Общество с ограниченной ответственностью
«Архитектурно-строительная компания «Барс»

Филиал АО «ДРСК»
«Приморские электрические сети»

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

Проектная документация

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 4. Система сбора и передачи информации

Том 4.1.4

794-19-10-ИОС1.4

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2019

Общество с ограниченной ответственностью
«Архитектурно-строительная компания «Барс»

Филиал АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

Проектная документация

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 4. Система сбора и передачи информации

Том 4.1.4

794-19-10-ИОС1.4

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Главный инженер проекта А.А. Хомяков

Главный инженер А.В. Лоншаков

2019

СОДЕРЖАНИЕ

Обозначение	Наименование	Страница
794-19-10-ИОС1.4.С	**Содержание**	2
794-19-10-СП	**Состав проектной документации**	3…5
794-19-10-ИОС1.4.ТЧ	**Текстовая часть**	
	5.1.4. Система сбора и передачи информации	6
	5.1.4.1. Перечень нормативной документации	6
	5.1.4.2. Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации	8
	5.1.4.3. Управление, автоматизация и диспетчеризация системы электроснабжения	8
	5.1.4.4. Описание технологического объекта управления	8
	5.1.4.4.1. Характеристика технологического объекта управления	8
	5.1.4.4.2. Режим функционирования объекта	9
	5.1.4.5. Функции ССПИ	9
	5.1.4.5.1. Прием и первичная обработка аналоговой информации от поставляемого оборудования	9
	5.1.4.5.2. Прием и первичная обработка дискретной информации от поставляемого оборудования	10
	5.1.4.5.3. Оперативный контроль текущего режима и состояния поставляемого оборудования подстанции	11
	5.1.4.6. Обмен информации между ССПИ ПС и высшими уровнями иерархии управления режимами в энергосистеме	12
	5.1.4.7. Перечень сигналов собираемых в ССПИ	12
	5.1.4.8. Состав комплекса технических средств	18
	Графическая часть	
794-19-10-ИОС1.4.ГЧ, л. 1	Схема объемов ССПИ на ПС Западная	19
794-19-10-ИОС1.4.ГЧ, л. 2	Структурная схема ССПИ на ПС Западная	20

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

794-19-10-ИОС1.4.С

Разраб.	Бурдуков		12.19
Н.контр.	Лоншаков		12.19
ГИП	Хомяков		12.19

Содержание

Стадия	Лист	Листов
П	-	1

АСК БАРС

Состав проектной документации

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	794-19-10-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
2	794-19-10-ПЗУ	Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка	
	-	Раздел 3. Архитектурные решения	*Раздел не разрабатывается*
3	794-19-10-КР	Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
4.1.1	794-19-10-ИОС1.1	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	
4.1.2	794-19-10-ИОС1.2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные соединения	
4.1.3	794-19-10-ИОС1.3	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 3. Собственные нужды подстанции	
4.1.4	794-19-10-ИОС1.4	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 4. Система сбора и передачи информации	
4.1.5	794-19-10-ИОС1.5	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 5. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

794-19-10-СП

Разраб.	Хомяков		11.19
Н.контр.	Лоншаков		11.19
ГИП	Хомяков		11.19

Состав проектной документации

Стадия	Лист	Листов
П	1	3

АСК БАРС

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
		электроэнергии	
4.1.6	794-19-10-ИОС1.6	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 6. Система оперативного постоянного тока	
4.2	794-19-10-ИОС2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 2. Система водоснабжения	
4.3	794-19-10-ИОС3	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 3. Система водоотведения	
4.5.1	794-19-10-ИОС5.1	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5. Сети связи Часть 1. Аппаратура связи	
4.5.2	794-19-10-ИОС5.2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5. Сети связи Часть 2. Линейная часть ВОЛС	
	-	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Подраздел 6. Система газоснабжения. Подраздел 7. Технологические решения	*Подразделы не разрабатываются*
5	794-19-10-ПОС	Раздел 6. Проект организации строительства	
6	794-19-10-ПОД	Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строи-	

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
		тельства	
7	794-19-10-ООС	Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды	
8	794-19-10-ПБ	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
	-	Раздел 10. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов	*Раздел не разрабатывается*
9	794-19-10-ЭЭ	Раздел 10(1). Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	
10	794-19-10-СМ	Раздел 11. Смета на строительство объектов капитального строительства	
		Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами	
11	794-19-10-ЭМС	Раздел 12.1. Электромагнитная совместимость	
12	794-19-10-ОБЭ	Раздел 12.2. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства	
13	794-19-10-ЭИ	Раздел 12.3. Эффективность инвестиций	

5.1.4. Система сбора и передачи информации

5.1.4.1. Перечень нормативной документации

1. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», СТО 56947007-29.240.30.010-2008;
2. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.30.047-2010;
3. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017;
4. Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.192-2014;
5. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.009-2016. «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации», в актуальной редакции;
6. Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
7. Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №97;
8. Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций, микропроцессорным устройствам РЗА, обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», центров управления сетями сетевых организаций и порядок внедрения дистанционного управления, утвержденные ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» от 06.09.2019;
9. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 12.07.2018 №548;
10. Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №101;
11. Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (утв. ПП РФ от 16.02.2008г. №87);
12. ГОСТ Р 21.1101-2013 Основные требования к проектной и рабочей документации;
13. Правила устройства электроустановок (действующее издание);
14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (действующее издание);
15. «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», утвержденные Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 57 от 11.02.2008;

16. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. Приказом Минтруда от 24.07.2013 №328н);

17. Иные действующие законодательные и нормативно-технические документы.

5.1.4.2. Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации

Основанием для разработки проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км» служат следующие документы:

1. Техническое задание на разработку проектно-сметной документации по объектам: Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км» (см. комплект 794-19-10-ПЗ);
2. Инвестиционная программа АО «ДРСК» на 2019 - 2024 года.;
3. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 18.07.2018;
4. Договор подряда № 19-3225 от 16.08.2019 г. между ООО «АСК «БАРС» и АО «ДРСК» на выполнение проектно-изыскательских работ по объектам: Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км».

5.1.4.3. Управление, автоматизация и диспетчеризация системы электроснабжения

В настоящее время оперативно-диспетчерское управление ПС 110/35/6 кВ Западная осуществляется с ДП СП «Южные электрические сети» филиала АО «ДРСК» Приморские ЭС г. Владивосток. В качестве системы ССПИ на ПС 110/35/6 кВ Западная установлена система телемеханики ПТК «Исеть» производства ООО «НТК Интерфейс» (ГЩУ. Шкаф телемеханики).

Для возможности опроса вновь устанавливаемых измерительных преобразователей по RS-485 в существующий шкаф телемеханики устанавливается дополнительный коммуникационный контроллер «Синком-Д3», оснащенный четырьмя портами RS-485 и двумя портами Ethernet.

Для ввода сигналов ТС от вновь устанавливаемого оборудования устанавливается дополнительные модули ТС430 с модулями клеммников ТС/16.

Для формирования выходных сигналов ТУ для вновь устанавливаемого оборудования в существующем имеется достаточное количество резервных выходных сигналов.

5.1.4.4. Описание технологического объекта управления

5.1.4.4.1. Характеристика технологического объекта управления

Объектом управления является ПС 110/35/6 кВ Западная, на которой предусматривается установка силового трансформатора 220/35/6 кВ Т3 мощностью 63 МВА, установка вводного выключателя 220 кВ, установка вводного выключателя 35 кВ.

Управляемыми элементами подстанции, с точки зрения возможности непосредственного управления средствами ССПИ, являются

- Выключатели 220, 35 кВ;
- Разъединители 220, 35 кВ
- РПН силового трансформатора 220/35/6 кВ.

Средствами программно-технического комплекса ССПИ предусматривается сбор и передача на вышестоящие уровни управления следующей информации:

- оперативно-диспетчерской информации в ДП СП «Южные электрические сети» филиала АО «ДРСК» Приморские ЭС с использованием протокола МЭК 60870-5-101/104.

Состав контролируемого и управляемого оборудования приведен в таблице 1.

Таблица 1. Состав контролируемого и управляемого оборудования .

№	Наименование оборудования	Ед.изм.	Кол-во	Контроль	Управление	Примечание
	Основное оборудование					
1.	Трансформатор силовой трехобмоточный ТДТН 63000 кВА 220/35/6 кВ	шт.	1	+	РПН	
	Оборудование ОРУ-220 кВ					
2.	Выключатель элегазовый баковый ВЭБ-УЭТМ-220 УХЛ1	шт.	1	+	+	
3.	Трансформатор тока встроенный ТВГ-УЭТМ-220	3-х ф.компл.	2	+		
4.	Трансформатор напряжения элегазовй индуктивный ЗНОГ-220 III	3-х ф.компл.	1	+		
5.	Разъединитель с 2-мя комплектами заземляющих ножей	3-х ф.компл.	1	+	+	
6.	Разъединитель с 1-м комплектами заземляющих ножей	3-х ф.компл.	1	+	+	
	Оборудование ОРУ-35 кВ					
7.	Выключатель элегазовый колонковый ВГТ-УЭТМ-35 УХЛ1	шт.	1	+	+	
8.	Трансформатор тока элегазовый ТРГ-УЭТМ-35	3-х ф.компл.	2	+		
9.	Разъединитель с 2-мя комплектами заземляющих ножей	3-х ф.компл.	1	+	+	
10.	Разъединитель с 1-м комплектами заземляющих ножей	3-х ф.компл.	2	+	+	

5.1.4.4.2. Режим функционирования объекта

Эксплуатация подстанции осуществляется в присутствии постоянного дежурного персонала.

5.1.4.5 Функции ССПИ

5.1.4.5.1. Прием и первичная обработка аналоговой информации от поставляемого оборудования

Ввод текущих значений токов и напряжений в ПТК должен осуществляться пофазно от измерительных трансформаторов тока и напряжения (для оборудования напряжением 6-500 кВ) непосредственно в устройства нижнего уровня: микропроцессорные датчики электрических величин и/или контроллеры.

При измерении неэлектрических параметров технологических величин (температура масла и др.) и системы оперативного тока датчиками аналоговой информации будут преобразователи с унифицированным выходом 4-20 мА постоянного тока. При этом для измерений (токов) в системе оперативного постоянного тока используются соответствующие шунты и вышеуказанные датчики электрических величин.

Общая погрешность измерений режимных электрических параметров (ток, напряжение, мощность, частота) для всего канала измерения не должна превышать 1 % при точности ТТ и ТН не хуже 0,5 % и потерях в контрольных кабелях от ТТ/ТН до РЩ, не превышающих установленные нормы. При этом погрешность, вносимая средствами ССПИ в измерения токов и напряжений, должна быть не более 0,5 %, а активной и реактивной мощности – 1 % для присоединений всех уровней, требуемая точность обеспечивается лишь при изменении токов и напряжений в следующих диапазонах:

2%…150% от номинальной величины – для измерения напряжений;

1%…120% от номинальной величины – для измерения токов.

Для измерений, используемых при решении задач технического учета электроэнергии и осуществляемых с помощью МП устройств, не сертифицированных для коммерческого учета, - в этом случае P и Q вычисляются по значениям I и U, - допустимая погрешность должна быть не более 1 %.

Контроллеры должны осуществлять измерение электрических величин в рабочем диапазоне с нормированной погрешностью:

Для тока 1(5)А, в диапазоне 0-1,2Iном погрешность +0,5%;

Для напряжения 50-130В, в диапазоне 1,2Uном погрешность +0,5%;

Для частоты 50+5Гц погрешность +10мГц;

Синхронизация +1мГц;

Измеряемый диапазон температуры -40 до 215°.

Погрешность вычисляемых значений:

Комплексная, активная реактивная, мощность – менее +1%;

Эффективная и реактивная энергия – менее +1%;

Коэффициент мощности – менее +1%;

Ток в земле – менее +1%;

Фазовый угол – +0,5°;

Напряжение фаза-фаза – +1%;

Остаточное напряжение – +1,5%.

В ходе первичной обработки информации выполняются:

сравнение с предупредительными и аварийными уставками;

присвоение меток времени событиям (превышения/снижения сигналов по сравнению с уставками);

масштабирование (вычисление реальных значений физических величин в именованных единицах с учетом коэффициентов трансформации ТТ, ТН и т.д.);

вычисление расчетных величин (линейные напряжения по фазным, 3Uo, вычисление активной и реактивной мощности, cos и т.д.).

Помимо самодиагностики микропроцессорных устройств при первичной обработке информации производится проверка достоверности входных аналоговых сигналов. С этой целью предусматривается использовать различные алгоритмы проверки и обеспечения достоверности: проверка источника сигнала и соединительных линий (сигнал должен находиться в пределах допустимого диапазона); общая проверка (по дублирующему сигналу, программная проверка математически связанных параметров - при наличии такой возможности). Конкретные способы достоверизации информации подлежат разработке на стадии рабочей документации.

Для каждого сигнала предусматривается возможность контроля выхода за установленные пределы и возврат сигнала в норму. Предусматривается возможность задания до 4-х пределов (предупредительных и аварийных).

Выход за пределы (возврат в норму) квалифицируется как событие в случае перехода через предупредительный предел и как тревога в случае перехода через аварийный предел. Указанные события и тревоги регистрируются в системе с присвоением метки времени, отображаются на экранах операторских станций, фиксируются в архиве и протоколах.

5.1.4.5.2. Прием и первичная обработка дискретной информации от поставляемого оборудования

Дискретная информация об изменении текущего состояния коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей и заземляющих ножей) и о других технологических событиях вводится в устройства нижнего уровня ССПИ (модули УСО, контроллеры) либо непосредственно, либо через контакты промежуточных реле (реле - повторителей).

В ходе первичной обработки выполняются:

- устранение влияния “дребезга”, возникающее как при замыкании, так и при размыкании контактов;

- присвоение меток времени любому дискретному сигналу с точностью, обеспечивающей однозначное распознавание технологических ситуаций при последующем анализе, в частности, двух последовательных переключений коммутационного аппарата наивысшего быстродействия. Точность фиксации времени событий должна быть не хуже 1 мс.

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

Для надежного срабатывания "сухих контактов" должно использоваться напряжение их питания Uн не менее 110 В постоянного тока.

5.1.4.5.3. Оперативный контроль текущего режима и состояния поставляемого оборудования подстанции

Оперативный контроль текущего режима и состояния схемы первичных соединений контролируемого оборудования ПС организуется на АРМ оперативного персонала.

Оперативный контроль текущего режима включает:

- контроль основных текущих режимных параметров силового электрооборудования ПС (напряжение на шинах ОРУ всех уровней напряжения, перетоки активной и реактивной мощности и токи по всем присоединениям, частоту);

- контроль положения основных коммутационных аппаратов ПС (разъединители, выключатели, заземляющие ножи);

- контроль состояния силовых выключателей и схем управления коммутационных аппаратов ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи);

- контроль состояния основного и вспомогательного электрооборудования.

На АРМ оперативного персонала (АРМ ОП) должна также осуществляться:

- индикация состояния ключей, входящих в цепи управления КА;

- индикация состояния устройств управления оборудованием присоединения и ПС (релейная защита, автоматика, ПА, ПТК);

- индикация текущего состояния оперативных блокировок управления положением разъединителей и заземляющих ножей, а также сигналов, входящих в условие блокировок и логической схемы блокировки.

Оперативный контроль реализуется путем отображения всей вышеуказанной информации на АРМ ОП в виде динамических мнемосхем и их фрагментов. Степень подробности изображений коммутационной аппаратуры и элементов схемы, а также количество отображаемых параметров увеличиваются при переходе к фрагментам. Выбор мнемосхемы и фрагмента на экране рабочей станции АРМ осуществляется соответствующим персоналом.

На мнемосхемах путем управления цветом линий и символов отображаются:

- режимные параметры (токи, напряжения, мощности и т.п.);

- положение коммутационной аппаратуры (КА);

- состояние коммутационной аппаратуры (технологические отклонения, аварийное или самопроизвольное отключение, нахождение в работе или ремонте и т.п.);

- положение выкатных элементов КА;

- установка переносных заземлений;

- неготовность аппаратуры к управлению;

- потеря достоверности информации в части положений коммутационной аппаратуры.

Динамическая аналоговая информация на мнемосхемах обновляется при изменении контролируемого параметра, превышающем заданную зону нечувствительности (апертуру), которая

выбирается при разработке рабочей документации (из условия недопустимости пропуска контролируемых событий).

Обновление информации на мнемокадрах должно происходить с задержкой относительно реального процесса не более 1-2 сек.

5.1.4.6. Обмен информации между ССПИ ПС и высшими уровнями иерархи управления режимами в энергосистеме

Средствами ССПИ обеспечивается возможность подготовки оперативно-диспетчерской и технологической информации, используемой высшими уровнями иерархии управления, и передачи подготовленной информации соответствующим абонентам:

- управление режимами в энергосистеме – Приморское РДУ;
- эксплуатация электрических сетей – диспетчерская РЭС.

Обмен информацией с высшими уровнями предусматривается:

- в Приморское РДУ по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
- в диспетчерскую РЭС в надтональном режиме,

и происходить, как в режиме спорадической передачи информации об изменении состояния, так и по запросу (циклически) в обоих направлениях.

5.1.4.7. Перечень сигналов, собираемых в ССПИ

Перечень сигналов, собираемых в ССПИ подлежит уточнению при разработке рабочей документации.

Ориентировочные объемы входных (выходных) сигналов по видам вновь устанавливаемого основного оборудования, без учета сигналов, вводимых в цифровом виде- приведены в таблице 2, 3, 4, 5.

Таблица 2. Перечень сигналов ТИ собираемых в ССПИ

№	Наименование присоединения	Наименование параметров	Тип сигнала	Источник информации
1	2	3	4	5
Телеизмерения (ТИ)				
Оборудование ОРУ-220 кВ				
1.	В 220 Т3	I, P, Q	Ai	АЕТ 411
2.	ТН-220	U, F	Ai	АЕТ 411
3.	Температура верхних слоев масла трансформатора Т3	t	Ai	Датчик температуры
4.	Температура масла охладителя трансформатора Т3	t	Ai	Датчик температуры
5.	Температура масла в баке РПН трансформатора Т3	t	Ai	Датчик температуры
Оборудование ОРУ-35 кВ				
6.	В 35 Т3	I, P, Q, U, F	Ai	АЕТ 411
Итого ТИ сигналов		ТИ - 6		

Таблица 3. Перечень сигналов ТУ собираемых в ССПИ

№	Наименование присоединения	Наименование параметров.		Положение контакта	Тип сигнала	Источник информации
1	2	3		5	6	7
Телеуправление (ТУ)						
Оборудование ОРУ-220 кВ						
1.	В 220 Т3	**Команда управления выключателем**	Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗА
2.			Откл.	НЗ	Do	
3.	ЛР 220	**Команда управления главными ножами разъединителя**	Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗА
4.			Откл.	НЗ	Do	
5.	ТР 220 Т3		Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗА
6.			Откл.	НЗ	Do	
7.	ЗНЛ ЛР 220	**Команда управления заземляющими ножами разъединителя**	Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗА
8.			Откл.	НЗ	Do	
9.	ЗНВ ЛР 220		Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗА
10.			Откл.	НЗ	Do	
11.	ЗНТ ТР 220 Т3		Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗА
12.			Откл.	НЗ	Do	
Оборудование ОРУ-35 кВ						
13.	В 35 Т3	**Команда управления выключателем**	Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗА
14.			Откл.	НЗ	Do	
15.	ТР 35 Т3	**Команда управления главными ножами разъединителя**	Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗА
16.			Откл.	НЗ	Do	
17.	ШР1 35 Т3		Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗА
18.			Откл.	НЗ	Do	
19.	ШР2 35 Т3		Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗА
20.			Откл.	НЗ	Do	
21.	ЗНТ ТР 35 Т3	**Команда управления заземляющими ножами разъединителя**	Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗА
22.			Откл.	НЗ	Do	
23.	ЗНВ ТР 35 Т3		Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗА
24.			Откл.	НЗ	Do	
25.	ЗНВ ШР1 35 Т3		Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗ
26.			Откл.	НЗ	Do	
27.	ЗНВ ШР2 35 Т3		Вкл.	НР	Do	Блок-контакт РЗ
28.			Откл.	НЗ	Do	
Итого ТУ сигналов		ТУ - 28				

Таблица 4. Перечень сигналов ТС собираемых в ССПИ

№	Наименование присоединения	Наименование параметров.		Положение контакта	Тип сигнала	Источник информации
1	2	3		5	6	7
Телесигнализация (ТС)						
Оборудование ОРУ-220 кВ						
1.	Выключатель В 220 Т3	Положение выключателя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
2.			Откл.	НЗ	Di	
3.		Низкая плотность элегаза в выключателе		НР	Di	Шкаф привода выключателя
4.		Аварийная плотность элегаза в выключателе		НР	Di	
5.		Неисправность оперативного тока		НР	Di	Шкаф терминала
6.		Неисправность обогрева шкафа управления выключателя		НР	Di	Шкаф дист. управления
7.		Неисправность обогрева привода		НР	Di	Шкаф привода выключателя
8.	Трансформатор Т3	Газовая защита - сигнал		НР	Di	Шкаф трансформатора
9.		Газовая защита - отключение		НР	Di	
10.		Газовая защита - РПН		НР	Di	
11.		Температура масла – сигнал		НР	Di	
12.		Температура масла - отключение		НР	Di	
13.		Уровень масла в баке минимальный		НР	Di	
14.		Уровень масла в баке РПН минимальный		НР	Di	
15.		Охлаждение включено		НЗ	Di	Автоматика охлаждения
16.		Неисправность охлаждения		НР	Di	
17.	Трансформатор напряжения ТН-220	Низкая плотность элегаза в выключателе		НР	Di	Шкаф ТН-220
18.		Аварийная плотность элегаза в выключателе		НР	Di	
19.		Неисправность цепей ТН-220		НР	Di	
20.	ЛР 220	Положение гл.ножа разъединителя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
21.			Откл.	НЗ	Di	
22.		Неисправность питания привода		НР	Di	Шкаф привода
23.		Неисправность		НР	Di	

№	Наименование присоединения	Наименование параметров.		Положение контакта	Тип сигнала	Источник информации
1	2	3		5	6	7
24.	ТР 220 Т3	Положение гл.ножа разъединителя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
25.			Откл.	НЗ	Di	
26.		Неисправность питания привода		НР	Di	Шкаф привода
27.		Неисправность		НР	Di	
28.	ЗНЛ ЛР 220	Положение зазем.ножа разъединителя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
29.			Откл.	НЗ	Di	
30.		Неисправность питания привода		НР	Di	Шкаф привода
31.		Неисправность		НР	Di	
32.	ЗНВ ЛР 220	Положение зазем.ножа разъединителя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
33.			Откл.	НЗ	Di	
34.		Неисправность питания привода		НР	Di	Шкаф привода
35.		Неисправность		НР	Di	
36.	ЗНТ ТР 220	Положение зазем.ножа разъединителя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
37.			Откл.	НЗ	Di	
38.		Неисправность питания привода		НР	Di	Шкаф привода
39.		Неисправность		НР	Di	
Оборудование ОРУ-35 кВ						
40.	Выключатель В 35 Т3	Положение выключателя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
41.			Откл.	НЗ	Di	
42.		Низкая плотность элегаза в выключателе		НР	Di	Шкаф привода выключателя
43.		Аварийная плотность элегаза в выключателе		НР	Di	
44.		Неисправность оперативного тока		НР	Di	Шкаф терминала
45.		Неисправность обогрева шкафа управления выключателя		НР	Di	Шкаф дист. управления
46.		Неисправность обогрева привода		НР	Di	Шкаф привода выключателя
47.	ТР 35 Т3	Положение гл.ножа разъединителя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
48.			Откл.	НЗ	Di	
49.		Неисправность питания привода		НР	Di	Шкаф привода
50.		Неисправность		НР	Di	

№	Наименование присоединения	Наименование параметров.		Положение контакта	Тип сигнала	Источник информации
1	2	3		5	6	7
51.	ШР1 35 Т3	Положение гл.ножа разъединителя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
52.			Откл.	НЗ	Di	
53.		Неисправность питания привода		НР	Di	Шкаф привода
54.		Неисправность		НР	Di	
55.	ШР2 35 Т3	Положение гл.ножа разъединителя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
56.			Откл.	НЗ	Di	
57.		Неисправность питания привода		НР	Di	Шкаф привода
58.		Неисправность		НР	Di	
59.	ЗНТ ТР 35 Т3	Положение зазем.ножа разъединителя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
60.			Откл.	НЗ	Di	
61.		Неисправность питания привода		НР	Di	Шкаф привода
62.		Неисправность		НР	Di	
63.	ЗНВ ТР 35 Т3	Положение зазем.ножа разъединителя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
64.			Откл.	НЗ	Di	
65.		Неисправность питания привода		НР	Di	Шкаф привода
66.		Неисправность		НР	Di	
67.	ЗНВ ШР1 35 Т3	Положение зазем.ножа разъединителя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
68.			Откл.	НЗ	Di	
69.		Неисправность питания привода		НР	Di	Шкаф привода
70.		Неисправность		НР	Di	
71.	ЗНВ ШР2 35 Т3	Положение зазем.ножа разъединителя	Вкл.	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
72.			Откл.	НЗ	Di	
73.		Неисправность питания привода		НР	Di	Шкаф привода
74.		Неисправность		НР	Di	
Итого ТС сигналов		ТС - 74				

Таблица 5. Перечень сигналов АПТС собираемых в ССПИ

№	Наименование присоединения	Наименование параметров.	Положение контакта	Тип сигнала	Источник информации
1	2	3	5	6	7
Аварийно-предупредительная сигнализация (ТС)					
1.	Основная защита трансформатора Т3	Срабатывание защит	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
2.		Неисправность	НР	Di	
3.	Резервная защита трансформатора Т3	Срабатывание защит	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
4.		Неисправность	НР	Di	
5.	Защита ВЛ 220	Срабатывание защит	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
6.		Неисправность	НР	Di	
7.	Защита ввода 35 Т3	Срабатывание защит	НР	Di	«Сухой контакт» РЗА
8.		Неисправность	НР	Di	
Итого ТС сигналов для АПТС		ТС - 8			

Количество сигналов подлежит уточнению при разработке РД.

Таблица 6. Сводная таблица сигналов ССПИ

ПС Западная	Выходные дискретные (ТУ)	Входные дискретные (ТС)	ТИ (ТТ и ТН)	ТИ (4-20 мА)
Основное оборудование ОРУ-220, ОРУ-35	28	74	3	3
РЗА (ОПУ)	-	8	-	-
Всего:	28	82	3	3

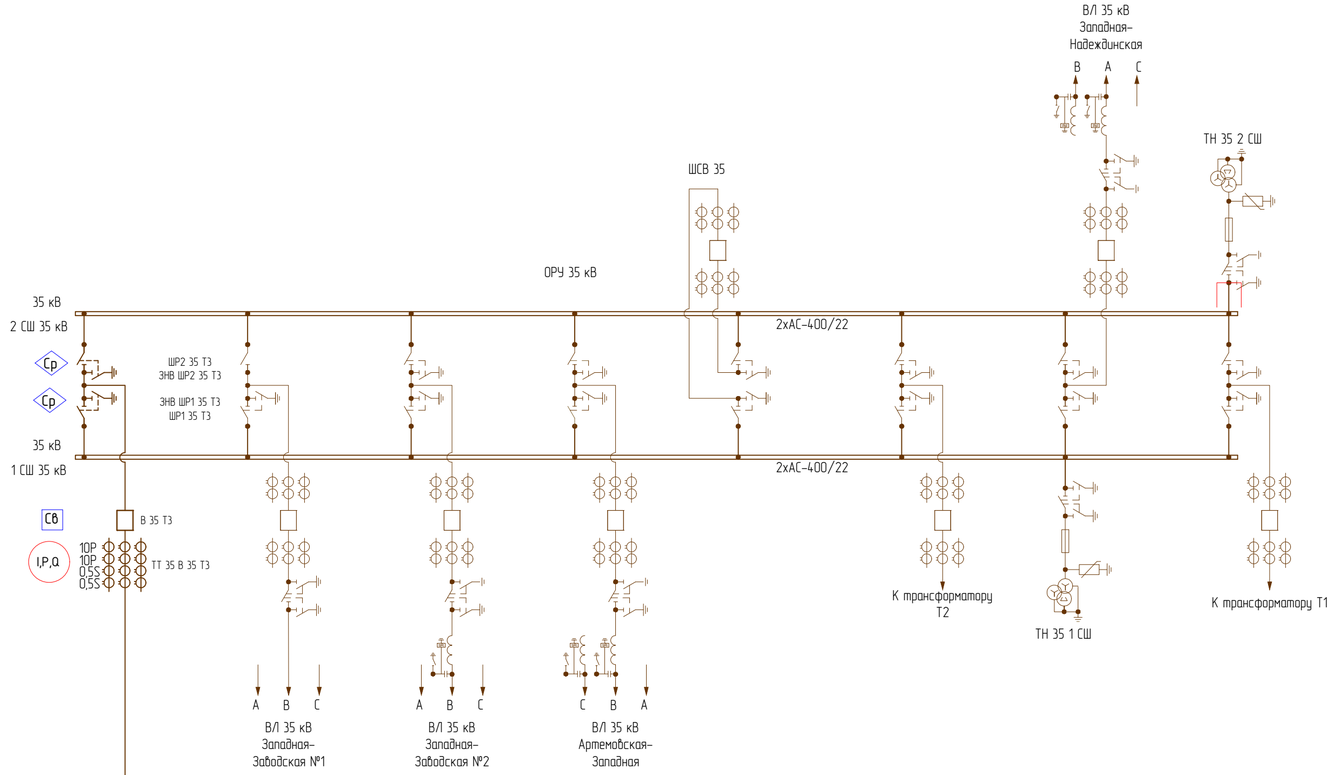
5.1.4.8. Состав комплекса технических средств

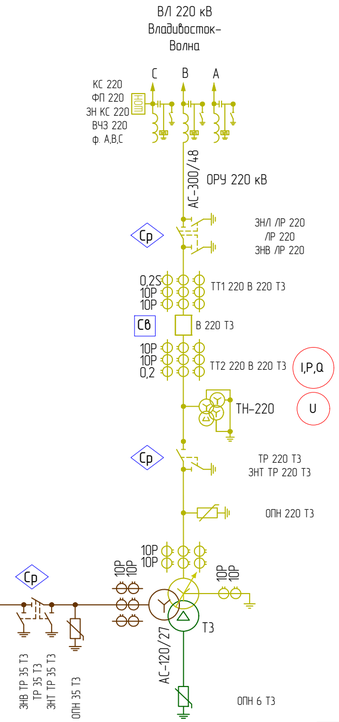
Структурная схема ССПИ приведена на чертеже 794-19-10-ИОС1.4.ГЧ, л.2.
Ведомость проектируемого оборудования представлена в таблица 7.

Таблица 7. Ведомость проектируемого оборудования телемеханики.

№	Поставляемая продукция	Тип, марка	Количество
1	**2**	**3**	**4**
	Оборудование		
1.	Многофункциональный измерительный преобразователь	АЕТ-411	3 шт
2.	Коммуникационный контроллер	Синком-Д3	1 шт
3.	Клеммник СОМ-порта контроллера «Синком-Д»	-	2 шт
4.	Модуль сбора дискретной информации	ТС430	3 шт
5.	Клеммник ввода ТС сигналов	ТС/16	6 шт
	Кабельная продукция		
6.	Кабель витая пара (для сети RS-485)	КИПЭВнг(А)-LS 2х2х0,6	200 м
7.	Контрольный кабель для цепей тока и напряжения	КВВГэНГ-LS 7х4	702 м
8	Контрольный кабель для цепей сигнализации и управления	КВВГэНГ-LS 7х2,5	1404 м

Представленный перечень не является основанием для закупки оборудования и подлежит уточнению на стадии разработки рабочей документации.





Условные обозначения:

- Ср – Разъединители с телесигнализацией и телеуправлением
- Св – Выключатели с телесигнализацией и телеуправлением
- I – Телеизмерение тока нагрузки
- U – Телеизмерение напряжения
- I,P,Q – Телеизмерение тока нагрузки, активной, реактивной

Примечания:
1. Тонкой сплошной линией выполнено существующее оборудование и ошиновка.
2. Жирной сплошной линией выполнено вновь устанавливаемое оборудование и ошиновка данным проектом.
3. Существующее ОРУ 110 кВ условно не показано.

Изм.	Колич.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Ланшаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.4

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной В/Л 220 кВ от В/Л 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 4. Система сбора и передачи информации.

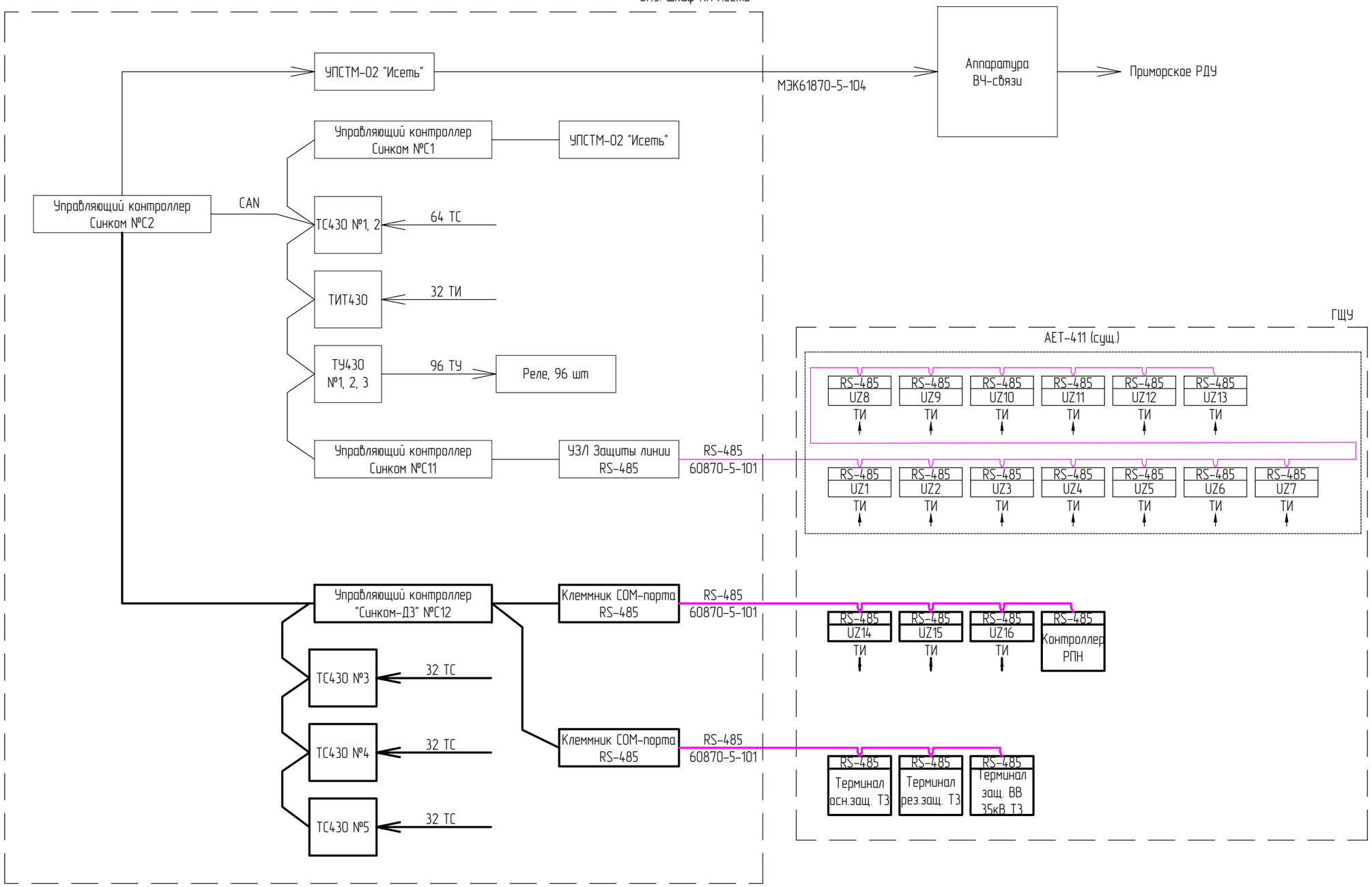
Стадия	Лист	Листов
П	1	–

Схема объемов ССПИ на ПС Западная

АСК БАРС

Взам. инв. N | Подпись и дата | Инв. N подл.

Формат А4х3



Условные обозначения:

RS-485

RS-485 UZ... многофункциональный измерительный преобразователь АЕТ-411

Примечания:
1. Утолщенными линиями показано проектируемое оборудование, тонкими – существующее.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.4.ГЧ

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 4. Система сбора и передачи информации

Стадия	Лист	Листов
П	2	-

Структурная схема ССПИ ПС Западная

АСК БАРС

Формат А3