

Свидетельство СРО № П-175-6732024096-03 от 11.09.2014г.

***Акционерное общество «Государственный научный центр –
научно - исследовательский институт атомных реакторов»***

***«Модернизация системы обмена технологической информацией
объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-
ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО
ЕЭС» Самарское РДУ»***

***Отчёт о предпроектном обследовании и основные технические
решения***

033-25.И-101-ППО

<i>Изм.</i>	<i>№ док</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>

Свидетельство СРО № П-175-6732024096-03 от 11.09.2014г.

**Акционерное общество «Государственный научный центр –
научно - исследовательский институт атомных реакторов»**

**«Модернизация системы обмена технологической информацией
объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-
ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО
ЕЭС» Самарское РДУ»**

**Отчёт о предпроектном обследовании и основные технические
решения**

033-25.И-101-ППО

Главный инженер проекта



Ю.Ф.Горбатовский

Десногорск 2018

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ОБМЕНА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ АО «ГНЦ НИИАР» И ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» С
АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМОЙ ФИЛИАЛА АО «СО ЕЭС» САМАРСКОЕ РДУ

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ

От АО «ГНЦ НИИАР»

Ф.И.О.	Должность	Подпись	Дата

От филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ

Ф.И.О.	Должность	Подпись	Дата

Ине.№ подл.	Подп. и дата	Взам. ине.№	Ине.№ дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Перв. примен.	СОДЕРЖАНИЕ				
	1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ..... 4				
Справ. №	1.1 НАИМЕНОВАНИЕ СИСТЕМЫ..... 4				
	1.2 ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, НА ОСНОВАНИИ КОТОРЫХ СОЗДАЕТСЯ СИСТЕМА..... 4				
	1.3 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ АВТОМАТИЗАЦИИ 5				
	1.4 НАИМЕНОВАНИЯ И АДРЕСА ПРЕДПРИЯТИЙ ЗАКАЗЧИКА И РАЗРАБОТЧИКА..... 6				
	1.5 ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ..... 6				
	1.6 НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ 6				
	1.7 СООТВЕТСТВИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИМ НОРМАМ И ПРАВИЛАМ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ 7				
	1.8 ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ..... 7				
	1.9 ОЧЕРЕДНОСТЬ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ..... 11				
	2 ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ..... 12				
	3 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ..... 14				
	3.1 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ..... 14				
	3.2 СТРУКТУРА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИСТЕМЫ 30				
	3.3 ВЗАИМОСВЯЗЬ СОТИ АССО СО СМЕЖНЫМИ СИСТЕМАМИ..... 32				
	3.4 РЕЖИМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И ДИАГНОСТИКА РАБОТЫ СИСТЕМЫ 33				
	3.5 СОСТАВ ФУНКЦИЙ, РЕАЛИЗУЕМЫХ СИСТЕМОЙ 35				
	3.6 ВРЕМЕННОЙ РЕГЛАМЕНТ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЦЕССА РЕАЛИЗАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ..... 37				
	3.7 РЕЖИМ РАБОТЫ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА..... 38				
	3.8 РЕШЕНИЯ ПО СОСТАВУ ИНФОРМАЦИИ..... 39				
	4 ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ..... 40				
	4.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 40				
	4.2 МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ЦИФРОВЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ .. 40				
	4.3 СЕРВЕРЫ РАС ТМ И АСТУЭ 45				
	4.4 КОММУТАТОРЫ..... 47				
	4.5 МАРШРУТИЗАТОР..... 48				
	4.6 КОНВЕРТОР..... 48				
	4.7 БЛОК ПИТАНИЯ..... 49				
	4.8 ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ..... 51				
Подп. и дата					
Инв.№ дубл.					
Взам. инв.№					
Подп. и дата					
Инв.№ подл.					

					033-25.И-101-ППО			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Разраб.	Евтушенко				Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала ОА «СО ЕЭС» Самарское РДУ. Отчёт о ППО и основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Пров.	Голубев					П	4	94
Т.контр.	Громыко					ООО «ИНТЕРКОН» г. Десногорск 2018 г.		
Н.контр.	Черниговская							
Утв.	Устюгов							

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

1.1.1 Полное наименование системы - система обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ.

1.2 Перечень документов, на основании которых создается система

- Договор на выполнение проектных (и изыскательских) работ №100/2017/64/7510-Д от 26.06.2017г. «Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ»;
- «Программа модернизации систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ», утвержденная 25.04.2017 директором АО «ГНЦ НИИАР» Тузовым А.А.
- Техническое задание на выполнение проектных работ (разработку проектной и рабочей документации) по теме: «Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ»;
- Задание на проектирование по теме: «Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ»;
- «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации № 87 от 16.02.2008 г.;

- Система проектной документации для строительства «Основные требования к проектной и рабочей документации» – ГОСТ 21.1101-2013.
- Приложение №9 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России» утв. 14.07.2006 (протокол №96 заседания наблюдательного совета НП «АТС») с последующими изменениями;
- Приложение №2 к типовому договору возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике «Технические требования по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России» от 21.11.2011 №ОДУ-273;
- ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия;
- ГОСТ Р МЭК 60870 части 1-6 «Устройства и системы телемеханики»;
- Информационное письмо ЦДУ ЕЭС России № 91 от 22.11.2001 (№207/21-3-1220 от 22.11.2001 «Об установке регистраторов аварийных событий»).

1.3 Краткие сведения об объекте автоматизации

1.3.1 Объектом автоматизации являются объекты энергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» в составе:

- ПС 220/110/6 кВ 1М;
- ПС 110/6 кВ 2М;
- ПС 110/6 кВ 3М;
- ПС 110/6 кВ 3М/1;
- ТЭЦ;
- Зд. 324;
- Зд. 102.

1.3.2 Энергоснабжение АО «ГНЦ НИИАР» осуществляется от генерирующих мощностей ТЭЦ и генераторов, подключенных к шинам ПС 220/110/6 кВ 1М. При недостаточности мощности питания потребителей АО «ГНЦ НИИАР» от собственных генераторов происходит подпитка от внешних сетей 110 кВ и 220 кВ по ЛЭП 110 кВ Д-1, ЛЭП 110 кВ Д-2, ЛЭП 110 кВ МГ-1, ЛЭП 110 кВ МГ-2, ЛЭП 220 кВ ЧМ. Имеется возможность отдачи электроэнергии в

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>033-25.И-101-ППО</div> <div>Лист</div> <div>5</div>				
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

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

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

- Контроля режимов работы генерирующего оборудования;
- Контроля работы оборудования объектов диспетчеризации;
- Повышения эффективности диспетчерско-технологического управления;
- Повышения надежности и безаварийности работы электрооборудования;
- Повышения эффективности управления процессом ремонта оборудования.

1.7.1 Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям действующих на территории Российской Федерации экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правилам взрывобезопасности, пожаробезопасности и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию системы при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

1.8 Перечень использованных при проектировании нормативно-технических документов

- *Федеральный закон №35-ФЗ от 26.03.2003г. «Об электроэнергетике»;*
- *Федеральный закон №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;*
- *Федеральный закон № 149-ФЗ от 27.07.2006 г. «Об информации, информационных технологиях и защите информации»;*

- ГОСТ 2.102-2013 Единая система конструкторской документации. Виды и комплектность конструкторских документов;
- ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам;

- ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;
- ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;
- РД 153-34.0-35.301-2002 Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения.
- РД 34.35.305 Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей.
- ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP);
- ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний;
- ГОСТ Р 50739-95. Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования;
- ГОСТ 51275-2006. Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения;
- ГОСТ Р МЭК 870-1-1-93 Устройства и системы телемеханики. Часть 1. Основные положения. Раздел 1. Общие принципы;
- ГОСТ Р МЭК 870-1-2-95 Устройства и системы телемеханики. Часть 1. Основные положения. Раздел 2. Руководство по разработке технических требований;
- ГОСТ Р 51179-98 (МЭК 870-2-1-95) Устройства и системы телемеханики. Часть 2. Условия эксплуатации. Раздел 1. Источники питания и электромагнитная совместимость;
- ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001 Устройства и системы телемеханики. Часть 2. Условия эксплуатации. Раздел 2. Условия окружающей среды (климатические, механические и другие неэлектрические влияния);
- ГОСТ Р МЭК 870-3-93 Устройства и системы телемеханики. Часть 3. Интерфейсы (электрические характеристики);
- ГОСТ Р МЭК 870-5-1—95 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 1. Форматы передаваемых кадров;
- ГОСТ Р МЭК 870-5-2—95 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 2. Процедуры в каналах передачи;
- ГОСТ Р МЭК 870-5-3—95 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 3. Общая структура данных пользователя;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	033-25.И-101-ППО					Лист 9	
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- ГОСТ Р МЭК 870-5-4—96 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 4. Определение и кодирование элементов пользовательской информации;
- ГОСТ Р МЭК 870-5-5—96 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 5. Основные прикладные функции;
- РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации»;
- СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- СО 153-34.20.120–2003 ПУЭ «Правила устройства электроустановок». Издание 7;
- Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.35.240.50.001-2011 «Системы диспетчерского управления в электроэнергетике. Система контроля, управления и сбора данных (SCADA) в диспетчерском управлении»;
- Приложение № 3 к Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка (утв. Наблюдательным советом НП «Совет рынка» 26.11.2009 №30/2009) «Требования к информационному обмену технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора»;
- Информационное письмо ЦДУ ЕЭС России № 91 от 22.11.2001 (№207/21-3-1220 от 22.11.2001 «Об установке регистраторов аварийных событий»);
- Приложение №1 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент допуска к торговой системе оптового рынка» утв. 26.11.2009 (протокол №30/2009 заседания наблюдательного совета НП «Совет рынка») с последующими изменениями;
- Приложение №9 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России» утв. 14.07.2006 (протокол №96 заседания наблюдательного совета НП «АТС») с последующими изменениями;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	033-25.И-101-ППО					Лист 10	
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- Приложение №2 к типовому договору возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике «Технические требования по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России»;
- СТО 59012820.29.020.006-2015 Стандарт организации. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования.

1.9 Очередность создания системы

1.9.1 Стадии и этапы создания СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Стадии и этапы создания СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР»

№ п/п	Стадия, этап работы	Отчетный документ
1	Разработка и согласование проектной Документации	Проектная документация
2	Разработка и согласование рабочей Документации	Рабочая документация
3	Поставка оборудования	Накладные, акт приемки - передачи оборудования
4	Строительно-монтажные работы (СМР)	Акт сдачи-приемки работ
5	Пусконаладочные работы (ПНР)	Акт сдачи-приемки работ
6	Предварительные комплексные испытания	Протокол испытаний
7	Ввод системы в опытную эксплуатацию	Акт готовности к опытной эксплуатации
8	Окончание опытной эксплуатации	Акт о завершении опытной эксплуатации и готовности к приемочным испытаниям
9	Приемочные испытания	Протокол испытаний
10	Ввод системы в промышленную Эксплуатацию	Акт готовности к вводу в промышленную эксплуатацию

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	033-25.И-101-ППО					11

2 ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2.1.1 СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» представляет собой автоматизированную систему, состоящую из многофункциональных цифровых измерительных приборов (далее по тексту – МЦИП, цифровых регистраторов аварийных событий (далее по тексту – ЦРАС), микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (далее по тексту – МП РЗА), модулей дискретных сигналов, конверторов, устройств сбора данных (далее по тексту – УСД), активного и пассивного сетевого оборудования, серверов телемеханики (далее по тексту – сервер ТМ), сервера регистрации аварийных событий (далее по тексту – сервер РАС), автоматизированных рабочих мест пользователей системы (далее по тексту – АРМ), технических средств обеспечения единого времени (сервер точного времени и антенна GPS/ГЛОНАСС), средств обеспечения бесперебойного питания серверного оборудования системы, оборудования каналов связи.

В состав СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» входит система диспетчерской телефонной связи с филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» которая состоит из Цифровой IP АТС (далее по тексту – ЦАТС), безнаборных телефонных аппаратов, телефонных аппаратов общего назначения, средств записи телефонных переговоров диспетчеров, технических средств обеспечения единого времени (сервер точного времени и антенна GPS/ГЛОНАСС), оборудования каналов связи

2.1.2 Измерительные трансформаторы тока и напряжения приводят текущие значения токов и напряжений присоединений к пропорциональным нормированным величинам.

2.1.3 МЦИП посредством трансформаторов тока и напряжения осуществляют измерение токов и напряжений присоединений, расчет производных величин и предоставление данной информации в цифровом виде.

2.1.4 Модули дискретных сигналов производят сбор сигналов о состоянии коммутационного электрооборудования главной схемы и других дискретных сигналов оборудования и предоставление данной информации в цифровом виде.

2.1.5 Для передачи информации с МЦИП и модулей дискретных сигналов выполняется преобразование последовательного интерфейса RS-485 в Ethernet с помощью конверторов интерфейса.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						Лист 12
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	033-25.И-101-ППО					

2.1.6 Сервер ТМ (основной и резервный) осуществляет сбор информации с МЦИП о параметрах нормального режима элементов главной схемы (телеизмерения и телесигналы) с периодичностью 1 раз в секунду, ее хранение, предоставление информации для отображения ее на АРМ, а также передачу данной информации в филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ».

2.1.7 ЦРАС осуществляют осциллографирование токов и напряжений в период времени, предшествующий аварии, момент аварии и послеаварийный период элементов главной схемы, фиксируют срабатывание МП РЗА, положение выключателей и предоставляют файлы осциллограмм серверу РАС.

2.1.8 МП РЗА и шкафы РАС «Бреслер» в части функций, используемых в СОТИ АССО, осуществляют осциллографирование токов и напряжений в период времени, предшествующий аварии, момент аварии и послеаварийный период элементов главной схемы, фиксируют срабатывание алгоритмов защит и предоставляют файлы осциллограмм серверу РАС.

2.1.9 Сервер РАС (совмещенный с серверами ТМ) осуществляет функции сбора и хранения файлов осциллограмм, получаемых от ЦРАС и МП РЗА, и предоставляют доступ к этим файлам со стороны филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ», а также с АРМ пользователей.

2.1.10 АРМ пользователей служат для отображения текущей и архивной информации СОТИ АССО, а также для целей обслуживания СОТИ АССО.

2.1.11 Сервер точного времени (основной и резервный) осуществляет автоматическую синхронизацию и коррекцию времени оборудования СОТИ АССО с точностью не хуже 10 мс.

2.1.12 Система обеспечивает защиту от несанкционированного доступа к информации как на программном уровне, так и путем механического запираания дверей шкафов и ограничения доступа посторонних лиц в помещения с оборудованием СОТИ АССО.

2.1.13 Структурная схема СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» приведена в Приложении Б.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	2.1.10 АРМ пользователей служат для отображения текущей и архивной информации СОТИ АССО, а также для целей обслуживания СОТИ АССО.				
					2.1.11 Сервер точного времени (основной и резервный) осуществляет автоматическую синхронизацию и коррекцию времени оборудования СОТИ АССО с точностью не хуже 10 мс.				
					2.1.12 Система обеспечивает защиту от несанкционированного доступа к информации как на программном уровне, так и путем механического запираания дверей шкафов и ограничения доступа посторонних лиц в помещения с оборудованием СОТИ АССО.				
					2.1.13 Структурная схема СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» приведена в Приложении Б.				

					033-25.И-101-ППО	Лист
						13
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

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

Для организации сигнализации положения коммутационных аппаратов необходимо проложить новые кабели до блок – контактов (КСА) коммутационных аппаратов ОРУ 220 кВ.

На ОРУ 110 кВ все присоединения оборудованы трансформаторами тока. Трансформаторы напряжения установлены на 1 и 2 СШ 110 кВ, на ОСШ 110 кВ установка комплекта трансформаторов напряжения запланирована на 2017-2018 года. В настоящее время проводится поэтапная реконструкция присоединений ОРУ 110 кВ с заменой всего первичного оборудования на новое и замена устройств РЗиА на новые микропроцессорные защиты. На линиях 110 кВ Д1, Д2, МГ 1, МГ 2 реконструкция проведена.

Для организации телеизмерений на стороне 110 кВ необходима установка новых датчиков телемеханики и подключения их к существующим цепям тока и напряжения.

Организация регистрации аварийных событий на присоединениях 110 кВ Д1, Д2, МГ1, МГ 2 осуществлена посредством терминалов РЗиА и терминала РАС производства компании «Бреслер». На остальных присоединениях 110 кВ регистрация аварийных событий организована посредством терминала РАС производства компании «Бреслер». После проведения реконструкции остальных присоединений 110 кВ с установкой новых терминалов РЗА с функцией РАС, требования СТО 59012820.29.020.006-2015 будут выполнены в полном объеме.

Для организации сбора данных по телесигнализации необходимо проложить новые кабели к блок – контактам (КСА) коммутационных аппаратов.

ОРУ 35 кВ ПС 220/110/6 кВ 1М не используется, ошиновка разобрана (ОРУ 35 кВ является не действующим). Организация телеизмерений, сигнализации положения коммутационных аппаратов и регистрация аварийных событий не требуется.

Для организации телеизмерений генераторов Г-1 и Г-2 6 кВ требуется установка датчиков телемеханики и подключения их к существующим цепям учёта. Сигнализация положения выключателей генераторов выведена на терминал РАС производства компании «Бреслер», с клеммных зажимов шкафа этого терминала имеется возможность подключения сигнализации к системе СОТИ АССО.

В соответствии с «Программой модернизации систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>033-25.И-101-ППО</div>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		15

и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ», утвержденной 25.04.2017 директором АО «ГНЦ НИИАР» Тузовым А.А. установка дополнительных РАС не требуется.

Терминал РАС производства компании «Бреслер» установлен в соответствии с проектом БРС.2467.13-1М.

Таблица №1. Таблица соответствия существующих автономных РАС ПС 220/110/6 кВ 1М требованиям СТО 59012820.29.020.006-2015

№п/п	Требование СТО 59012820.29.020.006-2015	Соответствие РАС требованию	Примечание
1.	П. 3.3 СТО 59012820.29.020.006-2015 Автономный РАС должен функционировать в непрерывном круглосуточном режиме и осуществлять регистрацию данных РАС, синхронизированных с помощью сигналов единого точного времени глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS. Точность синхронизации измерений в автономном РАС от глобальных навигационных спутниковых систем должна быть не хуже ± 1 мс.	Нет, в части синхронизации времени	Синхронизация времени будет обеспечена за счёт серверов времени СОТИ АССО в рамках проекта
2.	3.4. Все зарегистрированные в автономном РАС данные РАС должны иметь метки единого астрономического времени.	Да	
3.	3.5. Автономный РАС должен обеспечивать запись и хранение зарегистрированных данных РАС в энергонезависимой памяти. Объем энергонезависимой памяти автономного РАС должен обеспечивать хранение зарегистрированных данных РАС суммарной длительностью не менее 4 часов.	Да	

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

033-25.И-101-ППО

№п/п	Требование СТО 59012820.29.020.006-2015	Соответствие РАС требованию	Примечание
4.	4.1.1. В автономном РАС должна быть предусмотрена возможность задания пользователем длительностей предаварийного и послеаварийного режимов записи, а также блокировки от длительного пуска.	Да	
5.	4.1.2. Частота дискретизации записи аналоговых сигналов тока и напряжения должна выбираться из ряда частот, определенных международным стандартом COMTRADE [2], но не менее 1000 Гц (20 выборок за период промышленной частоты).	Да	
6.	4.2.1. Автономный РАС должен предусматривать следующие возможности пуска: - по заданным условиям; - ручной (пуск автономного РАС при отсутствии заданных условий).	Да	
7.	4.2.2. Пуск автономного РАС по заданным условиям должен осуществляться по любому из основных условий пуска, приведенных в таблице 2.	Да	
8.	4.3.1. Состав и источники аналоговых сигналов, подлежащих записи автономным РАС, приведены в таблице 3.	Нет	См. примечание к перечню аналоговых сигналов РАС ПС220/110/6 1М приложения В
9.	4.3.2. Автономный РАС должен обеспечивать регистрацию аналоговых сигналов в диапазонах и с погрешностью, приведенных в таблице 4.	Да	

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

033-25.И-101-ППО

Лист

17

№п/п	Требование СТО 59012820.29.020.006-2015	Соответствие РАС требованию	Примечание
10.	4.3.3. Автономный РАС должен подключаться для записи: - токов – к кернам ТТ класса точности 10Р (5Р), к которым подключены устройства РЗА; - напряжений – к обмотке измерительного ТН класса точности не хуже 3, к которой подключены устройства РЗА; - напряжений СОПТ – к цепям оперативного тока, используемым для питания устройств РЗА.	Да	
11.	4.3.4. Подключение автономных РАС по цепям переменного напряжения и переменного тока соответственно к ТН и ТТ должно выполняться с помощью переключающих устройств.	Да	
12.	4.4.1. Состав и источники дискретных сигналов, подлежащих записи автономным РАС, приведены в таблице 5.	Нет	См. примечание к перечню дискретных сигналов РАС ПС220/110/6 1М приложения В
13.	4.4.2. В данных РАС должно регистрироваться изменение состояния дискретных сигналов.	Да	
14.	4.5. Требования к формату данных Автономный РАС должен обеспечивать возможность преобразования данных РАС в формат, установленный международным стандартом COMTRADE [2] с учетом требований, установленных приложениями 1–3 к Стандарту.	Да	
15.	5. Требования к программному обеспечению	Да	
16.	6. Требования к выбору параметров настройки	Да	

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

033-25.И-101-ППО

Вторичные цепи ТТ, ТН соответствуют НТД в части нагрузок ТТ, ТН, процента потерь напряжения в линии ТН – прибор учёта. В проекте предусмотреть проверочный расчёт нагрузок ТТ, ТН и расчёт потерь в линии ТН – датчик телемеханики.

ТСН-1 6/0,4 кВ и ТСН-2 6/0,4 кВ в работу не вводились с момента постройки подстанции ПС 220/110/6 кВ 1М т.к. их мощности (63 кВА) не достаточно для питания собственных нужд подстанции. Электроснабжение собственных нужд ПС 220/110/6 кВ 1М организовано по 2 КЛ 0,4 кВ от соседних ТП 6/0,4 кВ с обеспечением электроснабжения по 1 категории электроприёмников.

В результате проведения реконструкции СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» будет реализована передача сигналов телеизмерений, сигнализации и РАС в сторону филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» в соответствии с перечнем сигналов приложения В. Точки съёма сигнала на однолинейной схеме указаны в приложении Г.

3.1.3 ПС 110/6 кВ 2М

Информация о силовом электрооборудовании подстанции и его характеристиках приведена в приложении Д.

ПС 110/6 кВ 2М является отпаечной подстанцией.

На ОРУ 110 кВ ПС 110/6 кВ 2М трансформаторы напряжения и выключатели отсутствуют. Трансформаторы тока, встроенные во вводы трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 имеют по две вторичные обмотки для защиты. Обе вторичные обмотки используются в защитах линии, шин и трансформатора.

В соответствии с ПУЭ 1.6.2. измерительные ТТ и ТН должны иметь класс точности не хуже 0,5 (допускается использование ТТ и ТН с классом точности 1). Т.к. класс точности ТТ присоединений Т-1, Т-2, Т-3 110 кВ имеют класс точности 5Р, что ниже 1, соответственно, не могут быть использованы в системе СОТИ АССО.

В соответствии с п.3.1 СТО 59012820.29.020.006-2015 «Автономные РАС должны устанавливаться на объектах электроэнергетики высшим классом напряжения 110 кВ и выше, за исключением объектов электроэнергетики, не оборудованных выключателями на стороне 110–220 кВ, а также тупиковых и отпаечных подстанций». Т.к. сторона 110 кВ подстанции не оборудована выключателем и подстанция является отпаечной, РАС по стороне 110 кВ не требуется.

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	033-25.И-101-ППО	Лист
						19

В соответствии с «Программой модернизации систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ», утвержденной 25.04.2017 директором АО «ГНЦ НИИАР» Тузовым А.А. установка дополнительных РАС не требуется.

В связи с этим телеизмерения будут организованы на стороне 6 кВ трансформаторов. ЗРУ 6 кВ подстанции оборудовано секционными трансформаторами напряжения и трансформаторами тока на всех присоединениях 6 кВ. В случае проведения реконструкции ОРУ 110 кВ с установкой ТТ и ТН телеизмерения могут быть перенесены на сторону 110 кВ без установки дополнительного оборудования СОТИ АССО.

Все коммутационные аппараты ОРУ 110 кВ (за исключением короткозамыкателей) не оборудованы блок – контактами (КСА), поэтому сбор с них телесигнализации не возможен. Для обеспечения наблюдаемости положения коммутационных аппаратов на главном щите АО «ГНЦ НИИАР» и в филиале АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» будет обеспечен ручной ввод положения коммутационных аппаратов диспетчером АО «ГНЦ НИИАР» на АРМ диспетчера. Датчики телемеханики оборудованы дискретными входами, поэтому в случае проведения реконструкции ОРУ 110 кВ будет возможность сбора сигналов телесигнализации без установки дополнительного оборудования СОТИ АССО.

Вторичные цепи ТТ, ТН присоединений 6 кВ соответствуют НТД в части нагрузок ТТ, ТН, процента потерь напряжения в линии ТН – прибор учёта. В проекте предусмотреть проверочный расчёт нагрузок ТТ, ТН и расчёт потерь в линии ТН – датчик телемеханики.

В результате проведения реконструкции СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» будет реализована передача сигналов телеизмерений и сигнализации в сторону филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» в соответствии с перечнем сигналов приложения В. Точки съёма сигнала на однолинейной схеме указаны в приложении Г.

3.1.4 ПС 110/6 кВ ЗМ

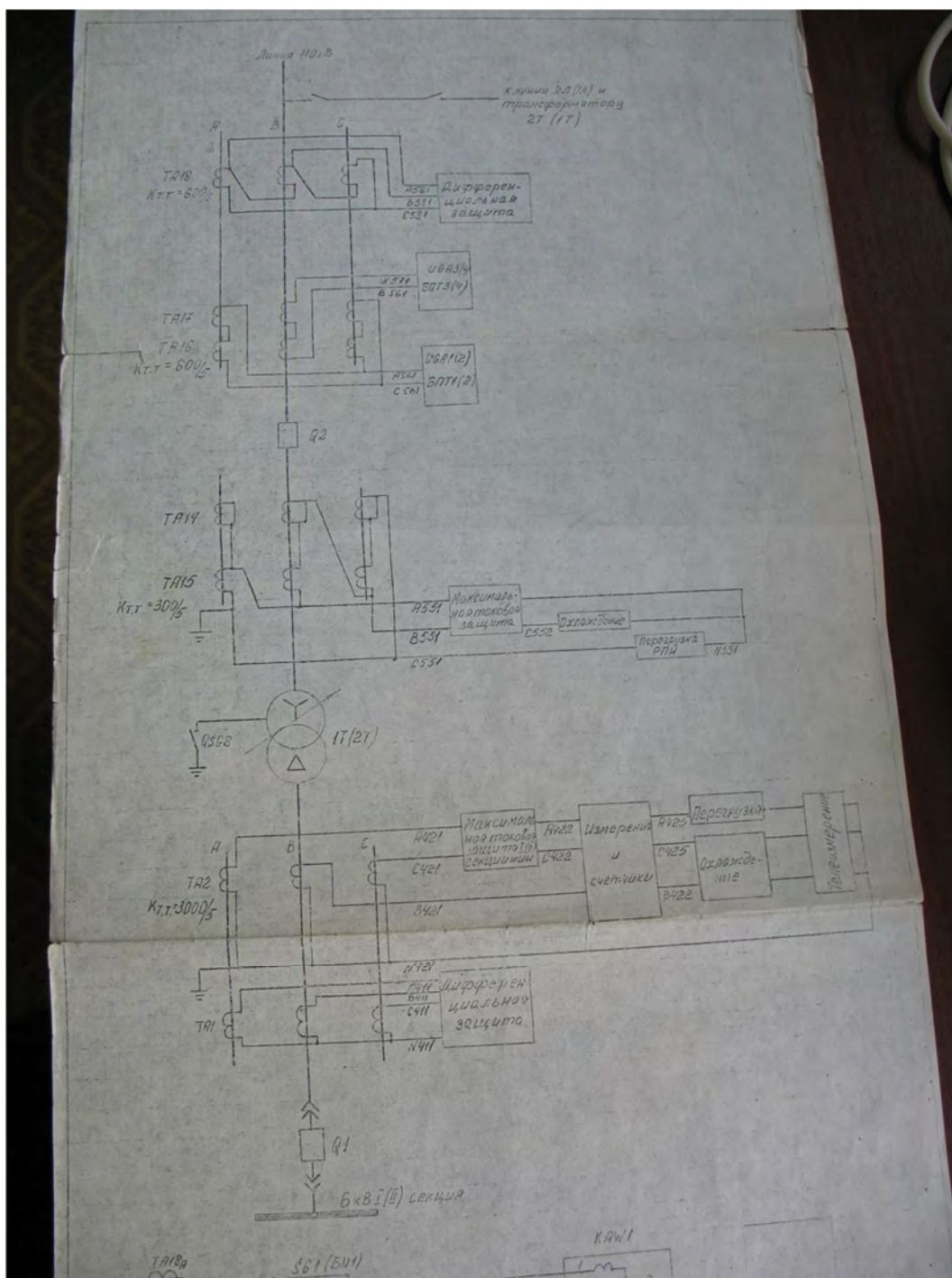
Информация о силовом электрооборудовании подстанции и его характеристиках приведена в приложении Д.

ПС 110/6 кВ ЗМ является отпаечной подстанцией.

Присоединения ОРУ 110 кВ оборудованы трансформаторами тока, напряжения и выключателями. Вторичные обмотки трансформаторов тока

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						Лист 20
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	033-25.И-101-ППО					

заняты защитами и собраны таким образом, что возможность использования обмотки для измерений в СОТИ АССО отсутствует (См. рис 1). Вторичные цепи трансформаторов напряжения 2 СШ не смонтированы.



В соответствии с ПУЭ 1.6.2. измерительные ТТ и ТН должны иметь класс точности не хуже 0,5 (допускается использование ТТ и ТН с классом точности 1). Т.к. класс точности обмоток ТТ присоединений Т-1, Т-2 110 кВ, которые могут быть использованы в СОТИ АССО имеют класс точности ниже 1, соответственно, не могут быть использованы в системе.

В соответствии с п.3.1 СТО 59012820.29.020.006-2015 «Автономные РАС должны устанавливаться на объектах электроэнергетики высшим

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

033-25.И-101-ППО

Лист
21

классом напряжения 110 кВ и выше, за исключением объектов электроэнергетики, не оборудованных выключателями на стороне 110–220 кВ, а также тупиковых и отпаечных подстанций». Т.к. сторона 110 кВ подстанции не оборудована выключателем и подстанция является отпаечной, РАС по стороне 110 кВ не требуется.

В соответствии с «Программой модернизации систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ», утвержденной 25.04.2017 директором АО «ГНЦ НИИАР» Тузовым А.А. установка дополнительных РАС не требуется.

В связи с этим телеизмерения будут организованы на стороне 6 кВ трансформаторов. ЗРУ 6 кВ подстанции оборудовано секционными трансформаторами напряжения и трансформаторами тока на всех присоединениях 6 кВ. Вторичные цепи трансформатора напряжения 2 СШ 110 кВ будут смонтированы в рамках проекта. На стороне 110 кВ будут организованы телеизмерения напряжения Т-1 и Т-2 110 кВ. В случае проведения реконструкции ОРУ 110 кВ и РЗиА телеизмерения могут быть перенесены на сторону 110 кВ без установки дополнительного оборудования СОТИ АССО.

Сигнализация положения коммутационных аппаратов будет организована непосредственно с блок – контактов коммутационных аппаратов (КСА), для чего будет предусмотрена прокладка новых кабельных линий.

Вторичные цепи ТН 110 кВ не соответствуют НТД в части нагрузок ТН 110 кВ, процент потерь напряжения в линии ТН – прибор учёта не рассчитан т.к. приборов учёта на стороне 110 кВ нет. В проекте предусмотреть проверочный расчёт нагрузок ТН 110 кВ и расчёт потерь в линии ТН – датчик телемеханики.

В результате проведения реконструкции СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» будет реализована передача сигналов телеизмерений и сигнализации в сторону филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» в соответствии с перечнем сигналов приложения В. Точки съёма сигнала на однолинейной схеме указаны в приложении Г.

3.1.5 ПС 110/6 кВ ЗМ/1

Информация о силовом электрооборудовании подстанции и его характеристиках приведена в приложении Д.

Подстанция ПС 110/6 кВ ЗМ/1 на момент проведения предпроектного обследования находится в стадии монтажа. Монтаж ведётся по проекту

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>033-25.И-101-ППО</div>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		22

86/2015/64/4648-Д-1-СПД. В соответствии с проектом все присоединения 110 кВ и 6 кВ оборудованы системами телеизмерений и регистрации аварийных событий. Дополнительное оборудование для сбора данных о состоянии оборудования подстанции не требуется.

Вторичные цепи ТТ, ТН 110 и 6 кВ не смонтированы.

В результате проведения реконструкции СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» будет реализована передача сигналов телеизмерений, сигнализации и РАС в сторону филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» в соответствии с перечнем сигналов приложения В. Точки съёма сигнала на однолинейной схеме указаны в приложении Г.

3.1.6 ТЭЦ

Информация о силовом электрооборудовании ТЭЦ и его характеристиках приведена в приложении Д.

Присоединения генераторов оборудованы трансформаторами тока и напряжения, сигналы о положении коммутационных аппаратов выведены на главный щит управления.

На ТЭЦ внедрена и действует система технического учёта электроэнергии и мощности установленная в соответствии с проектом ПР1061.000.00 ПД. Информация о потреблении ТЭЦ на собственные нужды будет передана в сторону АО «ГНЦ НИИАР» и филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» как расчётный параметр с системы технического учёта электроэнергии.

В соответствии с «Программой модернизации систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ», утвержденной 25.04.2017 директором АО «ГНЦ НИИАР» Тузовым А.А. установка дополнительных РАС не требуется.

На ТЭЦ установлены регистраторы аварийных событий производства «Бреслер» в соответствии с проектом БРС.2467-13.ТЭЦ. Реализация дополнительных сигналов регистрации не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>033-25.И-101-ППО</div>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		23

**Таблица №2. Таблица соответствия существующих автономных РАС
ТЭЦ требованиям СТО 59012820.29.020.006-2015**

№п/п	Требование СТО 59012820.29.020.006-2015	Соответствие РАС требованию	Примечание
1.	П. 3.3 СТО 59012820.29.020.006-2015 Автономный РАС должен функционировать в непрерывном круглосуточном режиме и осуществлять регистрацию данных РАС, синхронизированных с помощью сигналов единого точного времени глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS. Точность синхронизации измерений в автономном РАС от глобальных навигационных спутниковых систем должна быть не хуже ± 1 мс.	Нет, в части синхронизации времени	Синхронизация времени будет обеспечена за счёт серверов времени СОТИ АССО в рамках проекта
2.	3.4. Все зарегистрированные в автономном РАС данные РАС должны иметь метки единого астрономического времени.	Да	
3.	3.5. Автономный РАС должен обеспечивать запись и хранение зарегистрированных данных РАС в энергонезависимой памяти. Объем энергонезависимой памяти автономного РАС должен обеспечивать хранение зарегистрированных данных РАС суммарной длительностью не менее 4 часов.	Да	
4.	4.1.1. В автономном РАС должна быть предусмотрена возможность задания пользователем длительностей предаварийного и послеаварийного режимов записи, а также блокировки от длительного пуска.	Да	

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

033-25.И-101-ППО

Лист

24

№п/п	Требование СТО 59012820.29.020.006-2015	Соответствие РАС требованию	Примечание
5.	4.1.2. Частота дискретизации записи аналоговых сигналов тока и напряжения должна выбираться из ряда частот, определенных международным стандартом COMTRADE [2], но не менее 1000 Гц (20 выборок за период промышленной частоты).	Да	
6.	4.2.1. Автономный РАС должен предусматривать следующие возможности пуска: - по заданным условиям; - ручной (пуск автономного РАС при отсутствии заданных условий).	Да	
7.	4.2.2. Пуск автономного РАС по заданным условиям должен осуществляться по любому из основных условий пуска, приведенных в таблице 2.	Да	
8.	4.3.1. Состав и источники аналоговых сигналов, подлежащих записи автономным РАС, приведены в таблице 3.	Да	
9.	4.3.2. Автономный РАС должен обеспечивать регистрацию аналоговых сигналов в диапазонах и с погрешностью, приведенных в таблице 4.	Да	
10.	4.3.3. Автономный РАС должен подключаться для записи: - токов – к кернам ТТ класса точности 10Р (5Р), к которым подключены устройства РЗА; - напряжений – к обмотке измерительного ТН класса точности не хуже 3, к которой подключены устройства РЗА; - напряжений СОПТ – к цепям оперативного тока, используемым для питания устройств РЗА.	Да	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изм. № дубл.	Подп. и дата

033-25.И-101-ППО

Лист

25

№п/п	Требование СТО 59012820.29.020.006-2015	Соответствие РАС требованию	Примечание
11.	4.3.4. Подключение автономных РАС по цепям переменного напряжения и переменного тока соответственно к ТН и ТТ должно выполняться с помощью переключающих устройств.	Да	
12.	4.4.1. Состав и источники дискретных сигналов, подлежащих записи автономным РАС, приведены в таблице 5.	Да	Все ТС, которые можно было собрать без внесения изменений во внутренний монтаж данных устройств собраны
13.	4.4.2. В данных РАС должно регистрироваться изменение состояния дискретных сигналов.	Да	
14.	4.5. Требования к формату данных Автономный РАС должен обеспечивать возможность преобразования данных РАС в формат, установленный международным стандартом COMTRADE [2] с учетом требований, установленных приложениями 1–3 к Стандарту.	Да	
15.	5. Требования к программному обеспечению	Да	
16.	6. Требования к выбору параметров настройки	Да	

Для организации системы телеизмерений необходимо установить датчики телеизмерений.

Вторичные цепи ТТ, ТН соответствуют НТД в части нагрузок ТТ, ТН, процента потерь напряжения в линии ТН – прибор учёта. В проекте предусмотреть проверочный расчёт нагрузок ТТ, ТН и расчёт потерь в линии ТН – датчик телемеханики.

В результате проведения реконструкции СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» будет реализована передача сигналов телеизмерений, сигнализации и

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изм. № дубл.	Подп. и дата

033-25.И-101-ППО

Лист

26

РАС в сторону филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» в соответствии с перечнем сигналов приложения В. Точки съёма сигнала на однолинейной схеме указаны в приложении Г.

3.1.7 Система диспетчерской телефонной связи АО «ГНЦ НИИАР»

В настоящее время функционирует система диспетчерской телефонной связи АО «ГНЦ НИИАР».

Существующий канал диспетчерской связи между диспетчером Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ и АО «ГНЦ НИИАР» не соответствует техническим требованиям. Резервный канал диспетчерской связи отсутствует.

Запись телефонных переговоров на цифровые носители осуществляется на диспетчерском пульте посредством системы «Эхо+».

Диспетчерская связь между объектами АО «ГНЦ НИИАР» осуществляется по аналоговым телефонным линиям. Кабели линий связи находятся в эксплуатации с 1960 года, присутствуют постоянные отказы линий связи.

Для организации диспетчерской телефонной связи между АО «ГНЦ НИИАР» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ необходима организация двух цифровых каналов диспетчерской связи с установкой цифровой АТС, мультимплексорного оборудования и оборудования записи диспетчерских переговоров. Оконечным оборудованием диспетчерской связи должны быть диспетчерские коммутаторы, обеспечивающие связь без набора номера. Мультимплексорное оборудование АО «ГНЦ НИИАР» должно быть совместимо с мультимплексорным оборудованием Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ.

Для организации диспетчерской связи между объектами АО «ГНЦ НИИАР» необходима организация цифровых каналов связи и установка новых телефонных аппаратов с учётом использования цифровой АТС, установленной для связи с филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ».

Для организации внутренней сети сбора данных с возможностью резервирования каналов связи на физическом уровне необходимо в рамках титула по строительству экспериментального реактора МБИР реализовать канал связи между подстанцией ПС 110/6 кВ ЗМ и ТЭЦ. Предпочтительные каналы связи: оптический (с прокладкой новой оптической линии или с использованием существующих оптических кабелей операторов связи), модемный по «медной» линии связи, беспроводной (радиорелейная связь).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>033-25.И-101-ППО</div> <div>Лист 27</div>				
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

Выбранный канал связи согласовать с филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ».

В результате организации резервного канала связи от ПС 110/6 кВ 3М до ТЭЦ коэффициент готовности каналов связи обмена информацией должен быть не ниже 0,999 и время восстановления не более 11 минут в неделю. Коэффициент ошибок в канале должен быть не более 10^{-8}

3.1.8 Характеристика существующих каналов связи АО «ГНЦ НИИАР»

В настоящее время между узлом связи АО «ГНЦ НИИАР», расположенном в здании №102 и ТЭЦ имеется оптический канал связи, который может быть использован в составе СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР».

В настоящее время между узлом связи АО «ГНЦ НИИАР», расположенном в здании №102 и Главным щитом управления, расположенном в здании №324 имеется оптический канал связи, который может быть использован в составе СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР».

В Здание ПС 220/110/6 кВ 1М оборудовано ЛВС АО «ГНЦ НИИАР», которая будет использована для передачи данных СОТИ АССО.

Цифровые каналы связи до подстанций ПС 110/6 кВ 2М, ПС 110/6 кВ 3М, ПС 110/6 кВ 3М/1 отсутствуют.

Связь между подстанциями ПС220/110/6 кВ 1М, ПС 110/6 кВ 2М, ПС 110/6 кВ 3М организовать посредством оптических линий связи, проложенных по опорам ЛЭП 110 кВ МГ1. Опоры ЛЭП принадлежат филиалу ПАО «МРСК Волги» - «Ульяновские распределительные сети».

Связь между подстанцией ПС 110/6 кВ 3М и ПС 110/6 кВ 3М/1 организовать посредством «витой пары» т.к. расстояние между подстанциями ПС 110/6 кВ 3М и ПС 110/6 кВ 3М/1 составляет менее 50 метров.

Серверное оборудование системы СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» расположить в серверной, расположенной в помещении 223 здания №102. В качестве основного канала связи использовать канал АО «Ростелеком» (в настоящее время функционирует, организована связь с филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ по адресам: г. Самара, ул. Полевая, д 5 и пос. Красный Яр) В качестве резервного канала связи с филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ использовать канал связи ООО «Саха – Белком» г. Самара. В настоящее время отсутствует канал из узла связи ООО «Саха – Белком» г. Самара до филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ по адресу г. Самара, ул. Полевая, д 5. Для

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	033-25.И-101-ППО					Лист 28	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата							

организации недостающего канала связи АО «ГНЦ НИИАР» необходимо заключить соответствующие соглашения с ООО «Саха – Белком» г. Самара.

Каналообразующая аппаратура канала связи АО «Ростелеком» находится в помещении серверной Здания №324 и серверной п.223 зд. 102. Каналообразующая аппаратура канал связи ООО «Саха – Белком» г. Самара находится в серверной зд. 102 п. 223.

На серверах системы СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» организовать серверы системы точного времени и с них синхронизировать все элементы системы СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР».

Оконечной аппаратурой каналов связи передачи телеинформации будут маршрутизаторы (основной и резервный), расположенные в серверном шкафу ТМ и РАС (п. 223 зд. 102). Передача телеинформации будет вестись по протоколу МЭК-104.

Оконечной аппаратурой каналов диспетчерской связи будут мультимплексоры (основной и резервный), расположенные в шкафу АТС (п. серверной зд. 324) и в шкафу серверов СОТИ АССО (серверная, зд. 102).

В помещении серверной здания №324 установить дополнительный сервер для сбора данных с системы технического учёта электроэнергии ТЭЦ.

Для организации наблюдаемости состояния электроустановок на Главной щите управления АО «ГНЦ НИИАР» в здании №324 установить три рабочих места операторов оборудованные двумя мониторами.

Для разделения потоков информации внутри ЛВС АО «ГНЦ НИИАР» необходимо организовать отдельную логическую сеть передачи данных (VLAN). Для обеспечения безопасности все выходы во внешние сети по отношению к ЛВС АО «ГНЦ НИИАР» должны быть защищены от несанкционированного доступа сетевыми экранами.

Структурная схема системы СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» приведена в приложении Б.

3.1.9 Описание системы электроснабжения

Электропитание средств СОТИ АССО на ПС 220/110/6 кВ 1М, ПС 110/6 кВ 2М, ПС 110/6 кВ 3М и ТЭЦ будет осуществляться от системы собственных нужд соответствующего энергообъекта. Система собственных нужд представляет собой РУ 0,4 кВ с одной секционированной секцией шин. РУ 0,4 кВ имеет 2 независимых ввода питания и оснащено АВР.

Электропитание шкафа АТС и Серверного шкафа АСТУЭ в здании №324 будет организовано от системы гарантированного питания ГЩУ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						Лист 29
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	033-25.И-101-ППО					

Электропитание Серверного шкафа ТМ и РАС в здании №102 будет организовано от системы гарантированного питания серверной. Монтаж системы гарантированного питания серверной должен быть завершён до конца 2017 года.

3.1.10 Описание следующего этапа реконструкции СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»

В соответствии с изменениями в документе «Программа модернизации систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ», которые будут внесены по результатам разработки отчёта и проектной документации следующий этап реконструкции СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» будет проходить в рамках строительства нового реактора по титулу: «Строительство ИЯУ МБИР». Строительство ИЯУ МБИР должно быть завершено до 2025 года.

Конкретный объём реконструкции СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» будет определён программой по согласованию с Филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ». В него планируется включить строительство канала связи между ПС 110/6 кВ 3М и ТЭЦ, реконструкцию (дооснащение) РАС ТЭЦ и РАС ПС 220/110/6 кВ 1М, сбор в автоматическом режиме дискретных сигналов с ОРУ 110 кВ ПС 110/6 2М и дооснащение подстанций по стороне 220/110 кВ трансформаторами тока и напряжения (с организацией телеизмерений и РАС по «высокой стороне»).

3.2 Структура технического обеспечения системы

3.2.1 СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» создается как иерархическая информационно-измерительная система с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и контроля.

3.2.2 В состав СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» входят следующие подсистемы:

- подсистема сбора телемеханической информации (далее по тексту – ССТИ);
- подсистема регистрации аварийных событий (далее по тексту – РАС);
- коммуникационная подсистема;
- подсистема обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ);
- подсистема контроля качества электрической энергии;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	033-25.И-101-ППО					Лист 30
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

- подсистема телефонной связи для ведения диспетчерских телефонных переговоров с функцией записи телефонных переговоров.

3.2.3 Под техническими средствами СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» понимают инструментальные, аппаратные и вычислительные средства, с помощью которых реализуется структура, и выполняются задачи системы. К техническим средствам относятся:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- регистраторы аварийных событий;
- терминалы РЗА;
- контакты положения коммутационных аппаратов;
- вторичные измерительные цепи;
- цифровые измерительные преобразователи, модули дискретных сигналов, вторичные цепи дискретных сигналов;
- средства передачи информации от цифровых измерительных преобразователей, модулей дискретных сигналов, регистраторов аварийных событий, терминалов РЗА;
- серверы ТМ и РАС СОТИ АССО;
- оборудование локально-вычислительной сети (далее по тексту – ЛВС) СОТИ АССО;
- средства синхронизации времени.

3.2.4 Подсистема сбора телемеханической информации

3.2.4.1 Подсистема ССТИ обеспечивает сбор, хранение и передачу информации о параметрах электрических величин и положении коммутационных аппаратов в нормальном режиме присоединений функционирования главной электрической схемы в объеме, указанном в Рабочей документации.

3.2.4.2 В состав ССТИ входят:

- МЦИП;
- сервера ТМ.

3.2.5 Подсистема регистрации аварийных событий

3.2.5.1 Подсистема РАС предназначена для фиксации, накопления и предоставления информации о процессах возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций на основном электрооборудовании станции, а также для проведения различного вида измерений и исследований в электрических цепях.

3.2.5.2 В состав подсистемы РАС входят:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	033-25.И-101-ППО					Лист 31	
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- специализированные регистраторы аварийных событий;
- встроенные средства регистрации МП РЗА;
- сервер РАС, совмещённый с серверами СОТИ АССО.

3.2.6 Коммуникационная подсистема

3.2.6.1 Коммуникационная система служит для:

- организации информационного взаимодействия между компонентами СОТИ АССО;
- передачи заданных наборов телемеханической информации нормального режима на аппаратуру каналов связи с филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ»;
- организации доступа к файлам осциллограмм, хранимым на сервере РАС, со стороны филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ».

3.2.6.2 В состав коммуникационной подсистемы входят:

- конверторы интерфейсов;
- технические средства организации ЛВС СОТИ АССО (коммутаторы, маршрутизаторы, медные и оптические линии связи).

3.2.7 В состав подсистемы телефонной связи для ведения диспетчерских телефонных переговоров с функцией записи телефонных переговоров входят:

- Цифровая АТС;
- Регистратор голосовых переговоров диспетчеров;
- Без наборные телефонные аппараты диспетчеров (основной и резервный для связи с АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» и аппараты внутренней диспетчерской связи);
- Телефонные аппараты общего пользования.

3.3 Взаимосвязь СОТИ АССО со смежными системами

3.3.1 СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» взаимодействует со следующими системами:

- с существующей ЛВС АО «ГНЦ НИИАР»;
- с оперативно-информационным комплексом (далее по тексту – ОИК) филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ»;
- с системой технического учёта электроэнергии ТЭЦ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	033-25.И-101-ППО					Лист 32	
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- глобальной системой позиционирования (далее по тексту – GPS) и Глобальной Навигационной Спутниковой Системой (далее по тексту – ГЛОНАСС).

3.3.2 СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» обеспечивает обмен данными с существующей ЛВС:

- организации доступа с АРМ пользователей к текущей и архивной информации СОТИ АССО;
- организации доступа с АРМ пользователей СОТИ АССО к текущей и архивной информации АО «ГНЦ НИИАР».

3.3.3 Передача телеинформации в филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» осуществляется по двум независимым каналам передачи данных: основной – по оптическому кабелю связи ОАО «Ростелеком» (существующий канал связи), резервный – по оптическому кабелю связи ООО «Саха - Белком» г. Самара.

3.3.4 Для передачи данных в филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» используется протокол МЭК 60870-5-104.

3.3.5 Доступ к файлам осциллограмм аварийного режима, хранимым на сервере РАС (совмещённом с серверами СОТИ АССО) со стороны филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» предусмотрен по протоколу FTP.

3.3.6 Взаимодействие со спутниковыми навигационными системами GPS и ГЛОНАСС используется для обеспечения синхронизации времени устройств СОТИ АССО. Синхронизация времени осуществляется NTP-сервером СОЕВ посредством технологической ЛВС по протоколу NTP.

3.3.7 В качестве резервного источника точного времени может использоваться NTP-сервер, подключенный к резервному маршрутизатору системы СОТИ АССО.

3.4 Режимы функционирования и диагностика работы системы

3.4.1 Режим функционирования СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР»

- непрерывный с момента запуска системы в эксплуатацию.

3.4.2 Компоненты системы обеспечивают функционирование в следующих режимах:

- пусковом;
- нормальном;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>033-25.И-101-ППО</div> <div>Лист</div> <div>33</div>				
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

- ремонтном;
- аварийном;
- сервисном.

3.4.3 Пусковой режим работы СОТИ АССО характеризуется поэтапным включением оборудования в работу. После подачи электропитания оборудование СОТИ АССО автоматически выполняет операции, необходимые для перехода в нормальный режим работы (определение конфигурации и тестирование оборудования, загрузку необходимого системного и прикладного ПО).

3.4.4 В нормальном режиме работы оборудование СОТИ АССО функционирует в соответствии с документацией, поставляемой с компонентами системы. Измерение параметров, сбор и обработка и передача информации производятся автоматически. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в сервере ТМ, РАС, АРМ и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется участие обслуживающего персонала.

3.4.5 При отказе любого из элементов, СОТИ АССО работает в аварийном режиме. Нарушение выполнения функций системы происходит только при выходе из строя какого-либо из нерезервируемых элементов системы. После определения неисправного элемента системы начинается ремонтный режим работы.

3.4.6 В ремонтном режиме производится техническое обслуживание компонентов в соответствии с документацией, поставляемой с компонентами оборудования. Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее по тексту – ЗИП).

3.4.7 Сервисный режим характеризуется проведением регламентных работ, объем, и периодичность которых определяются эксплуатационной документацией. При этом система продолжает выполнять основной объем возложенных на нее функций.

3.4.8 Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:

3.4.9 технические средства СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР», включая линии связи, смонтированы в соответствии с проектной документацией;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>033-25.И-101-ППО</div>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		34

- осциллографирование токов и напряжений в период времени, предшествующий аварии, момент аварии и послеаварийный период;
- пуск регистрации по изменению состояния дискретного входа;
- пуск регистрации по изменению значения сигналов аналоговых входов выше/ниже заданных уставок;
- ручной пуск регистрации;
- автоматическую передачу информации с ЦРАС на сервер РАС СОТИ АССО;
- автоматическую передачу файлов осциллограмм, сформированных терминалами РЗА на сервер РАС СОТИ АССО;
- предоставление информации подсистемы РАС филиалу АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ».

3.5.4 Коммуникационная подсистема обеспечивает выполнение следующих функций:

- передачу телеинформации с измерительных преобразователей и модулей дискретных сигналов по протоколу Modbus на УСД и сервер ТМ;
- передачу файлов осциллограмм с ЦРАС и МП РЗА на сервер РАС;
- передачу заданных наборов телемеханической информации нормального режима на аппаратуру каналов связи с филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» по протоколу МЭК-60870-5-104;
- организацию доступа к файлам осциллограмм, хранимым на сервере РАС, со стороны филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» по протоколу FTP;
- организацию доступа к текущей и архивной информации СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» с АРМ пользователей системы.

3.5.5 СОЕВ обеспечивает выполнение следующих функций:

- контроль времени в МЦИП, ЦРАС и МП РЗА происходит при обмене информации от серверов ТМ и РАС СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» с помощью специализированного ПО. Серверы ТМ и РАС в свою очередь синхронизируются от NTP-сервера Метроном-200, используя технологическую ЛВС станции стандарта Ethernet.
- переключение между основным и резервным NTP сервером с помощью стандартных программных средств ОС в автоматическом режиме;

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

033-25.И-101-ППО

Лист

36

- автоматическую коррекцию и синхронизацию системного времени с календарным с точностью не хуже 10 мс;
- синхронизацию внутренних таймеров оборудования с привязкой к системному времени с точностью не хуже 1 мс.

3.5.6 Подсистема контроля качества электрической энергии обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение параметров электрической энергии, расчет показателей качества электроэнергии и определение степени их соответствия требованиям, установленным в ГОСТ 32144-2013, «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;
- сбор информации по качеству электроэнергии и отображение данной информации в виде протоколов по ГОСТ 32145-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения".

3.5.7 Измерение показателей качества электроэнергии осуществляется по классу А в соответствии с методами, изложенными в ГОСТ Р 51317.4.7-2008 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»

3.6 Временной регламент и характеристики процесса реализации автоматизированных функций

3.6.1 Функции, выполняемые в СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР», разделяются на автоматические и выполняемые по командам персонала. Основная часть функций, необходимых для нормальной работы системы, выполняется постоянно в автоматическом режиме.

3.6.2 По командам персонала происходит запуск клиентского программного обеспечения СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР», выполняющего требуемую обработку и отображение телеинформации, обработку информации аварийного режима.

3.6.3 СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» рассчитана на длительное непрерывное функционирование. В нормальном режиме работы автоматически

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">033-25.И-101-ППО</div>					Лист
										37
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

осуществляется непрерывный сбор, требуемая обработка и передача телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ».

3.6.4 Архитектура и состав технических средств СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» позволяют выполнить требования Технического задания к времени сбора и передачи в Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» телеинформации, а также к точности измерений и надежности функционирования системы.

3.6.5 Время доставки информации от измерительных устройств и модулей дискретных сигналов, входящих в состав СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР», в Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ» не превышает 1 с.

3.6.6 Надежность системы обеспечивается применением отказоустойчивых технических средств с высокими показателями средней наработки на отказ и резервированием критически важных устройств (УСД, коммутаторы технологической ЛВС).

3.7 Режим работы обслуживающего персонала

3.7.1 Режим работы обслуживающего персонала в нормальном и сервисном режимах работы комплекса – нормированный 8-ми часовой рабочий день либо иной, в соответствии с действующими должностными инструкциями персонала.

3.7.2 Контроль работоспособности комплекса в рабочее время должен осуществляться дежурным персоналом, ответственным за обслуживание СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР».

3.7.3 Контроль работоспособности комплекса в ночное время должен осуществляться оперативным персоналом. При этом на него должны быть возложены следующие функции:

- контроль работоспособности комплекса и выявление отказавших компонентов с использованием средств диагностирования СОТИ АССО (см.3.3.9);
- определение последствий неисправности (в случае, если возникшая неисправность не вызывает нарушений в передаче данных в Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ», то нарушение фиксируется, и информация о нарушении в начале рабочего дня передается обслуживающему персоналу СОТИ АССО, который осуществляет устранение неисправности; в случае, если возникшая неисправность

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>033-25.И-101-ППО</div>	Лист				
						38				
						Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

вызывает нарушения в передаче данных в Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ», для ее устранения должен быть вызван специалист, назначенный ответственным за эксплуатацию соответствующего компонента для оперативного устранения неисправности).

3.8 Решения по составу информации

3.8.1 Информация СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» состоит из базы данных севера ТМ и файлового пространства сервера РАС.

3.8.2 В базе данных сервера ТМ выполнено хранение телемеханической информации нормального режима. Перечень аналоговых и дискретных сигналов подсистемы ССТИ представлен в Рабочей документации. Глубина хранения данных ССТИ не менее 3 лет.

3.8.3 На сервере РАС выполнено хранение файлов осциллограмм и отчетных форм подсистемы ККЭ. Глубина хранения данных осциллограмм не менее 3 лет. Глубина хранения данных ККЭ не менее 5 лет.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	033-25.И-101-ППО					Лист
										39

4.1 Общие положения

4.1.1 В соответствии с единым отраслевым стандартом закупок ГК «Росатом» ссылки в проектной и рабочей документации на товарные знаки, знаки обслуживания, фирменные наименования, патенты, полезные модели, промышленные образцы, наименование места происхождения товара или наименование изготовителя, носят лишь рекомендательный характер. Обязательными к исполнению при поставке оборудования, проведении СМР и ПНР считаются только их технические характеристики, указания по монтажу, наладке, эксплуатации и ремонту.

4.2 Многофункциональные цифровые измерительные преобразователи

4.2.1 Для выполнения измерения параметров электроэнергии применены многофункциональные цифровые измерительные приборы (МЦИП).

4.2.2 Принцип действия МЦИП основан на преобразовании входных сигналов в цифровой код с помощью аналого-цифрового преобразования с последующей математической обработкой. Результаты расчетов выводятся на светодиодный дисплей, сохраняются в памяти и передаются по линиям связи RS-485 и Ethernet с использованием протоколов Modbus TCP, Modbus RTU.

4.2.3 Основные технические характеристики МЦИП с функцией индикации параметров сети на встроенном дисплее представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные технические характеристики МЦИП

Наименование характеристики	Значение
Номинальный (максимальный) входной ток, А	5 (10)
Номинальное входное напряжение, В	3x57,7/100, 3x(12-144)
Номинальная частота сети, Гц	50 (60)
Диапазон частоты сети, Гц	от 45 до 65

Наименование характеристики	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: - активная электроэнергия - реактивная электроэнергия	Не менее 0,5S Не менее 1,0
Перечень измеряемых, передаваемых и отображаемых величин	В соответствии с таблицей №4,2
многотарифный учет электроэнергии измерение гармоник	Да (КИС (коэффициент искажения синусоидальности), Kfactor, индивидуальные гармоники до 40-й, приведенный КИС)
Встроенные часы и календарь, метка времени	да
оптически изолированные дискретные входы	Не менее 12
Наличие журнала событий, журнала для записи данных и хранения профиля нагрузки	да
Дисплей	светодиодный
Порты связи (стандартное оборудование)	RS-485
Скорость обмена информацией - по интерфейсу RS-485:	до 115200 бит/с
Диапазон рабочих температур, °C	от -30 до +70
Межповерочный интервал, лет	Не менее 14
Средний срок службы, лет	Не менее 30
Средняя наработка на отказ, ч.	Не менее 92000
Масса, кг.	Не более 0,7
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	Не более 120 x 120x 120

4.2.4 Измеряемые параметры МЦИП с функцией индикации параметров сети на встроенном дисплее приведены на в таблице 4.2

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

033-25.И-101-ППО

Лист

41

Таблица 4.2 – Основные параметры измерения МЦИП с функцией индикации параметров сети на встроенном дисплее

Параметр	Дисплей	Комм.	Аналог.	Импульс	Сигнал.
Значения за 1 период (RMS)					
Фазный ток		✓	✓		✓
Фазное напряжение		✓	✓		✓
Фазная P , кВт		✓			✓
Фазная Q , квар		✓			✓
Фазная S , кВА		✓			✓
Фазный \cos		✓			✓
Активная мощность P , кВт		✓	✓		✓
Реактивная мощность Q , квар		✓	✓		✓
Полная мощность S , кВА		✓	✓		✓
Частота		✓	✓		✓
Ток нейтрали		✓	✓		✓
Коэффициент мощности (\cos)		✓	✓		✓
Несимметрия токов и напряжений		✓	✓		✓
Значения усредненные за 1 сек.					
Фазный ток	✓	✓	✓		✓
Фазное напряжение	✓	✓	✓		✓
Фазная P , кВт	✓	✓			✓
Фазная Q , квар	✓	✓			✓
Фазная S , кВА	✓	✓			✓
Фазный \cos	✓	✓			✓
Активная мощность P , кВт	✓	✓	✓		✓
Реактивная мощность Q , квар	✓	✓	✓		✓
Полная мощность S , кВА	✓	✓	✓		✓
Частота	✓	✓	✓		✓
Ток нейтрали	✓	✓	✓		✓
Коэффициент мощности (\cos)	✓	✓	✓		✓
Несимметрия токов и напряжений	✓	✓	✓		✓
Значения интегральных токов и напряжений:					
Интегральный фазный ток и напряжение		✓			✓
Максимальный интегральный фазный ток	✓	✓			✓
Максимальное интегральное напряжение	✓	✓			✓
Значения интегрируемой мощности™					
Накопленное интегральное значение активной мощности. Импорт и экспорт		✓	✓		✓
Накопленное интегральное значение реактивной мощности. Импорт и экспорт		✓	✓		✓
Накопленное интегральное значение полной мощности. Импорт и экспорт		✓	✓		✓
Интегрируемое значение активной мощности. Импорт и экспорт		✓			✓

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

033-25.И-101-ППО

Параметр	Дисплей	Комм.	Аналог.	Импульс	Сигнал.
Интегрируемое значение реактивной мощности. Импорт и экспорт		✓			✓
Интегрируемое расчетное значение полной мощности		✓			✓
Скользящее значение активной мощности. Импорт и экспорт		✓			✓
Скользящее значение реактивной мощности. Импорт и экспорт		✓			✓
Скользящее значение полной мощности. Импорт и экспорт		✓			✓
Прогнозируемое расчетное значение активной мощности. Импорт и экспорт		✓			✓
Прогнозируемое расчетное значение реактивной мощности. Импорт и экспорт		✓			✓
Прогнозируемое расчетное значение полной мощности. Импорт и экспорт		✓			✓
Максимальное значение активной мощности. Импорт	✓	✓			✓
Максимальное значение активной мощности. Экспорт		✓			✓
Максимальное значение реактивной мощности. Импорт	✓	✓			✓
Максимальное значение реактивной мощности. Экспорт		✓			✓
Максимальное значение полной мощности.	✓	✓			✓
Энергия ^{Е, ЕН}					
Суммарная активная энергия. Импорт и экспорт	✓	✓		✓	
Суммарная реактивная энергия. Импорт и экспорт	✓	✓		✓	
Суммарная реактивная энергия сети		✓			
Суммарная полная энергия	✓	✓		✓	
Энергия по фазам ^{Е, ЕН}					
Активной энергия фазы. Импорт	✓	✓			
Реактивной энергия фазы. Импорт		✓			
Полная энергия фазы.	✓	✓			
Регистры TOU ^{ЕЕН}					
4 группы регистров энергии TOU , каждая из которых может быть назначена для аккумуляции кВт/час (импорт и экспорт), квар/час (импорт и экспорт), кВА/час и энергии от 4 внешних измерителей по 4 импульсным входам.	✓	✓			
4 группы регистров максимального потребления		✓			
4 тарифа x 4 сезона x 4 типа дня		✓			✓
Измерения гармоник ^{ЕН}					

Имв. № подл.	Подп. и дата	Имв. № дубл.	Подп. и дата	Взам. имв. №	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

033-25.И-101-ППО

Параметр	Дисплей	Комм.	Аналог.	Импульс	Сигнал.
Коэф. искажения синусоидальности напряжения (THD)	✓	✓	✓		✓
Коэф. искажения синусоидальности тока (THD)	✓	✓	✓		✓
Приведенный коэф. искажения синусоидальности тока (TDD)	✓	✓	✓		✓
Коэф. гармонических потерь (K-factor)	✓	✓	✓		✓
Гармоники напряжения до 40-й гармоники	✓	✓			
Гармоники тока до 40-й гармоники	✓	✓			
Углы гармоник напряжения до 40-й гармоники		✓			
Углы гармоник тока до 40-й гармоники		✓			
Фундаментальные значения ^{ЕН}					
Напряжение и ток		✓			
P, фазный cos	✓	✓			
Q, S фазные		✓			
Суммарные P, cos	✓	✓			
Суммарные Q, S.		✓			
Регистрация минимальных/максимальных значений					
Мин/макс I, U, суммарные P, Q, S, cos	✓	✓			
Мин/макс частота, ток нейтрали	✓	✓			
Порядок чередования фаз	✓	✓			
Фазовые углы токов и напряжений	✓	✓			
Дата и время	✓	✓			✓
Счетчики импульсов	✓	✓			
Состояние триггера/уставки		✓			✓
Самодиагностика		✓			

4.2.5 МЦИП является средством измерений утвержденного типа и должно быть зарегистрировано в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

4.2.6 Основные технические характеристики МЦИП с функцией РАС, ОМП и ККЭ.

Таблица 4.3 – Основные технические характеристики МЦИП с функцией РАС и ОМП

Наименование характеристики	Значение
Номинальный (максимальный) входной ток, А	5 (50)
Номинальное входное напряжение, В	3х57,7/100, 3х(120-277)/(207-480)
Ток чувствительности, мА	5
Номинальная частота сети, Гц	50

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Наименование характеристики	Значение
Диапазон частоты сети, Гц	от 40 до 65
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: - активная электроэнергия - реактивная электроэнергия	0,2S 1
Порты связи	Ethernet, RS-232/RS-485, USB
Скорость обмена информацией - по интерфейсу RS-485 - по интерфейсу Ethernet	до 115200 бит/с 10/100 Мбит/с
Средства телемеханики/РАС	Не менее 16 дискретных входов 4 аналоговых входа для ТМ 5А 4 аналоговых входа для РАС 4-20 мА 4 аналоговых входа для ТМ и РАС 3х57,7/100
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +70
Межповерочный интервал, лет	14
Средняя наработка на отказ, ч	92000
Средний срок службы, лет	30
Масса (включая NiMH батарею), кг	3,95
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	303 x 177 x 144

4.2.7 МЦИП с функцией РАС и ОМП должен являться средством измерений утвержденного типа и зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

4.3 Серверы РАС ТМ и АСТУЭ

4.3.1 Серверы РАС, ТМ и АСТУЭ представляют собой промышленный компьютер стоечного исполнения типа.

4.3.2 Основные технические характеристики серверов приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Технические характеристики серверов

Наименование характеристики	Значение
Процессор:	
- тип	Intel® Xeon® E5-2450

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

033-25.И-101-ППО

Лист

45

Наименование характеристики	Значение
- количество	2
- количество ядер	8
- частота	2,1 ГГц
- объем кэш-памяти L3	20 МБ
Чипсет	HP ProLiant DL380e Gen8 8SFF CTO
Оперативная память:	
- тип	DDR3 RDIMM
- частота	1333 МГц
- объем	24 ГБ (6x4ГБ)
- количество слотов	12
Интерфейсы	
- COM	1
- USB2.0	7
- VGA	2
- LAN (RJ-45)	4+1iLo
Видеоадаптер	Matrox® G200eW 16MB integrated Graphics Controller
Жесткие диски:	
- тип	HP 652564-B21
- интерфейс обмена данными	SAS
- количество жестких дисков	4
- размер дисков	2,5"
- объём памяти жёсткого диска	300 ГБ
- скорость вращения	10000 об/мин
Оптический привод	HP Slim SATA DVD-RW Optical Drive, 12,7 мм
Блок питания	
- мощность	750 Вт
- макс. Количество	2
Напряжение электропитания, В	100 – 240
- частота сети, Гц	50 (60)
Средняя наработка на отказ, ч	50000
Тип шасси	Стойка 19", 2U
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	88 x 446 x 699

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

033-25.И-101-ППО

Лист

46

Наименование характеристики	Значение
Вес, кг	14
Гарантийный срок службы, лет	3

4.4 Коммутаторы

4.4.1 В качестве коммутаторов сети Ethernet должны использоваться коммутаторы со следующими техническими характеристиками, приведенными в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Основные технические характеристики коммутатора.

Наименование характеристики	Значение
Количество портов Ethernet LAN (RJ-45)	Не менее 12
Количество портов SFP	4 (для типов оптоволоконна MM и SM, в зависимости от места установки)
Интерфейс	10/100/1000Base-T
Оперативная память, Мб	256
Флеш-память, Мб	128
Пропускная способность, Гбит/с	160
Тип ПО	IP Base
Поддержка StackPower	да
Управление коммутатором	SNMP 1, RMON 1, RMON 2, RMON 3, RMON 9, Telnet, SNMP 3, SNMP 2c, HTTP
Сетевые стандарты	Auto MDI/MDIX, Jumbo Frame, IEEE 802.1p (Priority tags), IEEE 802.1q (VLAN), IEEE 802.1d (Spanning Tree), IEEE 802.1s (Multiple Spanning Tree)
Входное напряжение переменного тока, В	115 - 240
Мощность источника питания, Вт	350
Диапазон рабочих температур, °C	от -5 до +40
Относительная влажность воздуха, %	5 - 95
Габаритные размеры, мм	445 x 44 x 460
Масса, кг	7,1
Средняя наработка на отказ, ч	194224

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

033-25.И-101-ППО

Лист

47

4.5 Маршрутизатор

4.5.1 Основные технические характеристики маршрутизатора приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Основные технические характеристики маршрутизатора.

Наименование характеристики	Значение
Интерфейсы	
- USB тип A, шт.	1
- Mini-USB тип B, шт.	1
- Ethernet 10Base-T/100Base-TX/1000Base-T (разъем RJ-45), шт.	Не менее 12
- консольный порт (разъем RJ-45), шт.	1
- последовательный вспомогательный порт (разъем RJ-45), шт.	1
Количество портов SFP	4 (для типов оптоволоконна MM и SM, в зависимости от места установки)
Протокол передачи данных	Ethernet, Fast Ethernet, Gigabit Ethernet.
Удаленное управление	RMON, SNMP.
Соответствие стандартам	IEEE 802.1ag, IEEE 802.1ah
Алгоритм шифрования	SSL
Частота сети электропитания, Гц	Стойка 19", 1U
Вид монтажа	19" стойка
Программное обеспечение	Cisco IP Base
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	44 x 343 x 292
Диапазон рабочих температур, °C	от 0 до +40
Относительная влажность воздуха, %	5 - 95
Вес маршрутизатора CISCO 1921/K9, кг	6,35
Напряжение питания переменного тока, В	100 - 240

4.6 Конвертор

4.6.1 Конвертор, предназначен для преобразования электрических сигналов интерфейса RS-232/422/485 в Ethernet.

4.6.2 Основные технические характеристики конвертора представлены в таблице 4.7.

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

033-25.И-101-ППО

Лист

48

Таблица 4.7 – Основные технические характеристики конвертора

Наименование характеристики	Значение
<p>Последовательный интерфейс:</p> <ul style="list-style-type: none"> - количество портов - тип - разъем - передаваемые сигналы <p>- защита от импульсных помех, кВ</p>	<p>16 (в зависимости от места установки) RS-232/422/485 RJ45 RS-232: TxD, RxD, RTS, CTS, DTR, DSR, GND, DCD RS-422: Tx+, Tx-, Rx+, Rx-, GND RS-485 (2-проводный): Data+, Data-, GND 15</p>
<p>Интерфейс Ethernet</p> <p>Количество портов</p> <p>Тип портов Ethernet</p> <p>Разъемы</p> <p>Сетевые протоколы</p> <p>Гальваническая изоляция, КВ</p>	<p>1</p> <p>Ethernet 10/100BaseT(X) - "витая пара" RJ45 (8 конт.) ICMP, IP, TCP, UDP, DHCP, BOOTP, Telnet, DNS, SNMP, HTTP, SMTP, SNTP, ARP, PPPoE, DDNS, RIP 1,5</p>
Протоколы защищенной передачи данных	DES, 3DES, AES, SSH, SSL, HTTPS, RADIUS, PAP, CHAP, TACACS+
Слот расширения памяти	SD/MMC
Установка дополнительного сетевого модуля	Модуль серии NM-xxxx
<p>Напряжение электропитания, В</p> <p>- постоянного тока</p>	48В (диапазон 20 - 72В)
<p>Потребление тока:</p> <p>- при напряжении 48 В, мА</p>	293
Диапазон рабочих температур, °С	от 0 до +55
Относительная влажность воздуха, %	5 - 95
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	44 x 440 x 195
Вес, кг	3,58

4.7 Блок питания

4.7.1 Для питания оборудования с рабочим напряжением 24В постоянного тока в шкафах ИП СОТИ АССО используется блок питания.

4.7.2 Для обеспечения параллельной работы двух блоков питания используется блок резервирования.

4.7.3 Основные технические характеристики блока питания приведены в таблице 4.8.

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

033-25.И-101-ППО

Лист

49

Таблица 4.8 – Основные технические характеристики блока питания

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение на входе, В - переменный ток - постоянный ток	100 - 240 110 - 250
Диапазон входных напряжений - переменный ток - постоянный ток	85 – 264 90 – 350
Входное напряжение, кратковременно, В - переменный ток	300
Диапазон частот АС, Гц	45 - 65
Потребляемый ток, А - переменный ток, 120 В - переменный ток, 230 В - постоянный ток, 110 В - постоянный ток, 250 В	2,24 1,33 2,45 1,05
Импульс пускового тока, А	< 15
Входной предохранитель, А	6,3 А (инертного типа, внутренний)
Номинальное напряжение на выходе	=24 В ±1 %
Выходной ток	10 А 15 А (POWER BOOST)
КПД	> 92,5 %
Средняя наработка на отказ, ч	> 535000 ч
Диапазон рабочих температур, °С	от -25 до +70
Вес, кг	1,1
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	130 x 60 x 125

4.7.4 Основные технические характеристики блока резервирования приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Основные технические характеристики блока резервирования

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение на входе, В - постоянный ток	24
Диапазон входных напряжений постоянного тока, В	18 - 28
Номинальный входной ток	2x10 А 1x20 А
Максимальный ток	2x15 А 1x30 А
Номинальное напряжение на выходе	0,1 В (< вход пост. тока)
Выходной ток	20 А (Увеличение мощности) 10 А (Резервирование)

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

033-25.И-101-ППО

Лист

50

Диапазон рабочих температур, °C	от -25 до +70
КПД	> 98 %
Средняя наработка на отказ, ч	> 1000000 ч
Вес, кг	0,4
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	130 x 32 x 125

4.8 Источник бесперебойного питания

4.8.1 Для обеспечения бесперебойного электропитания оборудования установленного в серверном шкафу применяется источник бесперебойного питания (далее по тексту – ИБП). ИБП должен обеспечивать бесперебойность питания оборудования шкафов не менее 2-х часов с момента отключения внешнего питания.

4.8.2 Основные технические характеристики ИБП приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Технические характеристики ИБП.

Наименование характеристики	Значение
Номинальное входное напряжение, В	230
Диапазон входного напряжения при работе от сети, В	160 – 286
Изменяемый (устанавливаемый) диапазон входного напряжения, В	151 – 302
Входная частота, Гц	50/60 ± 3
Другие значения входного напряжения, В	220, 240
Номинальное выходное напряжение, В	230
Другие выходные напряжения, В	220, 240
Максимальная выходная мощность, Вт/ВА	2700/3000 (определяется по результатам расчета на стадии П)
Тип батареи	Необслуживаемая герметичная свинцово-кислотная батарея с загущенным электролитом: защита от утечек
Типовое время перезарядки, ч	3
Интерфейсный порт	Разъем SmartSlot USB
Панель управления	Многофункциональная консоль контроля и управления с ЖК-дисплеем
Звуковой сигнал	Сигнал перехода в режим работы от аккумуляторов : особый сигнал истощения заряда батарей: возможность задания задержек

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

033-25.И-101-ППО

Лист

51

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	86 x 480 x 683
Диапазон рабочих температур, °C	от 0 до +40
Относительная влажность воздуха, %	0 - 95
Масса, кг	44,28
Гарантийный срок службы, лет	2

4.8.3 Для обеспечения вывода в ремонт источника бесперебойного питания без отключения питания оборудования, установленного в серверном шкафу, применяется обходная панель электропитания.

4.8.4 Основные технические характеристики приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное входное напряжение, В	230
Приемлемый диапазон входных напряжений	220-240 В
Номинальное выходное напряжение, В	230
Максимальный ток в линии на фазу, А	16
Максимальный входной ток на фазу, А	16
Максимальная полная токовая нагрузка на фазу, А	16
Нагрузочная способность, ВА	3000
Входная частота, Гц	50/60
Тип входного соединения	IEC-320 C20
Выходные соединения	(6) IEC 320 C13 (1) IEC 320 C19 (1) IEC Jumpers
Гарантийный срок службы, лет	2
Диапазон рабочих температур, °C	от 0 до +40
Относительная влажность воздуха, %	0 - 95
Вес, кг	2,09
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	89 x 432 x 760

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

033-25.И-101-ППО

Лист

52

4.9 KVM-переключатель

4.9.1 Для управления группой серверов, расположенных в монтажных стойках, используется KVM-переключатель.

4.9.2 Основные технические характеристики KVM-переключателя приведены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Технические характеристики KVM-переключателя

Наименование характеристики	Значение
Количество подключаемых компьютеров	16
Максимальное количество подключаемых компьютеров	256 (при использовании свитчей CATx 1000)
Выбор порта	Экранное меню OSD Горячие клавиши
Тип дисплея	LCD TFT
Размер экрана по диагонали, "	17
Максимальное разрешение дисплея при частоте 60 Гц	1280x1024
Манипулятор	Сенсорная панель
Интерфейсы подключения	16 x CATx (RJ45), 1 x EXT CATx (RJ45) Разъем питания (3-к., 12V DC, 5A) RS232 (DB9)
Дополнительные расширения (опционально)	CATX-PS2 (PS/2 only), CATX-USB (USB only), CATX-SUNA (Sun plus audio) X200 (console extension)
Блок питания Входная мощность Выходная мощность	100-240В, 0,5А AC 12В, 5А DC
Диапазон рабочих температур, °C	от 0 до +35
Форм-фактор	Установка в 19" стойку, 1U
Вес, кг	15
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	44 x 589 x 650

4.10 АРМ Начальника смены

4.10.1 АРМ начальника смены представляет собой промышленный IBM PC совместимый компьютер с установленным на нём системным, прикладным и сервисным программным обеспечением.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						Лист 53
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	033-25.И-101-ППО					

4.10.2 В состав АРМ начальника смены входят: системный блок, монитор, клавиатура, манипулятор «мышь», звуковые колонки, сетевой фильтр, источник бесперебойного питания.

4.10.3 Основные технические характеристики системного блока приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Технические характеристики системного блока

Наименование характеристики	Значение
Тип процессора	Intel® Core™ i5-3470
Частота процессора, ГГц	3,2
Кэш-память, Мб	6
Количество процессоров, шт.	1
Количество ядер процессора	4
Чипсет	Intel® Q75 Express
Форм-фактор	Microtower
Тип оперативной памяти	DDR3 SDRAM
Поддерживаемый тип оперативной памяти, МГц	DDR3 SDRAM 1066 МГц
Объем оперативной памяти, Гб	4
Слоты для памяти, шт.	4 слота DIMM
Оптические приводы	SATA SuperMulti DVD writer
Объем памяти жесткого диска, Гб	500
Скорость вращения жесткого диска, об/мин	7200
Встроенная графическая карта	Intel HD 2500
Порты ввода-вывода	4 порта USB 3.0 6 портов USB 2.0 2 разъема PS/2 1 разъем VGA 1 разъем DisplayPort 1 последовательный порт 1 аудиовход 1 аудиовыход 1 разъем RJ-45 1 разъем для наушников 1 разъем для микрофона.
Слоты расширения	1 полноразмерный слот PCI 2 полноразмерных слота PCIe x1 1 полноразмерный слот PCIe x16

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

033-25.И-101-ППО

Лист

54

Наименование характеристики	Значение
Сетевой интерфейс	Intel 82579LM Gigabit
Блок питания	320 Вт (PFC)
Прочие устройства в комплекте	Стандартная клавиатура HP PS/2
Гарантия, лет	3
Диапазон рабочих температур, °C	от +10 до +35
Относительная влажность воздуха, %	10 - 90
Вес, кг	9,3
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	177 x 431 x 377

4.10.4 Основные технические характеристики монитора приведены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Технические характеристики монитора

Наименование характеристики	Значение
Диагональ дисплея	24"
Разрешение экрана	1920 x 1080
Яркость (обычная) дисплея, кд/м²	250
Контрастность дисплея	3000:1
Время отклика, мс	8
Угол обзора дисплея (Г/В), °	178/178
Входной сигнал	DVI x2, DisplayPort, VGA (D-Sub)
Максимальная потребляемая мощность, Вт	36
Потребляемая мощность в режиме ожидания, Вт	0,4
Напряжение питания переменного тока, В	100 – 240
Вес без упаковки, кг	5,4
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	568 x 418 x 225 (с подставкой)

4.11 АРМ телемеханика

4.11.1 АРМ телемеханика представляет собой промышленный IBM PC совместимый компьютер с установленным на нём системным, прикладным и сервисным программным обеспечением.

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

033-25.И-101-ППО

Лист

55

4.11.2 В состав АРМ телемеханика входят: системный блок, монитор, клавиатура, манипулятор «мышь», звуковые колонки, сетевой фильтр, источник бесперебойного питания, принтер, сканер.

4.11.3 Основные технические характеристики системного блока приведены в таблице 4.15 (см. п. 4.12 «АРМ Начальника смены»).

4.11.4 Основные технические характеристики монитора приведены в таблице 4.16 (см. п. 4.12 «АРМ Начальника смены»).

4.12 АРМ инженера СОТИ АССО

4.12.1 Для обслуживания СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» проектом предусмотрен переносной инженерный пульт, представляющий собой переносной промышленный IBM PC совместимый компьютер (ноутбук) с установленным на нём системным, прикладным и сервисным программным обеспечением.

4.12.2 Основные технические характеристики ноутбука приведены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Технические характеристики ноутбука

Наименование характеристики	Значение
Процессор:	
- тип	Intel Core i5 3317U
- частота, ГГц	1,7
- количество ядер процессора	2
- объем кэша L3, Мб	3
Оперативная память	4096 Мб DDR3 1600 МГц
Дисплей	13.3 дюймов, 1366x768, широкоформатный
Графический чипсет	AMD Radeon™ HD 7550M Graphics
Оптический привод	DVD-RW, сменный
Жесткий диск	500 Гб Serial ATA
Связь:	
- LAN/Modem	10BASE-T/100BASE-TX/1000BASE-T
- беспроводная связь	Wi-Fi 802.11b/g/n; Bluetooth® 4.0

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

033-25.И-101-ППО

Лист

56

Наименование характеристики	Значение
	<ul style="list-style-type: none"> - бэкап и восстановление конфигурационных файлов; - для копирования ключей безопасности; - блокирования / разблокирования клавиш управления на лицевой панели
Встроенный компьютер	i386 compatible 266Mhz CPU, 64 MB RAM, CF-Card drive
Операционная система	Linux with nano kernel (incl. PPSkit)
Используемые сетевые протоколы OSI Layer 4 (transport layer)	TCP, UDP
Используемые сетевые протоколы OSI Layer 7 (application layer)	TELNET, FTP, SSH (incl. SFTP, SCP), HTTP, HTTPS, SYSLOG, SNMP
Internet Protocol (IP)	IP v4, IP v6
Поддержка автоконфигурации сетевых установок	IPv4: Dynamic Host Configuration Protocol - DHCP (RFC 2131) IPv6: Autoconfiguration Networking - AUTOCONF
Network Time Protocol (NTP)	NTP v2 (RFC 1119), NTP v3 (RFC 1305), NTP v4 (no RFC), SNTP v3 (RFC 1769), SNTP v4 (RFC 2030), MD5
Электропитание, В	~100-240
Потребляемая мощность, Вт	20
Габаритные размеры (В x Ш x Г), мм	45 x 335 x 240
Диапазон рабочих температур, °С	от +5 до +50
Относительная влажность воздуха, %	до 85

4.13.3 Технические характеристики антенны ГЛОНАСС/GPS приведены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Основные технические характеристики антенны ГЛОНАСС/GPS

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, МГц	1590 ± 30
Коэффициент усиления, дБ	40 ± 4 @ GPS L1 GALILEO E1 38 ± 4 @ ГЛОНАСС L1
Импеданс, Ом	50
КСВН	<2.0:1
Тип поляризации	RHCP
Выходной импеданс, Ом	50

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

Наименование характеристики	Значение
Ток потребления, мА	≤40
Класс защиты от внешних воздействий	IP67
Электропитание, В	3,3-9
Грозозащита	90 В, 20 кА
Типы ВЧ разъемов	N (female)
Габаритные размеры, мм	184x81
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +85

4.13.4 Устройство записи телефонных переговоров

предусматривает следующие характеристики, приведённые в таблице 4.18

Таблица 4.18 – Основные технические характеристики устройства записи телефонных переговоров

Наименование характеристики	Значение
Корпус	Индустриальный (2U, 220V)
	размер: мм 92 (2U)
	глубина 449 мм
Количество PCI слотов	2
Материнская плата	Intel (интегрированные видео, звук, сеть)
Процессор	CPU Intel Celeron
Оперативная память	RAM DDR3 2Gb
Накопитель / жёсткий диск	HDD 500Gb
Операционная система	Win 7 Pro Rus
Количество регистрируемых потоков E1	Не менее 2
Способ размещения	В 19" стойку
Напряжение питания	220 В

4.13.5 Для организации диспетчерских переговоров используется IP

АТС с характеристиками, приведёнными в таблице 4.19

Таблица 4.19 – Основные технические характеристики IP АТС

Наименование характеристики	Значение
Блок питания, встроенный (да/нет)	да
Количество разъемов для LAN (RJ45)	2
Сетевой контроллер (Мбит/с)	1x100Мбит/с

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

033-25.И-101-ППО

Лист

59

Оперативная память, Мб	64
ПЗУ, Гб (Мб)	128
Возможность установки ускорителей, да/нет	да
Количество посадочных мест для мезонинов*	10
Количество аналоговых линий (FXS) для подключения телефона	40
Максимальное количество аналоговых линий (FXO или FXOM) для подключения городских линий	40
Количество потоков E1	Не менее 2
Количество абонентов на встроенном в IP-ATC SIP проху сервере	до 256, зависит от лицензий
Количество проводных каналов ТЧ с сигнализацией 2VF (АДАСЭ)	Не менее 2
Количество одновременных соединений по протоколу SIP (не считая соединений между абонентами встроенного SIP-проху сервера)*	60
Возможность организации диспетчерской связи.	да
Предоставление приоритетов абонентам АТС	да
Способ размещения	В 19" стойку
Напряжение питания	220 В

4.13.6 Для организации временных резервных каналов внутрисистемной связи используются сотовые модемы с характеристиками, приведёнными в таблице 4.20

Таблица 4.20 – Основные технические характеристики сотового модема

Наименование характеристики	Значение
Режимы работы	SMS-тоннель Ethernet - в - GPRS (передача по IP-сетям) Serial - в - GPRS (передача по IP-сетям)
Стандарты	GSM/GPRS
Диапазон	850/900/1800/1900 МГц
Скорость передачи данных GPRS:	85.6 Кбит/с DL, 43 Кбит/с UL
Мощность передатчика	1 Вт GSM 1800/1900, 2 Вт EGSM850/900
Количество портов Ethernet	1x 10/100 Мбит/с, разъем RJ45, Auto MDI/MDIX
Количество портов RS-232	RS-232 (разъем DB9 "папа")

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>033-25.И-101-ППО</div>	Лист
						60
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Наименование характеристики	Значение
Поддержка сетевых протоколов	ARP, DDNS, DHCP/BOOTP, DNS Relay, HTTP, HTTPS, ICMP, SMTP, SNMP, SSH, SSL, TCP/IP, Telnet, UDP
Роутер	NAT, переадресация портов
Напряжение питания	12 ~ 48 В
Способ монтажа	На DIN-рейку
Наличие антенны	да
Диапазон частот антенны	850/900/1800/1900/2100 МГц
Тип антенны	всенаправленная
Длина кабеля антенны	Не менее 2,5 м

4.13.7 Для организации передачи телеинформации и голосовой связи в направлении Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ используется мультимплексорное оборудование.

Таблица 4.21 – Основные технические характеристики мультиплексоров

Наименование характеристики	Значение
Корпус	Для монтажа в стойку 19"
Модульная структура с возможностью установки дополнительных модулей	да
Блок питания	60В постоянного тока (2 шт. взаиморезервируемых)
Количество потоков Е1 («медный»)	Не менее 2
Блок тональной частоты (ТЧ)	1 шт. (в соответствии со структурной схемой, Приложение Б)
Блок коммутатора локальной сети	1 шт. (в соответствии со структурной схемой, Приложение Б)
Блок сетевого интерфейса LAN	1 шт. (в соответствии со структурной схемой, Приложение Б)
Блок линейного тракта оптоэлектронный (Е1 «оптический»)	1 шт. (в соответствии со структурной схемой, Приложение Б)

4.14 Размещение комплекса технических средств

4.14.1 Проектом предусматривается размещение комплекса технических средств на площадях АО «ГНЦ НИИАР» с учетом выполнения требований техники безопасности и соблюдения условий эксплуатации

Подп. и дата

Инв.№ дубл.

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Модульная структура с возможностью установки дополнительных модулей		да		
Блок питания		60В постоянного тока (2 шт. взаиморезервируемых)		
Количество потоков E1 («медный»)		Не менее 2		
Блок тональной частоты (ТЧ)		1 шт. (в соответствии со структурной схемой, Приложение Б)		
Блок коммутатора локальной сети		1 шт. (в соответствии со структурной схемой, Приложение Б)		
Блок сетевого интерфейса LAN		1 шт. (в соответствии со структурной схемой, Приложение Б)		
Блок линейного тракта оптоэлектронный (E1 «оптический»)		1 шт. (в соответствии со структурной схемой, Приложение Б)		

4.14 Размещение комплекса технических средств

4.14.1 Проектом предусматривается размещение комплекса технических средств на площадях АО «ГНЦ НИИАР» с учетом выполнения требований техники безопасности и соблюдения условий эксплуатации

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

033-25.И-101-ППО

Лист
61

технических средств. Планы расположения оборудования приведены в приложении Е.

4.14.2 Размещение оборудования предусматривается следующим образом:

- МЦИП на ПС 220/110/6 кВ 1М – в отдельном шкафу совместно с каналообразующей аппаратурой;
- МЦИП на ПС 110/6 кВ 2М – в отдельном шкафу совместно с каналообразующей аппаратурой;
- МЦИП на ПС 110/6 кВ 3М – в отдельном шкафу совместно с каналообразующей аппаратурой;
- МЦИП на ТЭЦ – в отдельном шкафу совместно с каналообразующей аппаратурой;
- Каналы передачи данных между серверной и ТЭЦ использовать существующие (оптическая линия, многомодовая). Канал связи между ПС 220/110/6 кВ 1М использовать существующий (по существующей ЛВС АО «ГНЦ НИИАР»),. Передача данных от ПС 110/6 кВ 2М, ПС 110/6 кВ 3М, ПС 110/6 кВ 3М/1 будет осуществляться через коммуникационное НКУ ПС 220/110/6 кВ 1М. Для организации канала связи между подстанциями будет проложена новая оптическая линия по опорам ВЛ 110 кВ МГ-1;
- Для организации временного резервного канала связи будут использоваться сотовые терминалы стандарта GSM;
- Телефоны внутренней диспетчерской связи и обще станционные – на столах оперативного персонала на ПС 220/110/6 кВ 1М, ПС 110/6 кВ 2М, ПС 110/6 кВ 3М, ТЭЦ и ГЩУ;
- Телефоны диспетчерской связи с РДУ (основной и резервный) – на столе диспетчера на ГЩУ зд. №324;
- Цифровая АТС с регистратором переговоров диспетчеров и серверное НКУ АСТУЭ – в серверной зд. №324;
- Сервера ТМ, РАС совместно с каналообразующей аппаратурой – в серверной зд. 102;
- АРМ начальника смены – на ГЩУ зд. 324;
- АРМ телемеханика – на ГЩУ зд. 324;
- АРМ инженера СОТИ АССО – на ГЩУ зд. 324.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">033-25.И-101-ППО</div>	Лист	
							62
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

- фиксация и контроль целостности исполняемых файлов и библиотек инсталлированных программных продуктов методом контрольного суммирования по Уровню 3 (ГОСТ 28147-89) с использованием сертифицированного программного средства "ФИКС библиотека 1.0", Сертификат ФСТЭК России № 677;
- контроль и настройка политик безопасности (на основании сертифицированных конфигураций) и выборочных (установка отдельных значений) параметров безопасности;
- формирование отчета о соответствии текущей конфигурации параметров безопасности выбранной сертифицированной конфигурации;
- создание произвольных пользовательских конфигураций параметров безопасности с возможностью наследования значений от сертифицированных конфигураций или текущего состояния системы;
- экспорт конфигураций параметров безопасности для обеспечения единых параметров настройки безопасности для группы ПЭВМ.

5.3 ОС «Microsoft Windows Server 2008 Standart R2 64 bit Russian»

5.3.1 ОС «Microsoft Windows Server 2008 Standart R2 64 bit Russian» - операционные системы, представляющие собой интерфейс связи между устройствами вычислительной системы и прикладными программами.

5.3.2 Основные функции, выполняемые ОС:

- связь аппаратного обеспечения с системным и прикладным ПО;
- поддержка современных стандартов обмена и хранения данных;

5.4 Прикладное программное обеспечение системы

В качестве прикладного ПО серверов ТМ и РАС применяется специализированное ПО.

Специализированное ПО является многофункциональной программной платформой сбора, обработки и отображения данных и может использоваться для построения различных автоматизированных систем: диспетчеризации, учета электроэнергии и энергоресурсов, регистрации аварийных событий, контроля качества электроэнергии, мониторинга и диагностики и др.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	033-25.И-101-ППО					Лист 64	
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В СОТИ АССО АО «ГНЦ НИИАР» Специализированное ПО выполняет следующие функции:

- сбор телемеханической информации с МЦИП;
- хранение телемеханической информации в базе данных;
- сбор и хранение информации подсистемы РАС;
- предоставление информации персоналу посредством АРМ;
- передачу телемеханической информации в филиал «СО ЕЭС» Самарское РДУ;
- диагностику работы оборудования системы.

Специализированное ПО устанавливается на серверах ТМ и РАС и предполагает работу в режиме «горячего» резерва.

Функционально специализированное ПО состоит из 2-х частей:

1. web-приложение;
2. «ядро» системы.

Web-приложение выполняет функции предоставления данных пользователю и инструменты конфигурирования системы. Предоставление информации пользователям осуществляется через web-браузер.

5.4.1 «Ядро» системы составляет набор приложений, выполняющих запуск всех компонентов специализированного ПО, сбор, передачу, обработку и хранения данных.

5.5 Встроенное ПО приборов и устройств, входящих в систему

5.5.1 МЦИП модули дискретных сигналов, конверторы, серверы, цифровые регистраторы аварийных событий, IP – АТС, регистратор оперативных переговоров, коммуникационное оборудование поставляются со встроенным ПО, выполняющим следующие функции:

- управление и настройка аппаратных средств устройства;
- выполнение и контроль системных и технологических задач,
- организация поддержки протоколов и интерфейсов для стыковки с другими устройствами;
- организация графического интерфейса пользователя и средств доступа к нему.

5.5.2 Помимо специализированного ПО для выполнения возложенных на оборудование функций, в модулях дискретных сигналов, шлюзах, сервере точного времени, цифровых регистраторах аварийных событий, регистраторах оперативных переговоров присутствует встроенная операционная система.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	033-25.И-101-ППО					Лист 65
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

5.6 Программное обеспечение подсистемы РАС существующих регистраторов производства «Бреслер»

5.6.1 Специализированное ПО подсистемы РАС обеспечивает выполнение требуемых функций подсистемы.

5.6.2 Для просмотра файлов осциллограмм с ЦРАС по локальной сети используются специализированное ПО.

5.6.3 ПО позволяет:

- просматривать несколько аналоговых и/или дискретных графиков одновременно в различных масштабах в одном или нескольких окнах;
- выводить на одну ось любое количество сигналов;
- совмещать в одном окне данные, записанные разными приборами;
- просматривать действующие и мгновенные значения сигналов и их симметричных составляющих;
- с точностью до микросекунд оценивать временные интервалы между событиями;
- рассчитывать симметричные составляющие, строить спектры, векторные диаграммы и линейные комбинации;
- работать с данными в международном формате COMTRADE (в том числе экспортировать данные в COMTRADE из внутреннего формата);
- осуществлять интерактивный вызов процедуры определения места повреждения линии (ОМП), которая позволяет вычислять место повреждения, изменяя параметры линий, задавать повреждённую линию или автоматически находить её, задавать установившийся режим или автоматически вычислять его, экспортировать параметры линий в текстовый файл и т.д.;
- настраивать все элементы пользовательского интерфейса в соответствии с предпочтениями и задачами каждого конкретного пользователя.

5.6.4 Для организации доступа к регистратору РАС по локальной сети используются программа считывания файлов с регистратора.

5.6.5 В ПО считывания данных реализованы функции:

- доступ к выбранному регистратору;
- изменение режимов работы регистратора;
- установка времени регистратора;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	033-25.И-101-ППО	Лист	
											66	

- проведение тестов оборудования;
- инициация записи данных;
- вывод информации о заведенных на регистратор сигналах;
- доступ к файлам регистратора;
- прием файлов пусков.

5.6.6 Для считывания файлов осциллограмм с терминалов РЗА применяется ПО «EKRASMS» и ПО «Бреслер МКРА».

Комплекс программ EKRASMS, предназначенный для взаимодействия по последовательному каналу связи с терминалами ЭКРА, предоставляет пользователям следующие возможности:

- просмотр текущих величин аналоговых сигналов;
- отображение векторных диаграмм;
- просмотр состояний дискретных сигналов;
- просмотр и изменение уставок и параметров терминалов;
- сохранение во внешних файлах всех параметров терминалов и, при необходимости, восстановление параметров;
- чтение и сохранение аварийных осциллограмм и в ручном, и в автоматическом режиме;
- удаление аварийных осциллограмм из памяти терминалов в ручном режиме;
- синхронизация времени всех объединенных в сеть терминалов с точностью 1 мс;
- чтение зарегистрированных терминалами событий и сохранение этих событий во
- внешней базе данных;
- защита терминалов от несанкционированного доступа;
- замена внутреннего программного обеспечения терминалов БЭ2704 и БЭ2502.
- Лежащая в основе комплекса программ архитектура «клиент-сервер» позволяет обеспечивать доступ к внутренним базам данных терминалов с любого компьютера локальной сети предприятия. Более того, доступ к терминалам обеспечивается и при удаленном входе в локальную сеть предприятия. Обмен информацией между приложениями комплекса осуществляется по протоколу TCP.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>033-25.И-101-ППО</div>	Лист
						67
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

5.6.7 Программа «Бреслер МикРА» предназначена для организации автоматизированных рабочих мест персонала службы релейной защиты. Позволяет производить мониторинг, анализ причин аварий, просмотр и редактирование параметров и уставок микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики, установленных на энергообъекте. Работа с файлами осциллограмм включает в себя выполнение следующих функций:

- считывание (ручное и автоматическое) осциллограмм напрямую с устройстве;
- ручной пуск осциллографа;
- удаление файлов осциллограмм с устройств;
- автоматический вызов программы просмотра и анализа осциллограмм;
- ведения архива осциллограмм.

5.7 Программное обеспечение регистратора оперативных переговоров диспетчеров

5.7.1 Организуемая в соответствии с проектом система записи переговоров диспетчеров обладает следующими основными функциональными особенностями:

- невмешательство в работу прослушиваемых линий связи;
- обеспечение документальности фонограмм за счет регистрации только фактической информации, передаваемой по линиям связи, без внесения каких-либо изменений;
- автоматическая запись всех атрибутов сеанса связи (время начала, конца, длительность, направление связи, набранный номер и ответ АОН, тип канала, комментарии и пр.) совместно с фонограммой;
- поддержка параллельного и последовательного подключения к линиям связи;
- возможность одновременной записи по всем каналам регистрации;
- независимая программная настройка режима работы и всех параметров каждого канала регистрации, осуществляемая в горячем режиме без прерывания записи;
- многоуровневое разграничение прав доступа к мониторингу, просмотру записей и настройкам системы, ведение журнала действий оператора;
- гибкая расширяемость системы, при этом добавление новых каналов регистрации не влияет на существующие.

Инв. № подл.	Подп. и дата						033-25.И-101-ППО	Лист		
	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.		Подп.	Дата	68
	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

GPS	Глобальная система позиционирования
АРМ	Автоматизированное рабочее место
ГЛОНАСС	Глобальная Навигационная Спутниковая Система
ЗИП	Запасные инструменты и принадлежности
ИБП	Источник бесперебойного питания
ИКН	Изделием конкретного назначения
ЛВС	Локально-вычислительная сеть
МП РЗА	Микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики
МЦИП	Многофункциональный цифровой измерительный прибор
ОИК	Оперативно-информационный комплекс
ОС	Операционная система
ПК	Программный комплекс
ПН	Показатель надежности
ПО	Программное обеспечение
РАС	Регистрация аварийных событий
СОЕВ	Система обеспечения единого времени
СОТИ АССО	Система обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора
ССТИ	Подсистема сбора телемеханической информации
СУБД	Система управления базами данных
ТЗ	Технического задания
ТМ	Телемеханика
УСД	Устройство сбора данных
ЦРАС	Цифровой регистратор аварийных событий

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<h1 style="margin: 0;">033-25.И-101-ППО</h1>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

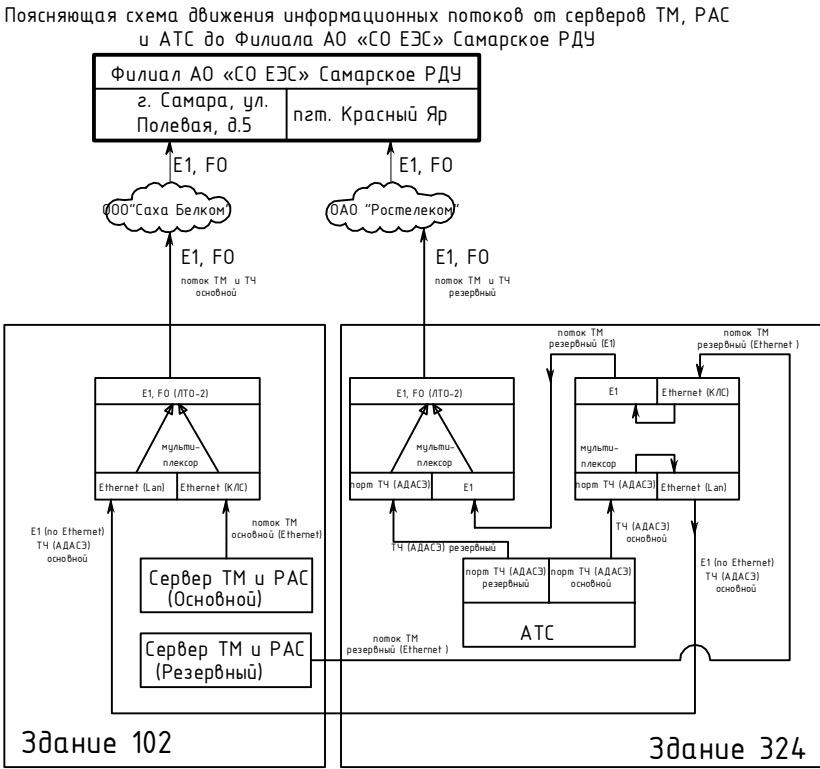
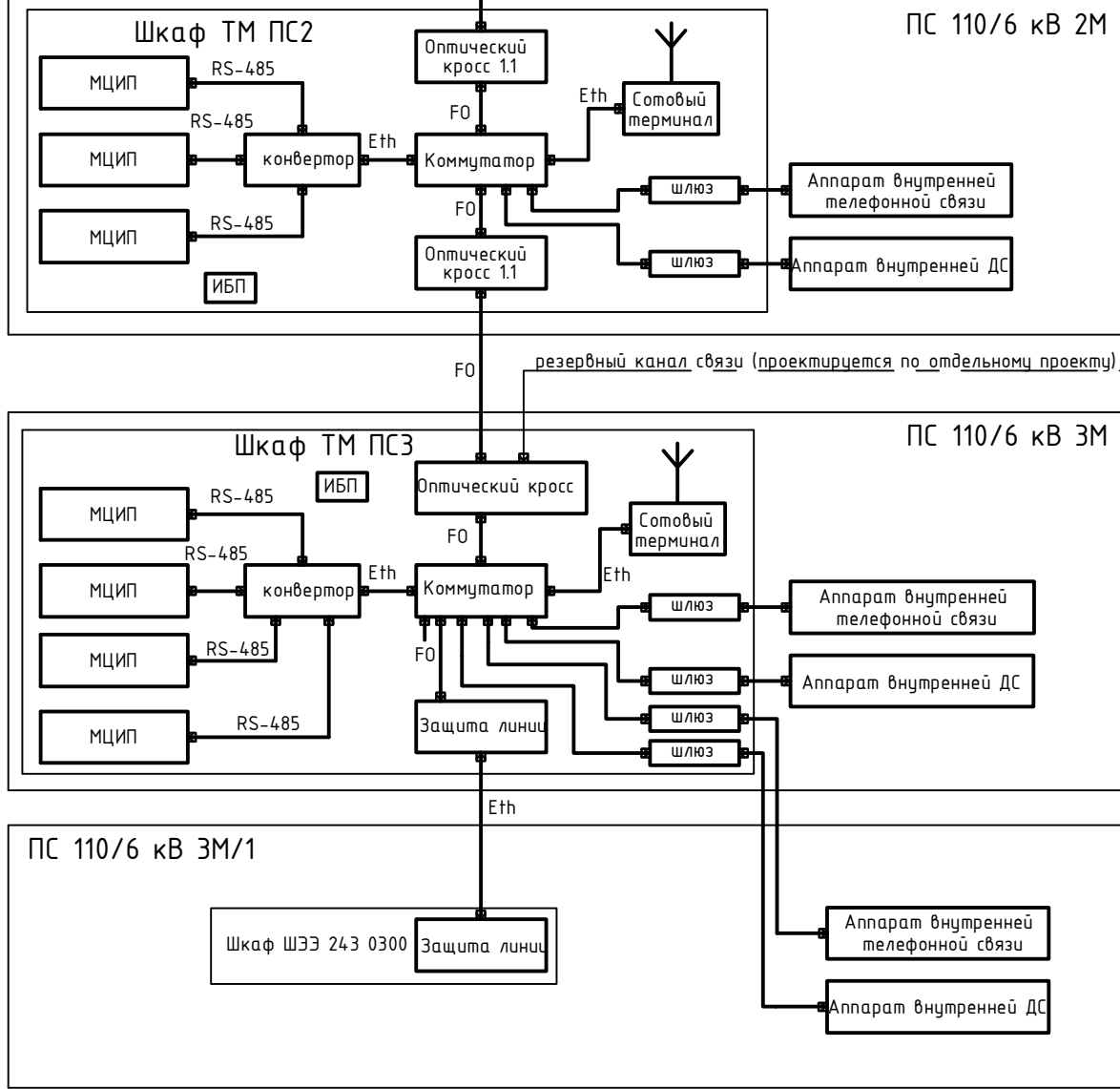
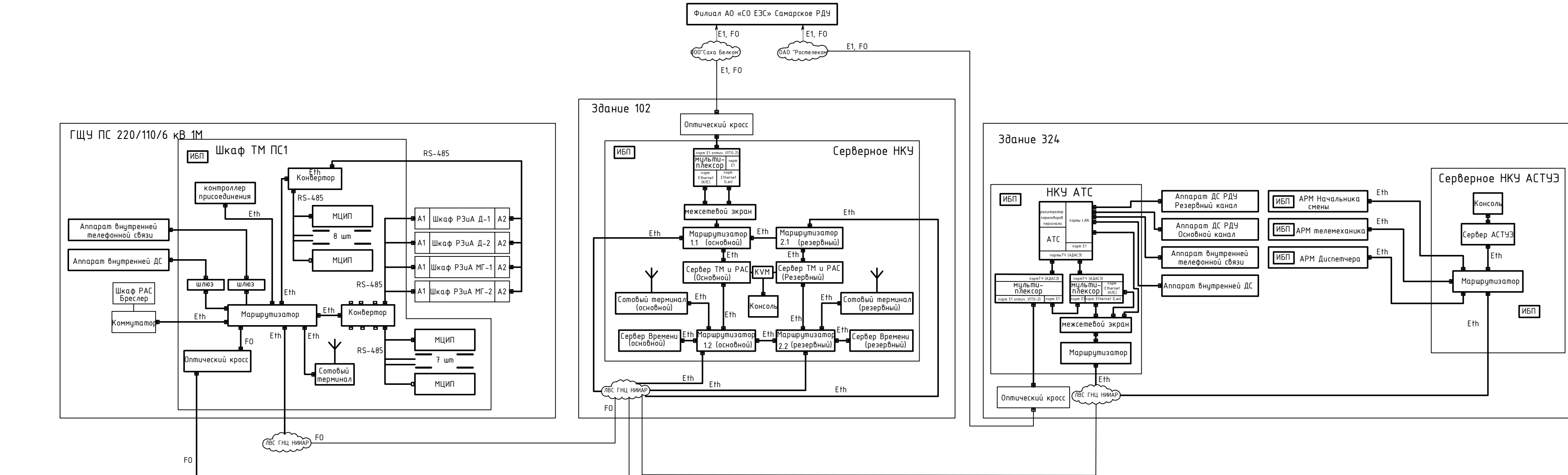
Приложение А.

Схема электроснабжения объектов АО «ГНЦ НИИАР»

Приложение Б.

Структурная схема комплекса технических средств

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



1. Сотовые терминалы используются в качестве резервного канала связи (временное решение) внутри системы СОТИ АССО до ввода в эксплуатацию канала связи между ПС 110/6 кВ ЗМ до ТЭЦ.
2. Канал связи между ПС 110/6 кВ ЗМ и ТЭЦ планируется реализовать в рамках титула по строительству экспериментального реактора МБИР. В рамках титула планируется провести расширение СОТИ АССО

— существующее оборудование
— вновь монтируемое оборудование

						033-25.И-101-ИОС1.3						
						Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР- ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ						
Изм.	Колуч	Лист	Рек	Поп.	Дата	Отчет о предпроектном обследовании и основные технические решения	Статия	Лист	Листов			
Разработал	Евтушенко	8	06				Р	93				
Проверил	Голубев											
Нач. отд.	Громико											
Н. контр.	Черниговская											
Утв. ГИП	Устюгов					Структурная схема Приложение Б	ООО "ИНТЕРКОН" г. Десногорск 2017 г.					
						Формат А2						

Приложение В.

Перечень сигналов ТМ, ТС и РАС

Перечень аналоговых сигналов ТМ ПС 220/110/6 кВ 1М

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 110 кВ Димитровградская-1	I_a	Да	
		I_b	Да	
		I_c	Да	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
2.	ВЛ 110 кВ Димитровградская -2	I_a	Да	
		I_b	Да	
		I_c	Да	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
3.	ВЛ 110 кВ Мелекес – Городская -1	I_a	Да	
		I_b	Да	
		I_c	Да	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
4.	ВЛ 110 кВ Мелекес – Городская -2	I_a	Да	
		I_b	Да	
		I_c	Да	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
5.	ШСВ 110 кВ	I_a	Да	
		I_b	Да	
		I_c	Да	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
6.	ОВ 110 кВ	I_a	Да	
		I_b	Да	
		I_c	Да	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
7.	Т-1 110 кВ	I_a	Нет	
		I_b	Да	
		I_c	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4	5
8.	Т-2 110 кВ	I_a	Нет	
		I_b	Да	
		I_c	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
9.	АТ-1 сторона 110 кВ	I_a	Нет	
		I_b	Да	
		I_c	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
10.	ТН 1 сш 110кВ	U_a	Нет	
		U_b	Нет	
		U_c	Нет	
		U_{ab}	Да	
		U_{bc}	Да	
		U_{ca}	Да	
		F	Да	
11.	ТН 2 сш 110кВ	U_a	Нет	
		U_b	Нет	
		U_c	Нет	
		U_{ab}	Да	
		U_{bc}	Да	
		U_{ca}	Да	
		F	Да	
12.	ТН ОСШ 110кВ	U_a	Нет	ТН ОСШ 110 кВ будет установлен в 2017 – 2018 годах
		U_b	Нет	
		U_c	Нет	
		U_{ab}	Да	
		U_{bc}	Да	
		U_{ca}	Да	
		F	Да	

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4	5
13.	Блок-1 (ТГ-101 6 кВ)	I_a	Нет	
		I_b	Да	
		I_c	Нет	
		U_{ab}	Да	
		U_{bc}	Нет	
		U_{ac}	Нет	
		F	Да	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
14.	Блок-2 (ТГ-160 6 кВ)	I_a	Нет	
		I_b	Да	
		I_c	Нет	
		U_{ab}	Да	
		U_{bc}	Нет	
		U_{ac}	Нет	
		F	Да	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
15.	АТ-1 сторона 220 кВ*	I_a	Да**	После проведения замены оборудования ОРУ 220 кВ
		I_b	Да	
		I_c	Да**	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
16.	АТ-1 сторона 35 кВ*	I_a	Нет	ОРУ 35 кВ - не действующее, в случае реконструкции будет реализован
		I_b	Да	
		I_c	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
17.	ТСН-1*	$P_{\text{сумм}}$	Да	не введено в работу
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
18.	ТСН-2*	$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	

* - передача сигналов ТИ будет организована после реконструкции электроустановки по титулу: «Строительство ИЯУ МБИР» до 2025г., после ввода в работу

** - Учитывая нормальную схему электрических соединений ПС 220/110/6 кВ 1М, требование по передаче I_a , I_c по стороне 220 кВ относится к ВЛ 220 кВ Черемшанская – 1М

Перечень дискретных сигналов ТС ПС 220/110/6 кВ 1М

№ п/п	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4
1.	ЛР-220-АТ-1	Да	
2.	ЗН-ЛР-ЧМ-220	Да	
3.	ЗН-ЛР-АТ-1	Да	
4.	ВВ-АТ-1	Да	
5.	ЛР-АТ-1	Да	
6.	ЗН-ЛР-АТ-1	Да	
7.	ЗН-ЛР-ВВ-АТ-1	Да	
8.	ОР-АТ-1	Да	
9.	ШР-1 ВВ-АТ-1	Да	
10.	ЗН-ШР-1 ВВ-АТ-1	Да	
11.	ШР-2 ВВ-АТ-1	Да	
12.	ВЭ-Д-1	Да	
13.	ЛР-Д-1	Да	
14.	ЗН-ЛР-Д-1	Да	
15.	ЗН-ЛР-ВЭ-Д-1	Да	
16.	ОР-Д-1	Да	
17.	ШР-1 ВЭ-Д-1	Да	
18.	ЗН-ШР-1 ВЭ-Д-1	Да	
19.	ШР-2 ВЭ-Д-1	Да	
20.	ВЭ-Д-2	Да	
21.	ЛР-Д-2	Да	
22.	ЗН-ЛР-Д-2	Да	
23.	ЗН-ЛР-ВЭ-Д-2	Да	
24.	ОР-Д-2	Да	
25.	ШР-1 ВЭ-Д-2	Да	
26.	ЗН-ШР-1 ВЭ-Д-2	Да	
27.	ШР-2 ВЭ-Д-2	Да	
28.	ВВ-МГ-1	Да	
29.	ЛР-МГ-1	Да	
30.	ЗН-ЛР-МГ-1	Да	
31.	ЗН-ЛР-ВВ-МГ-1	Да	
32.	ОР-МГ-1	Да	
33.	ШР-1 ВВ-МГ-1	Да	
34.	ЗН-ШР-1 ВВ-МГ-1	Да	
35.	ШР-2 ВВ-МГ-1	Да	
36.	ВВ-МГ-2	Да	
37.	ЛР-МГ-2	Да	
38.	ЗН-ЛР-МГ-2	Да	
39.	ЗН-ЛР-ВВ-МГ-2	Да	
40.	ОР-МГ-2	Да	
41.	ШР-1 ВВ-МГ-2	Да	
42.	ЗН-ШР-1 ВВ-МГ-2	Да	

№ п/п	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4
43.	ШР-2 ВВ-МГ-2	Да	
44.	ШСВ	Да	
45.	ШР-1 ШСВ	Да	
46.	ЗН-ШР-1 ШСВ	Да	
47.	ШР-2 ШСВ	Да	
48.	ЗН-ШР-2 ШСВ	Да	
49.	ОВ	Да	
50.	ОР-ОВ	Да	
51.	ЗН-ОР-ОСШ	Да	
52.	ЗН-ОР-ОВ	Да	
53.	ШР-1 ОВ	Да	
54.	ЗН-ШР-1 ОВ	Да	
55.	ШР-2 ОВ	Да	
56.	ВВ-Т-1	Да	
57.	ЛР-Т-1	Да	
58.	ЗН-ЛР-Т-1	Да	
59.	ЗН-ЛР-ВВ-Т-1	Да	
60.	ШР-1 ВВ-Т-1	Да	
61.	ЗН-ШР-1 ВВ-Т-1	Да	
62.	ШР-2 ВВ-Т-1	Да	
63.	ОР-Т-1	Да	
64.	ВВ-Т-2	Да	
65.	ЛР-Т-2	Да	
66.	ЗН-ЛР-Т-2	Да	
67.	ЗН-ЛР-ВВ-Т-2	Да	
68.	ШР-1 ВВ-Т-2	Да	
69.	ЗН-ШР-1 ВВ-Т-2	Да	
70.	ШР-2 ВВ-Т-2	Да	
71.	ОР-Т-2	Да	
72.	МШР	Да	
73.	2В	Да	
74.	РГ-6	Да	
75.	МВ-ТГ-2	Да	
76.	ЛР-ТГ-2	Да	
77.	ШР-ТГ-2	Да	
78.	ШР-ТН-1	Да	
79.	ЗН-ШР-ТН-1	Да	
80.	ЗН-ШР-ТН-1-ИСШ	Да	
81.	ШР-ТН-2	Да	
82.	ЗН-ШР-ТН-2	Да	
83.	ЗН-ШР-ТН-2-ПСШ	Да	
84.	ШР-ТН-ОСШ	Да	

№ п/п	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4
85.	ЗН-ТН-ОСШ	Да	ЗН-ТН-ОСШ кВ будет установлен в 2017 – 2018 годах

Перечень аналоговых сигналов РАС ПС 220/110/6 кВ 1М

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Тип существующего регистратора	Примечание
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 110 кВ Д-1	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		I_b		
		I_c		
		$3I_0$		
2.	ВЛ 110 кВ Д-2	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		I_b		
		I_c		
		$3I_0$		
3.	ВЛ 110 кВ МГ-1	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		I_b		
		I_c		
		$3I_0$		
4.	ВЛ 110 кВ МГ-2	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		I_b		
		I_c		
		$3I_0$		
5.	АТ-1 110 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		I_b		
		I_c		
		$3I_0$		
6.	ШСВ 110 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		I_b		
		I_c		
		$3I_0$		
7.	ОВ 110 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		I_b		
		I_c		
		$3I_0$		
8.	Т-1 110 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		I_b		
		I_c		
		$3I_0$		
9.	Т-2 110 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		I_b		
		I_c		
		$3I_0$		
10.	ТН 1 сш 110 кВ	U_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		U_b		
		U_c		
		N		
		$3U_0''$		

		$3U_0$		
11.	ТН 2 сш 110 кВ	U_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		U_b		
		U_c		
		N		
		$3U_0''$		
		$3U_0$		
12.	ВВ 6 кВ №1 Т-1	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311	
		I_c		
13.	ВВ 6 кВ №2 Т-2	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311	
		I_c		
14.	ТГ1 (101) 6 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311	
		I_c		
15.	ТГ2 (160) 6 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311	
		I_c		
16.	Оперативный ток =220 В	$U_{оп}$	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311	
17.	ТН 1 сш 6 кВ	U_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		U_b		
		U_c		
		N		
		$3U_0''$		
		$3U_0$		
18.	ТН 2 сш 6 кВ	U_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		U_b		
		U_c		
		N		
		$3U_0''$		
		$3U_0$		

Примечание:

Дополнительная регистрация аналоговых сигналов в РАС будет организована в соответствии с требованиями СТО 59012820.29.020.006-2015 после реконструкции электроустановки по титулу: «Строительство ИЯУ МБИР» до 2025г., после ввода в работу в следующем объеме (объем регистрируемых сигналов дополнительно должен быть согласован с филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ):

- Фазные токи и ток 3I0 ВЛ 220 кВ Черемшанская – 1М
- частота переменного тока от ТН 6 кВ, 110 кВ и 220 кВ;
- фазное напряжение от ШОН 110 и 220 кВ присоединений;
- фазные напряжение от ТН ОСШ-110 и напряжение нулевой последовательности;
- ток нейтрали АТ-1, Т1, Т2 (при наличии ТТ нейтрали);
- параметры систем возбуждения генераторов Блока 1 и Блока 2;
- напряжение между полюсами и «землей» СОПТ;
- высокочастотные сигналы приемопередатчика ДФЗ-2 ВЛ 220 кВ Черемшанская – 1М.

Перечень дискретных сигналов РАС ПС 220/110/6 кВ 1М

№ п/п	Наименование сигнала	Тип существующего регистратора	Примечание
1	2	3	4
1.	Положение выкл. МГ-1 110 кВ	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
2.	Положение выкл. МГ-2 110 кВ		
3.	Положение выкл. Д-1 110 кВ		
4.	Положение выкл. Д-2 110 кВ		
5.	Положение выкл. АТ-1 110 кВ		
6.	Положение выкл. ШСВ 110 кВ		
7.	Положение выкл. ОВ 110 кВ		
8.	Положение выкл. Т-1 110 кВ		
9.	Положение выкл. Т-1 6 кВ		
10.	Положение выкл. Т-2 110 кВ		
11.	Положение выкл. Т-2 6 кВ		
12.	Положение выкл. ТГ- 1 (101) 6 кВ		
13.	Положение выкл. ТГ- 2 (160) 6 кВ		
14.	Положение выкл. ВС-I-II 6 кВ		
15.	Положение выкл. ВСГ-1 6 кВ		
16.	Положение выкл. ВСГ-2 6 кВ		
17.	Положение выкл. В-1 6 кВ		
18.	Положение выкл. В-2 6 кВ		
19.	Пуск от РС-ФЗ ВЛ 110 кВ МГ-1	Терминал РЗиА БЭМП-ДТЗ.02*	
20.	Пуск от РС-2 ВЛ 110 кВ МГ-1		
21.	Пуск от РС-3 ВЛ 110 кВ МГ-1		
22.	Пуск от РС-4 ВЛ 110 кВ МГ-1		
23.	Пуск от РС-5 ВЛ 110 кВ МГ-1		
24.	Блокировка пуска от РС при неиспр. ЦН и выводе ДЗ		
25.	Пуск от ИО ТНЗНП-2 ВЛ 110 кВ МГ-1		
26.	Пуск от ИО ТНЗНП-3 ВЛ 110 кВ МГ-1		
27.	Пуск от ИО ТНЗНП-4 ВЛ 110 кВ МГ-1		
28.	Пуск от ИО ТНЗНП-5 ВЛ 110 кВ МГ-1		
29.	Пуск от ИО МТЗ-1 ВЛ 110 кВ МГ-1		
30.	Пуск от ИО МТЗ-2 ВЛ 110 кВ МГ-1		
31.	Пуск от ИО МТЗ-3 ВЛ 110 кВ МГ-1		
32.	Пуск от ИО МТЗ-4 ВЛ 110 кВ МГ-1		
33.	Пуск от ИО ТО ВЛ 110 кВ МГ-1		
34.	Пуск при срабатывании защит		
35.	Пуск от ИО ЗОФ ВЛ 110 кВ МГ-1		
36.	Пуск от АПВ ВЛ 110 кВ МГ-1	Терминал РЗиА БЭМП-ДТЗ.02*	
37.	Пуск от РС-ФЗ ВЛ 110 кВ МГ-2		
38.	Пуск от РС-2 ВЛ 110 кВ МГ-2		
39.	Пуск от РС-3 ВЛ 110 кВ МГ-2		
40.	Пуск от РС-4 ВЛ 110 кВ МГ-2		
41.	Пуск от РС-5 ВЛ 110 кВ МГ-2		

42.	Блокировка пуска от РС при неиспр. ЦН и выводе ДЗ		
43.	Пуск от ИО ТНЗНП-2 ВЛ 110 кВ МГ-2		
44.	Пуск от ИО ТНЗНП-3 ВЛ 110 кВ МГ-2		
45.	Пуск от ИО ТНЗНП-4 ВЛ 110 кВ МГ-2		
46.	Пуск от ИО ТНЗНП-5 ВЛ 110 кВ МГ-2		
47.	Пуск от ИО МТЗ-1 ВЛ 110 кВ МГ-2		
48.	Пуск от ИО МТЗ-2 ВЛ 110 кВ МГ-2		
49.	Пуск от ИО МТЗ-3 ВЛ 110 кВ МГ-2		
50.	Пуск от ИО МТЗ-4 ВЛ 110 кВ МГ-2		
51.	Пуск от ИО ТО ВЛ 110 кВ МГ-2		
52.	Пуск при срабатывании защит		
53.	Пуск от ИО ЗОФ ВЛ 110 кВ МГ-2		
54.	Пуск от АПВ ВЛ 110 кВ МГ-2		
55.	Пуск от РС-ФЗ ВЛ 110 кВ Д-2	Терминал РЗиА БЭМП-ДТЗ.02*	
56.	Пуск от РС-2 ВЛ 110 кВ Д-2		
57.	Пуск от РС-3 ВЛ 110 кВ Д-2		
58.	Пуск от РС-4 ВЛ 110 кВ Д-2		
59.	Пуск от РС-5 ВЛ 110 кВ Д-2		
60.	Блокировка пуска от РС при неиспр. ЦН и выводе ДЗ		
61.	Пуск от ИО ТНЗНП-2 ВЛ 110 кВ Д-2		
62.	Пуск от ИО ТНЗНП-3 ВЛ 110 кВ Д-2		
63.	Пуск от ИО ТНЗНП-4 ВЛ 110 кВ Д-2		
64.	Пуск от ИО ТНЗНП-5 ВЛ 110 кВ Д-2		
65.	Пуск от ИО МТЗ-1 ВЛ 110 кВ Д-2		
66.	Пуск от ИО МТЗ-2 ВЛ 110 кВ Д-2		
67.	Пуск от ИО МТЗ-3 ВЛ 110 кВ Д-2		
68.	Пуск от ИО МТЗ-4 ВЛ 110 кВ Д-2		
69.	Пуск от ИО ТО ВЛ 110 кВ Д-2		
70.	Пуск при срабатывании защит		
71.	Пуск от ИО ЗОФ ВЛ 110 кВ Д-2		
72.	Пуск от АПВ ВЛ 110 кВ Д-2		
73.	Пуск по ИО сопр. Z II ст. АВ ВЛ 110 кВ Д-1	Терминал РЗиА БЭ2704*	
74.	Пуск по ИО сопр. Z II ст. ВС ВЛ 110 кВ Д-1		
75.	Пуск по ИО сопр. Z II ст. СА ВЛ 110 кВ Д-1		
76.	Пуск по ПО по $3I_0$ II ст. ТНЗНП ВЛ 110 кВ Д-1		
77.	Пуск по ПО ТО АВ ВЛ 110 кВ Д-1		
78.	Пуск по ПО ТО ВС ВЛ 110 кВ Д-1		
79.	Пуск по ПО ТО СА ВЛ 110 кВ Д-1		
80.	Пуск по ПО приращ. Вектора I1 откл. ВЛ 110 кВ Д-1		

81.	Пуск по ПО приращ. Вектора I2 откл. ВЛ 110 кВ Д-1		
82.	Пуск по ТО при вкл. Выключателя СА ВЛ 110 кВ Д-1		
83.	Пуск по команде отключения выключателя ВЛ 110 кВ Д-1		
84.	Пуск по команде включения выключателя ВЛ 110 кВ Д-1		

Примечания:

- 1.* - перечень сигналов приведён для основного терминала защиты, перечень сигналов резервного терминала идентичен основному.
2. Присоединения 110 кВ АТ-1, Т-1, Т-2, ШСВ, ОВ на момент проведения предпроектного обследования цифровыми терминалами РЗА не оборудованы. Реконструкция РЗА этих присоединений предусмотрена отдельным титулом.
3. Регистрация дискретных сигналов в РАС будет организована после реконструкции электроустановки по титулу: «Строительство ИЯУ МБИР» до 2025г., после ввода в работу в следующем объёме: дополнена сигналами от устройств РЗА присоединений 110, 220 кВ в соответствии с требованиями СТО59012820.29.020.006-2015. Перечень дискретных сигналов должен быть дополнительно согласован с филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ

Перечень аналоговых сигналов ТМ ПС 110/6 кВ 2М

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Т-1 110 кВ (6 кВ)	I_a	Нет (да)	Передача сигналов ТИ по стороне 110 кВ будет организована после реконструкции электроустановки по титулу: «Строительство ИЯУ МБИР» до 2025г., после ввода в работу. В целях организации наблюдаемости электроустановки ТИ организованы по стороне 6 кВ (значения в скобках) и вместо тока ф.В, будет передан ток ф.А.
		I_b	Да (-)	
		I_c	Нет	
		U_a	Нет	
		U_b	Нет	
		U_c	Нет	
		F	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
2.	Т-2 110 кВ (6 кВ)	I_a	Нет (да)	
		I_b	Да (-)	
		I_c	Нет	
		U_a	Нет	
		U_b	Нет	
		U_c	Нет	
		F	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
3.	Т-3 110 кВ (6 кВ)	I_a	Нет (да)	
		I_b	Да (-)	
		I_c	Нет	
		U_a	Нет	
		U_b	Нет	
		U_c	Нет	
		F	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
4.	ВЛ 110 кВ МГ-1	$P_{\text{сумм}}$	Да	После проведения замены оборудования ОРУ 110 кВ
5.	ВЛ 110 кВ МГ-2	$P_{\text{сумм}}$	Да	

Перечень дискретных сигналов ТС ПС 110/6 кВ 2М

№ п/п	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4
1.	ЛР-1-110-МГ-1	Да	<p align="center">Передача сигналов ТС коммутационных аппаратов по стороне 110 кВ будет организована после реконструкции электроустановки по титулу: «Строительство ИЯУ МБИР» до 2025г., после ввода в работу. В целях организации наблюдаемости электроустановки ТС организована посредством ручного ввода сигнала.</p>
2.	ЗН-110-ЛР-1-МГ-1	Да	
3.	ЗН-110-Ис.ш.	Да	
4.	ЛР-2-110-МГ-1	Да	
5.	ЗН-110-ЛР-2-МГ-1	Да	
6.	ЗН-110-IIIс.ш.	Да	
7.	ЛР-110-МГ-2	Да	
8.	ЗН-110-ЛР-МГ-2	Да	
9.	ЗН-110-IIс.ш.	Да	
10.	КЗ-Т-1	Да	
11.	ЛР-110-Т-1	Да	
12.	ЗН-110-Т-1	Да	
13.	ЗН-110-Т-1-Ис.ш.	Да	
14.	КЗ-Т-2	Да	
15.	ОД-110-Т-2	Да	
16.	ЛР-110-Т-2	Да	
17.	КЗ-Т-3	Да	
18.	ЛР-110-Т-3	Да	
19.	ЗН-110-Т-3	Да	
20.	ЗН-110-Т-3-IIIс.ш.	Да	

Перечень аналоговых сигналов РАС ПС 110/6 кВ 2М

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Тип существующего регистратора	Примечание
1	2	3	4	5
отсутствуют				

Перечень дискретных сигналов РАС ПС 110/6 кВ 2М

№ п/п	Наименование сигнала	Тип существующего регистратора	Примечание
1	2	3	4
отсутствуют			

Перечень аналоговых сигналов ТМ ПС 110/6 кВ 3М

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 110 кВ МГ-1 (по стороне 6 кВ)	I_a	Нет	Передача сигналов ТИ по стороне 110 кВ будет организована после реконструкции электроустановки по титулу: «Строительство ИЯУ МБИР» до 2025г., после ввода в работу, до проведения реконструкции электроустановки телеметрическая информация будет передаваться по стороне 6 кВ Т-1 и Т-2
		I_b	Нет	
		I_c	Нет	
		U_a	Нет	
		U_b	Нет	
		U_c	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Нет	
2.	ВЛ 110 кВ МГ-2 (по стороне 6 кВ)	I_a	Нет	
		I_b	Нет	
		I_c	Нет	
		U_a	Нет	
		U_b	Нет	
		U_c	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Нет	
3.	ТН-1 110 кВ	U_a	Нет	
		U_b	Нет	
		U_c	Нет	
		U_{ab}	Нет	
		U_{bc}	Нет	
		U_{ca}	Нет	
		F	Нет	
4.	ТН-2 110 кВ	U_a	Нет	
		U_b	Нет	
		U_c	Нет	
		U_{ab}	Нет	
		U_{bc}	Нет	
		U_{ca}	Нет	
		F	Нет	

Перечень дискретных сигналов ТС ПС 110/6 кВ 3М

№ п/п	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4
1.	ЛР-110-МГ-1	Да	
2.	ЗН-110-ЛР-МГ-1	Да	
3.	ЗН-110-ІСШ	Да	
4.	ЛР-110-МГ-2	Да	
5.	ЗН-110-ЛР-МГ-2	Да	
6.	ЗН-110-ІСШ	Да	
7.	МВ-110-Т-1	Да	
8.	ЛР-110-Т-1	Да	
9.	ЗН-110-Т-1	Да	
10.	МВ-110-Т-2	Да	
11.	ЛР-110-Т-2	Да	
12.	ЗН-110-Т-2	Да	
13.	СР-1-110	Да	
14.	ЗН-1-110-СР-1	Да	
15.	ЗН-2-110-СР-1	Да	
16.	СР-2-110	Да	
17.	ЗН-1-110-СР-2	Да	
18.	ЗН-2-110-СР-2	Да	

Перечень аналоговых сигналов РАС ПС 110/6 кВ 3М

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Тип существующего регистратора	Примечание
1	2	3	4	5
отсутствуют				

Перечень дискретных сигналов РАС ПС 110/6 кВ 3М

№ п/п	Наименование сигнала	Тип существующего регистратора	Примечание
1	2	3	4
отсутствуют			

Перечень аналоговых сигналов ТМ ПС 110/6 кВ 3М/1

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Т-1 110 кВ	I_a	Нет	
		I_b	Нет	
		I_c	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Нет	
2.	ВВ 6 кВ яч. 3	I_a	Нет	
		I_b	Нет	
		I_c	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Нет	
		$Q_{\text{сумм}}$	Нет	
3.	Резерв яч. 4 6 кВ	I_a	Нет	
		I_b	Нет	
		I_c	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Нет	
		$Q_{\text{сумм}}$	Нет	
4.	Корпус 22 яч. 5 6 кВ	I_a	Нет	
		I_b	Нет	
		I_c	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Нет	
		$Q_{\text{сумм}}$	Нет	
5.	Корпус 9 яч. 6 6 кВ	I_a	Нет	
		I_b	Нет	
		I_c	Нет	
		$P_{\text{сумм}}$	Нет	
		$Q_{\text{сумм}}$	Нет	
6.	ТН 110 кВ	U_a	Нет	
		U_b	Нет	
		U_c	Нет	
		F	Нет	
7.	t масла Т-1 110 кВ		Нет	
8.	Темпер. воздуха на ОРУ 110		Нет	
9.	Темпер. воздуха ЗРУ 6 кВ		Нет	

Перечень дискретных сигналов ТС ПС 110/6 кВ 3М/1

№ п/п	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4
1.	ЛР- QS-T1G 110 кВ	Да	
2.	ЗН -ЛР- QS-G1 110 кВ	Да	
3.	ЗН -ЛР- QS-G2 110 кВ	Да	
4.	ВВ- Q-T1G 110 кВ	Да	
5.	ЗОН-110 T1 110 кВ	Да	
6.	ВВ Q-T1P 6 кВ	Нет	
7.	ЗН QSG-T1P 6 кВ	Нет	
8.	ВВ Q-W1P 6 кВ	Нет	
9.	ЗН QSG -W1P 6 кВ	Нет	
10.	ВВ Q-W2P 6 кВ	Нет	
11.	ЗН QSG –W2P 6 кВ	Нет	
12.	ВВ Q-W3P 6 кВ	Нет	
13.	ЗН QSG –W3P 6 кВ	Нет	
14.	ЩСН (ввод)	Нет	
15.	ЩСН (секция)	Нет	
16.	ЩСН (неиспр.)	Нет	
17.	Отп. (Ввод)	Нет	
18.	Работа РЗА 110 кВ	Нет	
19.	Работа РЗА 6 кВ	Нет	
20.	Работа сигнализации	Нет	

Перечень аналоговых сигналов РАС ПС 110/6 кВ 3М/1

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Тип существующего регистратора	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Т-1 110 кВ	I_a	Шкаф РЗиА «ШЭ2607 210»	
		I_b		
		I_c		
		$3I_0$		
2.	ТН Т-1 110 кВ	U_a	Шкаф РЗиА «ШЭ2607 210»	
		U_b		
		U_c		
		$3U_0$		

Перечень дискретных сигналов РАС ПС 110/6 кВ 3М/1

№ п/п	Наименование сигнала	Тип существующего регистратора	Примечание
1	2	3	4
1.	Пуск по ИО сопр. Z II ст. АВ Т-1 110 кВ	Шкаф РЗиА «ШЭ2607 210»	
2.	Пуск по ИО сопр. Z II ст. ВС Т-1 110 кВ		
3.	Пуск по ИО сопр. Z II ст. СА Т-1 110 кВ		
4.	Пуск по ПО по $3I_0$ II ст. ТНЗНП Т-1 110 кВ		
5.	Пуск по ПО ТО АВ Т-1 110 кВ		
6.	Пуск по ПО ТО ВС Т-1 110 кВ		
7.	Пуск по ПО ТО СА Т-1 110 кВ		
8.	Пуск по ПО приращ. Вектора I1 откл. Т-1 110 кВ		
9.	Пуск по ПО приращ. Вектора I2 откл. Т-1 110 кВ		
10.	Пуск по ТО при вкл. Выключателя СА Т-1 110 кВ		
11.	Пуск по команде отключения выключателя Т-1 110 кВ		
12.	Пуск по команде включения выключателя Т-1 110 кВ		

Перечень аналоговых сигналов ТМ ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4	5
1.	ТГ-1 6 кВ	I_a	нет	
		I_b	Да	
		I_c	нет	
		U_{ab}	Да	
		U_{bc}	нет	
		U_{ca}	нет	
		F	Да	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
2.	ТГ-2 6 кВ	I_a	нет	
		I_b	Да	
		I_c	нет	
		U_{ab}	Да	
		U_{bc}	нет	
		U_{ca}	нет	
		F	Да	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
3.	ТГ-3 6 кВ	I_a	Да*	
		I_b	- (да)*	
		I_c	нет	
		U_{ab}	Да	
		U_{bc}	нет	
		U_{ca}	нет	
		F	Да	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	
4.	ТГ-4 6 кВ	I_a	Да*	
		I_b	- (да)*	
		I_c	нет	
		U_{ab}	Да	
		U_{bc}	нет	
		U_{ca}	нет	
		F	Да	
		$P_{\text{сумм}}$	Да	
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4	5
5.	Потребление ТЭЦ на собственные нужды	$P_{\text{сумм}}$	Да	вычисление
		$Q_{\text{сумм}}$	Да	вычисление
*Передача значения тока фазы «Б» заменена на передачу значения тока фазы «А» т.к. цепи тока и ТТ фазы «Б» отсутствуют. Передача сигналов ТИ тока фазы «Б» будет организована после реконструкции электроустановки по титулу: «Строительство ИЯУ МБИР» до 2025г., после ввода в работу.				

Перечень дискретных сигналов ТС ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»

№ п/п	Наименование сигнала	Признак передачи в РДУ (да/нет)	Примечание
1	2	3	4
1.	ВГ-1-I	Да	
2.	ВГ-1-II	Да	
3.	ВГ-2-I	Да	
4.	ВГ-2-II	Да	
5.	ВГ-3-II	Да	
6.	ВГ-3-III	Да	
7.	ВГ-4-III	Да	
8.	ВГ-4-IV	Да	

Перечень аналоговых сигналов РАС ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»

№ п/п	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Тип существующего регистратора	Примечание
1	2	3	4	5
1.	КЛ 6 кВ ТЭЦ-2А	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_c		
2.	КЛ 6 кВ ТЭЦ-2А	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_c		
3.	КЛ 6 кВ ТЭЦ-2А	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_c		
4.	КЛ 6 кВ ТЭЦ-101	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_c		
5.	КЛ 6 кВ ТЭЦ-106	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_c		
6.	КЛ 6 кВ ТЭЦ-160	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_c		
7.	КЛ 6 кВ ТЭЦ-170	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_c		
8.	КЛ 6 кВ ТЭЦ-301	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_c		
9.	ТН 1 сш ГРУ ТЭУ 6 кВ	U_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		U_b		
		U_c		
		N		
		$3U_0''$		
		$3U_0$		
10.	ТН 2 сш ГРУ ТЭУ 6 кВ	U_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		U_b		
		U_c		
		N		
		$3U_0''$		
		$3U_0$		
11.	СВ-I-II 6 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_c		
12.	СВ-I-II 6 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_c		
13.	ТГ-1 6 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_b		
		I_c		
14.	ТГ-2 6 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_b		
		I_c		
15.	ТГ-3 6 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
		I_b		
		I_c		

16.	ТГ-4 6 кВ	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311	
		I_b		
		I_c		
17.	КЛ 6 кВ ТЭЦ 44	I_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311	
		I_c		
18.	ТН III сш ГРУ ТЭУ 6 кВ	U_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		U_b		
		U_c		
19.	ТН IV сш ГРУ ТЭУ 6 кВ	U_a	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	
		U_b		
		U_c		
		N		
		$3U_0''$		
		$3U_0$		
20.	Оперативный ток =220 В	$U_{оп}$	Шкаф РАС «Бреслер- 0117.010.3401.2311»	

Примечание: Дополнительная регистрация аналоговых сигналов в РАС будет организована в соответствии с требованиями СТО 59012820.29.020.006-2015 после реконструкции электроустановки по титулу: «Строительство ИЯУ МБИР» до 2025г., после ввода в работу (объем регистрируемых сигналов дополнительно должен быть согласован с филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ)

Перечень дискретных сигналов РАС ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»

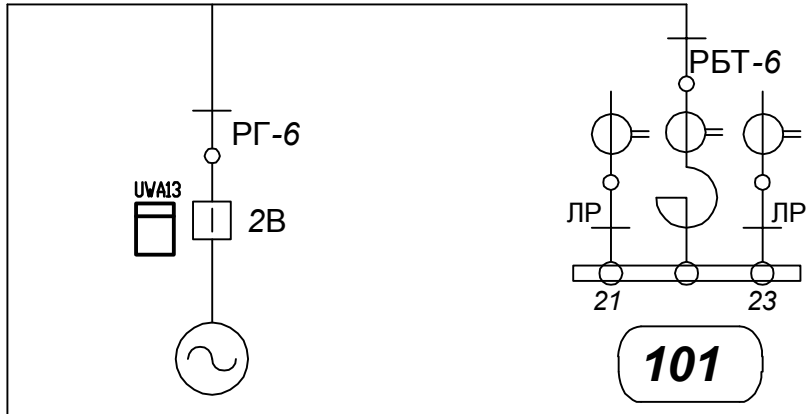
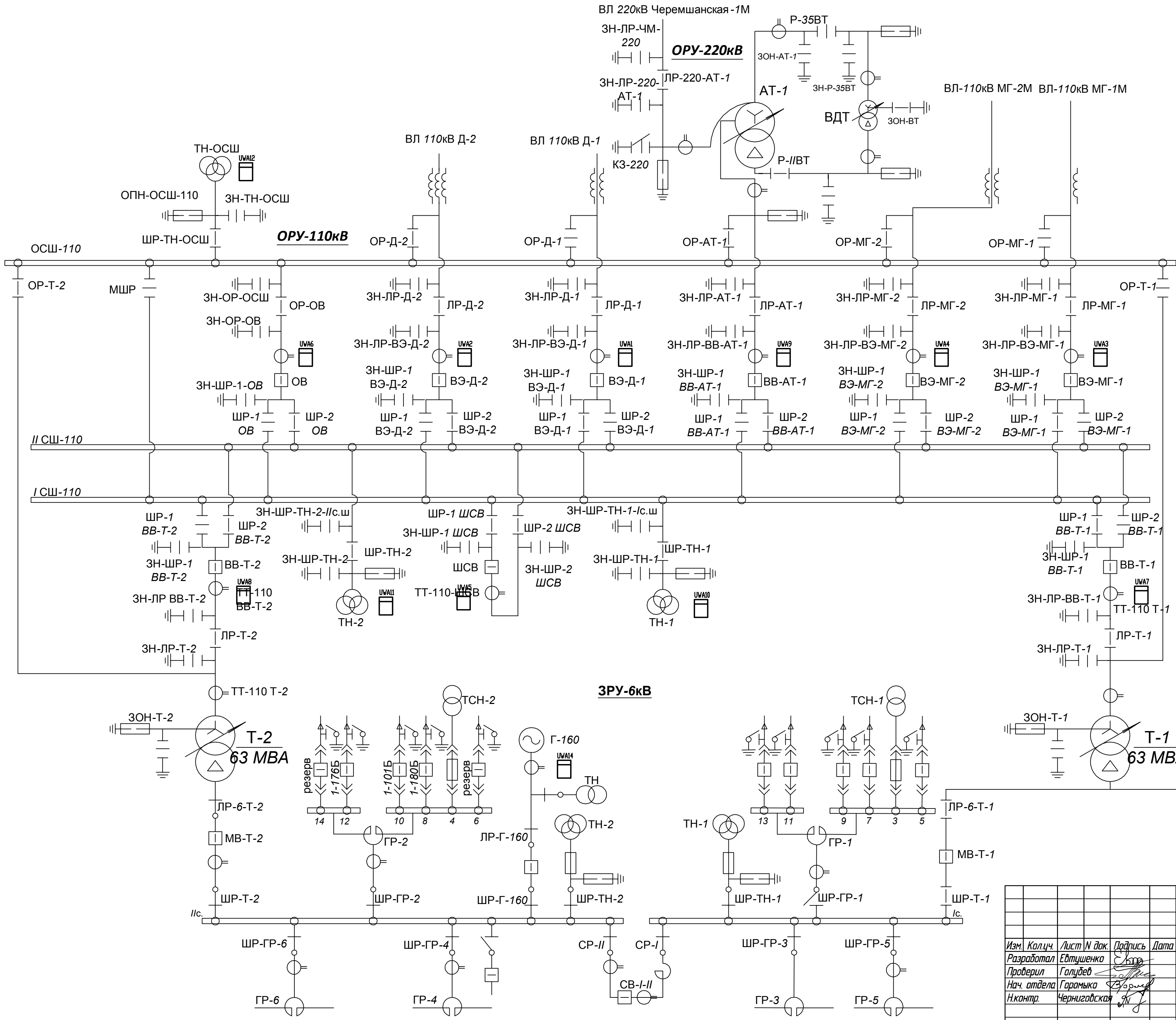
№ п/п	Наименование сигнала	Тип существующего регистратора	Примечание
1	2	3	4
1.	Положение выкл. КЛ-6 кВ ТЭЦ-2А	Шкаф РАС «Бреслер-0117.010.3401.2311»	
2.	Положение выкл. КЛ-6 кВ ТЭЦ-2В		
3.	Положение выкл. КЛ-6 кВ ТЭЦ-2С		
4.	Положение выкл. КЛ-6 кВ ТЭЦ-101		
5.	Положение выкл. КЛ-6 кВ ТЭЦ-106		
6.	Положение выкл. КЛ-6 кВ ТЭЦ-160		
7.	Положение выкл. КЛ-6 кВ ТЭЦ-170		
8.	Положение выкл. КЛ-6 кВ ТЭЦ-301		
9.	Положение выкл. СЭНЖ-1		
10.	Положение выкл. СЭНЖ-2		
11.	Положение выкл. СЭНЖ-3		
12.	Положение выкл. СЭНП-1		
13.	Положение выкл. СЭНП-2		
14.	Положение выкл. СЭНС-3		
15.	Положение выкл. Дымососа №1 Д-1		
16.	Положение выкл. Дымососа №2 Д-2		
17.	Положение выкл. Дымососа №3 Д-3		
18.	Положение выкл. Дымососа Д-ВК-1		
19.	Положение выкл. Дымососа Д-ВК-2		
20.	Положение выкл. Дымососа Д-ВК-3		
21.	Положение выкл. Вентилятора №1 ДВ-1		
22.	Положение выкл. Вентилятора №2 ДВ-2		
23.	Положение выкл. Вентилятора №3 ДВ-3		
24.	Положение выкл. Насоса НПЖ-2		
25.	Положение выкл. Насоса НПЖ-3		
26.	Положение выкл. Насоса НПЖ-4		
27.	Положение выкл. Насоса НПЖ-5		
28.	Положение выкл. СВ ВС-I-II		
29.	Положение выкл. СВ ВС-I-III		
30.	Положение выкл. СВ ВС-II-IV		
31.	Положение выкл. Турбогенератора ТГ-1		
32.	Положение выкл. Турбогенератора ТГ-2		
33.	Положение выкл. Турбогенератора ТГ-3		
34.	Положение выкл. Турбогенератора ТГ-4		
35.	Положение выкл. КЛ 6 кВ ТЭЦ 44		
36.	Положение выкл. ТСН - 1		
37.	Положение выкл. ТСН - 2		
38.	Положение выкл. ТСН - 3		
39.	Положение выкл. ТСН - 4		
40.	Положение выкл. ТСН - 5		
41.	Положение выкл. ТСН - 6		
42.	Положение выкл. ТСН – рез. 1		

43.	Положение выкл. ТСН – рез. 2		
44.	Положение выкл. ПЭН - 1		
45.	Положение выкл. ПЭН - 2		
46.	Положение выкл. ПЭН - 3		
47.	Положение выкл. ПЭН - 4		
48.	Положение выкл. ПЭН - 5		
49.	Положение выкл. ПЭН - 6		

Примечание: Регистрация дополнительных дискретных сигналов в РАС будет организована после реконструкции электроустановки по титулу: «Строительство ИЯУ МБИР» до 2025г., после ввода в работу в соответствии с требованиями СТО59012820.29.020.006-2015. Перечень дискретных сигналов должен быть дополнительно согласован с филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ

Приложение Г.

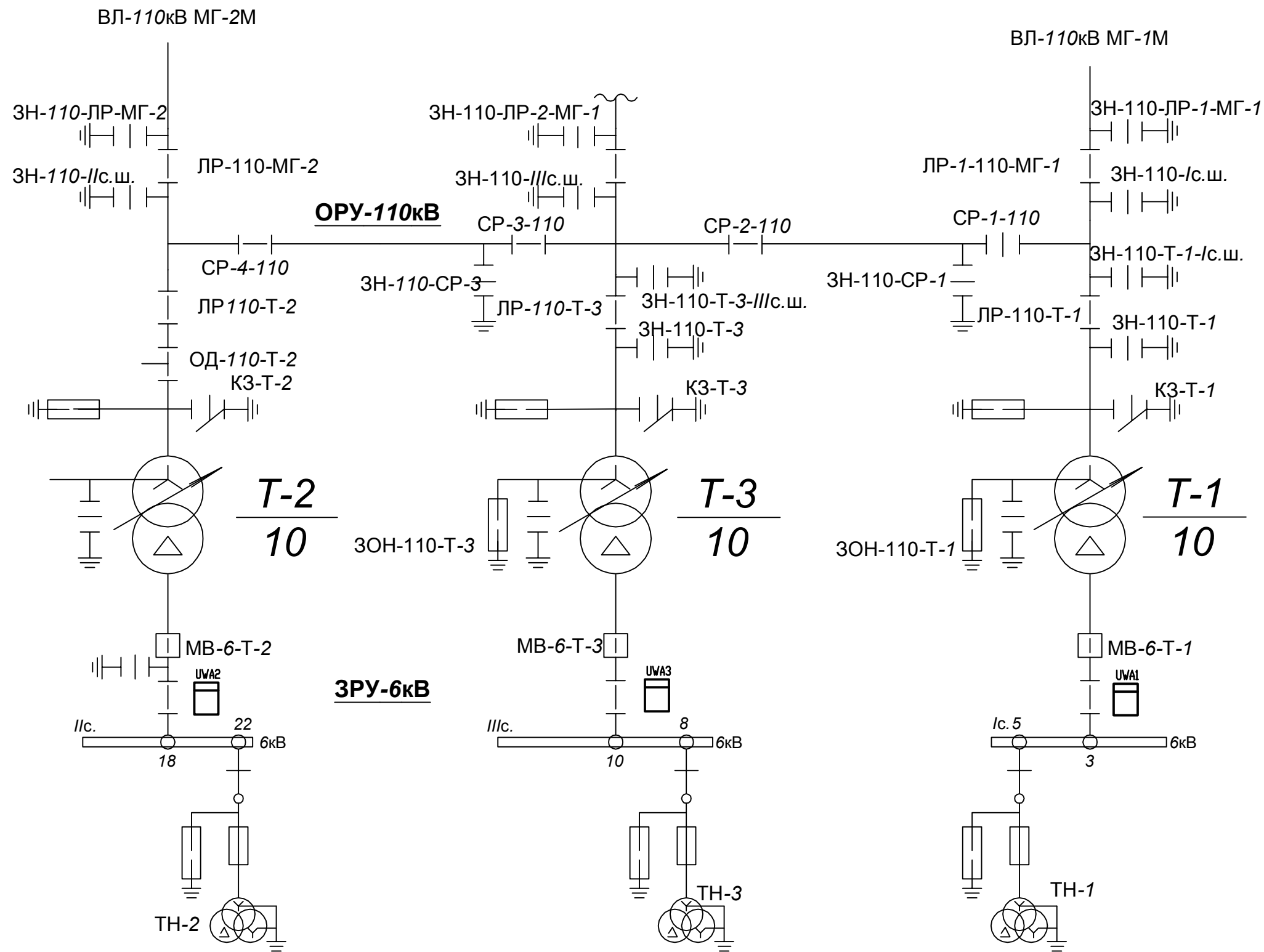
Точки съёма сигнала на однолинейной схеме



Обозначения:
UVA1 - измерительный преобразователь СОВИ АССО





033-25.И-101-ППО				
Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала ОАО «СО ЕЭС» Самарское РДУ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись
Разработал	Евтушенко	С	1	Евтушенко
Проверил	Голубев	С	1	Голубев
Нач. отдела	Горемыка	С	1	Горемыка
Н.контр.	Черниговская	С	1	Черниговская
Приложение Г ПС 220 / 110 / 6 кВ 1М				
ООО «ИНТЕРКОМ» г. Дзержинск 2017 год				

ПС 110кВ 2М



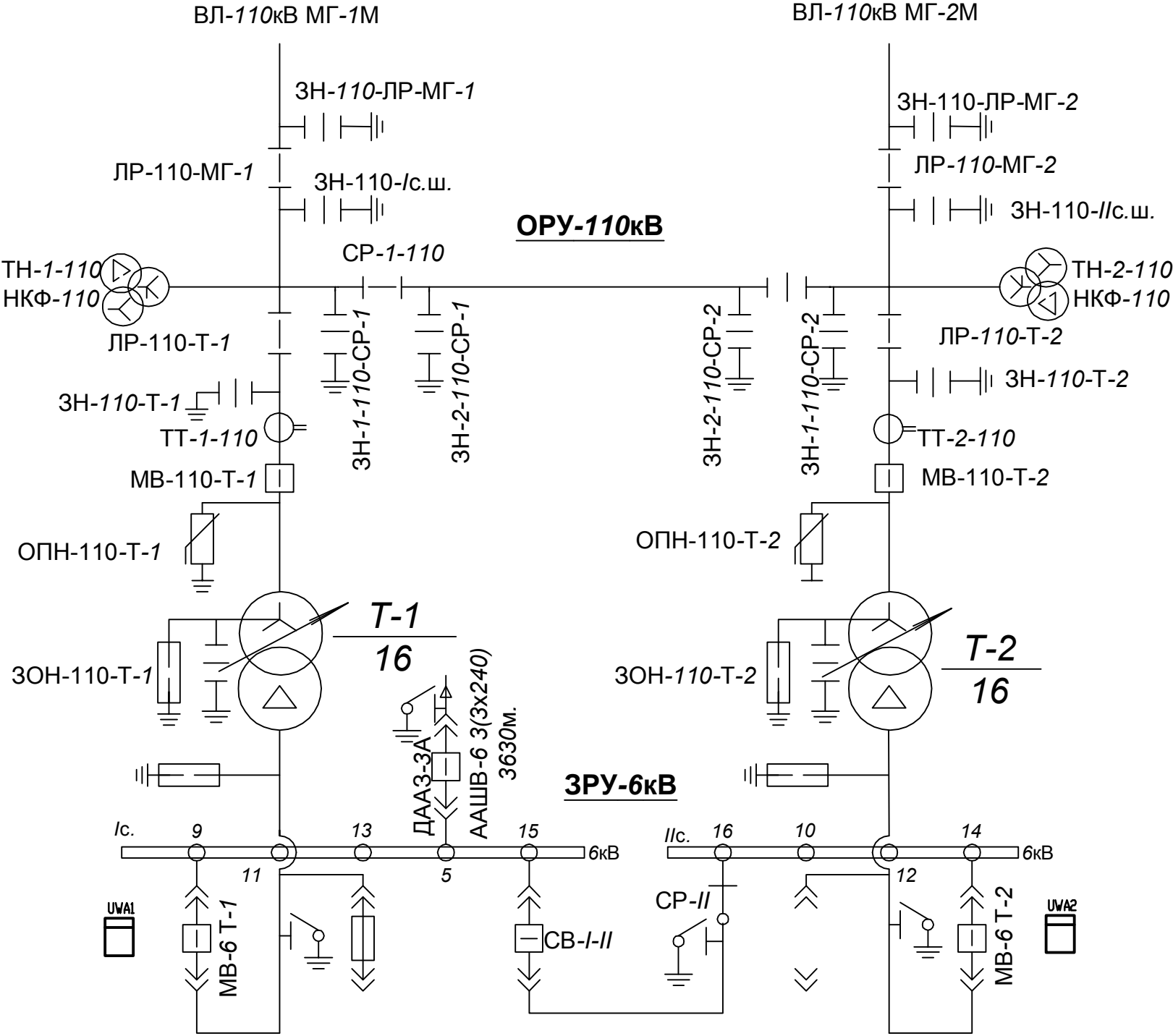
Обозначения:

УВА1 - измерительный преобразователь
СОТИ АССО





						033-25.И-101-ППО		
						Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала ОАО «СО ЕЭС» Самарское РДУ		
Изм.	Кол.уч.	Лист N док.	Подпись	Дата	Отчёт о предпроектном обследовании и основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Евтушенко					ППО	2	5
Проверил	Голубев							
Нач. отдела	Горемыко							
Н.контр.	Черниговская							
					Приложение Г ПС 110 / 6 кВ 2М	ООО "ИНТЕРКОН" г. Десногорск 2017 год		

Взаминь N	
Подпись и дата	
Инд N подл.	

ПС 110кВ 3М

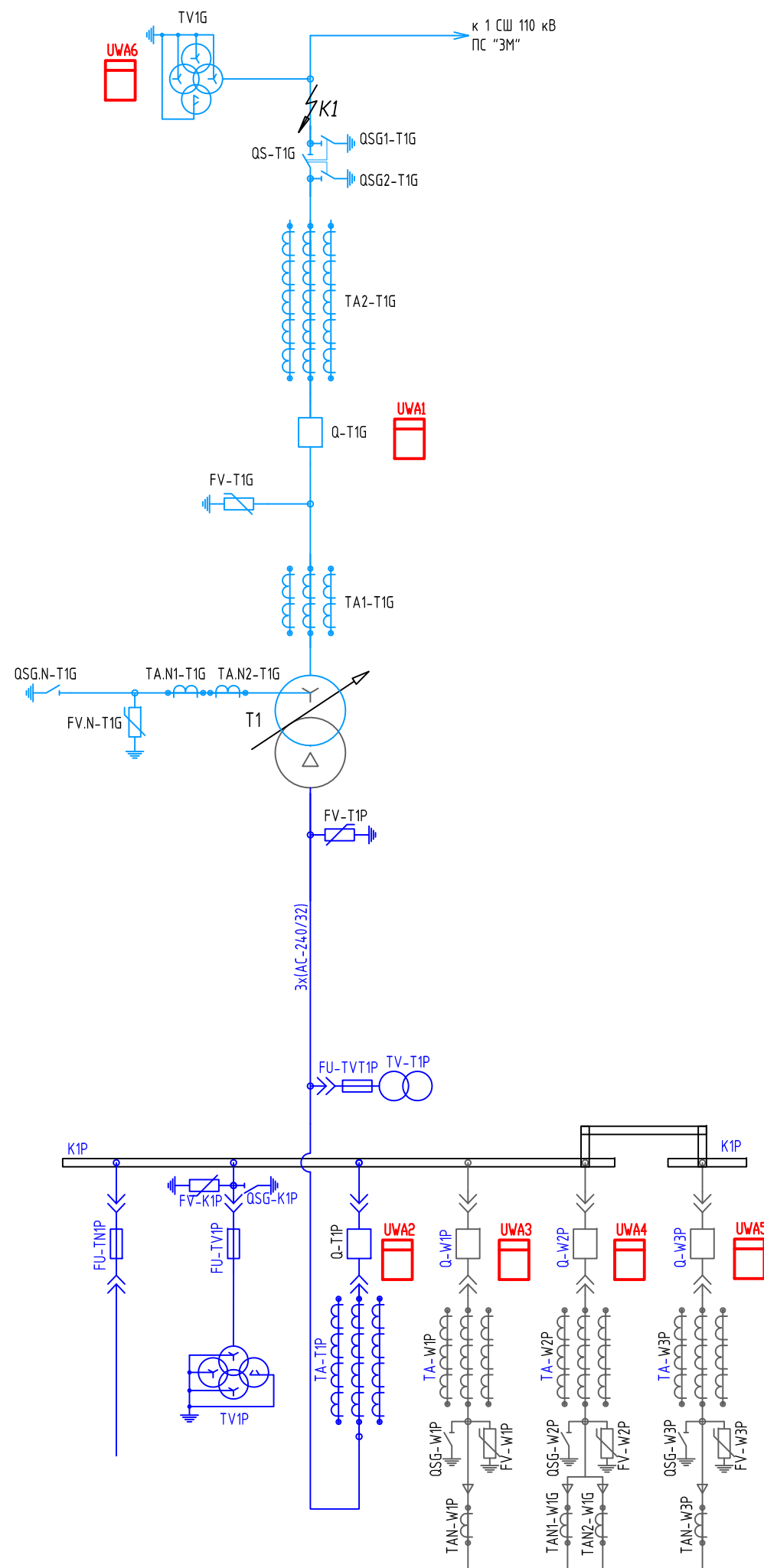


Обозначения:
UVA1 - измерительный преобразователь СОТИ АССО


						033-25.И-101-ППО		
						Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала ОАО «СО ЕЭС» Самарское РДУ		
Изм.	Кол.уч.	Лист N док.	Подпись	Дата	Отчёт о предпроектном обследовании и основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Евтушенко					ППО	3	5
Проверил	Голубев							
Нач. отдела	Горемыка							
Н.контр.	Черниговская							
					Приложение Г ПС 110 / 6 кВ 3М	ООО "ИНТЕРКОН" г. Десногорск 2017 год		





Взам.инд N	
Подпись и дата	
Инв N подл.	

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

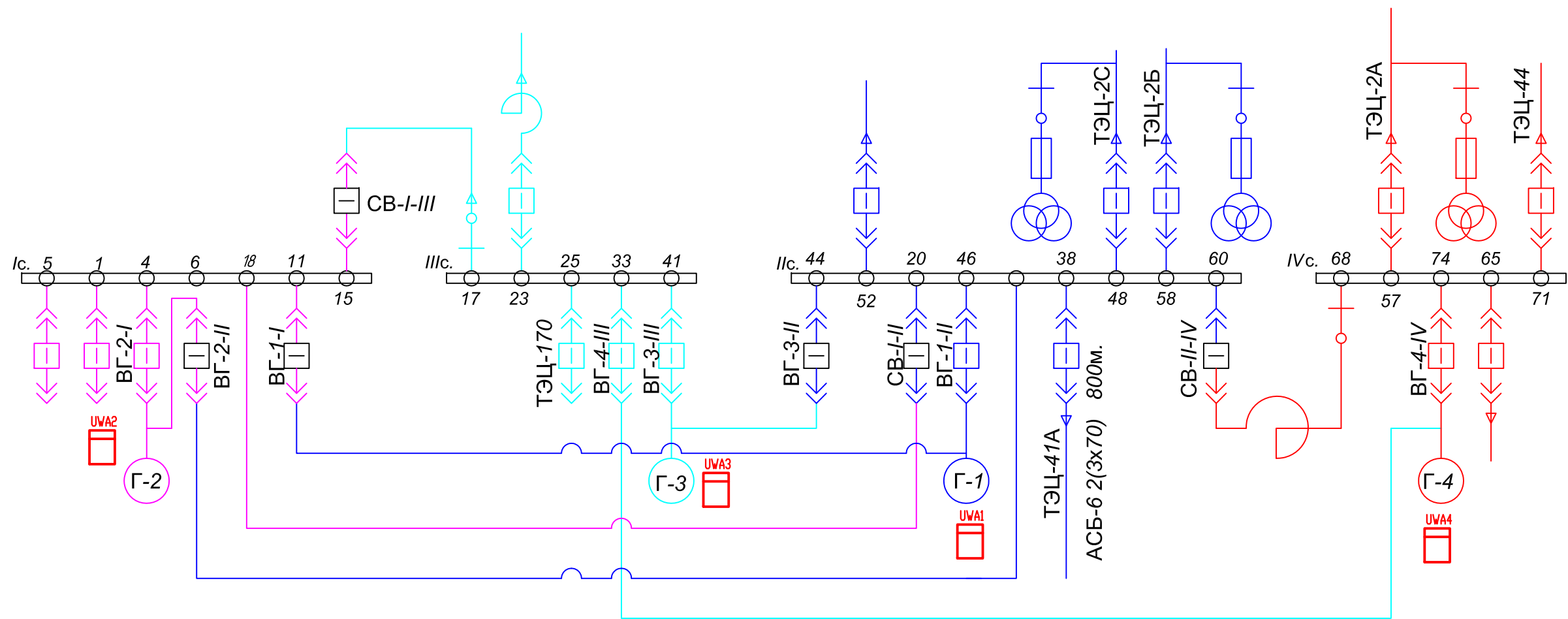


Обозначения:

UWAL
 - измерительный преобразователь
СОТИ АССО (существующий)





						014-25.И-202-ППО			
						Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала ОАО «СО ЕЭС» Самарское РДУ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата	Отчёт о предпроектном обследовании и основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Евтушенко						ППО	4	5
Проверил	Голубев								
Нач. отдела	Горамыко								
Н.контр.	Черниговская								
						Приложение Г ПС 110 / 6 кВ 3М/1	ООО "ИНТЕРКОН" г. Десногорск 2017 год		

ТЭЦ



Обозначения:

UWA1 - измерительный преобразователь
СОТИ АССО

						014-25.И-202-ППО			
						Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала ОАО «СО ЕЭС» Самарское РДУ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата	Отчёт о предпроектном обследовании и основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Евтушенко						ППО	5	5
Проверил	Голубев								
Нач. отдела	Горемыко								
Н.контр.	Черниговская								
						Приложение Г ТЭЦ 6 кВ	ООО "ИНТЕРКОН" г. Десногорск 2017 год		

Взаминч N	
Подпись и дата	
Инв N подл.	

Приложение Д.

*Информация о силовом электрооборудовании подстанции и
его характеристиках*

Перечень трансформаторов тока ПС 220/110/6 кВ 1М

Наименование параметра	Единица измерения	ПС 220/110/6 кВ 1М									
Тип трансформатора тока		ТОГФ-110	ТОГФ-110	ТОГФ-110	ТОГФ-110	ТФНД-110	ТФНД-110	ТФНД-110	ТФНД-110	ТФНД-110	ТВТ-220
Диспетчерское наименование		ТТ-110-Д-1	ТТ-110-Д-2	ТТ-110-МГ-1	ТТ-110-МГ-2	ТТ-110-ВВ-Т-1	ТТ-110-ВВ-Т-2	ТТ-110-АТ-1	ТТ-110-ОВ	ТТ-110-ШСВ	ТТ-220-АТ-1
Год ввода в эксплуатацию		2015	2015	2015	2015	2005	1970	2004	2000	1974	2004
Класс напряжения	кВ	110	110	110	110	110	110	110	110	110	220
Номинальный ток (первичный)	А	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Номинальный ток (вторичный)	А	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Класс точности обмотки для измерений		0,2S	0,2S	0,2S	0,2S	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	-
Вторичная нагрузка обмотки для измерений	В•А	30	30	30	30	30	30	30	30	30	-
Фактическая вторичная нагрузка обмотки для измерений	В•А	11,31	10,66	14,61	13,80	10,38	11,10	13,80	12,82	11,03	-

Перечень трансформаторов напряжения ПС 220/110/6 кВ 1М

Наименование параметра	Единица измерения	ПС 1М 220кВ	
		ЗНОГ-110-У1-3	ЗНОГ-110-У1-3
Тип трансформатора напряжения		ТН-1 сш 110 кВ	ТН-2 сш 110 кВ
Диспетчерское наименование		2015	2015
Год ввода в эксплуатацию		110000/ $\sqrt{3}$	110000/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение первичной обмотки	В	126	126
Наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки	кВ	100/ $\sqrt{3}$, 100	100/ $\sqrt{3}$, 100
Номинальное напряжение вторичной (вторичных) обмоток	В	0,5/0,2/3,0	0,5/0,2/3,0
Класс точности		400/30/1200	400/30/1200
Номинальная мощность	В•А	49,81	77,9
Фактическая вторичная нагрузка	В•А	0,19	0,18
Фактические потери напряжения от ТН до счётчика ЭЭ	%	Примечание: ОСШ 110 кВ не оборудована трансформатором напряжения (на момент проведения предпроектного обследования). Работы по установке трансформатора напряжения должны быть проведены в 2017 году.	

Перечень трансформаторов тока генераторов, подключенных к шинам ПС 220/110/6 кВ 1М

Наименование параметра	Единица измерения	ПС 220кВ 1М	
Тип трансформатора тока		ТШВ-15	ТПШЛ-10
Диспетчерское наименование		ТТ-6 ТГ-1	ТТ-6 ТГ-2
Год ввода в эксплуатацию		1965	1970
Класс напряжения	кВ	6	6
Номинальный ток (первичный)	А	8000	2000
Номинальный ток (вторичный)	А	5	5
Класс точности		0,5	0,5
Вторичная нагрузка обмотки для измерений	В•А	30	20
Фактическая вторичная нагрузка обмотки для измерений	В•А	12,7	10,2

Перечень трансформаторов напряжения генераторов, подключенных к шинам ПС 220/110/6 кВ 1М

Наименование параметра	Единица измерения	ПС 1М 220кВ	
Тип трансформатора напряжения		НТМИ-6	НТМИ-6
Диспетчерское наименование		1ТН ТГ-1	1ТН ТГ-2
Год ввода в эксплуатацию		1965	1970
Номинальное напряжение первичной обмотки	В	6000/ $\sqrt{3}$	6000/ $\sqrt{3}$
Наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки	кВ	7,2	7,2
Номинальное напряжение вторичной (вторичных) обмоток	В	100/ $\sqrt{3}$, 100	100/ $\sqrt{3}$, 100
Класс точности		0,5	0,5
Номинальная мощность	В•А	75	75
Фактическая вторичная нагрузка	В•А	36	24
Фактические потери напряжения от ТН до счётчика ЭЭ	%	0.12	0.09

Перечень трансформаторов тока ПС 110/6 кВ 2М

Наименование параметра	Единица измерения	ПС 110/6кВ 2М					
Тип трансформатора тока		ТВТ-110	ТВТ-35	ТВТ-110	ТПОФД-10	ТПОЛ-10	ТПОФД-10
Диспетчерское наименование		ТТ-110-Т-1	ТТ-110-Т-2	ТТ-110-Т-3	ТТ ВВ Т-1 на 1 сш 6 кВ	ТТ ВВ Т-2 на 2 сш 6 кВ	ТТ ВВ Т-3 на 3 сш 6 кВ
Класс напряжения	кВ	110	110	110	6	6	6
Номинальный ток (первичный)	А	150	150	150	1000	1000	1000
Номинальный ток (вторичный)	А	5	5	5	5	5	5
Класс точности		10Р	10Р	10Р	0,5	0,5	0,5
Вторичная нагрузка обмотки для измерений	В•А	-	-	-	10	10	10
Фактическая вторичная нагрузка обмотки для измерений	В•А	-	-	-	6,01	6,59	6,35

Перечень трансформаторов напряжения ПС 110/6 кВ 2М

Наименование параметра	Единица измерения	ПС 2М 110кВ		
Тип трансформатора напряжения		НТМИ-6	НТМИ-6	НТМИ-6
Диспетчерское наименование		ТН 1 сш. 6 кВ	ТН 2 сш. 6 кВ	ТН 3 сш. 6 кВ
Номинальное напряжение первичной обмотки	В	$6000/\sqrt{3}$	$6000/\sqrt{3}$	$6000/\sqrt{3}$
Наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки	кВ	7,2	7,2	7,2
Номинальное напряжение вторичной (вторичных) обмоток	В	$100/\sqrt{3}$, 100	$100/\sqrt{3}$, 100	$100/\sqrt{3}$, 100
Класс точности		0,5/1,0/3,0	0,5/1,0/3,0	0,5/1,0/3,0
Номинальная мощность	В•А	75/150/300	75/150/300	75/150/300
Фактическая вторичная нагрузка	В•А	24,7	28,4	26,9
Фактические потери напряжения от ТН до счётчика ЭЭ	%	0,12	0,18	0,15
Примечание: 1 и 2 сш 110 кВ не оборудована трансформатором напряжения (на момент проведения предпроектного обследования).				

Перечень трансформаторов тока ПС 110/6 кВ 3М

Наименование параметра	Единица измерения	ПС 110/6кВ 3М	
Тип трансформатора тока		ТФМЗ-110Б-IУ1	ТФМЗ-110Б-IУ1
Диспетчерское наименование		ТТ-1	ТТ-2
Год ввода в эксплуатацию		1994	2006
Класс напряжения	кВ	110	110
Номинальный ток (первичный)	А	600	300
Номинальный ток (вторичный)	А	5	5
Класс точности		0,5	0,5
Вторичная нагрузка обмотки для измерений	В•А	30	30
Фактическая вторичная нагрузка обмотки для измерений	В•А	-	-
Обмотки для измерения используются в схемах защит, измерения не проводились			

Перечень трансформаторов напряжения ПС 110/6 кВ 3М

Наименование параметра	Единица измерения	ПС 3М 110кВ	
Тип трансформатора напряжения		НКФ-110-83-У1	НКФ-110-83-У1
Диспетчерское наименование		ТН-1 сш 110 кВ	ТН-2 сш 110 кВ
Год ввода в эксплуатацию		1995	1995
Номинальное напряжение первичной обмотки	В	$110000/\sqrt{3}$	$110000/\sqrt{3}$
Наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки	кВ	126	126
Номинальное напряжение вторичной (вторичных) обмоток	В	$100/\sqrt{3}$, 100	$100/\sqrt{3}$, 100
Класс точности		1	1
Номинальная мощность	В•А	400/1200	400/1200
Фактическая вторичная нагрузка	В•А	0	0
Фактические потери напряжения от ТН до счётчика ЭЭ	%	-	-
Приборы, включённые в цепи ТН 1 с.ш. 110 кВ отсутствуют. Цепи ТН 2 с.ш. не смонтированы.			

Перечень трансформаторов тока ПС 110/6 кВ 3М/1

Наименование параметра	Единица измерения	ПС 110кВ 3М /1				
Тип трансформатора тока		ТОГФ-110	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10
Диспетчерское наименование		ТТ Т-1 110 кВ	ТТ-ВВ на 1 сш 6 кВ	ТТ- яч 4 1 сш 6 кВ	ТТ-яч 5 1 сш 6 кВ	ТТ-яч 6 1 сш 6 кВ
Год ввода в эксплуатацию		2017	2017	2017	2017	2017
Класс напряжения	кВ	110	6	6	6	6
Номинальный ток (первичный)	А	200	1500/5	600/5	600/5	300/5
Номинальный ток (вторичный)	А	5	5	5	5	5
Класс точности обмотки для измерений		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Вторичная нагрузка обмотки для измерений	В•А	20	10	10	10	10
Фактическая вторичная нагрузка обмотки для измерений	В•А	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Примечание: На момент проведения предпроектного обследования ПС 110/6 3М/1 не введена в эксплуатацию, цепи тока не смонтированы. Срок ввода подстанции в эксплуатацию 2017 - 2018 год.

Перечень трансформаторов напряжения ПС 110/6 кВ 3М/1

Наименование параметра	Единица измерения	ПС 3М/1 110кВ	
Тип трансформатора напряжения		НКФ-110-83-У1	НАЛИ-СЭЩ-6-1
Диспетчерское наименование		ТН-1 сш 110 кВ	ТН-1 сш 6 кВ
Год ввода в эксплуатацию		2017	2016
Номинальное напряжение первичной обмотки	В	$110000/\sqrt{3}$	$6000/\sqrt{3}$
Наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки	кВ	126	7,2
Номинальное напряжение вторичной (вторичных) обмоток	В	$100/\sqrt{3}$, $100/\sqrt{3}$, 100	$100/\sqrt{3}$, $100/\sqrt{3}$, $100/3$
Класс точности		0,5	0,5
Номинальная мощность	В•А	150	90
Фактическая вторичная нагрузка	В•А	н/д	н/д
Фактические потери напряжения от ТН до счётчика ЭЭ	%	н/д	н/д
Примечание: На момент проведения предпроектного обследования ПС 110/6 3М/1 не введена в эксплуатацию, цепи напряжения не смонтированы. Срок ввода подстанции в эксплуатацию 2017 - 2018 год.			

Перечень трансформаторов тока ТЭЦ

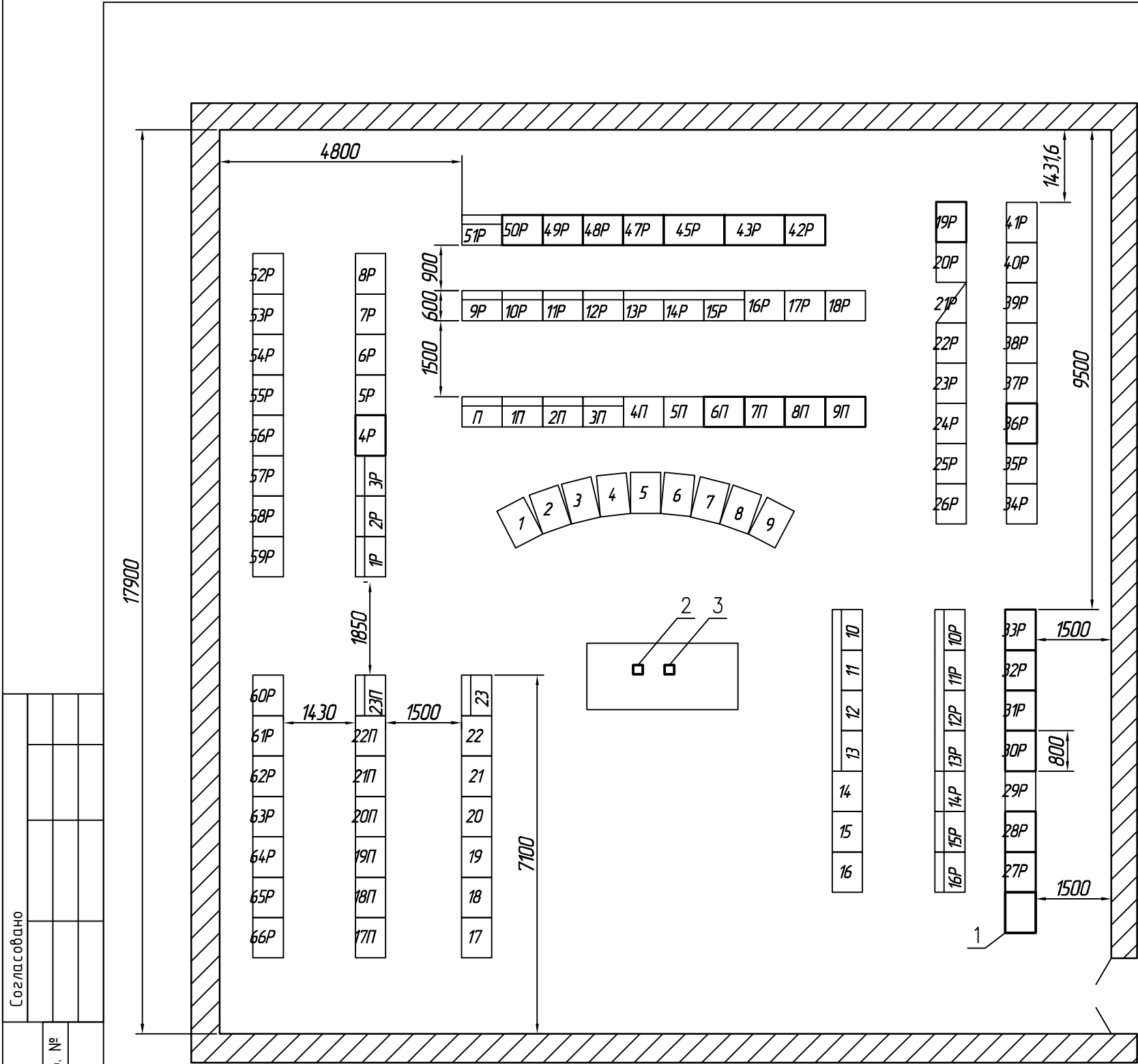
Наименование параметра	Единица измерения	ТЭЦ			
Тип трансформатора тока		ТПОФД	ТПОФ	ТПОЛ-10	ТПОЛ-10
Диспетчерское наименование		ТТ Г-1 6 кВ	ТТ Г-2 6 кВ	ТТ Г-3 6 кВ	ТТ Г-4 6 кВ
Класс напряжения	кВ	6	6	6	6
Номинальный ток (первичный)	А	400	750	800	800
Номинальный ток (вторичный)	А	5	5	5	5
Класс точности обмотки для измерений		0,5	0,5	0,5	0,5
Вторичная нагрузка обмотки для измерений	В•А	10	10	10	10
Фактическая вторичная нагрузка обмотки для измерений	В•А	4,54	5,18	4,34	4,82

Перечень трансформаторов напряжения ТЭЦ

Наименование параметра	Единица измерения	ТЭЦ			
Тип трансформатора напряжения		НТМИ-6	НТМИ-6	НТМИ-6	НТМИ-6
Диспетчерское наименование		ТН-6-1	ТН-6-2	ТН-6-3	ТН-6-4
Номинальное напряжение первичной обмотки	В	6000/ $\sqrt{3}$	6000/ $\sqrt{3}$	6000/ $\sqrt{3}$	6000/ $\sqrt{3}$
Наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки	кВ	7,2	7,2	7,2	7,2
Номинальное напряжение вторичной (вторичных) обмоток	В	100/ $\sqrt{3}$, 100	100/ $\sqrt{3}$, 100	100/ $\sqrt{3}$, 100	100/ $\sqrt{3}$, 100
Класс точности		0,5/1,0/3,0	0,5/1,0/3,0	0,5/1,0/3,0	0,5/1,0/3,0
Номинальная мощность	В•А	75/150/300	75/150/300	75/150/300	75/150/300
Фактическая вторичная нагрузка	В•А	27,2	27,9	31,8	30,4
Фактические потери напряжения от ТН до счётчика ЭЭ	%	0,13	0,12	0,16	0,18

Приложение Е.

Планы расстановки оборудования СОТИ АССО



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Приме чание
1		Шкаф ТМ ПС1	1		
2		Безнаборный телефон диспетчера	1		
3		Телефон общего пользования	1		

1. Толстой линией показаны элементы проектируемые в данном комплекте чертежей
2. Тонкой линией показаны существующие элементы не входящие в объем проектирования
3. Шкаф ТМ ПС1 установить на пол.
4. Прокладку кабелей осуществить в кабельном полуэстаже .
5. Проход через стены осуществлять через существующие закладные проходки , после прокладки кабеля , проемы герметизировать огнезащитным раствором или пеной .
6. Экраны кабелей должны быть заземлены с обоих концов кабельной линии . Экраны кабелей сигнализации при входе в здание заземлить .
7. Шкаф ТМ ПС1 заземлить к существующему контуру заземления проводом ПВ -3 4 кв. мм. желто - зеленого цвета .

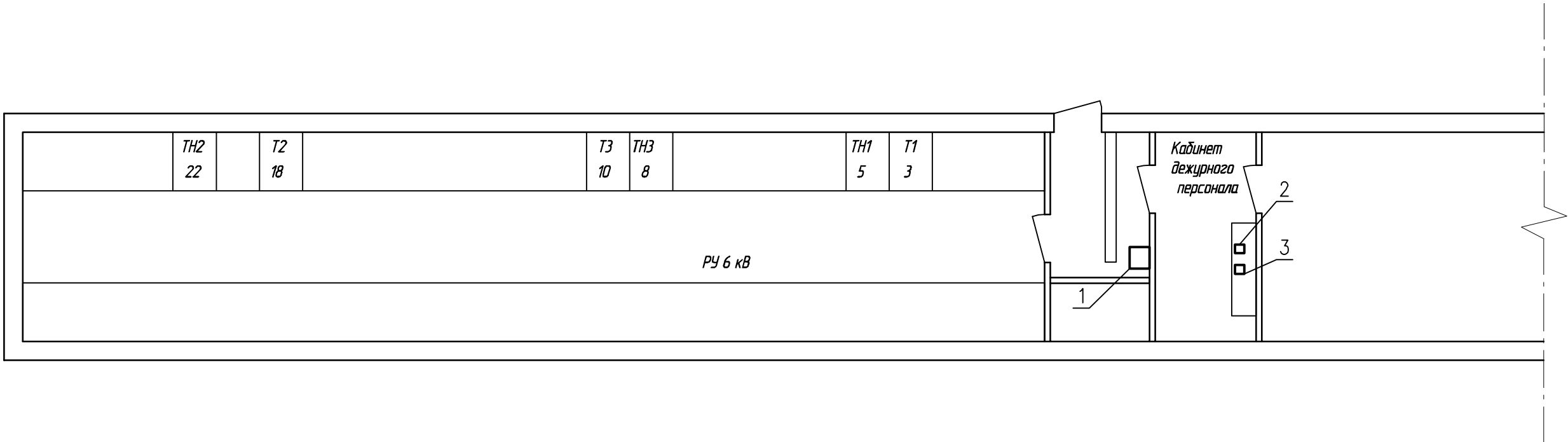
Согласовано			
Взам. инв. №			
Подп. и дата			
Инв. № подл.			

						033–25.И–101–ИОС1.1						
						Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР–ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ						
Изм.	Кол.уч	Лист	? док.	Подп.	Дата	Отчет о предпроектном обследовании и основные технические решения			Стадия	Лист	Листов	
Разработал	Евтушенко			Евм					ППО	4		
Проверил	Голубев			Голубев		План расстановки оборудования ПС 220/110/6 кВ 1М, ГЩУ Приложение Е			ООО "ИНТЕРКОН" г. Десногорск 2017 г.			
Нач. отд.	Громыко			Громыко								
Н. контр.	Черниговская			Черниговская								
Утв. ГИП	Устюгов			Устюгов								

Согласовано

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

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Приме- чание
1		Шкаф ТМ ПС2	1		
2		Безнаборный телефон диспетчера	1		
3		Телефон общего пользования	1		



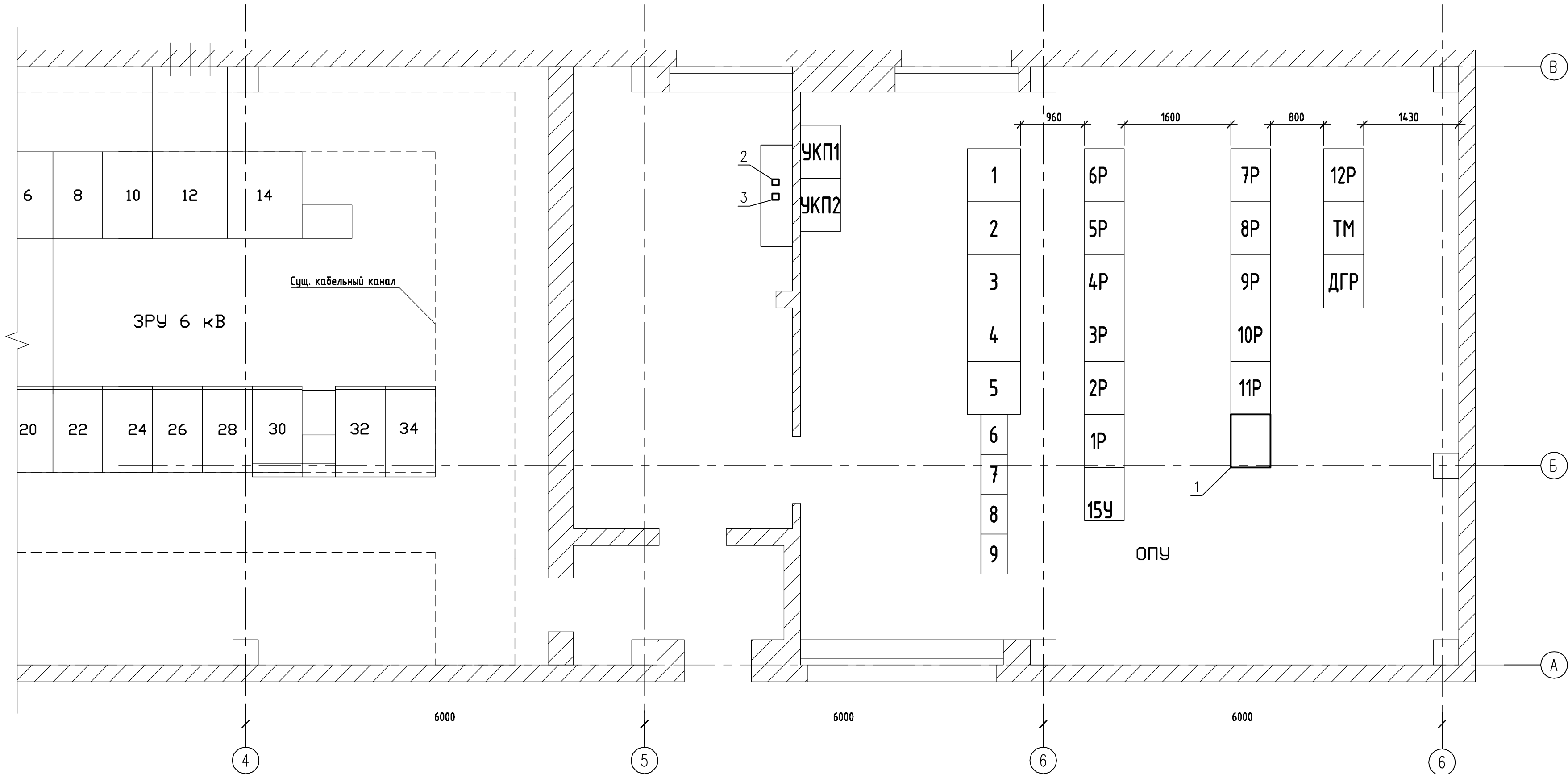
- Толстой линией показаны элементы проектируемые в данном комплекте чертежей
- Тонкой линией показаны существующие элементы не входящие в объем проектирования
- Шкаф ТМ ПС2 установить на пол.
- Проход через стены осуществлять через существующие закладные проходки , после прокладки кабеля , проемы герметизировать огнезащитным раствором или пеной .
- Экраны кабелей должны быть заземлены с обоих концов кабельной линии . Экраны кабелей сигнализации при входе в здание заземлить .
- Шкаф ТМ ПС2 заземлить к существующему контуру заземления проводом ПВ -3 4 кв. мм. желто - зеленого цвета .

						033–25.И–101–ИОС1.3			
						Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР–ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ			
Изм.	Кол.уч	Лист	? док.	Подп.	Дата	Отчет о предпроектном обследовании и основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Евтушенко			<i>Евтушенко</i>			ППО	1	
Проверил	Голубев			<i>Голубев</i>		План расстановки оборудования ПС 110/6 кВ 2М Приложение Е	ООО "ИНТЕРКОН" г. Десногорск 2017 г.		
Нач. отд.	Громыко			<i>Громыко</i>					
Н. контр.	Черниговская			<i>Черниговская</i>					
Утв. ГИП	Устюгов			<i>Устюгов</i>					

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

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Приме чание
1		Шкаф ТМ ПСЗ	1		
2		Безнаборный телефон диспетчера	1		
3		Телефон общего пользования	1		

ОПУ
План на отм. 0,000

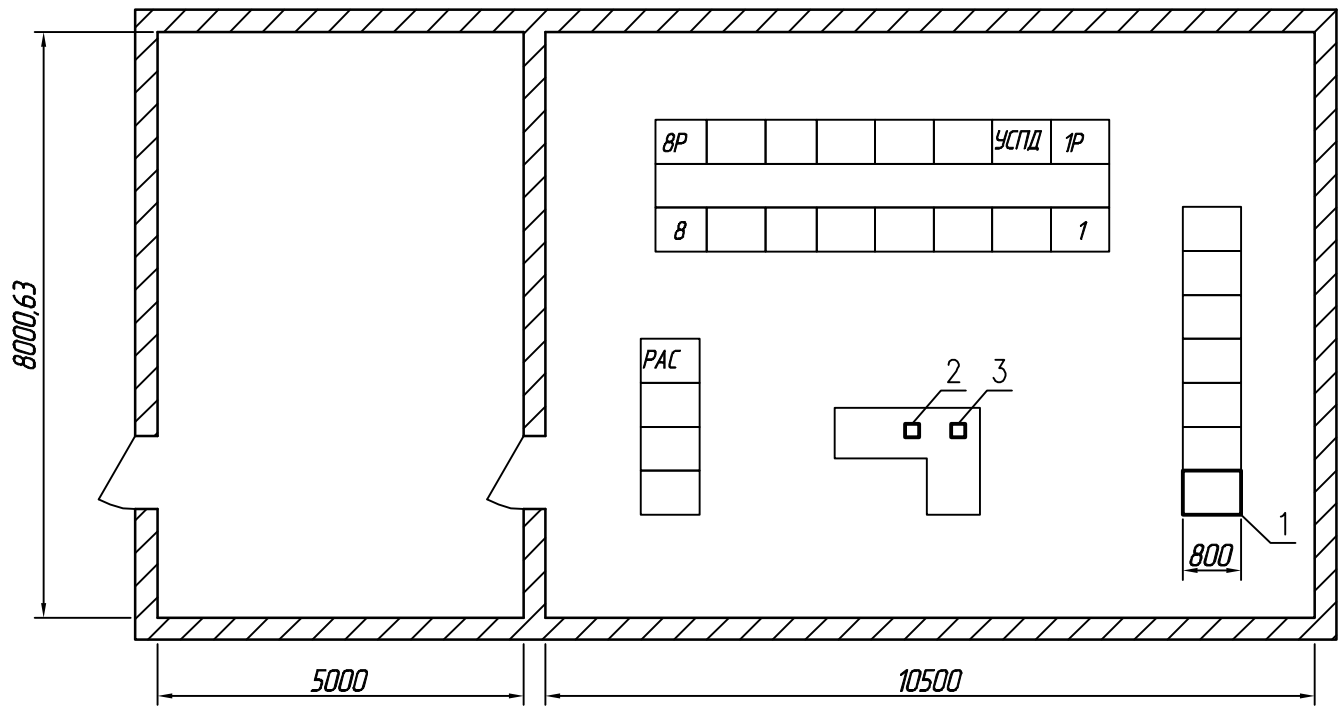


1. Толстой линией показаны элементы проектируемые в данном комплекте чертежей
2. Тонкой линией показаны существующие элементы не входящие в объем проектирования
3. Шкаф ТМ ПСЗ установить на пол.
4. Экраны кабелей должны быть заземлены с обоих концов кабельной линии. Экраны кабелей сигнализации при входе в здание заземлить.
5. Шкаф ТМ ПСЗ заземлить к существующему контуру заземления проводом ПВ-3 4 кв. мм. желто - зеленого цвета.

033-25.И-101-ИОС1.1						
Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	?	док	Подп.	Дата
Разработал	Евтушенко	Евтушенко				
Проверил	Голубев	Голубев				
Нач. отд.	Громыхо	Громыхо				
Н. контр.	Черниговская	Черниговская				
Утв. ГИП	Устюгов	Устюгов				
Отчет о предпроектном обследовании и основные технические решения				Стация	Лист	Листов
				ППО	3	
План расстановки оборудования ПС 110/6 кВ ЗМ, РЩ Приложение Е				ООО "ИНТЕРКОН"		
				г. Десногорск 2017 г.		

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

ГЩУ ТЭЦ
План на отм. 0,000

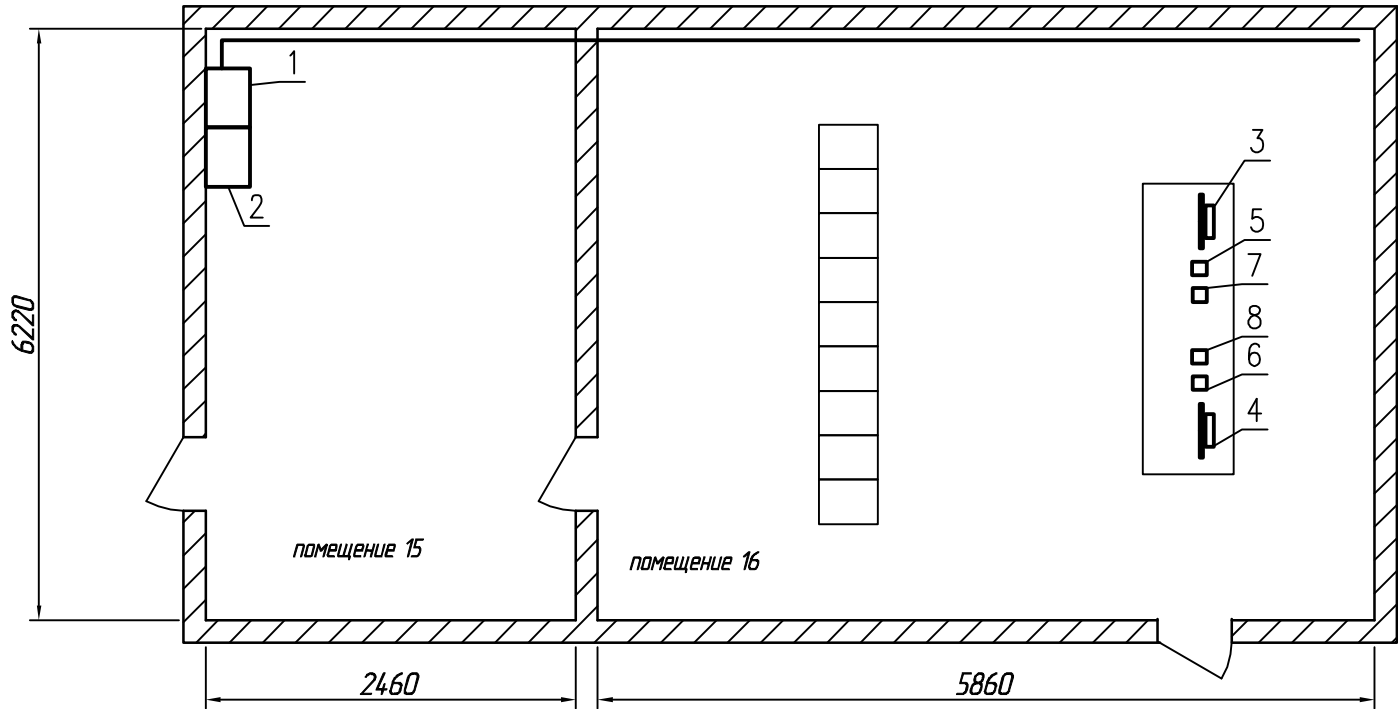


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Приме- чание
1		Шкаф ТМ ТЭЦ	1		
2		Безнаборный телефон диспетчера	1		
3		Телефон общего пользования	1		

1. Толстой линией показаны элементы проектируемые в данном комплекте чертежей
2. Тонкой линией показаны существующие элементы не входящие в объем проектирования
3. Шкаф ТМ ТЭЦ установить на пол.
4. Кабели питания шкафа ТМ ТЭЦ, кабели цепей тока, напряжения и сигнализации проложить по существующим кабельным каналам, а в ГЩУ в кабельном полуэтаже.
5. Проход через стены осуществлять через существующие закладные проходки , после прокладки кабеля, проемы герметизировать огнезащитным раствором или пеной .
6. Экраны кабелей должны быть заземлены с обоих концов кабельной линии .
7. Шкаф ТМ ТЭЦ заземлить к существующему контуру заземления проводом ПВ -3 4 кв. мм. желто - зеленого цвета.



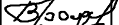


						033-25.И-101-ИОС1.3		
						Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ		
Изм.	Кол.уч	Лист?	док	Подп.	Дата	Отчет о предпроектном обследовании и основные технические решения	Стадия	Лист
Разработал	Евтушенко						ППО	2
Проверил	Голубев							
Нач. отд.	Громыко							
Н. контр.	Черниговская					План расстановки оборудования ТЭЦ Приложение Е	ООО "ИНТЕРКОН"	
Утв. ГИП	Устюгов						г. Десногорск	2017 г.

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

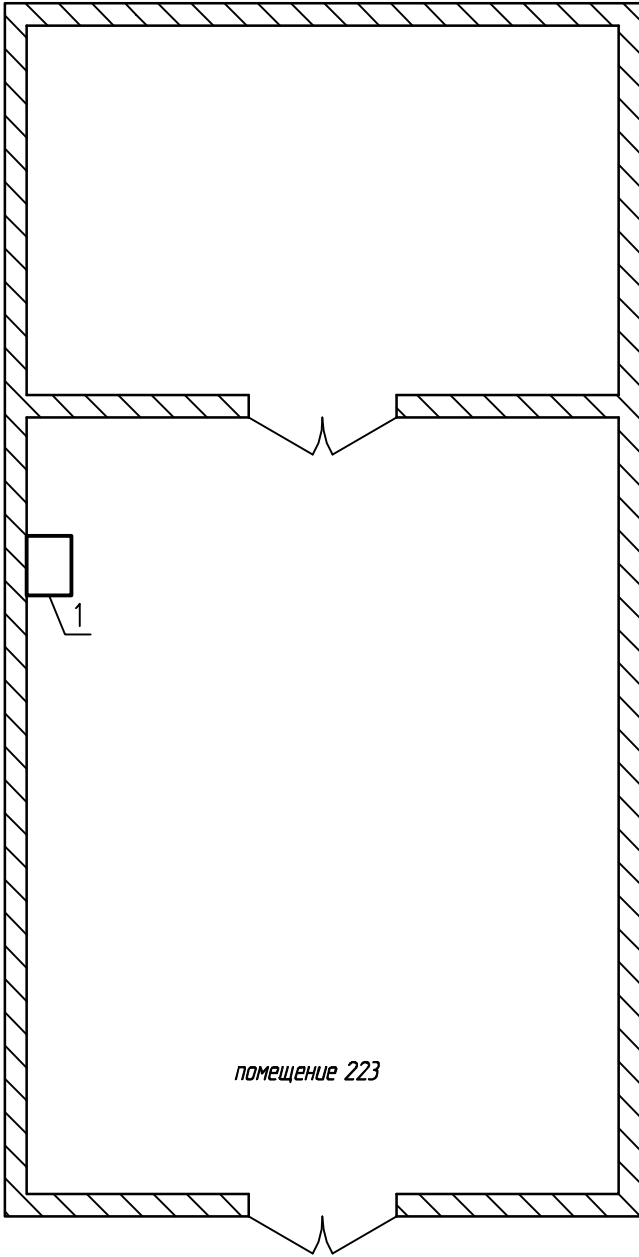


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Приме- чание
1		Шкаф серверный АСТУЭ	1		
2		Шкаф АТС	1		
3		АРМ Начальника смены	1		
4		АРМ диспетчера	1		
5		Безнаборный телефон диспетчера РДУ (основной канал)	1		
6		Безнаборный телефон диспетчера РДУ (резервный канал)	1		
7		Безнаборный телефон диспетчера	1		
8		Телефон общего пользования	1		

- 1. Толстой линией показаны элементы проектируемые в данном комплекте чертежей
- 2. Тонкой линией показаны существующие элементы не входящие в объем проектирования
- 3. Шкафы АТС и серверный АСТУЭ установить на пол .
- 4. Прокладку кабеля питания для телефонных аппаратов осуществить в кабельном канале (в верхнем отсеке). Кабельный канал должен иметь внутреннюю перегородку для разделения цепей питания и информационных цепей .
- 5. Прокладку кабелей в помещении 16 от стены до стола диспетчеров осуществлять в металлорукаве . Металлорукав крепить к полу скобами .
- 6. Шкаф АТС и серверный АСТУЭ заземлить к существующему контуру заземления проводом ПВ -3 4 кв. мм. желто - зеленого цвета .

						033–25.И–101–ИОС1.1			
						Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР–ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ			
Изм.	Кол.уч	Лист	? док	Подп.	Дата	Отчет о предпроектном обследовании и основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Евтушенко						ППО	5	
Проверил	Голубев								
Нач. отд.	Громыко								
Н. контр.	Черниговская								
Утв. ГИП	Устюгов					План расстановки оборудования зд. 324 2 этаж Приложение Е	ООО "ИНТЕРКОН" г. Десногорск 2017 г.		

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



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Приме- чание
1		Шкаф серверный СОТИ АССО	1		

1. Толстой линией показаны элементы проектируемые в данном комплекте чертежей
2. Тонкой линией показаны существующие элементы не входящие в объем проектирования
3. Шкаф серверный СОТИ АССО установить на пол .
4. Прокладку кабелей осуществить в кабельном канале .
5. Проход через стены осуществлять через существующие закладные проходки , после прокладки кабеля , проемы герметизировать огнезащитным раствором или пеной .
6. Шкаф серверный СОТИ АССО заземлить к существующему контуру заземления проводом ПВ -3 4 кв. мм. желто - зеленого цвета .

						033–25.И–101–ИОС1.1			
						Модернизация системы обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР–ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ			
Изм.	Кол.уч	Лист	? док.	Подп.	Дата	Отчет о предпроектном обследовании и основные технические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Евтушенко						ППО	6	
Проверил	Голубев					План расстановки оборудования зд. 102 серверная Приложение Е	ООО "ИНТЕРКОН" г. Десногорск 2017 г.		
Нач. отд.	Громыко								
Н. контр.	Черниговская								
Утв. ГИП	Устюгов								

Приложение Ж.

Технические условия для организации каналов связи



Общество с ограниченной ответственностью
«САХА-БЕЛКОМ»

Димитровградский филиал

433512, Россия, Ульяновская обл.,
г. Димитровград, пр. Ленина 3, а/я 193
тел./факс (84235) 3-10-43/6-84-77
e-mail: office@vinf.ru

Исх. № 35/17 от 27 октября 2017 г.
На № 64-1000/9219 от 24.10.2017 г.

Заместителю главного
инженера АО «ГНЦ НИИАР»
Трофимову В.В.

В ответ на Ваше письмо вх. №64-1000/9219 от 24.10.2017г. сообщаем, что техническая возможность организации канала связи от АО «ГНЦ НИИАР» до Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ (адрес: Самарская область, Красноярский район, пгт. Красный Яр.) с пропускной способностью 2 Мбит/с имеется.

Дополнительно сообщаем, что ООО "САХА-БЕЛКОМ" не использует транспортные сети и каналы связи ПАО «Ростелеком».

Для организации вышеуказанных каналов необходимо:

1. Инсталляционный платеж (единоразовый) составит 20000 руб.
2. Ежемесячная абонентская плата – 4900 руб./мес.

Физический адрес предоставления услуги от АО «ГНЦ НИИАР» до Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ (адрес: г. Самара, ул. Полевая, д. 5.).

Руководитель по операциям
Димитровградского филиала
ООО «Саха-Белком»

С.А.Навознов

Юридический адрес: 443110, г. Самара пр. Ленина д. 1
Фактический адрес: 443090, г. Самара, Московское шоссе, д. 77
ИНН/КПП 6319072924/631601001
Р/с 40702810054400018012
ПОВОЛЖСКИЙ БАНК ОАО «СБЕРБАНК РОССИИ»
К/с 30101810200000000607, БИК 043601607
тел. (846) 999-44-33, факс. (846) 993-44-23
www.metromax.ru, e-mail: saha@sama.ru



Ростелеком

Публичное акционерное общество междугородной
и международной электрической связи «Ростелеком»

МАКРОРЕГИОНАЛЬНЫЙ ФИЛИАЛ «ВОЛГА»
УЛЬЯНОВСКИЙ ФИЛИАЛ

ул. Л. Толстого, д. 60
г. Ульяновск, Россия, 432000
тел: (8422) 41-20-10, факс: (8422) 41-13-52
e-mail: office@volga.rt.ru, web: www.rt.ru/volga

09.11.2017 № 304-22/488

На № _____ от _____

**Заместителю главного инженера
по энергетике
АО «ГНЦ НИИАР»
В.В. Трофимову**

На Ваш запрос 64-100/9289 от 26.10.2017г. сообщая, что имеется техническая возможность организации канала между АО «ГНЦ НИИАР» адрес: Ульяновская область, г.Димитровград, Западное шоссе, 9 и филиалом АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ по адресу: Самарская область, Красноярский район, пгт. Красный Яр, п. Восточный, 5, пропускной способностью 2Мбит/с.

**Начальник отдела продаж
государственным и корпоративным клиентам
УФ ПАО «Ростелеком»**

С.В. Карцев

Исп. Замараева Е.В.
(8422)384555



Приложение
к письму
Филиала АО «СО ЕЭС»
Самарское РДУ
от 14.11.18 № РД-Б-Т-19-3934

Технические условия по присоединению оборудования каналов связи с энергообъектов АО «ГНЦ НИИАР» ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» к узлам связи Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ

1. Общие требования

1.1. Информационный обмен СОТИАССО энергообъектов АО «ГНЦ НИИАР» ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ (далее – Самарское РДУ) должен осуществляться в соответствии со следующими документами:

- Соглашение о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 23.06.2015 № 260;
- Договор от 21.11.2011 № ОДУ-276 возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- Программа модернизации систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики АО «ГНЦ НИИАР» и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ.

2. Требования по организации подключения каналов связи с энергообъектов АО «ГНЦ НИИАР» ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» к узлам связи Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ.

2.1. Трафик с энергообъектов должен передаваться в Самарское РДУ в двух потоках Е1 в стандартном интерфейсе G.703 / G.704.

2.2. Потоки Е1 должны быть организованы в основном и резервном каналах связи:

- основной до Узла связи Самарского РДУ по адресу г. Самара, ул. Полевая д. 5;
- резервный до резервных помещений ограниченной функциональности АО «СО ЕЭС», эксплуатируемых филиалами АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги и Самарское РДУ по адресу: Самарская обл., п. Красный Яр.

2.3. Для снижения вероятности одновременного повреждения основной и резервный каналы связи должны проходить по географически разнесенным трассам, либо разными средами передачи.

2.4. Организация потоков Е1 до Самарского РДУ должна быть выполнена на основе цифровых каналов связи, арендуемых у операторов связи ПАО «Ростелеком», ПАО «Транстелеком», ПАО «Мегафон»; субъектов электроэнергетики Самарской и Ульяновской областей: филиалы ПАО «Т Плюс», филиалы ПАО «МРСК Волги», филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги, к сетям которых присоединен узел связи Самарского РДУ.

2.5. Оборудование мультиплексирования диспетчерской АО «ГНЦ НИИАР» и узловых точек должно обеспечивать стыковку с мультиплексорами Самарского РДУ по стандартным протоколам обмена информацией и не требовать установки своей ответной части на узле связи Самарского РДУ.

2.6. Организацию каналов до Самарского РДУ в соответствии с пунктом 6 утвержденных Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 854 и от 6 мая 2006 г. № 273) обеспечивает АО «ГНЦ НИИАР».

2.7. Для организации прямых каналов диспетчерской связи должны использоваться выделенные соединительные линии в протоколе АДАСЭ, включенные в стандартных четырехпроводных каналах ТЧ с полосой пропускания 0,3 – 3,4 кГц, которые передаются в одном временном интервале (тайм-слоте) каждый.

2.8. Диспетчеру Самарского РДУ и оперативному персоналу АО «ГНЦ НИИАР» должна быть предоставлена телефонная связь, организованная по схеме «точка - точка» (диспетчерская телефонная связь).

2.9. Другие виды телефонной связи (производственная, технологическая, и т.п. могут организовываться как по каналам диспетчерской телефонной связи с приоритетом диспетчера, так и по другим технологиям телефонной связи;

2.10. Оконечным оборудованием диспетчерской телефонной связи должны быть устройства, обеспечивающие связь без набора номера, при этом должна осуществляться запись всех диспетчерских переговоров с оперативным персоналом АО «ГНЦ НИИАР» с сохранением записей в соответствии с установленным порядком

2.11. В основном и резервном потоках Е1 должно быть выделено необходимое для обеспечения требуемого времени доставки количество временных интервалов (тайм-слотов), в которых будет передаваться телеметрическая информация с использованием сервисов ТСП/IP.

2.12. Для передачи телеметрической информации должен использоваться протокол ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. При этом необходимо обеспечивать:

- соответствие методов передачи телеметрической информации рекомендациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-101;
- гарантированное время доставки;
- информационную безопасность передаваемой информации в соответствии с действующими нормативными документами.