИМФ-ЭР Л-201, Л-213 Оперативная блокировка
14	АЧР
15	Автоматика 1ТН-220, 2ТН-220
19	ПТК СМУЖЗ
20	ТКУ-Э
21	Аппаратура УПАСК
22	~~ПРД/ПРМ УПК Ц ВЛ 220 кВ Левобережная - РЦ (ПРД/УПК Ц 224 кГц ВЛ 220 кВ Левобережная - РЦ, ПРМ УПК Ц 488 кГц Левобережная - РЦ)~~ Резервное место
23	~~ПРД/ПРМ УПК Ц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Левобережная (Л-213) (ПРД/УПК Ц 288 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Левобережная, ПРМ УПК Ц 220 кГц Хабаровская - Левобережная)~~ Резервное место
24	Учет ВЛ-220 кВ РП-220
25	Автоматика и защита СЗВ-35; Автоматика ЗНОЛ-35 кВ
26	ДЗШ-35 1,2 С
27	Учет 1Т, 2Т, ВЛ-35 кВ
28	Автоматика ВЛ-35 кВ, Т-101
29	Автоматика ВЛ-35 кВ, Т-100
30	Резерв
31	Защита ВЛ-35 кВ, Т-101
32	Защиты ВЛ-35 кВ, Т-100

№ шкафа

Наименование

33	Резерв
34	Резерв
35	Резерв
36	Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Левобережная - РЦ
37	КСЗ ВЛ 220 кВ Левобережная - РЦ. Комплект РЗА СЗВ-220
38	Панель оперативного тока №1
39	РАС Бреслер
40	Шкаф ЦКУ (АРМ)
41	Телемеханика ВЛ-35 Т-107, Т-108, Т-99
42	Телемеханика 220 кВ, 1Т, 2Т, СЗВ-220
43	КСЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - Левобережная
44	Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Хабаровская - Левобережная
45	Защиты и АУВ ВЛ-35 кВ Т-99
46	Защиты и АУВ ВЛ-35 кВ Т-107, Т-108
47	УСПД
48	~~Резерв~~ ФОЛ ВЛ 220 кВ Хабаровская - Левобережная, ФОЛ ВЛ 220 кВ Левобережная - РЦ (1 комплект)
49	~~Резерв~~ ФОЛ ВЛ 220 кВ Хабаровская - Левобережная, ФОЛ ВЛ 220 кВ Левобережная - РЦ (2 комплект)
50	~~Резерв~~ ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 288/220 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская - Левобережная
51	~~Резерв~~ ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ-32/32-0 224/488 кГц ВЛ 220 кВ Левобережная - РЦ
52	Резерв
53	Резерв
54	Резерв
55	Резерв
56	Резерв
57	Резерв
58	Резерв
59	Резерв

71

1039072-4-ПИР-23-ИОС 7.2.1-05

Создание противоаварийной автоматики на объектах БАМ-2 на территории ОЭС Востока для реализации схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ОАО "РЖД"

Изм. Кол. Лист № док. Подпись Дата

Разработал Гончаров 06.24

Проверил Ткачев 06.24

ГИП Немцов 06.24

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП). Часть 1. Объекты Филиала ПАО «Россети» - МЭС Востока. Хабаровское ПМЭС

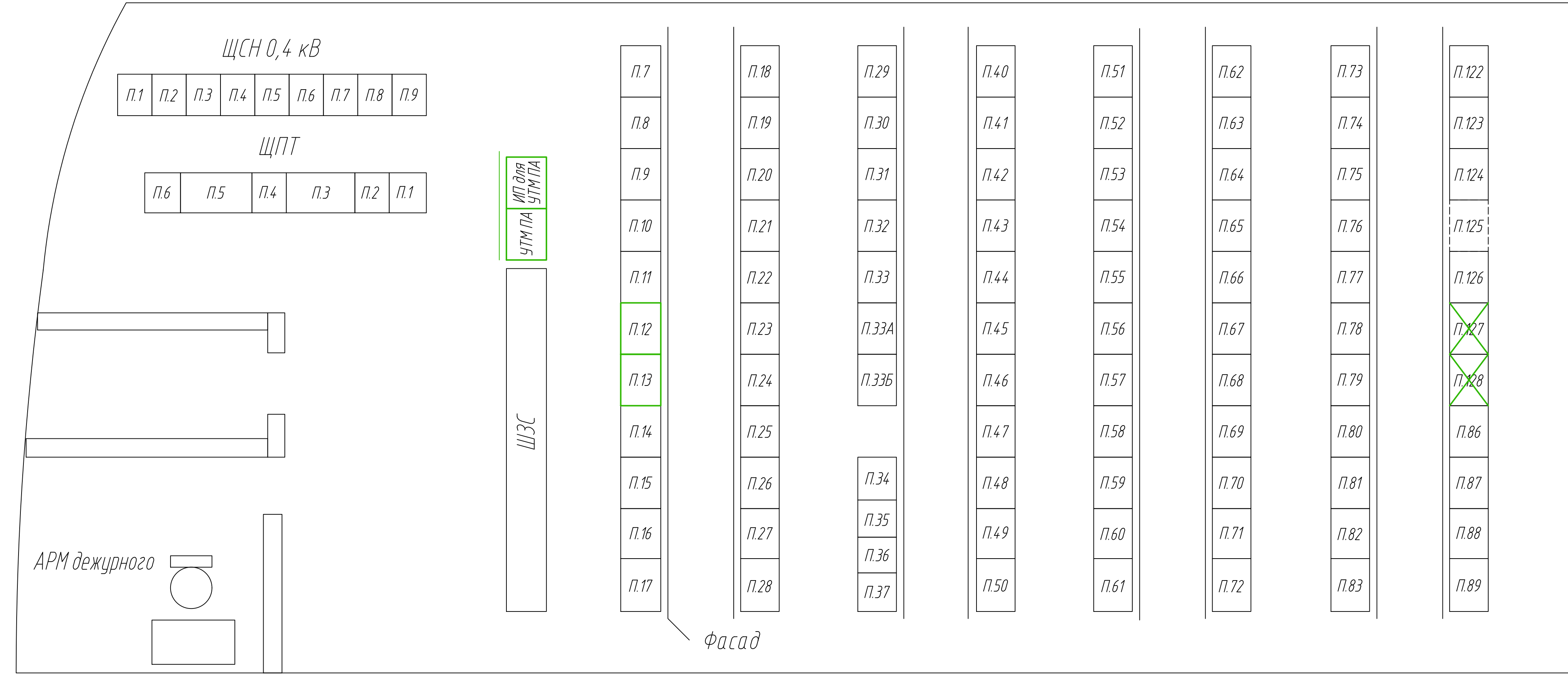
Стadia Лист Листов

П 1

АО «Россети Научно-технический центр»

Формат А4х5

План помещения ОПУ ПС 220 кВ РЦ (фрагмент)



№ шкафа	Наименование
Шкаф	Шкаф ИТ для УТМ ПА
Шкаф	Шкаф УТМ ПА
1 Ряд	
Шкаф 7	ШОТ №1
Шкаф 8	ШОТ №2
Шкаф 9	ШОТ №3
Шкаф 10	Основные защиты ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ (Л–202)
Шкаф 11	Резервные защиты ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ (Л–202); Автоматика В–220 Л–202
Шкаф 12	ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ–32/32–0 132/164 кГц ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ (Л–202)
Шкаф 13	ПРД/ПРМ ШЭТ ВЧ–32/32–0 224/488 кГц ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (Л–201)
Шкаф 14	Основные защиты ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (Л–201)
Шкаф 15	Резервные защиты ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (Л–201); Автоматика В–220 Л–201
Шкаф 16	Шкаф сетевых коммутаторов №1
Шкаф 17	Шкаф сетевых коммутаторов №2
2 Ряд	
Шкаф 18	ШОТ №4
Шкаф 19	ШОТ №5
Шкаф 20	ШОТ №6
Шкаф 21	Основные защиты ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ (Л–221)
Шкаф 22	Резервные защиты ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ (Л–221); Автоматика В–220 Л–221
Шкаф 23	ДЗШ 1С 220 кВ
Шкаф 24	ДЗШ 2С 220 кВ
Шкаф 25	Основные защиты КВЛ 220 кВ РЦ – Амур (Л–218)
Шкаф 26	Резервные защиты КВЛ 220 кВ РЦ – Амур (Л–218); Автоматика В–220 Л–218
Шкаф 27	ТН 1С и 2С 220 кВ
Шкаф 28	Защиты СВ–220; Автоматика СВ 220

- Условные обозначения:
- существующее оборудование;
 - оборудование, устанавливаемое по данному титулу;
 - оборудование, демонтируемое по данному титулу;
 - резерв.

№ шкафа	Наименование
3 Ряд	
Шкаф 29	Шкаф сервера РАС “Черный ящик”
Шкаф 30	Шкаф питания оперативной блокировки
Шкаф 31	Шкаф сбора дискретной информации
Шкаф 32	УСПД АИМС КЧЭ
Шкаф 33	Панель учета 220 кВ
Шкаф 33а	Система мониторинга и управления качеством электроэнергии
Шкаф 33б	ПРД 472 кГц УПАСК ВЛ 110 кВ ГВФ – РЦ (С–46)
Шкаф 34	ИМФ ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (Л–201) ИМФ ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ (Л–202)
Шкаф 35	Гарантированное эл.питание технических средств
Шкаф 36	Телеметрия системы охранного телевидения
Шкаф 37	Сервер комплекса технических средств охраны
4 Ряд	
Шкаф 40	МКПА 1 комплект ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ, КВЛ 220 кВ РЦ – Амур, КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–1 – РЦ №1 с отпайками, КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ, КВЛ 220 кВ РЦ – Амур, АОПО КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–1 – РЦ №1, №2
Шкаф 41	МКПА 2 комплект ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ, КВЛ 220 кВ РЦ – Амур, КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–1 – РЦ №1 с отпайками, КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ, КВЛ 220 кВ РЦ – Амур, АОПО КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–1 – РЦ №1, №2
Шкаф 42	Основные защиты (1 комплект) 1АТ; Автоматика РПН 1АТ
Шкаф 43	Основные защиты (2 комплект) 1АТ
Шкаф 44	Резервные защиты ВН 1АТ; Автоматика В–220 1АТ
Шкаф 45	Резервные защиты СН 1АТ; Автоматика В–110 1АТ
Шкаф 46	Основные защиты (1 комплект) 2АТ; Автоматика РПН 2АТ
Шкаф 47	Основные защиты (2 комплект) 2АТ
Шкаф 48	Резервные защиты ВН 2АТ; Автоматика В–220 2АТ
Шкаф 49	Резервные защиты СН 2АТ; Автоматика В–110 2АТ
Шкаф 50	МКПА 2 комплект ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ, ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ, 1АТ, 2АТ (ФОЛ, АЛАР, АОПО ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ, ФОЛ, АЛАР, АОПО ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ, АОПО 1АТ, АОПО 2АТ АЧР, ОН)

№ шкафа	Наименование
5 Ряд	
Шкаф 51	Основные защиты 1Т; Автоматика РПН 1Т
Шкаф 52	Резервные защиты ВН 1Т; Автоматика В–110 1Т
Шкаф 53	Основные защиты 2Т; Автоматика РПН 2Т
Шкаф 54	Резервные защиты ВН 2Т; Автоматика В–110 2Т
Шкаф 55	ДЗШ 110 1 и 2 с.ш. 110 кВ
Шкаф 56	Защиты; Автоматика СВ 110
Шкаф 57	ТН 1 и 2 с.ш. 110 кВ
Шкаф 58	Учет 110 кВ
Шкаф 59	Учет 110 кВ
Шкаф 60	ПРД УПК–Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ РЦ – Амур (Л–218) ПРМ УПК–Ц по ВОЛС КВЛ 220 кВ РЦ – Амур (Л–218)
Шкаф 61	Шкаф ОБ шинных аппаратов 110 кВ, 220 кВ
6 Ряд	
Шкаф 62	Основные защиты ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ №2 с отпайками С–18
Шкаф 63	Резервные защиты ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ №2 с отпайками С–18; Автоматика В С–18
Шкаф 64	Основные защиты ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ №1 с отпайками С–17
Шкаф 65	Резервные защиты ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ №1 с отпайками С–17; Автоматика В С–17
Шкаф 66	ПРД УПК–Ц 216 кГц ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ №1, №2 с отпайками (С–17, С–18)
Шкаф 67	Шкаф сетевых коммутаторов №3
Шкаф 68	Шкаф сетевых коммутаторов №4
Шкаф 69	Основные защиты (КСЗ 1к) ВЛ 110 кВ РЦ – Энергомаш №2 с отпайками (С–48)
Шкаф 70	Резервные защиты (КСЗ 2к) ВЛ 110 кВ РЦ – Энергомаш №2 с отпайками (С–48); Автоматика В С–48
Шкаф 71	Основные защиты (КСЗ 1к) ВЛ 110 кВ РЦ – Энергомаш №1 с отпайками (С–47)
Шкаф 72	Резервные защиты (КСЗ 2к) ВЛ 110 кВ РЦ – Энергомаш №1 с отпайками (С–47); Автоматика В С–47

№ шкафа	Наименование
7 Ряд	
Шкаф 73	Резервные защиты; Автоматика КВЛ 110 кВ С–15 РЦ – НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ–2
Шкаф 74	Основная защита КВЛ 110 кВ С–15 РЦ – НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ–2
Шкаф 75	Резервные защиты; Автоматика ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ №3 С–49
Шкаф 76	Основные защиты ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ №3 С–49
Шкаф 77	Основные защиты ВЛ 110 кВ ГВФ – РЦ С–46
Шкаф 78	Резервные защиты ВЛ 110 кВ ГВФ – РЦ С–46; Автоматика В С–46
Шкаф 79	Основные защиты КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–1 – РЦ №2 с отпайками С–8
Шкаф 80	Резервные защиты КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–1 – РЦ №2 с отпайками С–8; Автоматика В С–8
Шкаф 81	Основные защиты КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–1 – РЦ №1 с отпайками С–7
Шкаф 82	Резервные защиты КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–1 – РЦ №1 с отпайками С–7; Автоматика В С–7
Шкаф 83	ПРД УПК–Ц 228 кГц КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ–1 – РЦ №1 с отпайками
8 Ряд	
Шкаф 86	Резерв
Шкаф 87	Резерв
Шкаф 88	Резерв
Шкаф 89	Резерв
Шкаф 122	ПРД УПК–Ц 512 кГц КВЛ 110 кВ РЦ – НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ–2 (С–15)
Шкаф 123	Доп. реле
Шкаф 124	МКПА 1 комплект ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ, ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ, 1АТ, 2АТ (ФОЛ, АЛАР, АОПО ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ, ФОЛ, АЛАР, АОПО ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ, АОПО 1АТ, АОПО 2АТ АЧР, ОН)
Шкаф 125	Резерв
Шкаф 126	ПРД УПК–Ц 400 кГц, ПРМ УПК–Ц 364 кГц ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ–3 – РЦ (Л–221)
~~Шкаф 127~~	~~ПРД УПК–Ц 164 кГц, ПРМ УПК–Ц 132 кГц ВЛ 220 кВ Волочаевка/т – РЦ (Л–202)~~
~~Шкаф 128~~	~~ПРД УПК–Ц 488 кГц, ПРМ УПК–Ц 224 кГц ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ (Л–201)~~

1039072–4–ПИР–23–ИОС 7.2.1–06						Создание противоаварийной автоматики на объектах БАМ–2 на территории ОЭС Востока для реализации схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ОАО “РЖД”		
2	–	Зам.	04/24		09/24	Изм.	Кол.	Лист
Разработал Гончаров						Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП). Часть 1. Объекты филиала ПАО «Россети» – МЭС Востока. Хабаровское ПМЭС		
Проверил Ткачев						Статия	Лист	Листов
ГИП Немцов						П		1
ПС 220 кВ РЦ. АСУ ТП. План расположения панелей						АО «Россети Научно-технический центр»		

Согласовано				

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

										74
Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечание		
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
9	Конфигурирование серверов SICAM PAS CC и АРМ ОП (в объеме вновь вводимых сигналов и отображения состояния оборудования, модернизируемого по данному титулу)				компл.	1				
	Комплекс работ ПС 220 кВ Амур									
10	Конфигурирование станционных контроллеров SPRECON-E-C (в объеме вновь вводимых сигналов, передаваемых на уровни управления)				компл.	1				
11	Конфигурирование серверов SCADA/БД и АРМ ОП (в объеме вновь вводимых сигналов и отображения состояния оборудования, устанавливаемого по данному титулу)				компл.	1				
	Комплекс работ ПС 500 кВ Хехцир 2									
12	Конфигурирование станционных контроллеров (в объеме вновь вводимых сигналов, передаваемых на уровни управления)				компл.	1				
13	Конфигурирование серверов SCADA/БД и АРМ ОП (в объеме вновь вводимых сигналов и отображения состояния оборудования, устанавливаемого по данному титулу)				компл.	1				
	Комплекс работ ПС 220 кВ Гидролизная									
14	Конфигурирование серверов ТМ ИНБРЭС-КТМ (в объеме вновь вводимых сигналов, передаваемых на уровни управления)				компл.	1				
15	Конфигурирование сервера ССПИ и АРМ ОП (в объеме вновь вводимых сигналов и отображения состояния оборудования, модернизируемого по данному титулу)				компл.	1				
	Кабельная продукция и материалы ПС 500 кВ Хабаровская									
16	Кабель контрольный, групповой прокладки, экрани-рованный, в оболочке с пониженным дымогазовы-делением, не распространяющей горение 5х2,5	КВВГЭнз(А)-LS-X/Л 5х2,5			м.	75				
17	Шнур оптический армированный бронированный duplex LC-LC 50/125, OM2 многомодовый MM (35 метров) LSZH	ШОС-ARM-2х3.0-2 LC/UPC-2LC/UPC-MM50-35м-LSZH-OR			шт.	2				
									1039072-4-ПИР-23-ИОС 7.2.1.СО	
									Лист	
									3	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

										75	
Позиция	Наименование и техническая характеристика		Тип, марка, обозначение документа, опросного листа		Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель		Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечание
1	2		3		4	5		6	7	8	9
18	Шнур оптический армированный бронированный duplex LC-LC 50/125, OM2 многомодовый MM (50 метров) LSZH		ШОС-ARM-2x3.0-2 LC/UPC-2LC/UPC-MM50-50м-LSZH-OR					шт.	2		
19	Труба ПВХ гибкая гофра d=20мм, легкая с протяжкой, серый							м.	170		
	Кабельная продукция и материалы ПС 220 кВ Левобережная										
20	Кабель контрольный, групповой прокладки, экрани-рованный, в оболочке с пониженным дымогазовы-делением, не распространяющей горение 5x2,5		КВВГЭнг(А)-LS-X/1 5x2,5					м.	50		
21	Кабель «витая пара» не ниже cat 5e LSZH		КВПЭфнг (А)-LS 4x2x0,52					м.	130		
22	Разъем RJ45							шт.	16		
23	Изолирующий колпачок для разъема RJ-45							шт.	16		
24	Труба ПВХ гибкая гофра d=20мм, легкая с протяжкой, серый							м.	130		
	Кабельная продукция и материалы ПС 220 кВ РЦ										
25	Кабель «витая пара» не ниже cat 5e LSZH		КВПЭфнг (А)-LS 4x2x0,52					м.	170		
26	Разъем RJ45							шт.	12		
27	Изолирующий колпачок для разъема RJ-45							шт.	12		
28	Труба ПВХ гибкая гофра d=20мм, легкая с протяжкой, серый							м.	170		
	Программное обеспечение ПС 220 кВ Левобережная										
29	Расширение лицензии SCADA-системы «ИНБРЭС» на 1000 переменных							компл.	1		
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							1039072-4-ПИР-23-ИОС 7.2.1.СО		Лист
											4
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			