ООО «Прософт-Системы»

СРО № П-158-11082010 от 18.04.2018г.

Филиал АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артемовской ТЭЦ и ПС Западная

Проектная документация

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта.
Подраздел 4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений
Часть 1. Система электроснабжения.
Книга 1. Противоаварийная автоматика. Артемовская ТЭЦ

Том 4.4.1.1

55181848.227-794-19-6-ИЛО.ИОС1.1

Изм.	№док.	Подп.	Дата
1	37-20		08.20
2	43-20		09.20

2019

ООО «Прософт-Системы»

СРО № П-158-11082010 от 18.04.2018г.

Филиал АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артемовской ТЭЦ и ПС Западная

Проектная документация

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта.
Подраздел 4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений
Часть 1. Система электроснабжения.
Книга 1. Противоаварийная автоматика. Артемовская ТЭЦ

Том 4.4.1.1

55181848.227-794-19-6-ИЛО.ИОС1.1

Заместитель генерального директора по инжинирингу в электроэнергетике — В. А. Смирнов

Менеджер проекта — Е.Г. Алешев

Изм.	№док.	Подп.	Дата
1	37-20		08.20
2	43-20		09.20

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

2019

АСК БАРС

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

Филиал АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артемовской ТЭЦ и ПС Западная

Проектная документация

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта.
Подраздел 4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Часть 1. Система электроснабжения.
Книга 1. Противоаварийная автоматика. Артемовская ТЭЦ

Том 4.4.1.1

794-19-6-ИЛО.ИОС1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	37-20		08.20
2	43-20		09.20

2019

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

Филиал АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артемовской ТЭЦ и ПС Западная

Проектная документация

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта.
Подраздел 4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Часть 1. Система электроснабжения.
Книга 1. Противоаварийная автоматика. Артемовская ТЭЦ

Том 4.4.1.1

794-19-6-ИЛО.ИОС1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	37-20		08.20
2	43-20		09.20

Главный инженер проекта А.А. Хомяков

Главный инженер А.В. Лоншаков

2019

Таблица регистрации изменений. 794-19-6-ИЛО.ИОС1.1

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	2, 8-16, 29, 30		26.1-26.4		36	37-20		08.20
2	2-3, 7-16, 29-31		32-34		39	43-20		09.20

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

СОДЕРЖАНИЕ

Обозначение	Наименование	Страница
794-19-6-ИЛО.ИОС1.1.С	**Содержание**	2…3
794-19-6-СП	**Состав проектной документации**	4…6
794-19-6- ИЛО.ИОС1.1.ТЧ	**Текстовая часть**	
	Список используемых сокращений	7
	Введение	8
	1. Общие данные	8
	2. Общие решения	8
	2.1. Реконструкция систем ИТС на Артёмовской ТЭЦ	9
	2.1.1. Центральная сигнализация	9
	2.1.2. Релейная защита ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1 и №2	9
	2.1.3. Регистрация аварийных событий	9
	2.1.4. Противоаварийная автоматика	10
	2.2. Состав шкафов, кабельной продукции и прочих материалов	11
	3. Функциональные требования к системе противоаварийной автоматики	11
	3.1. Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО)	11
	3.2. Устройства передачи (приема) аварийных сигналов и команд	12
	3.3. Общие технические требования к устройствам ПА	13
	3.3.1. Соответствие технических требований нормативным документам	13
	3.3.2. Общие положения по выполнению противоаварийной автоматики	13
	3.4. Технические требования к микропроцессорным терминалам ПА	14
	3.4.1. Цепи переменного тока терминала	14
	3.4.2. Цепи переменного напряжения терминалов	14
	3.4.3. Напряжение оперативного постоянного тока терминалов	15
	3.4.4. Дискретные входы терминалов	15
	3.4.5. Выходы терминалов	15
	3.5. Требования к шкафам для МП устройств	16
	3.6. Требования к надежности и живучести системы ПА	16
	Приложения	
Приложение А	Задание на проектирование системы ПА по титулу «Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артемовской ТЭЦ и ПС Западная»	17…26.4
Приложение Б	Технические требования на проектирование системы ПА по титулу «Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артемовской ТЭЦ и ПС	27, 28

Взам. инв. №							
Подпись и дата	2			43-20		09.20	794-19-6-ИЛО.ИОС1.1.С
	1			37-20		08.20	
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	
Инв. № подл.	Разраб.		Калинин			02.20	Содержание
							Стадия: П; Лист: -; Листов: 2
	Н.контр.		Лоншаков			02.20	АСК БАРС
	ГИП		Хомяков			02.20	

Обозначение	Наименование	Страница
	Западная»	
	Графическая часть	
794-19-6- ИЛО.ИОС1.1.ГЧ, л. 1	Схема распределения устройств ИТС по ТТ и ТН Артёмовской ТЭЦ	29
794-19-6- ИЛО.ИОС1.1.ГЧ, л. 2	Схема размещения устройств ПА в сети 110 кВ	30
794-19-6- ИЛО.ИОС1.1.ГЧ, л. 3	Структурная схема транзита команд ПА и командной ёмкости УПАСК	31
794-19-6- ИЛО.ИОС1.1.ГЧ, л. 4	Функционально-логическая схема АОПО. Схема входной аналоговой части АОПО	32
794-19-6- ИЛО.ИОС1.1.ГЧ, л. 5	Функционально-логическая схема АОПО. Поясняющая схема внешних и внутренних связей АОПО	33
794-19-6- ИЛО.ИОС1.1.ГЧ, л. 6	Функционально-логическая схема АОПО. Поясняющая схема внешних связей и самодиагностики АОПО	34

Состав проектной документации

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	794-19-6-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
2	794-19-6-ППО	Раздел 2. Проект полосы отвода	
3	794-19-6-ТКР	Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	
	-	Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Подраздел 1. Схема планировочной организации земельного участка	*Подраздел не разрабатывается*
	-	Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Подраздел 2. Архитектурные решения	*Подраздел не разрабатывается*
4.3	794-19-6-ИЛО.КР	Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Подраздел 3. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
4.4.1.1	794-19-6-ИЛО.ИОС1.1	Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Подраздел 4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Часть 1. Система электроснабжения. Книга 1. Противоаварийная автоматика. Артёмовская ТЭЦ	
4.4.1.2	794-19-6-ИЛО.ИОС1.2	Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Подраздел 4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Часть 1. Система электроснабжения. Книга 2. Противоаварийная автоматика. Объекты филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»	
4.4.1.3	794-19-6-ИЛО.ИОС1.3	Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Подраздел 4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Хомяков			02.20
Н.контр.		Лоншаков			02.20
ГИП		Хомяков			02.20

794-19-6-СП

Состав проектной документации

Стадия	Лист	Листов
П	1	3

АСК БАРС

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
		Часть 1. Система электроснабжения. Книга 3. Система сбора и передачи информации. Объекты филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»	
4.4.5	794-19-6-ИЛО.ИОС5	Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Подраздел 4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Часть 5. Сети связи	
	-	Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Подраздел 4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Часть 2. Система водоснабжения Часть 3. Система водоотведения Часть 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети Часть 6. Система газоснабжения Часть 7. Технологические решения	*Части не разрабатываются*
	-	Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Подраздел 5. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	*Подраздел не разрабатывается*
5	794-19-6-ПОС	Раздел 5. Проект организации строительства	
		Раздел 6. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства	*Раздел не разрабатывается*
	-	Раздел 7. Мероприятия по охране окружающей среды	*Раздел не разрабатывается*
	-	Раздел 8. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	*Раздел не разрабатывается*
9.1	794-19-6-СМ1	Раздел 9. Смета на строительство. Подраздел 1. Линейная часть ВОЛС. Объекты филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»	
9.2	794-19-6-СМ2	Раздел 9. Смета на строительство. Подраздел 2. Подстанционные объекты филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические	

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
		сети»	
9.3	794-19-6-СМ3	Раздел 9. Смета на строительство. Подраздел 3. Артёмовская ТЭЦ	
	-	Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами	*Раздел не разрабатывается*
	-	Раздел 10.1. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов	*Раздел не разрабатывается*

Список используемых сокращений

ТН	–	трансформатор напряжения
ТТ	–	трансформатор тока
ТСН	–	трансформатор собственных нужд
УПАСК	–	устройство передачи аварийных сигналов и команд
УСПД	–	устройство сбора передачи данных
ЦАТС	–	цифровая автоматическая телефонная станция
ЭТО	–	электротехническое оборудование
SNMP	–	Simple Network Management Protocol
ПС	–	подстанция
ПП	–	переключающий пункт
ИТС	–	информационно-технологические системы (РЗ, АПВ, АВР, ПА и РА, АСУ ТП, АИИС КУЭ)
ВЛ	–	воздушная линия
ЛВС	–	локальная вычислительная сеть
ДП	–	диспетчерский пункт
СПЗ	–	совмещенное производственное здание
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи
ВЧ-связь	–	высокочастотная связь
ВОК	–	волоконно-оптический кабель
ЦАТС	–	цифровая автоматическая телефонная станция
ЩСН	–	щит собственных нужд
ЩПТ	–	щит постоянного тока
ИБП	–	источник бесперебойного питания
ГГС	–	громкоговорящая связь
АСУ ТП	–	автоматизированная система управления технологическими процессами
РЗ и ПА	–	релейная защита и противоаварийная автоматика
АЧР	–	автоматика частотной разгрузки
АИИСКУЭ	–	автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
ЛЭП	–	линия электропередачи
РЩ	–	релейный щит
ЗИП	–	Запасные изделия прилагаемые
АОПО	–	Устройство автоматического ограничения перегрузки оборудования

Введение

Основанием для разработки настоящего тома внестадийной документации являются:

1. Техническое задание (ТЗ) на проектирование по титулу «Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артемовской ТЭЦ и ПС Западная» (приложение А);

2. Технические требования (ТТ) на проектирование по титулу «Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артемовской ТЭЦ и ПС Западная» (приложение Б);

Согласно ТЗ и ТТ на проектирование предполагается реконструкция объектов энергетики в Артёмовском районе.

На подстанциях Артёмовского района (ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Кролевцы, ПС 110 кВ Шахта-7) и Артёмовской ТЭЦ предполагается установка приёмо/передающей аппаратуры, шкафов МКПА (распределения сигналов отключения нагрузки, АОПО), организация систем связи, РЗА, ПА и РА, ТМ и др.

1. Общие данные

Настоящий том выполнен на основании технического задания на выполнение II этапа работ по объекту: «Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артемовской ТЭЦ и ПС Западная». Данная пояснительная записка предназначена для описания выполнения требования технического задания по определению состав вновь устанавливаемых и объемы модернизации существующих устройств ИТС (РЗ, СА, ПА и т.д.) отдельно для каждого из затрагиваемых объектов проектирования. Данную пояснительную записку рассматривать совместно со схемой размещения устройств ПА на объектах сети 110 кВ. Для наглядности данная схема выполнена с указанием существующих и вновь устанавливаемых устройств ПА и систем УПАСК.

2. Общие решения

Для организации АОПО применяется распределенная иерархическая структура контролеров ПА, при обнаружении перегруза оборудования (ВЛ) выполняется формирование команд отключения нагрузки для последующей передачи в направлении комплектов ПА с функцией УОН.

При организации АОПО ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 и №2 необходимо также предусмотреть возможность отключения нагрузки на ПС 110 кВ Западная от:

- ЛАПНУ Приморской ГРЭС;
- АДВ ПС 500 кВ Владивосток;

Для передачи команд отключения от выше указанных источников каналы ПА в направлении ПС 110 кВ Западная предусматривается организовать по проектируемой ВОЛС Артёмовская ТЭЦ – ПС 110 кВ Западная. Каналы передачи команд ПА предусматривается организовать по выделенным одномодовым оптическим волокнам вновь проектируемой ВОЛС. Для организации каналов ПА на Артёмовской ТЭЦ и ПС 110 кВ Западная предусматривается установка УПАСК-ВОЛС. Приемо-передатчики УПАСК-ВОЛС оснащаются SFP-модулями с дальностью работы не менее 30 км и должны обеспечивать передачу не менее 16 команд. Шкаф УПАСК-ВОЛС на Артёмовской ТЭЦ предусматривается установить в ЛАЗ рядом с существующими шкафами АО «ДРСК».

Список команд передаваемых на ПС 110 кВ Западная посредством УПАСК приведен в таблице 2.1., 2.2., а также отражен на «Структурной схеме транзита команд ПА и командной ёмкости УПАСК» (стр. 31). Перечень транслируемых по УПАСК команд подлежит уточнению на стадии РД.

Таблица 2.1 - Список команд УПАСК ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1 и №2

№ п/п	Обозначение сигнала/команды	Наименование
Передача с Артёмовской ТЭЦ на ПС Западная		
1	У1	Отключение нагрузки в южной части Дальневосточной ЭС V ступень (ОНДЮ5)
2	У2	Отключение нагрузки в Дальневосточной ЭС IV ступень (ОНД14)
3	У3	Отключение нагрузки от ЛАПНУ Приморской ГРЭС 5 ступень (ОНД5)
4	У4	Отключение нагрузки от ЛАПНУ Приморской ГРЭС 4 ступень (ОНД4)

5	У5	Отключение нагрузки от АОПО ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1 (1 ступень)
6	У6	Отключение нагрузки от АОПО ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1 (2 ступень)
7	У7	Отключение нагрузки от АОПО ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №2 (1 ступень)
8	У8	Отключение нагрузки от АОПО ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №2 (2 ступень)
9	У9	Включение отключенной нагрузки

Таблица 2.2 - Список команд УПАСК ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная

№ п/п	Обозначение сигнала/команды	Наименование
Передача с ПС Западная на Артёмовскую ТЭЦ		
1	У1	Отключение нагрузки в Дальневосточной ЭС от АРО (I ступень) (ОНДЮ7)
2	У2	Отключение нагрузки в южной части Дальневосточной ЭС V ступень (ОНДЮ5)
3	У3	Отключение нагрузки в Дальневосточной ЭС IV ступень (ОНД14)
4	У4	Отключение нагрузки в Дальневосточной ЭС I ступень (ОНД11)
5	У5	Отключение нагрузки от ЛАПНУ Приморской ГРЭС 5 ступень (ОНД5)
6	У6	Отключение нагрузки от ЛАПНУ Приморской ГРЭС 4 ступень (ОНД4)
7	У7	Включение отключенной нагрузки

Решения по вновь сооружаемому каналу ВОЛС приведены в томе 794-19-6-ИЛО.ИОС5, а также 794-19-6- ИЛО.ИОС1.1.ГЧ, л. 2 (Схема размещения устройств ПА в сети 110 кВ).

2.1. Реконструкция систем ИТС на Артёмовской ТЭЦ

2.1.1. Центральная сигнализация

На Артёмовской ТЭЦ установлен шкаф №62Р центральной сигнализации с электромеханическими реле РИС-Э2, РП-23, реле времени ПРВ и т.д.

Вновь устанавливаемые шкафы ПА подключается к уже сформированному участку ЦС (участок для шкафов защит в РЩ).

2.1.2. Релейная защита ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1 и №2

Для защит ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1 и №2 установлены релейные панели электромеханических защиты (П 67Р и 68Р, П 78Р и 79Р). Панели защит оснащены комплектом дистанционных защит и токовых защит от замыканий на землю (ЭПЗ-1636/67).

Состав шкафов защит и АУВ ВЛ 110 кВ:

ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1	
П 67Р (ЭПЗ-1636/67)	П 68Р (Автоматика ВЛ 110 кВ)
ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №2	
П 78Р (Автоматика ВЛ 110 кВ)	П 79Р (ЭПЗ-1636/67)

Вновь устанавливаемые шкафы ПА привязываются к данным комплектам защит в части выдачи сигналов на отключения перегружаемой ВЛ и запрета АПВ. Подключение шкафа ПА к измерительным трансформаторам указано на схеме распределения устройств ИТС по ТТ и ТН, стр. 29.

2.1.3. Регистрация аварийных событий

На Артёмовской ТЭЦ устройство установлены шкафы регистрации аварийных событий с микро-процессорными терминалами производства ЗАО «НПФ «Энергосоюз»: 3 шкафа РАС №42Р (БРКУ-5),

№69 (БРКУ-4), №71Р (БРКУ-2). И один шкаф с двумя микропроцессорными терминалами Бреслер 0105 производства ООО «НПП Бреслер»: №70Р (РАС-110 кВ 1 с.ш. и 2 с.ш.).

Вновь устанавливаемые шкафы ПА подключаются к РАС ЗАО «НПФ «Энергосоюз», для чего с системы ПА выводятся сигналы о срабатывании и неисправности.

2.1.4. Противоаварийная автоматика

Для организации АОПО ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1(2) применяется распределенная иерархическая структура контролеров ПА с установкой центральной автоматики энергоузла (ЦАЭ) на Артёмовской ТЭЦ.

Шкаф ПА, устанавливаемый на Артёмовской ТЭЦ выполняет следующие функции:

- АОПО ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1:
  - 1 ступень (формирование сигналов отключения/включения нагрузки);
  - 2 ступень (формирование сигналов отключения/включения нагрузки);
  - 3 ступень (формирование сигналов отключения ВЛ);
  - все ступени с контролем длительности и величины токовой перегрузки;
- АОПО ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2:
  - 1 ступень (формирование сигналов отключения/включения нагрузки);
  - 2 ступень (формирование сигналов отключения/включения нагрузки);
  - 3 ступень (формирование сигналов отключения ВЛ);
  - все ступени с контролем длительности и величины токовой перегрузки;
- Контроль температуры;
- Оперативное или автоматическое изменение группы уставок;
- Возможность задания двух групп уставок (летняя/зимняя);
- Контроль направления перетока активной мощности ВЛ;
- Логика отключения выключателей и запрета АПВ;
- Осциллографирование;
- Свободно-программируемая логика.

Вновь устанавливаемые шкафы УПАСК, принимающие общесистемные команды отключения/включения нагрузки по ВОЛС каналам, помимо действия в направлении ПС 110 кВ Западная, по ВОЛС каналам, также выполняют действие в существующее устройство УОН Артёмовской ТЭЦ. Для данной цели выполняется модернизация шкафа ПА, установленного на ГЩУ, с функциями АЧР, САОН в части расширения состава команд ОН и включения нагрузки после ОН (окончательный состав команд уточняется на этапе РД) с заводом новых команд от вновьустанавливаемых УПАСК.

На Артёмовской ТЭЦ, в ячейках ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 и №2 установлены выключатели МКП-110М (1969 года производства) со встроенными трансформаторами тока (ТТ) ТВ-110/18: 600-400-300-200/5, имеющем класс точности 3 при Ктт 600-400-300/5 и класс точности 10 при 200/5 (4 керна ТТ, см. стр. 29). Также установлены дополнительные обмотки ТТ для подключения коммерческого учёта классом точности 0,2S/0,5S-10/30 ВА. Для исполнения Приложения 11.1 Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка п. 3.20, а также Норм НТП ПС 2017 года п. 22.7.: выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, должны быть защищены от несанкционированного доступа, а также п. 7.18.1.: для учета электроэнергии измерительные трансформаторы должны иметь обмотку для целей АИИС КУЭ, отдельную от цепей измерений, АСУ ТП и РЗА, подключение терминала АОПО ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 и №2 к обмоткам учёта не допускается.

В случае проведения реконструкции ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 и №2 с заменой выключателей или доукомплектацией трансформаторами тока, необходимо рассмотреть возможность перевода терминала АОПО ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 и №2 на обмотку ТТ с классом точности не хуже 0,5.

Для выполнения передачи общесистемных сигналов АПНУ (ОНДЮ7, ОНДЮ5, ОНД14, ОНД11 ОНД5, ОНД4, Включение ОН) данным титулом предполагается реконструкция канал связи с ПС 220 кВ Береговая-2 до Артёмовской ТЭЦ, а далее данные сигналы по проектируемому УПАСК Артёмовская ТЭЦ – Западная, работающему по каналу ВОЛС по ЛЭП Артёмовская ТЭЦ – Шахта-7 – Западная.

Перечень транслируемых по УПАСК команд подлежит уточнению на стадии РД.

2.2. Состав шкафов, кабельной продукции и прочих материалов

Таблица 2.2.1. Объем устанавливаемых устройств ПА

№ шкафа	Наименование устройства	Терминал	Кол-во терминалов, шт.
1	2	3	4
РЩ 110 кВ Артёмовской ТЭЦ			
Шкаф МКПА (АОПО ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Кролевцы – Западная №1 и №2)			
ПА№3	Терминал АОПО Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1	А1	1
	Терминал АОПО Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2	А2	1
ЛАЗ Артёмовской ТЭЦ			
Шкаф УПАСК-ВОЛС (в направлении ПС 110 кВ Западная)			

Таблица 2.2.2. Объем кабельной продукции

Потребность в кабельной продукции				
Тип кабеля	Количество жилок и сечение, мм2	Общая длина, м	Диаметр кабеля, мм	Вес кабеля, кг/м
КВВГЭнг-LS	7*1,5	1440	10.7	206
КВВГЭнг-LS	4*2,5	60	10.2	183
КВВГЭнг-LS	10*2,5	100	14.9	394
КВВГЭнг-LS	7*4	1120	15	406
Итого:	2720			

Примечание: Уточняется на этапе рабочая документации, значения даны для оценки транспортных расходов и ориентировочной стоимости оборудования.

Таблица 2.2.3. Объем прочих материалов

Потребность в прочих материалах			
Наименование	Тип	Количество, ед.изм.	Масса, кг/ед. изм
Металлорукав	DN 20мм в гладкой ПВХ изоляции, Dвн 20,5 мм, Dнар 27,0, IP66, цвет чёрный, Код: 6070-22N	250 м	0,27
Двустенная гофрированная труба	д.50мм, цвет красный, с протяжкой, Код: 121950150	100 м	0,155
Хомут червячный оцинкованный	Размер: 16-27 мм	44 шт.	0,0014
Провод	ПуГВ 1*4мм2	110 м	66
Наконечник кабельный медный луженый	ТМЛ 4-6-3 (КВТ)	246 шт.	0,0032

Примечание: Уточняется на этапе рабочая документации, значения даны для оценки транспортных расходов и ориентировочной стоимости оборудования.

3. Функциональные требования к системе противоаварийной автоматики

3.1. Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО)

Устройства АОПО предназначены для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования и ЛЭП.

АОПО реализует следующие управляющие воздействия:

− отключение нагрузки в дефицитной части энергосистемы (2 очереди);

− отключение с запретом АПВ перегруженного элемента сети.

В устройствах АОПО предусматривается не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки электрооборудования и ЛЭП. Первая ступень действует на сигнал, последняя – на отключение перегружаемого элемента сети, промежуточные ступени действуют на разгрузку перегружаемого элемента сети.

В устройствах АОПО предусматривается возможность задания нескольких групп уставок: для летних и для зимних температур наружного воздуха. Изменение уставок может производиться оперативно или автоматически.

Применяемый алгоритм АОПО должен быть согласован в филиалах АО «ДРСК» Приморские ЭС и АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ.

Технические требования к устройствам АОПО представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Технические требования к автоматике ограничения перегрузки оборудования (АОПО).

№ п/п	Наименование функции	Требуемые функции*	Указать тип устройства (заполняется участником)		Оценка эксперта
			Предложение	Пояснение***	
1	2	3	4	5	6
1	Количество ступеней с контролем величины тока и длительности перегрузки оборудования	**не менее 2**			
2	Возможность задания двух групп уставок (летняя/зимняя)	**X**			
3	Использование датчиков температуры наружного воздуха	**X**			
4	Оперативное или автоматическое изменение уставок	**X**			
5	Контроль направления мощности	**X**			
6	Логика отключения выключателя (-ей) и запрета АПВ	**X**			
7	Осциллографирование	**X**			
8	Регистрация событий	**X**			
9	Свободно - программируемая логика	**X**			

* Знаком «X» обозначены функции, обязательные к применению.

*** Пояснение заполняется при различиях между столбцами 3 и 4.

3.2. Устройства передачи (приема) аварийных сигналов и команд

Аппаратура каналов передачи информации ПАА по ВОЛС должна быть выполнена на микропроцессорной элементной базе. Устройства УПАСК должны быть установлены по обоимконцам линий. При этом – так как эти устройства должны быть выполнены по обратным концам линии одного типа – тип устройств УПАСК по обратным концам и их одновременность замены должна быть взаимосвязаны. Технические требования к устройствам передачи (приема) аварийных сигналов и команд выполнены на основе решений, представленных в томе 794-19-6-ИЛО.ИОС5, и отражены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Технические требования к устройствам передачи (приема) команд ПА

№ п/п	Наименование функции	Требуемые функции*	Указать тип устройства (заполняется участником)		Оценка эксперта
			Предложение	Пояснение***	
1	2	3	4	5	6
1	Функция размножения принимаемых сигналов	**X**			
2	Функция сигнализации передачи и приёма сигналов	**X**			
3	Функция оперативного ввода/вывода принимаемых и передаваемых сигналов ПА	**X**			
4	Возможность реализации простейших логических алгоритмов («И», «ИЛИ», «НЕ» и др.), связывающих входные и выходные сигналы	**X**			
5	Количество приёма команд	**16**			
6	Количество передачи команд	**16**			

№ п/п	Наименование функции	Требуемые функции*	Указать тип устройства (заполняется участником)		Оценка эксперта
			Предложение	Пояснение***	
1	2	3	4	5	6
7	Возможность размножения команд	**X**			
8	Передача положения ключей ввода/вывода команд в цифровом виде	**X**			
9	Осциллографирование	**X**			
10	Регистрация событий	**X**			
11	Непрерывное самотестирование микропроцессорных устройств и напряжения питания с индикацией неисправностей и блокировкой действия устройств	**X**			
12	Доступ к управлению аппаратуры и контролю должен осуществляться с помощью программного пользовательского интерфейса Ethernet	**X**			
13	Синхронный цифровой поток E1 со скоростью 2,048 Мбит/с (с учетом преобразователя)	**X**			

* Знаком «X» обозначены функции, обязательные к применению.

*** Пояснение заполняется при различиях между столбцами 3 и 4.

3.3. Общие технические требования к устройствам ПА

3.3.1. Соответствие технических требований нормативным документам

К выбору допускается оборудование, имеющее согласно приказу РАО «ЕЭС России» №229 от 17.11.98:

- для Российских производителей - положительное заключение МВК, ТУ, согласованные с РАО «ЕЭС России», или иные документы, подтверждающие соответствие требованиям РАО «ЕЭС России»;
- для импортного оборудования, а также для отечественного оборудования, выпускаемого для других отраслей и ведомств - сертификаты соответствия функциональных и технических показателей оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям.

Технические средства РЗА и ПА должны удовлетворять «Правилам устройства электроустановок» ПУЭ (7е издание), а также требованиям следующих стандартов МЭК и ГОСТ:

- в части уровня изоляции - требованиям ГОСТ Р 50514-93 (МЭК-225-5-77) и РД 34.45.51.300-97 «Объемы и нормы испытания электрооборудования» РАО «ЕЭС России»;
- в части помехоустойчивости - требованиям МЭК-61000-4-XX и ГОСТ Р 51317.2.5.-2000, ГОСТ Р 51317.3.8-99, ГОСТ Р 50839-2000, ГОСТ Р 51317.4.1-2000, ГОСТ Р 51317.4.2-99, ГОСТ Р 51317.4.4-99, ГОСТ Р 51317.4.5-99, ГОСТ Р 51317.4.6-99, ГОСТ Р 51317.4.11-99, ГОСТ Р 51317.4.12-99, ГОСТ Р 51317.4.14-2000, ГОСТ Р 51317.4.16-2000, ГОСТ Р 51317.4.17-2000, ГОСТ Р 50648-94 (МЭК 1000-4-8-93), ГОСТ Р 50652-94 (МЭК 1004-410-93), ГОСТ Р 50932-96, ГОСТ Р 51179-98 (МЭК 870-2-1-95), РД 34.35.310-97.
- Правила по сертификации. Система сертификации ГОСТ Р. Правила проведения сертификации электрооборудования. Госстандарт России, Москва, 1999.

3.3.2. Общие положения по выполнению противоаварийной автоматики

Устройства ПА, устанавливаемые на Артёмовской ТЭЦ выполняется с использованием МП терминалов. Использование МП устройств дает существенные преимущества, в числе которых:

- возможность осуществления в одном устройстве нескольких функций ПА и автоматики, а также, наряду с функциями ПА, таких вспомогательных функций как осциллографирование, регистрация

событий, определение места повреждения;

- реализация новых принципов и улучшенных характеристик;
- удобство при наладке и эксплуатации;
- широкая система самодиагностики;
- возможность интегрировать устройства ПА в АСУ ТП;
- возможность использования для межмашинного обмена логическими сигналами при реализации функций ПА оптико-волоконных цифровых каналов связи, заменяющих неконтролируемые традиционные кабельные связи;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям переменного тока и напряжения. Микропроцессорные устройства должны размещаться в шкафах с установкой в них для

каждого терминала современного вспомогательного оборудования (испытательного блока, переключателей, кнопок, рядов зажимов) в количестве, достаточном для удобства эксплуатации.

Микропроцессорные устройства должны поддерживать протоколы передачи информации такие как МЭК 60870-5-103, МЭК 60870-5-104, МЭК 61850. Терминалы должны иметь возможность синхронизации от внешнего источника точного времени. Все микропроцессорные устройства должны иметь свободно-программируемую светодиодную сигнализацию. В шкафах ПА должна быть предусмотрена местная световая сигнализация. Оперативное управление МП ПА предусматривается:

- дистанционно, с помощью средств АСУ ТП;
- по месту, с помощью переключающих устройств, устанавливаемых в шкафах (или на дверях шкафов) ПА.

Положение всех переключающих устройств, параметры ПА и их изменение должно регистрироваться в устройствах ПА с возможностью фиксации в АСУ ТП.

При установке микропроцессорных устройств должны быть выполнены все требования по электромагнитной совместимости и помехозащищенности в соответствии с ГОСТ 51317.6.52006 (МЭК 61000-6-5:2001) «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний». Необходимые мероприятия по защите от импульсных помех разрабатываются в соответствии с действующими стандартами «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов» (СТО 56947007-29.240.043-2010), «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» (СТО 56947007-29.240-044-2010), введенными в действие 21.04.2010 года.

Терминалы должны иметь русифицированные интерфейсы. Фирма-изготовитель должна предоставить программное обеспечение и техническую документацию на русском языке в полном объеме, комплект запасных частей (ЗИП), расходных материалов и принадлежностей, необходимых для монтажа, наладки, пуска, а также технического обслуживания и ремонта МП устройств ПА. Объем запасных частей должен гарантировать выполнение требований по готовности и ремонтопригодности ПА в течение гарантийного срока эксплуатации.

3.4. Технические требования к микропроцессорным терминалам ПА

3.4.1. Цепи переменного тока терминала

Номинальный ток	Iном=1А или 5А
Ток термической стойкости	2*Iном (длительно)
Ток односекундной стойкости	40*Iном
Рабочий диапазон	(0,05÷30)*Iном
Потребление на фазу при Iном=1А	не более 0,5 ВА

Терминалы должны правильно работать с принятым временем срабатывания при КЗ в зоне с периодической составляющей до 30*Iном при максимальной апериодической составляющей с постоянной времени до 0,3 с, если токовая погрешность трансформаторов тока не превышает 50% в установившемся режиме при активной нагрузке.

3.4.2. Цепи переменного напряжения терминалов

Номинальное линейное напряжение	Uном=57 В
Напряжение термической стойкости	1,5*Uном (длительно)

Напряжение односекундной стойкости	2,5*Uном
Напряжение 3U0 номинальное	Uном=100 В
Напряжение термической стойкости 3U0	1,5*Uном (длительно)
Напряжение односекундной стойкости 3U0	2,5*Uном
Рабочий диапазон напряжений	(0,005÷1,5)*Uном
Потребление на фазу при ином	< 0,5 ВА
Потребление по 3U0 при ином	<1,0 ВА
Рабочая частота терминалов:	
Номинальная частота	fном=50 Гц
Рабочий диапазон частот	(0,9÷1,1)*fном

3.4.3. Напряжение оперативного постоянного тока терминалов

Номинальное напряжение	Uном=220 В
Рабочий диапазон напряжений	(0,8÷1,1)Uном
Потребление при Uном в номинальном режиме (при отсутствии КЗ в сети)	Рном < 50 Вт
Пульсация в напряжении постоянного тока	не более 6% от среднего значения

Нормальное функционирование терминалов не должно нарушаться при исчезновении или снижении напряжения ниже установленного предела при соответствующей организации системы постоянного оперативного тока на ПС на время до 0,05 с. Если для терминалов, устанавливаемых на подстанциях противоположных концов защищаемых линий с существующей системой организации оперативного постоянного тока, снижение напряжения ниже установленного предела при КЗ в сети постоянного тока может превысить 0,05 с, в шкафах ПА должны предусматриваться специальные устройства, обеспечивающие функционирование МП терминалов без перезапуска. Подача напряжения обратной полярности не должна вызывать повреждения терминала.

3.4.4. Дискретные входы терминалов

Номинальное постоянное напряжение каждого входа Uвх.ном = 220 В

Ток каждого входа должен обеспечивать пробой оксидной пленки управляющих контактов, для чего первоначальный импульс тока входа должен быть 1вх.имп > 50 мА, затем может снижаться.

Для предотвращения случаев неправильной работы терминалов должны выполняться требования информационного письма ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» №54/72 от 20.02.2007 «О предотвращении формирования ложных сигналов на входе МЭ, МП устройств РЗ, ПА»:

- напряжение «срабатывания» входа должно быть в пределах 160-170 В (при напряжении оперативного тока равного 220 В), а коэффициент возврата - Кв ≥ 0,95;
- должно обеспечиваться время задержки на входе, как правило, 5мс (кроме входов, предназначенных для приема блокирующих сигналов).

Входы не должны иметь гальванической связи с внутренними рабочими цепями терминала.

Дискретные входы должны обеспечивать:

- несрабатывание при появлении замыкания на землю на любом полюсе;
- несрабатывание при работе устройств выявления замыкания на землю на любом из полюсов оперативного тока, автоматического и автоматизированного поиска «земли»;
- возможность работы устройств выявления замыкания замыкания на землю на любом из полюсов оперативного тока, автоматического и автоматизированного поиска «земли».

3.4.5. Выходы терминалов

Выходы терминалов должны быть контактными, исключающими гальваническую связь с внутренними рабочими цепями терминала.

Выходы должны содержать как замыкающие, так и размыкающие контакты.

Контакты должны обеспечивать размыкание тока 1/0,4/0,2/0,15 А при напряжении 48/110/220/250 В и постоянной времени цепи L/R ≤ 40 мс.

Контакты, коммутирующие цепи отключения и включения выключателей, должны также обеспечивать:

- замыкание токов до 10 А на время t = 1,0 с;

- замыкание токов до 30 А на время t= 0,2 с;
- длительное протекание тока 5 А.

Коммутационная способность контактов реле, действующих в цепи внешней сигнализации, должна быть не менее 30 Вт в цепях оперативного постоянного тока с активноиндуктивной нагрузкой и постоянной времени, не превышающей 0,02 с при напряжении до 250 В и токе до 2 А.

3.5. Требования к шкафам для МП устройств

МП устройства системы ПА монтируются в шкафах двухстороннего обслуживания.

При наличии на лицевой панели устройств светодиодных сигнальных индикаторов дверь шкафа должна быть прозрачной. Количество органов ручного оперативного управления должно быть минимальным. На лицевой панели должна быть предусмотрена одна общепанельная лампа.

Допускается использование промежуточных реле для ввода дискретных сигналов и вывода команд управления, количество которых должно быть минимальным.

В выходных цепях устройств должны быть предусмотрены испытательные разъемы для удобства их вывода из работы при техническом обслуживании. При выводе из работы устройства в ремонт испытательными блоками в токовых цепях должны быть предусмотрены меры по минимизации действий с другими устройствами.

Шкафы должны быть снабжены устройствами, позволяющими микропроцессорным устройствам выдержать перерыв в электропитании до 0,5 с без перезагрузки.

Для заземления корпусов устройств, экранов кабелей и др. устройств внутри шкафа предусмотреть специальную медную шину.

Габаритные размеры шкафов должны быть 2200х800х600 мм.

3.6. Требования к надежности и живучести системы ПА

Система ПА должна функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленного срока службы, который (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее 20 лет.

При этом в течение всего указанного срока службы все указанные выше устройства должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к многокомпонентным, многоканальным, ремонтопригодным и восстанавливаемым системам (ГОСТ 24.701-83).

В целом надежность и живучесть системы ПА должна обеспечиваться:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности;
- дублированием, резервированием;
- структурными способами (использование распределенного размещения и управления, автономность отдельных компонентов системы и т.п.);
- требуемым регламентом обслуживания технических средств.

Количественные показатели надежности должны составлять:

- средняя наработка на отказ каждого канала по функции ПА - не менее 120000 ч;
- среднее время восстановления работоспособности ПА по любой из выполняемых функций – не более 0,5 ч;
- периодичность остановов комплектов оборудования ПА для проведения профилактического регламентного обслуживания – не более 1 раза в 4 года с продолжительностью не более 8 ч.

Система должна правильно функционировать при изменении оперативного напряжения в пределах от 0,8×Uном до 1,1×Uном .

Неисправность любого терминала не должна приводить к выводу из работы исправного защищаемого элемента первичной сети, а также к отказу и ложным / излишним действиям других исправных терминалов.

Терминал должен иметь:

- гарантийный срок эксплуатации не менее 36 месяцев;
- периодический цикл проверки не менее 6 лет.

Гарантийный ремонт организуют поставщики оборудования в срок не более 7 дней.

Согласовано
Заместитель генерального директора
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока

_____С.А. Колесников

«15» декабря 2019 г.

Утверждаю
Заместитель генерального
директора по инвестициям
и управлению ресурсами АО «ДРСК»

_____В.А. Юхимук

«____» _____2019 г.

Согласовано
Первый заместитель генерального
директора - главный инженер АО «ДГК»

_____Е.В. Брылёв

«____» _____2019 г.

Согласовано
Первый заместитель генерального
директора – главный инженер филиала
ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока

_____ А.В. Татаринков

«____» _____2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на разработку ПСД системы противоаварийной автоматики между Артемовской ТЭЦ и ПС Западная

1. Основание для проектирования:

1.1. Инвестиционная программа АО «ДРСК» на 2019 – 2023 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 28.12.2018 № 33@.

1.2. Протокол согласительного совещания от 06.09.2019 № 09-1786-пр «О рассмотрении замечаний к доработанному проекту корректировки инвестиционной программы АО «ДРСК» 2019-2023 годы».

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

НТД указаны в приложении 1 к настоящему техническому заданию. Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации, в том числе не указанных в данном задании на проектирование.

3. Цель работы.

3.1. Разработка проектной и рабочей документации для выполнения мероприятий по установке устройств ПА в транзите Артёмовская ТЭЦ – ПС 110 кВ Западная на:

– ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта-7;
– ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7;
– ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково (номер ВЛ уточнить при проектировании),

в т.ч. для реализации отключения нагрузки от устройств АОПО, устанавливаемых на Артёмовской ТЭЦ.

3.2. Разработка проектной и рабочей документации в части подвески ВОК для

организации резервных каналов ПА по ВОЛС направлением ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ Западная.

Разработка проектной и рабочей документации подвески ВОК для организации основных каналов ПА направлением «Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск-1 – Тереховка – Раздольное-2 – Раздольное-1 – Западная» предусматривается в проекте «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.».

Вид строительства – реконструкция, новое строительство.

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

–«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.»;

–«Модернизация ПС 220 кВ Уссурийск-2 в части установки устройств ПА».

4. Этапы разработки документации.

I этап. Предпроектное обследование (ППО), выполнение инженерных изысканий, разработка основных технических решений (ОТР), согласование с Заказчиком, Филиалом АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ (далее – Приморское РДУ), филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока (далее – МЭС Востока) и АО «ДГК» результатов ППО и ОТР.

II этап. Разработка и согласование с Заказчиком, Приморским РДУ, МЭС Востока и АО «ДГК» проектной документации.

III этап. Разработка и согласование с Заказчиком, Приморским РДУ, МЭС Востока и АО «ДГК» рабочей документации.

Требования к оформлению и содержанию проектной документации (проектирование выполнить в соответствии с техническими требованиями (приложение 3 к настоящему техническому заданию)).

4.1. Предпроектные обследования.

Выполнить предпроектное обследование и произвести сбор исходных данных по оборудованию РЗА, ССПИ, связи на следующих объектах: Артёмовская ТЭЦ, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Шахта-7, ПС 110 кВ Кролевцы, ПС 220 кВ Уссурийск-2, ПС 110 кВ Уссурийск-1 (перечень объектов уточнить при проектировании).

Определить и оценить:

4.1.1. Состав и существующую схему размещения устройств (систем) ПА на объектах проектирования и в прилегающей сети с отражением используемых каналов ВОЛС для передачи сигналов и команд РЗА.

4.1.1.2. Состав, размещение, техническое состояние и возможность работы по ВОЛС существующих устройств РЗА, передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК), регистрации аварийных событий и процессов (РАС) в электрической сети 110 кВ, ограниченной Артёмовской ТЭЦ и ПС 110 кВ Западная

4.1.2. Выполнить предпроектное обследование существующих ВОЛС для объектов проектирования и объектов, технологически связанных с объектами проектирования.

4.1.3. На основании ПУЭ, издание 7, глава 2.5, п. 199, выполнить обследование

опор ЛЭП с составлением двухстороннего акта для определения возможности подвески ВОК на участках ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта-7, ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7, ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково (номер ВЛ уточнить при проектировании), ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Уссурийск-1, ВЛ 110 кВ УКФ – Уссурийск-1, ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Междуречье, ВЛ 35 кВ Уссурийск-2 – УМЗ (перечень объектов уточнить при проектировании).

Использовать результаты предпроектного обследования существующих ВЛ по маршруту Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск-1 – Тереховка – Раздольное-2 – Раздольное-1 – Западная (по трассе ЛЭП 87,2 км.), выполненные по проекту «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.».

Результаты предпроектного обследования согласовать с Заказчиком, Приморским РДУ, АО «ДГК», МЭС Востока.

4.2. I этап – Разработка, обоснование и согласование Заказчиком, Приморским РДУ, АО «ДГК», МЭС Востока основных технических решений.

4.2.1. При разработке ОТР документацию оформить томами: «Организация связи по ВОЛС» (прокладка ВОК по ЛЭП), «Организация системы ПА».

В части основных технических решений по РЗА, связи с учетом результатов предпроектного обследования выполнить, определить, разработать:

4.2.1.1. Состав вновь устанавливаемых и объемы модернизации существующих устройств ИТС (РЗ, СА, ПА и РАСП (РАС, ОМП)) объектов проектирования.

4.2.1.2. Схему размещения устройств ИТС (РЗ, СА, ПА и РАСП (РАС, ОМП)) на объектах проектирования и объектах в прилегающей электрической сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗА, включая резервные каналы связи.

4.2.1.3. Основные и резервные каналы передачи команд ПА должны быть организованы по выделенным одномодовым оптическим волокнам по двум независимым каналам связи, организация которых исключает возможность их одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

4.2.1.4. В обязательном порядке проработать решения по направлениям:

1	Организация связи по ВОЛС Артёмовская ТЭЦ – Шахта-7 – Западная
2	Организация связи по ВОЛС Артёмовская ТЭЦ – Кролевцы – Западная
3	Организация связи по ВОЛС Уссурийск-2 – Западная (резервный маршрут)

Проработка решений по организации связи по ВОЛС Уссурийск-2 – Западная (основной маршрут) предусмотрена проектом «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.».

4.2.1.5. Разработать схему работы устройств РЗА по выделенным оптическим волокнам. Составить матрицу основных и резервных каналов по выделенным оптическим волокнам, обозначив основные и резервные маршруты по двум независимым каналам связи, организация которых исключает возможность их одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Предусмотреть передачу сигналов РАС в направлении сервера РАС на ПС 110 кВ А.

4.2.1.6. Определить количество необходимых оптических волокон и при необходимости запроектировать прокладку ВОК и реконструкцию систем РЗА по другим направлениям ЛЭП, прилегающих к Артёмовской ТЭЦ.

4.2.1.7. Определить и при необходимости запроектировать реконструкцию узлов связи АО «ДРСК» на энергообъектах, прилегающих к Артёмовской ТЭЦ, рассматривая в том числе:

1	Реконструкция узла связи на Артёмовской ТЭЦ
2	Реконструкция узла связи на ПС 110 кВ Западная
3	Реконструкция узла связи на ПС 110 кВ Кролевцы
4	Реконструкция узла связи на ПС 110 кВ Шахта-7
5	Реконструкция узла связи на ПС 110 кВ Уссурийск-1

4.2.1.8. Разработать матрицу каналов для УПАСК и для РАС.

4.2.2. ОТР, разработанные на I этапе проектирования, могут быть скорректированы на II этапе разработки проектной документации. Указанные изменения должны быть согласованы со всеми лицами, участвующими в подготовке и согласовании ЗП и ОТР.

4.3. II этап – Разработка и согласование с Заказчиком, Приморским РДУ, АО «ДГК», МЭС Востока проектной документации.

Выполнить комплекс инженерных изысканий в объеме, необходимом для реконструкции и строительства объектов.

4.3.1. По результатам выполнения пунктов 4.2.1.4 –4.2.1.7 разработать тома проектной документации в части прокладки самонесущих диэлектрических ВОК в соответствии с требованиями нормативных документов.

4.3.1.1. Произвести расчёт резерва механической прочности опор ЛЭП для определения возможности подвески диэлектрического самонесущего ВОК.

4.3.1.2. По результатам обследований произвести инструментальный контроль наихудших по техническому состоянию и наиболее нагруженных опор, но не менее 10% опор указанных в акте обследования в соответствии с «Методикой диагностики состояния фундаментов опор ВЛ методом не разрушающего контроля» СТО-56947007-2009. Инструментальный контроль должна произвести организация, имеющая лицензию и допуски СРО на проведение данных работ.

4.3.1.3. По результатам обследования, инструментального контроля и расчетов предусмотреть в проекте выполнение мероприятий, обеспечивающих возможность подвески ВОК.

4.3.1.4. Разработать «Линейную схему подвески/прокладки ВОК» с указанием объектов, расстояний, типа кабеля, типа и количества ОВ, выделенных ОВ для организации цифровых систем передачи информации и систем РЗ.

4.3.1.5. Запроектировать заходы ВОК в помещения связи энергообъектов с оформлением актов прокладки ВОК по территории. ВОК оконечивать стоечными оптическими кроссами с FC-адаптерами.

4.3.1.6. Проектом определить номера опор для размещения оптических муфт с устройствами выкладки технологического запаса ВОК, согласовать с Филиалом АО «ДРСК» «Приморские электрические сети».

4.3.1.7. Прокладку ВОК на участках пересечения с железнодорожными путями запроектировать по ТУ собственника – ОАО «РЖД», разработать отдельный том проекта.

4.3.2. **В части технических решений по РЗА объекта проектирования и**

прилегающей сети с использованием микропроцессорных устройств разработать/выполнить:

4.3.2.1. Уточнить состав вновь устанавливаемых и объемы модернизации существующих устройств РЗА:

– на Артёмовской ТЭЦ, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Кролевцы, ПС 110 кВ Шахта-7 с установкой устройств отключения нагрузки;

– по направлениям: ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта-7, ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7, ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково (номер ВЛ уточнить при проектировании).

Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объектах проектирования, объектах, технологически связанных с объектами проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

4.3.2.2. При наличии нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в сети 110 кВ, определить необходимость установки устройств АОПО, соответствующих требованиям СТО 59012820.29.020.002-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования» и обеспечивающих контроль тока в каждой фазе и срабатывание с заданной выдержкой времени и выдачей управляющих воздействий при выявлении превышения током защищаемого элемента в любой из трех фаз заданной величины при заданной температуре окружающей среды.

4.3.2.3. Схему распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН на объектах проектирования и на объектах, технологически связанных с объектами проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА) (при необходимости уточнить решения, принятые на I этапе проектирования).

4.3.2.4. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава автоматики. Разработать тома проектной документации по модернизируемому (заменяемому) и вновь устанавливаемому оборудованию РЗА.

Устройства УОН должны иметь возможность реализации управляющего воздействия на каждое присоединение на объекте. Алгоритм работы УОН должен быть основан на функциях свободно программируемой логики.

4.3.2.5. Схему и планы размещения устройств РЗА на Артёмовской ТЭЦ, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Кролевцы, ПС 110 кВ Шахта-7 и в прилегающей электрической сети с отражением используемых каналов для передачи сигналов и команд РЗА, включая резервные маршруты.

4.3.2.6. Структурно-функциональные схемы устройств РЗА на Артёмовской ТЭЦ, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Кролевцы, ПС 110 кВ Шахта-7.

4.3.2.7. Перечень всех функций РЗА каждого защищаемого элемента, анализ возможности реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей.

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

4.3.2.9. Технические и метрологические характеристики вторичных обмоток ТТ и ТН для подключения устройств РЗА.

4.3.2.10. Обоснования принятых коэффициентов трансформации ТТ

дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов ТТ (без установки промежуточных ТТ).

4.3.2.11. Решения по релейной защите (РЗ), противоаварийной автоматике (ПА) ПС с использованием микропроцессорных устройств.

4.3.2.12. Вновь устанавливаемые устройства РЗА должны быть совместимыми с устройствами РЗА, установленными в прилегающей электрической сети.

4.3.2.13. Каналы, технологии и состав оборудования связи, используемые для целей РЗА.

4.3.2.14. Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, связи, ССПИ, обеспечивающих их нормальную работу.

4.3.2.15. Решения по организации электропитания систем РЗА, ССПИ, систем связи и других систем, с отражением в отдельном разделе.

4.3.2.16. Определить мероприятия по установке оборудования РЗА на энергообъекты, выделить этапы выполнения мероприятий, разделенные во времени.

4.3.3. **В части технических решений по автоматизированной системе управления технологическим процессом (АСУ ТП).**

4.3.3.1. В составе проектной документации с учётом результатов ППО и решений, предусмотренных п. 4.3.2.1, разработать мероприятия по обеспечению наблюдаемости из Приморского РДУ фактической нагрузки, подключённой к устройствам ПА (кроме АЧР).

Предусмотреть решения по организации обмена технологической информацией с Приморским РДУ по двум независимым каналам связи, организация которых исключает возможность их одновременно отказа (вывода из работы) по общей причине (выбор направления обмена, определение состава телеинформации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления обмена, расчет необходимой пропускной способности каналов связи).

Перечень сигналов ТИ, ТС, передаваемых в Приморское РДУ с вновь устанавливаемого оборудования, представить в виде таблицы, которая должна содержать:

– диспетчерское наименование присоединения, системы (секции) шин;
– перечень сигналов ТИ и ТС, передаваемых в Приморское РДУ.

В тракте телеметрической информации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5S (допускается – не хуже 0.5), подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0.5S (допускается – не хуже 0.5).

Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объекта диспетчеризации в диспетчерский центр устанавливается требованиями подсистем автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и должно составлять не более 1-2 (одной – двух) секунд.

Протокол передачи телеинформации в Приморское РДУ должен соответствовать протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Технические характеристики каналов связи, протоколы обмена, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с Приморским РДУ на этапе проектирования.

Телеизмерения с существующего, реконструируемого и вновь вводимого оборудования в объеме, указанном в таблице 1 «Перечень точек измерения и состав телеметрической информации, передаваемой в диспетчерские центры Системного оператора с подстанций ДРСК» Приложения к дополнительному соглашению № 15 от 04.04.2018 к Соглашению о технологическом взаимодействии в целях обеспечения

надежности функционирования ЕЭС России от 22.07.2019 № СДУ-В-1/2011-140, включая телеизмерения об актуальном объеме управляющих воздействий на отключение нагрузки потребителей, реализуемых устройствами (комплексами) противоаварийной автоматики (АОН).

4.3.3.2. Направления организации каналов связи (в форме таблицы информационных потоков), с указанием типа, ёмкости и назначения организуемых каналов связи и устройств связи, по которым организуются основные и резервные каналы.

4.3.3.3. Структурные схемы организации каналов по проектируемым системам связи (отдельно для каждой из систем).

4.3.4. Тома проектной документации разделить по принадлежности энергообъектов к собственникам и сформировать в соответствии с этапами выполнения мероприятий.

4.3.4.1. Разработать опросные листы (карты заказа) на проектируемое оборудование с разбивкой по собственникам.

4.3.4.2. Определить на основе укрупненных сметных показателей ориентировочную стоимость объекта.

4.3.4.3. Разработать и выдать техническую документацию для проведения закупок оборудования в т.ч. опросных листов на оборудование: РЗА, ВОЛС.

4.3.4.4. Разработать и выдать проектную документацию в объеме, достаточном для, организации закупок подрядных работ и оборудования, разработки рабочей документации.

4.3.4.5. Разработать и выдать сметную документацию.

4.3.5. По результатам II этапа выполненные проектные материалы с пояснительной запиской предоставить Заказчику (одновременно в адрес исполнительного аппарата АО «ДРСК» г. Благовещенск, и в адрес филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»), для последующего рассмотрения и согласования.

4.3.5.1. Согласовать проектную документацию с АО «ДРСК», Приморским РДУ, МЭС Востока и АО «ДГК».

4.3.5.2. Итогом II этапа является согласование с Заказчиком, Приморским РДУ, МЭС Востока, АО «ДГК» и утверждение Заказчиком проектной документации.

4.4. III этап – Разработка и согласование рабочей документации.

4.4.1. Разработать и согласовать с Заказчиком, Приморским РДУ, МЭС Востока и АО «ДГК» рабочую документацию, обеспечивающую реализацию принятых в утвержденной проектной документации технических решений по Артёмовской ТЭЦ, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Кролевцы, ПС 110 кВ Шахта-7, ПС 110кВ Уссурийск-1, ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7, ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково (номер ВЛ уточнить при проектировании), ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1, ВЛ 110 кВ УКФ – Уссурийск-1, ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Междуречье, ВЛ 35 кВ Уссурийск-2 – УМЗ в объёмах, необходимых для производства строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

4.4.2. Разработку рабочей документации выполнить на основании утвержденной проектной документации и в соответствии с нормативными требованиями.

4.4.3. Рабочая документация должна содержать.

4.4.3.1. Пояснительную записку, включающую в себя проектный расчет параметров настройки РЗА.

4.4.3.2. Тома рабочей документации по строительству ВОЛС.

4.4.3.3. Схему распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, измерений и учета.

4.4.3.4. Принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования), монтажные схемы устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами передачи аварийных сигналов и команд.

4.4.3.5. Кабельный журнал.

4.4.3.6. Данные по параметрированию (конфигурированию) вновь устанавливаемых и реконструированных микропроцессорных устройств РЗА.

4.4.3.7. Основные и резервные схемы организации передачи команд РЗА.

4.4.3.8. Схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА.

4.4.3.9. Схемы организации цепей напряжения устройств РЗА.

4.4.3.10. Принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей.

4.4.3.11. Технические и метрологические характеристики вторичных обмоток ТТ и ТН для подключения устройств РЗА.

4.4.3.12. Спецификации на ВОЛС, устройства РЗА.

4.4.3.13. Решения по обеспечению наблюдаемости из Приморского РДУ фактической нагрузки, подключённой к устройствам ПА (кроме АЧР).

4.4.4. Тома рабочей документации разделить по принадлежности энергообъектов к собственникам и сформировать в соответствии с этапами мероприятий.

4.4.4.1. Разделить сметные расчеты на разделы по принадлежности объектов к собственникам: АО «ДРСК», Приморское РДУ, МЭС Востока, АО «ДГК» и иных собственников.

4.4.4.2. Разделить сметные расчеты на разделы в соответствии с этапностью выполнения мероприятий по установке устройств РЗА.

5. Особые условия:

5.1. Выполнить раздел «Эффективность инвестиций».

5.2. В проекте организации строительства разработать технические решения, последовательность и технологии работ, связанных с обеспечением бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией на время реконструкции *(расширения)* объекта.

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

5.4. Разделы проектно-сметной документации выполнить в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87) и ГОСТ Р 21.1101-2013 Основные требования к проектной и рабочей документации.

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

5.6. Требования к выполнению сметных расчетов.

5.6.1. Сметная документация должна соответствовать требованиям методических указаний по определению стоимости строительства (Приложение № 2 к настоящему техническому заданию).

5.6.2. При составлении смет руководствоваться МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской

Федерации».

5.6.3. Сметную документацию согласно постановлению Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержании» выполнить в двух уровнях цен с применением базисно-индексного метода:

5.6.3.1. Сметная стоимость в базисном уровне цен, определяется на основе действующих сметных норм и цен с использованием единичных расценок утвержденных, зарегистрированных в установленном порядке и внесенных в Федеральный реестр сметных нормативов РФ, утвержденный Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России).

5.6.3.2. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, составляется с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России) или индексами, рекомендованными к применению региональными РЦЦС.

5.6.3.3. Для пересчета из базисного в текущий уровень цен и наоборот, к стоимости оборудования, прочих затрат, проектных работ применяются индексы по статьям «Оборудование», «Прочие», «Проектные работы» в соответствии с рекомендациями Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой). При этом индексы на строительно-монтажные работы:

5.6.3.3.1. Индексы для воздушных и кабельных линий применяются в соответствии с индексами по объектам строительства:

- воздушная прокладка провода с медными жилами;
- воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами;
- подземная прокладка кабеля с медными жилами;
- подземная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами.

5.6.3.3.2. Индексы для КТП, ПС применяются в соответствии с индексом «Прочие объекты».

5.6.4. Стоимость материально-технических ресурсов (далее – МТР) (не учтенных в расценках) определять по сборнику «сметных цен на материалы» утвержденного в установленном порядке и внесенного в Федеральный реестр сметных нормативов.

5.6.5. При отсутствии необходимой номенклатуры МТР по сборнику, допускается определять стоимость МТР на основании прайс-листов[1] в текущем уровне (в сметах в графе «обоснование» указывать дату/период действия и изготовителя/поставщика), при этом цены не должны превышать средних цен по региону расположения Филиала АО «ДРСК».

5.6.6. При использовании в сметах коэффициентов и лимитированных затрат, указывать обоснование из технической части, вводных указаний сборников или других нормативных документов и приложений к ним.

5.6.7. Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ.

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

5.6.9. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel, либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel и в формате «Гранд СМЕТА» (или в

[1] Определение текущей цены по прайс-листам осуществляется на основе исходных данных, получаемых от подрядной организации, а также поставщиков и организаций-производителей МТР. На основании МДС 81-35.2004 пункт 4.25 в целях выбора оптимальных и обоснованных показателей стоимости рекомендуется осуществлять подрядчиком мониторинг цен на МТР.

формате программы «WIN RIK»), позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Допускается наличие аналогичных программных продуктов, которые должны полностью поддерживать форматы указанного ПО заказчика с набором функций, не уступающих указанному ПО, и схожим с ним интерфейсом.

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

5.8. Использование форматов при передаче документации в электронном виде:

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

*- материалы каждого тома проекта компоновать в одном файле

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

5.10. Исключительные права на разработанную в рамках договора проектно-сметную документацию и на результаты выполнения изыскательских работ принадлежат Заказчику с момента приемки проектно-сметной документации и результата выполнения изыскательских работ. Заказчик вправе использовать разработанную Подрядчиком в рамках договора проектно-сметную документацию и результат выполнения изыскательских работ без согласия Подрядчика в любых целях по усмотрению Заказчика неограниченное число раз. Подрядчик не вправе требовать предоставления права на участие в реализации проекта, предусмотренного документацией.

5.11. Исходные данные, предоставляемые Заказчиком:

– месторасположение объекта.

5.12. Проектная организация обеспечивает согласование разработанной проектно-сметной документации с заинтересованными государственными надзорными органами, организациями природопользования и охраны окружающей среды, земле и

лесопользователями, эксплуатирующими организациями инженерных коммуникаций и другими заинтересованными организациями.

5.13. Проектная организация устраняет за свой счет все замечания к проектно-сметной документации, полученные от Заказчика.

5.14. Работы по проектированию считаются выполненными после утверждения Заказчиком проектно-сметной документации.

5.15. Подрядчик имеет право привлечь с предварительного письменного согласия Заказчика субподрядчиков, при этом Подрядчик несет ответственность перед Заказчиком за надлежащее качество выполненных ими работ, за координацию их деятельности и соблюдением ими сроков выполнения работ.

6. Заказчик: АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

7. Исходные данные для проектирования.

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

8. Срок выполнения проектной и рабочей документации:

I этап – с момента заключения договора до 31.01.2020;

II этап – с момента заключения договора до 14.02.2020;

III этап – с момента заключения договора до 28.02.2020.

Приложения:

1. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проектной и рабочей документации;

2. Методические указания по определению сметной стоимости.

3. Технические требования.

И.о. заместителя директора филиала
АО «ДРСК» «Приморские ЭС»
по развитию и инвестициям ***А.В. Москалев***

Согласовано:

И.о. главного инженера
филиала АО «ДРСК» «Приморские ЭС» ***К.М. Долганин***

Заместитель главного инженера
филиала АО «ДРСК» «Приморские ЭС»
по управлению сетями ***В.А. Гниломёдов***

Начальник управления
капитального строительства
и инвестиций АО «ДРСК» ***Ю.Е. Осинцев***

Приложение 1 к
Техническому заданию

Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проектной и рабочей документации:

1. Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию, утвержденное Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87.
2. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 21.1101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.
3. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ.
4. Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ.
5. Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ.
6. Федеральный закон «О связи» от 07.07.2003 № 126-ФЗ.
7. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ.
8. ПУЭ и ПТЭ (действующие издания).
9. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.192-2014 «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ».
10. СНиП 11-01-95 в части, не противоречащей федеральным законам и постановлениям Правительства Российской Федерации.
11. «Уточнение карт климатического районирования территории Приморского и Хабаровского краев по ветровому давлению, толщине стенки гололеда, среднегодовой продолжительности гроз», выполненное в 2008 г. ГУ «Главная геофизическая обсерватория им. А.И. Воейкова» Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды.
12. Методические указания по определению сметной стоимости.
13. «Порядок определения стоимости проектных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 30.04.2014 № 134.
14. «Порядок определения стоимости инженерных изысканий», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 30.04.2014 № 134.
15. «Порядок определения стоимости работ по техническому перевооружению, реконструкции, ремонту и техническому обслуживанию объектов генерации, сетей, зданий и сооружений», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 07.05.2014 (протокол № 7) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 16.05.2014 № 148.
16. «Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 08.07.2014 (протокол № 11) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 15.07.2014 № 213. 2.13. Другая действующая на момент разработки проектной документации нормативно-техническая документация; действующие законодательные документы РФ и нормативные акты к ним.
17. РД 153-34.0-48.518-98. «Правила проектирования, строительства и

эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше».

18. РД 153-34.0-48.519-2002 «Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4-35 кВ».

19. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

20. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ 34045-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

20. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации».

21. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования».

22. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению».

23. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений».

24. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57114-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения».

25. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации», утвержденный приказом ОАО «СО ЕЭС» от 28.04.2012 № 177.

26. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования,» утвержденный приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015 № 380.

27. Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

28. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.009-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в

диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования», утвержденный приказом АО «СО ЕЭС» от 30.12.2016 № 385.

29. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования», утвержденный приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75.

30. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937.

31. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

32. Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 97;

33. Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81.

34. 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.

35. 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.

Приложение 3 к ТЗ

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

А.В. Михалев
«05» 03 2019г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артемовской ТЭЦ и ПС Западная

1. Цель: Организация системы противоаварийной автоматики по основным и резервным маршрутам ВОЛС между Артемовской ТЭЦ и ПС Западная с установкой устройств ПА на указанных энергообъектах.
Основание: ИПР 2019 года.
2. Технические требования к ВОЛС:
2.1. Прокладка волоконно-оптического кабеля (ВОК) по существующим ЛЭП;
2.2. Тип ВОК – самонесущий, диэлектрический, с трекингостойкой оболочкой;
2.3. Тип ОВ - одномодовые G.652;
2.4. Протяжённость строящегося участка: уточняется при проектировании, ориентировочно 58 км;
2.5. Необходимость выполнения заходов ВОК на ПС, установка оптических кроссов;
3. Технические требования к противоаварийной автоматики:
3.1 Приемопередатчики должны предусматривать возможность одновременной передачи не менее 16 команд.
3.2 Устройства приема-передачи должны включать возможность использования каналов связи для двух отдельных направлений передачи команд ПА.
3.3 В устройствах должна быть предусмотрена функция размножения команд с фиксацией ввода вывода ключей управляющих воздействий в журнале событий.
3.4 Предусмотреть для каждого устройства два канала связи, выполненные по географически разнесенным ВОЛС.
3.5 Рассмотреть в проекте возможность установки новых устройств УОН, а в случае наличия, возможность реализации на существующих устройствах необходимых алгоритмов САОН
3.6 Устройства УОН должны иметь возможность реализации управляющего воздействия на каждое присоединение на объекте. Алгориты работы УОН должен быть основан на функциях свободно программируемой логики.

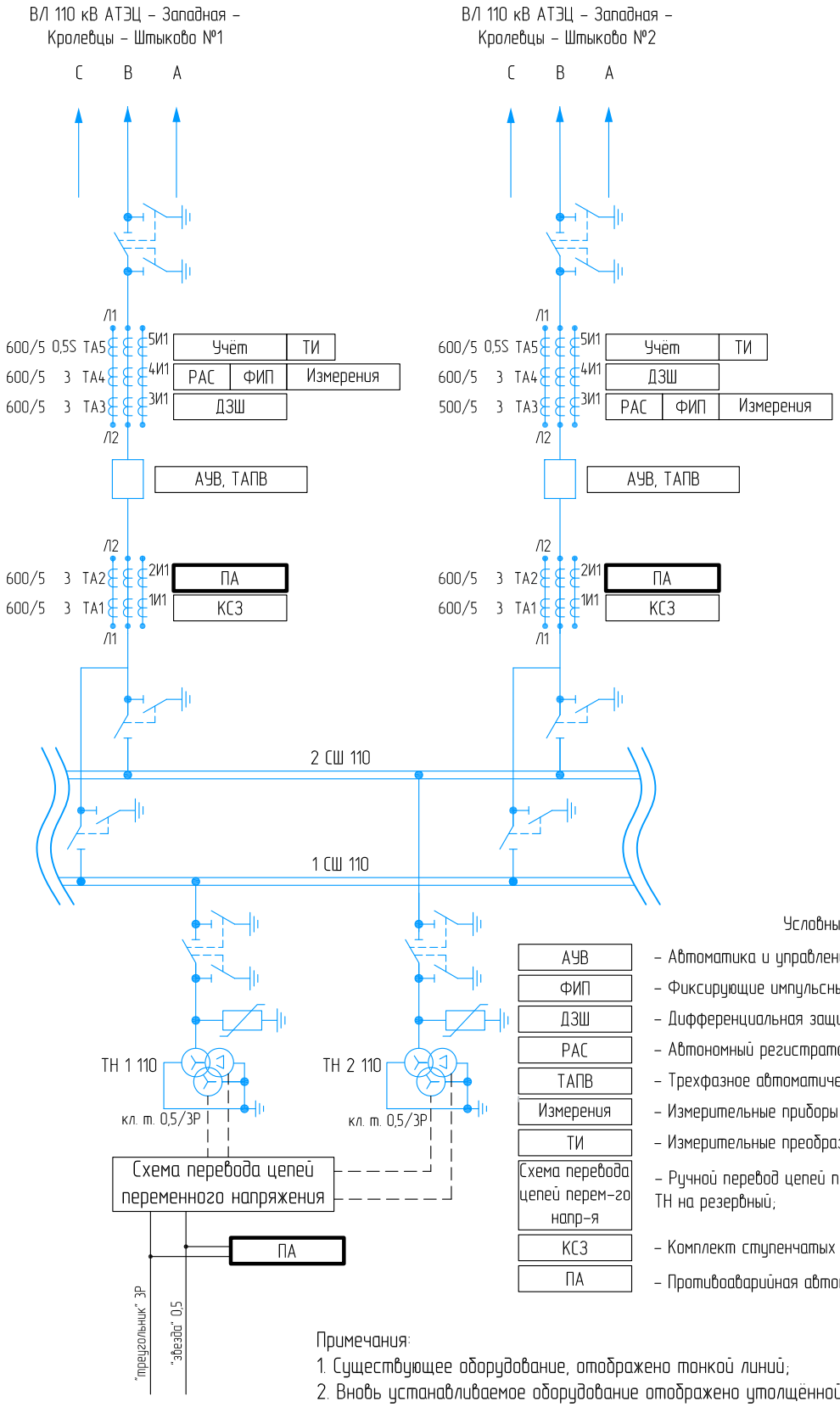
Первый заместитель директора по производству – главный инженер С.Н. Корчемагин

Согласовано:

Заместитель главного инженера по эксплуатации и ремонту-начальник департамента М.Н. Голота

Заместитель начальника управления - начальник ЦССДТУ В.А. Усольцев

Начальник ЦСРЗиПА А.Ю. Смирных



Условные обозначения:

АУВ	– Автоматика и управление выключателем;
ФИП	– Фиксирующие импульсные приборы;
ДЗШ	– Дифференциальная защита шин;
РАС	– Автономный регистратор аварийных событий и процессов;
ТАПВ	– Трехфазное автоматическое повторное включение;
Измерения	– Измерительные приборы;
ТИ	– Измерительные преобразователи;
Схема перевода цепей перем-го напр-я	– Ручной перевод цепей переменного напряжения с основного ТН на резервный;
КСЗ	– Комплект ступенчатых защит;
ПА	– Противоаварийная автоматика;

Примечания:
1. Существующее оборудование, отображено тонкой линий;
2. Вновь устанавливаемое оборудование отображено утолщённой линией.

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
2			43-20		09.20
1			37-20		08.20
Разраб.		Калинин			02.20
Н.контр.		Лоншаков			02.20
ГИП		Хомяков			02.20

794-19-6-И/ЛО.ИОС1.1.ГЧ

Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артёмовской ТЭЦ и ПС Западная

Проектная документация. Часть 1. Система электроснабжения Книга 1. Противоаварийная автоматика. Артёмовская ТЭЦ

Стадия	Лист	Листов
П	1	-

Схема распределения устройств ИТС по ТТ и ТН Артёмовской ТЭЦ

АСК БАРС

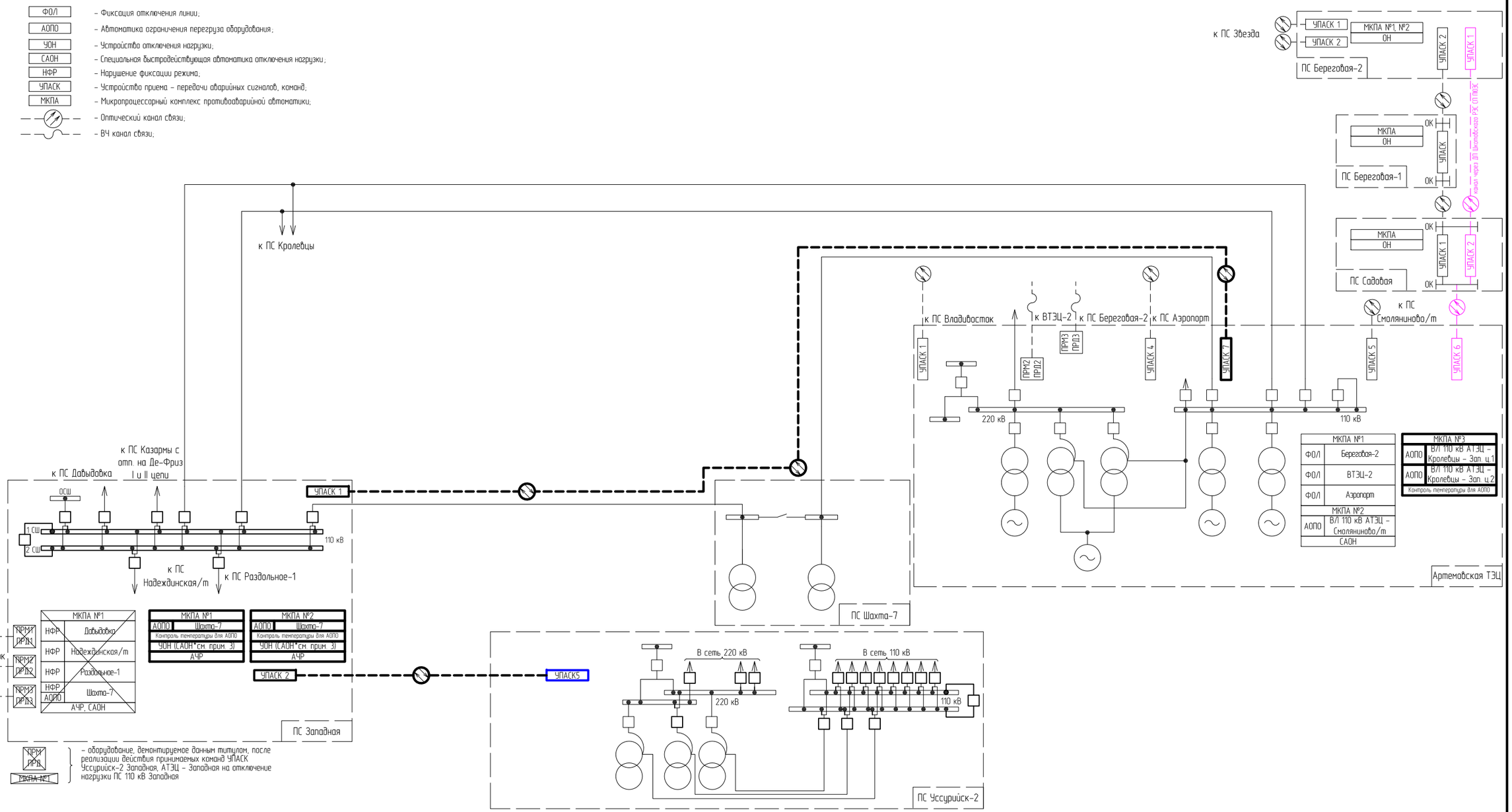
Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат А4

ФОЛ – Фиксация отключения линии;
АОПО – Автоматика ограничения перегруза оборудования;
УОН – Устройство отключения нагрузки;
САОН – Специальная быстродействующая автоматика отключения нагрузки;
НФР – Нарушение фиксации режима;
УПАСК – Устройство приема – передачи аварийных сигналов, команд;
МКПА – Микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики;
– Оптический канал связи;
– ВЧ канал связи;



Примечание:
1. Существующее оборудование выделено сплошной тонкой линией;
2. Вновь устанавливаемое оборудование выделено сплошной толстой линией;
3. В состав САОН входят сигналы ОН от АОПО ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7, ОН от АОПО ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1 и №2, а также ОН от АПНУ ЭС Приморского края и ОЭС Востока (ОНД14, ОНД11, ОНД5, ОНД4, ОНД108, ОНД107, ОНД105, Включение ОН, перечень транслируемых команд подлежит уточнению на стадии РД);
4. Оборудование, отраженное синей линией устанавливается по титулу: «Модернизация ПС 220 кВ Уссурийск-2 в части установки устройств ПА»;
5. Оборудование, отраженное фиолетовой линией реконструируется для организации передачи команд ПА (ОНД14, ОДН11, ОДН5, ОНД4, ОНД107, ОНД105, Включение ОН, перечень транслируемых команд подлежит уточнению на стадии РД) до Артёмовской ТЭЦ, а далее до ПС 110 кВ Западная.

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
2			43-20		09.20
1			37-20		08.20
Разраб.		Калинин			02.20
Н.контр.		Лоншаков			02.20
ГИП		Хомяков			02.20

794-19-6-ИЛО.ИОС1.1.ГЧ

Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артёмовской ТЭЦ и ПС Западная

Проектная документация. Часть 1. Система электроснабжения Книга 1. Противоаварийная автоматика. Артёмовская ТЭЦ

Стадия	Лист	Листов
П	2	-

Схема размещения устройств ПА в сети 110 кВ

АСК БАРС

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

УПАСК – Устройство приема – передачи аварийных сигналов, команд;
ОК – Оптический кросс;
МКПА – Микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики;
– Оптический канал связи;
– ВЧ канал связи;

МКПА №1		
САОН, АЧР		
SA1	0	ОНД08
SA2	0	ОНД07
SA3	0	САОН5 (Д05, Д5)
SA4	0	САОН4 (Д14, Д4)
SA5	0	САОН1 (Д11)
SA6	0	Откл. нагрузки 1 гр.
SA7	0	Откл. нагрузки 2 гр.
SA8	0	Откл. нагрузки 3 гр. (резерв)
SA9	0	Откл. нагрузки 4 гр. (резерв)
SA10	0	Включение ОН
SA11	0	Резерв
SA12	0	Резерв
SB1	1	Резерв
SB2	1	Сброс сигнализации
АОПО		
SA12	0	Откл. нагрузки 1 гр.
SA13	0	Откл. нагрузки 2 гр.
SA14	0	Откл. нагрузки 3 гр. (резерв)
SA15	0	Откл. нагрузки 4 гр. (резерв)
SA16	0	Откл. ЛЗП
SAC1	0	Перевод на ОВ
SAC2	0	Выбор ТН2/ТН1
SB3	1	Включение нагрузки вручную
SB4	1	Сброс сигнализации
SG1		Тр-ор тока ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7
SG2		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 1 с.ш. «звезда»
SG3		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 1 с.ш. «треугольник»
SG4		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 2 с.ш. «звезда»
SG5		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 2 с.ш. «треугольник»

МКПА №2		
САОН, АЧР		
SA1	0	ОНД08
SA2	0	ОНД07
SA3	0	САОН5 (Д05, Д5)
SA4	0	САОН4 (Д14, Д4)
SA5	0	САОН1 (Д11)
SA6	0	Откл. нагрузки 1 гр.
SA7	0	Откл. нагрузки 2 гр.
SA8	0	Откл. нагрузки 3 гр. (резерв)
SA9	0	Откл. нагрузки 4 гр. (резерв)
SA10	0	Включение ОН
SA11	0	Резерв
SA12	0	Резерв
SB1	1	Резерв
SB2	1	Сброс сигнализации
АОПО		
SA12	0	Откл. нагрузки 1 гр.
SA13	0	Откл. нагрузки 2 гр.
SA14	0	Откл. нагрузки 3 гр. (резерв)
SA15	0	Откл. нагрузки 4 гр. (резерв)
SA16	0	Откл. ЛЗП
SAC1	0	Перевод на ОВ
SAC2	0	Выбор ТН2/ТН1
SB3	1	Включение нагрузки вручную
SB4	1	Сброс сигнализации
SG1		Тр-ор тока ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7
SG2		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 1 с.ш. «звезда»
SG3		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 1 с.ш. «треугольник»
SG4		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 2 с.ш. «звезда»
SG5		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 2 с.ш. «треугольник»

УПАСК1 по каналу ВОЛС			
ПРМ		ПРД	
1	ОНД05	1	ОНД07
2	ОНД14	2	ОНД05
3	ОНД5	3	ОНД14
4	ОНД4	4	ОНД11
5	Откл. нагрузки от АОПО ВЛ АТЭЦ – Кролевцы – Западная ц.1 (1 оч.)	5	ОНД5
6	Откл. нагрузки от АОПО ВЛ АТЭЦ – Кролевцы – Западная ц.1 (2 оч.)	6	ОНД4
7	Откл. нагрузки от АОПО ВЛ АТЭЦ – Кролевцы – Западная ц.2 (1 оч.)	7	Включение ОН
8	Откл. нагрузки от АОПО ВЛ АТЭЦ – Кролевцы – Западная ц.2 (2 оч.)	8–24	Резерв
9	Включение ОН		
10–24	Резерв		

УПАСК2	
ПРМ	
1	ОНД08
2	ОНД07
3	ОНД05
4	ОНД14
5	ОНД11
6	ОНД5
7	ОНД4
8	Включение ОН
9–24	Резерв

ПС Западная

УПАСК АТЭЦ – Садовая	
ПРД	
01	ОНД07
02	ОНД05
03	ОНД14
04	ОНД11
05	ОНД5
06	ОНД4
07	Включение ОН
08–24	Резерв

УПАСК Садовая – Береговая-2	
ПРМ	
01–03	Резерв
04	3 ст. ОН от АОПО
05	4 ст. ОН от АОПО
06	1 ст. ОН от АОПО
07	2 ст. ОН от АОПО
08	Резерв
09	ОНД07
10	ОНД05
11	ОНД14
12	ОНД11
13	ОНД4
14	Резерв
15	Включение ОН
16	ОНД12
17	ОНД5
18	ОНД02
19–22	Резерв
23	3 ст. ОН от АОПО
24	4 ст. ОН от АОПО

ПС Садовая

УПАСК6	
ПРМ	
01	ОНД07
02	ОНД05
03	ОНД14
04	ОНД11
05	ОНД5
06	ОНД4
07	Включение ОН
08–16	Резерв

УПАСК Береговая-2 – Садовая	
ПРД	
01–03	Резерв
04	ОНД07
05–06	Резерв
07	Включение ОН
08	ОНД12
09	ОНД5
10	ОНД02
11	ОНД05
12	ОНД14
13	ОНД11
14	ОНД4
15	3 ст. ОН от АОПО
16	4 ст. ОН от АОПО

ДП Шкотовского РЭС СП ПЮЭС

УПАСК2 по ВОЛС Береговая-2 – Звезда	
ПРМ	
1	ТО
2	ТО Д3
3	ТУ НЗЗ
4–6	Резерв
7	ФОЛ Перевал – Береговая-2
8–11	Резерв
12	ОНД07
13	ОНД05
14	ОНД4
15	ОНД03
16	ОНД02
17	ОНД01
18	ОНД15
19	ОНД14
20	ОНД13
21	ОНД12
22	ОНД11
23	ОНД5
24	ОНД4
25	ОНД3
26	ОНД2
27	ОНД1
28	Включение ОН Юг 3
29	Включение ОН Юг 4
30–32	Резерв

УПАСК1 по ВОЛС Береговая-2 – Звезда	
ПРМ	
1	ТО
2	ТО Д3
3	ТУ НЗЗ
4–6	Резерв
7	ФОЛ Перевал – Береговая-2
8	ОНД05
9	ОНД04
10	ОНД03
11	ОНД02
12	ОНД07
13	ОНД05
14	ОНД4
15	ОНД3
16	ОНД2
17	ОНД1
18	ОНД15
19	ОНД14
20	ОНД13
21	ОНД12
22	ОНД11
23	ОНД5
24	ОНД4
25	ОНД3
26	ОНД2
27	ОНД1
28	Включение ОН Юг 3
29	Включение ОН Юг 4
30	ОНД01
31–32	Резерв

ПС Береговая-2

УПАСК7			
ПРМ		ПРД	
1	ОНД07	01	ОНД05
2	ОНД05	02	ОНД14
3	ОНД14	03	ОНД5
4	ОНД11	04	ОНД4
5	ОНД5	05	Откл. нагрузки от АОПО ВЛ АТЭЦ – Кролевцы – Западная ц.1 (1 оч.)
6	ОНД4	06	Откл. нагрузки от АОПО ВЛ АТЭЦ – Кролевцы – Западная ц.1 (2 оч.)
7	Включение ОН	07	Откл. нагрузки от АОПО ВЛ АТЭЦ – Кролевцы – Западная ц.2 (1 оч.)
8–24	Резерв	08	Откл. нагрузки от АОПО ВЛ АТЭЦ – Кролевцы – Западная ц.2 (2 оч.)
		09	Включение ОН
		10–24	Резерв

МКПА		
SA1.1	0	Откл. нагрузки 1 гр.
SA2.1	0	Откл. нагрузки 2 гр.
SA3.1	0	Откл. нагрузки 3 гр. (резерв)
SA4.1	0	Откл. нагрузки 4 гр. (резерв)
SA5.1	0	Откл. ЛЗП
SAC1.1	0	Выбор ТН2/ТН1
SAC2.1	0	Резерв
SB1.1	1	Включение нагрузки вручную
SB2.1	1	Сброс сигнализации
SG1.1		Тр-ор тока ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Кролевцы – Западная ц.1
SG2.1		Тр-ор тока ОВ 110 кВ АТЭЦ
SG3.1		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 1 с.ш. «звезда»
SG4.1		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 1 с.ш. «треугольник»
SG5.1		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 2 с.ш. «звезда»
SG6.1		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 2 с.ш. «треугольник»

МКПА		
SA1.2	0	Откл. нагрузки 1 гр.
SA2.2	0	Откл. нагрузки 2 гр.
SA3.2	0	Откл. нагрузки 3 гр. (резерв)
SA4.2	0	Откл. нагрузки 4 гр. (резерв)
SA5.2	0	Откл. ЛЗП
SAC1.2	0	Выбор ТН2/ТН1
SAC2.2	0	Резерв
SB1.2	1	Включение нагрузки вручную
SB2.2	1	Сброс сигнализации
SG1.2		Тр-ор тока ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Кролевцы – Западная ц.2
SG2.2		Тр-ор тока ОВ 110 кВ АТЭЦ
SG3.2		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 1 с.ш. «звезда»
SG4.2		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 1 с.ш. «треугольник»
SG5.2		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 2 с.ш. «звезда»
SG6.2		Тр-ор напряжения ТН 110 кВ 2 с.ш. «треугольник»

КПА
АЧР, САОН

Артёмовская ТЭЦ

УПАСК1 ВЛ-220 Дальневосточная №1	
ПРМ	
05	Ускорение Д3 рез. компл.
06	Ускорение НЗЗ рез. компл.
07	ФОЛ ДВ – Уссурийск 2 №1
08	ФОЛ ДВ – Уссурийск 2 №2
11	ОНД08
12	ОНД07
13	ОНД05
14	ОНД04
15	ОНД03
16	ОНД02
17	ОНД01
18	ОНД15
19	**ОНД14**
20	ОНД13
21	ОНД12
22	**ОНД11**
23	**ОНД5**
24	**ОНД4**
25	ОНД3
26	ОНД2
27	ОНД1
28	**Включение ОН Юг 1**
29	**Включение ОН Юг 2**
30	Включение ОН Уссурийск 2
31	Включение ОН Уссурийск 1

УПАСК2 ВЛ-220 Дальневосточная №2	
ПРМ	
05	Ускорение Д3 рез. компл.
06	Ускорение НЗЗ рез. компл.
07	ФОЛ ДВ – Уссурийск 2 №1
08	ФОЛ ДВ – Уссурийск 2 №2
11	ОНД08
12	ОНД07
13	ОНД05
14	ОНД04
15	ОНД03
16	ОНД02
17	ОНД01
18	ОНД15
19	**ОНД14**
20	ОНД13
21	ОНД12
22	**ОНД11**
23	**ОНД5**
24	**ОНД4**
25	ОНД3
26	ОНД2
27	ОНД1
28	**Включение ОН Юг 1**
29	**Включение ОН Юг 2**
30	Включение ОН Уссурийск 2
31	Включение ОН Уссурийск 1

УПАСК3 ВЛ-220 Владивосток	
ПРМ	
01	ТО
02	Ускорение Д3 рез. компл.
03	Ускорение НЗЗ рез. компл.
08	ФОЛ Владивосток – Усс2
09	ОНД012
10	ОНД011
11	**ОНД08**
12	**ОНД07**
13	**ОНД05**

УПАСК4 ВОЛС Владивосток	
ПРМ	
01	ТО
08	ФОЛ Владивосток – Усс2
09	ОНД012
10	ОНД011
11	**ОНД08**
12	**ОНД07**
13	**ОНД05**

МКПА №1		
АДВ ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2 №1		
SA3		АДВ ЧВ1 (ОНД001)
SA4		АДВ ЧВ2 (ОНД002)
SA5		АДВ ЧВ3 (ОНД003)
SA6		АДВ ЧВ4 (ОНД004)
SA7		АДВ ЧВ5 (ОНД005)

МКПА №2		
АДВ ВЛ 220 кВ Владивосток – Уссурийск-2		
SA3		АДВ ЧВ1 (ОНД001)
SA4		АДВ ЧВ2 (ОНД002)
SA5		АДВ ЧВ3 (ОНД003)
SA6		АДВ ЧВ4 (ОНД004)
SA7		АДВ ЧВ5 (ОНД005)

УПАСК Уссурийск-2 – Западная	
ПРД	
1	ОНД08
2	ОНД07
3	ОНД05
4	ОНД14
5	ОНД11
6	ОНД5
7	ОНД4
8	Включение ОН
9–24	Резерв

ПС Уссурийск-2

* Команды ОНД08, ОНД07, ОНД05 в УПАСК ВЛ-220 Владивосток (№3) и УПАСК ВОЛС Владивосток (№4) являются вновь организуемыми по смежному титулу: "Модернизация ПС 220 кВ Уссурийск-2 в части установки устройств ПА (10 шкафов)"

Примечание:
1. Существующее оборудование выделено сплошной тонкой линией;
2. Вновь устанавливаемое оборудование выделено сплошной толстой линией;
3. После согласования состава вновь сооружаемых каналов ВОЛС со всеми заинтересованными сторонами, перечень транслируемых по УПАСК команд подлежит уточнению на стадии РД.

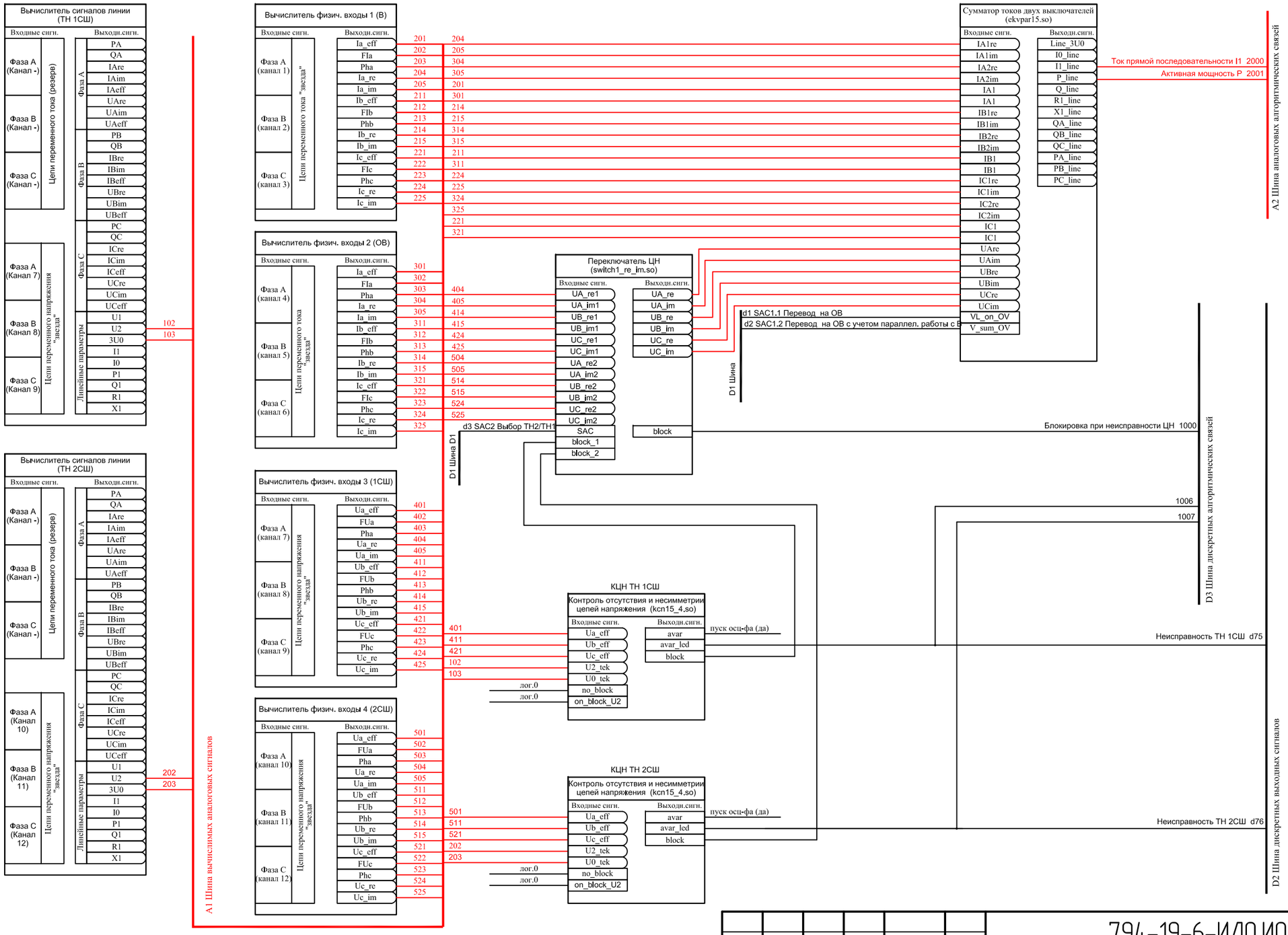
						794-19-6-ИЛО.ИОС1.1.ГЧ
2			43-20		09.20	Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артёмовской ТЭЦ и ПС Западная
1		Нов.	37-20		08.20	
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Калинин			09.19	Проектная документация. Часть 1. Система электроснабжения Книга 1. Противоаварийная автоматика. Артёмовская ТЭЦ
Н.контр.		Лоншаков			09.19	Структурная схема транзита команд ПА и командной ёмкости УПАСК
ГИП		Хомяков			09.19	

Стадия	Лист	Листов
П	3	-

АСК БАРС

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

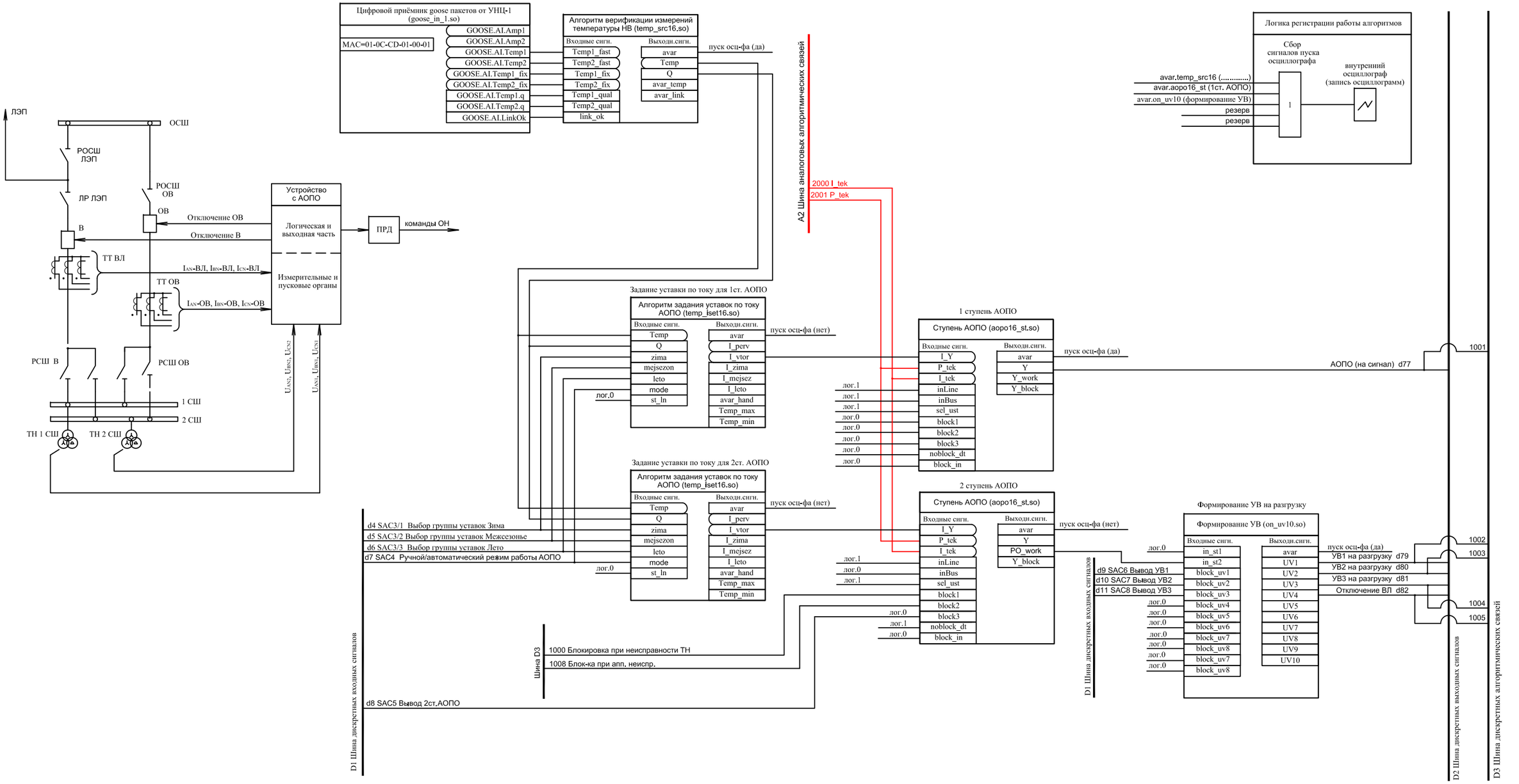
Формат А3



						794-19-6-ИЛО.ИОС1.1.ГЧ		
						Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артёмовской ТЭЦ и ПС Западная		
2		Нов.	43-20		09.20			
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Калинин			09.19	Проектная документация. Часть 1. Система электроснабжения Книга 1. Противоаварийная автоматика. Артёмовская ТЭЦ	Стадия: П; Лист: 4; Листов: -	
Н.контр.		Лоншаков			09.19	Функционально-логическая схема АОПО. Схема входной аналоговой части АОПО	АСК БАРС	
ГИП		Хомяков			09.19			

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

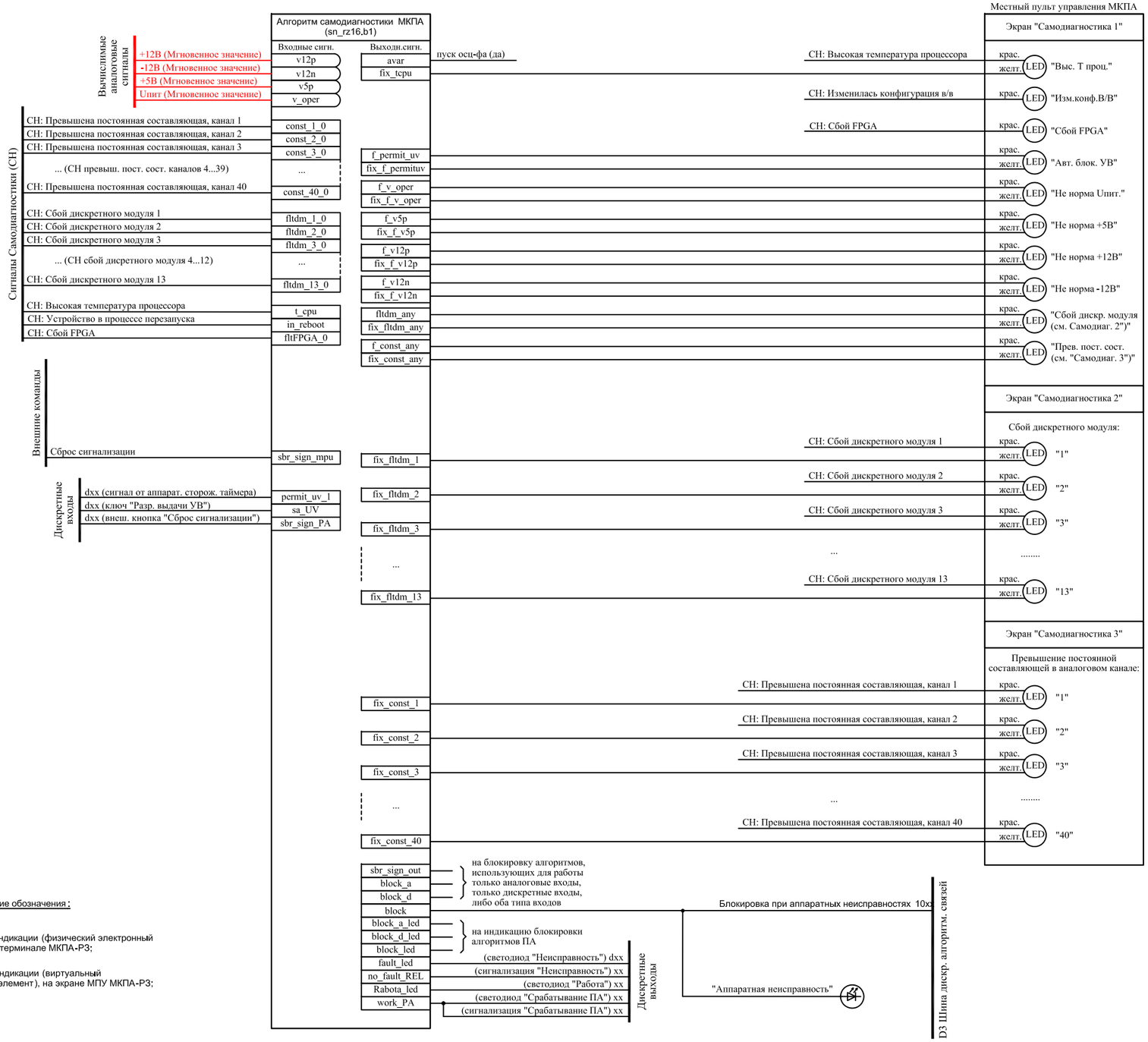
Формат А3



						794-19-6-ИЛО.ИОС1.1.ГЧ
						Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артёмовской ТЭЦ и ПС Западная
2		Нов.	43-20		09.20	
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Калинин			09.19	Проектная документация. Часть 1. Система электроснабжения Книга 1. Противоаварийная автоматика. Артёмовская ТЭЦ
						Стадия: П; Лист: 5; Листов: -
Н.контр.		Лоншаков			09.19	Функционально-логическая схема АОПО. Поясняющая схема внешних и внутренних связей АОПО
ГИП		Хомяков			09.19	АСК БАРС

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

Формат А3



Условные графические обозначения :

-светодиод индикации (физический электронный элемент), на терминале МКПА-РЗ;

- светодиод индикации (виртуальный графический элемент), на экране МПУ МКПА-РЗ;

						794-19-6-ИЛО.ИОС1.1.ГЧ
2		Нов.	43-20		09.20	Разработка ПСД системы противоаварийной автоматики между Артёмовской ТЭЦ и ПС Западная
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Калинин			09.19	Проектная документация. Часть 1. Система электроснабжения Книга 1. Противоаварийная автоматика. Артёмовская ТЭЦ
Н.контр.		Лоншаков			09.19	Функционально-логическая схема АОПО. Поясняющая схема внешних связей и самодиагностики АОПО
ГИП		Хомяков			09.19	

Стадия	Лист	Листов
П	6	-

АСК БАРС

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

Формат А3