

Модернизация и расширение «ССПИ ПС 110 кВ Урик»

Филиал ОАО «ИЭСК»
«Восточные электрические сети»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 5.1. Телемеханизация

177-ВЭС-2018-ИОС1
Том №1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	01-18	<i>Зен</i>	10.18
2	02-18	<i>Зен</i>	12.18
3	01-20	<i>Зен</i>	04.20

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

Модернизация и расширение «ССПИ ПС 110 кВ Урик»

Филиал ОАО «ИЭСК»
«Восточные электрические сети»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 5.1. Телемеханизация

177-ВЭС-2018-ИОС1
Том №1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	01-18	<i>Зен</i>	10.18
2	02-18	<i>Зен</i>	12.18
3	01-20	<i>Зен</i>	04.20

Главный инженер проекта



Г.Н. Пряничников

2018

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

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номер листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	11	-	-	-	40	01-18	<i>Зен</i>	10.18
2	4, 5, 19, 20, 23-27, 40	-	-	-	40	02-18	<i>Зен</i>	12.18
2	19, 24, 27, 40	-	-	-	40	01-20	<i>Зен</i>	04.20

Примечание:

1. Изменение №1 внесено на основании письма филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ №Р74-В-I-3-19-3572 от 24.10.2018г.
2. Изменение №2 внесено на основании письма ОАО «ИЭСК» №06.060-18-4.23-4837 от 21.11.2018г.
3. Изменение №3 внесено на основании письма ОАО «ИЭСК» №06.201.018-14-4.23-0964 от 15.04.2020г.

Инб. № подл.	Подп. И дата	Взам. № инб.							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	177-ВЭС-2018-ИОС1			-

СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
-	-	Раздел 1. Пояснительная записка	Раздел не разрабатывается
-	-	Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка	Раздел не разрабатывается
-	-	Раздел 3. Архитектурные решения	Раздел не разрабатывается
-	-	Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения	Раздел не разрабатывается
-	-	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений	
1	177-ВЭС-2018-ИОС1	Подраздел 5.1. Телемеханизация	
2	177-ВЭС-2018-ИОС2	Подраздел 5.2. Сети связи	
-	-	Раздел 6. Проект организации строительства	Раздел не разрабатывается
-	-	Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства	Раздел не разрабатывается
-	-	Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды	Раздел не разрабатывается
-	-	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	Раздел не разрабатывается
-	-	Раздел 10. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов	Раздел не разрабатывается
-	-	Раздел 10(1). Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	Раздел не разрабатывается
3	177-ВЭС-2018-СМ	Раздел 11. Смета на строительство	Разрабатывается на стадии рабочей документации

Проектная документация разработана в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87 (ред. от 26.03.2014г.) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» и ГОСТ Р 21.1101-2013 «Основные требования к проектной и рабочей документации». Технические решения в проектной документации соответствуют действующим нормативным документам.

Примечания:

1. **Раздел 1. Пояснительная записка** – не разрабатывается т.к. в соответствии с Заданием на разработку проектной и рабочей документации выполнение данного раздела в составе настоящего титула не требуется.

2. **Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка** – не разрабатывается т.к. настоящим проектом не предусматривается строительство или реконструкция зданий, перепланировка и перемещение

Взам. № инв.										
Подп. И дата										
Инв. № подл.	177-ВЭС-2018-СП									
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
	Разработал	Чернов			Жен	10.18				
							Стадия	Лист	Листов	
							П	1	2	
Состав проектной документации							ООО "ПП Вектор-А". Проектно-изыскательское бюро			
	ГИП	Пряничников				10.18				
	Н.контр.	Пряничников				10.18				

земельных масс на территории ПС 110 кВ Урик.

3. **Раздел 3. Архитектурные решения** – не разрабатывается т.к. в соответствии с Заданием на разработку проектной и рабочей документации, настоящим проектом реконструкция существующих зданий и строительство новых на территории ПС 110 кВ Урик не предусматривается.

4. **Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения** – не разрабатывается т.к. в соответствии с Заданием на разработку проектной и рабочей документации выполнение данного раздела в составе настоящего титула не требуется.

5. **Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства** – не разрабатывается т.к. в соответствии с Заданием на разработку проектной и рабочей документации, настоящим проектом не предусматривается работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства.

6. **Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды** – не разрабатывается т.к. в соответствии с Заданием на разработку проектной и рабочей документации (п.7.1) выполнение данного раздела в составе настоящего титула не требуется.

7. **Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности** – не разрабатывается т.к. в соответствии с Заданием на разработку проектной и рабочей документации (п.6) выполнение данного раздела в составе настоящего титула не требуется.

8. **Раздел 10. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов** – не разрабатывается т.к. в соответствии с Заданием на разработку проектной и рабочей документации выполнение данного раздела в составе настоящего титула не требуется.

9. **Раздел 10(1) - Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов** – не разрабатывается т.к. в соответствии с Заданием на разработку проектной и рабочей документации выполнение данного раздела в составе настоящего титула не требуется.

10. **Раздел 11. Смета на строительство** – выполняется после согласования проектной и рабочей документации.

Инв. № подл.	Подп. И дата	Взам. № инв.							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	177-ВЭС-2018-СП				2

СОДЕРЖАНИЕ

Обозначение	Наименование	Страница
177-ВЭС-2018-СП	Состав проектной документации	2
177-ВЭС-2018-ИОС1С	Содержание	4
177-ВЭС-2018-ИОС1	5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений	5
	5.3. Телемеханизация	5
	5.3.1. Характеристики источников информации	5
	5.3.1.1. Основные характеристики аналоговых сигналов (ТИ)	6
	5.3.1.2. Основные характеристики дискретных сигналов (ТС и АПТС)	7
	5.3.2. Функциональный состав ТМ	21
	5.3.3. Синхронизация компонентов ПТК	22
	5.3.4. Метрологические характеристики ТМ	23
	5.3.5. Решения по комплексу технических средств	23
	5.3.6. Перечень проектируемого оборудования и аппаратуры	24
	5.3.7. Построение кабельных связей ТМ	25
	5.3.8. Устройства бесперебойного питания	25
	5.3.9 Интеграция систем МП РЗА	25
Приложение А	Приложения Задание на разработку проектной и рабочей документации «Модернизация и расширение ССПИ ПС 110 кВ Урик»	28-33
Приложение Б	Выписка из реестра членов саморегулируемой организации №БОП 07-06-3853 от 27 сентября 2018г.	34-35
Приложение В	Техническое задание №018/219 от 03.05.2018г. «О модернизации и расширении ССПИ ПС 110 кВ Урик»	36-37
177-ВЭС-2018-ИОС1.ГЧ, л. 1	Графическая часть Схема объемов телеинформации ОРУ 110 кВ	38
177-ВЭС-2018-ИОС1.ГЧ, л. 2	Схема объемов телеинформации ОРУ 35 кВ и КРУН 10 кВ	39
177-ВЭС-2018-ИОС1.ГЧ, л. 3	Структурная схема телемеханики	40

Взам. № инв.		ИОС1.ГЧ, л. 2 177-ВЭС-2018-ИОС1.ГЧ, л. 3	КВ Структурная схема телемеханики				40				
Подп. И дата											
		177-ВЭС-2018-ИОС1С									
Инв. № подл.								Содержание	Стадия	Лист	Листов
		2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18		П	1	1
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
		Разработал		Чернов		<i>fen</i>	10.18				
		ГИП		Пряничников		<i>fen</i>	10.18				
Н.контр.		Пряничников		<i>fen</i>	10.18						
								ООО "ПНП Вектор-А". Проектно-изыскательское бюро			

Содержание

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

5.3. Телемеханизация

Настоящий раздел разработан на основании:

- задания на разработку проектной и рабочей документации «Модернизация и расширение ССПИ ПС 110 кВ Урик» (приложение А);
- техническое задание №018/219 от 03.05.2018г. «О модернизации и расширении ССПИ ПС 110 кВ Урик» (приложение В);
- программы модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях ОАО «ИЭСК»;
- соглашения о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ОАО «ИЭСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 17.04.2017г. №303 с дополнениями.

Настоящий раздел разработан в соответствии со следующими нормативными документами:

1. СТП 001.059.006-2011. Положение о технической политике ОАО «ИЭСК».
2. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87 (ред. от 26.03.2014г.) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-ое и 7-ое издание.
4. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 №136.
5. СТО 56947007-29.130.01.092-2011 Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления;
6. СТО 56947007-29.120.70.042-2010 Требования к шкафам управления и релейной защиты и автоматики (РЗА) с микропроцессорными устройствами;
7. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, утверждены приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 №57.
8. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.06.2010 №366р «Об утверждении типового перечня сигналов, поступающих от РЗА, ПА, АИИС КУЭ и инженерных систем подстанции в АСУ ТП».

В соответствии со структурой диспетчерского, технологического и производственно – хозяйственного управления, контроль функционирования ПС 110 кВ Урик предусматривается осуществлять диспетчером ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети», а также диспетчером филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Иркутской области» (Иркутское РДУ).

Оперативное и удаленное управление оборудованием ПС 110 кВ Урик предусматривается осуществлять силами оперативного персонала филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети».

В составе ТМ выделяется три уровня: нижний, средний и верхний.

Взам. № инв.									
Подп. И дата									
Инв. № подл.	2	-	Изм.	02-18	<i>Жен</i>	12.18	177-ВЭС-2018-ИОС1		
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
	Разработал	Чернов		<i>Жен</i>	10.18	Подраздел 5.1. Телемеханизация			
ГИП		Пряничников		<i>Жен</i>	10.18	Стадия Лист Листов П 1 23 ООО "ПНП Вектор-А". Проектно-изыскательское бюро			
Н.контр.		Пряничников		<i>Жен</i>	10.18				

3	-	Изм.	01-20	<i>Зен</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>Зен</i>	12.18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

5.3.1.2. Основные характеристики дискретных сигналов (ТС и АПТС)

К дискретным сигналам, вводимым в ПТК Системы относятся:

- сигналы об изменении текущего состояния коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, заземляющих ножей), сигналы самодиагностики оборудования Системы, либо смежных её подсистем – телесигнализация (ТС);
- сигналы о состоянии (рабочем либо аварийном) устройств РЗА - аварийно-предупредительная сигнализация (АПС).

Положение коммутационных аппаратов (КА), самодиагностика элементов Системы и информация о состоянии смежных и инженерных систем вводится в систему по контрольным кабельным связям в контроллеры ТМ, а далее по цифровым каналам связи.

Телеинформация (ТС и АПС) от интегрируемых в Систему подсистем РЗА передаются в Систему через цифровые порты RS-485 терминалов РЗА 110 кВ, а также через «сухой» контакт по контрольным кабельным связям от терминалов РЗА 35 кВ в контроллер ТМ, а далее по цифровым каналам связи.

Передача по цифровым каналам связи в Системе предусматривается с применением стандартных международных протоколов.

Источниками дискретных сигналов могут являться:

- концевые выключатели и блок-контакты силовых коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей 10 кВ, разъединителей 110, 35 кВ);
- реле повторители положения коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей 110 и 35 кВ);

Дискретные сигналы о положении коммутационных аппаратов (КА) проверяются на достоверность путём введения двух сигналов от одного КА: включен - «1» и отключен - «0», получаемых с помощью нормально замкнутого и нормально разомкнутого контакта, отнесённых к одному состоянию КА (при одновременном появлении двух одинаковых сигналов «1» или «0» сигнал положения КА считается недостоверным). Кроме того, может выполняться программная проверка сигналов на основе естественной избыточности первичной информации.

Телесигнализация указанных параметров предусматривается производить при помощи модулей ввода/вывода дискретных сигналов ЭНМВ.

Проектируемые преобразователи предусматривается устанавливать в существующие стойки телемеханики СТМ №1-3 по стороне 110 и 35 кВ.

Технические характеристики ЭНМВ-1-6/3R-220-A1:

- имеют 1 интерфейс RS-485;
- имеют 6 входов, смачиваемый контакт (Wet Contact): $U_{вх}=20..250$ В (DC/AC), $I_{макс}=2$ мА, фильтрация дребезга контактов;
- имеют 3 релейных выхода включение, отключение, контроль.

Технические характеристики ЭНМВ-1-24/0-220-A2E0:

- имеют 2 интерфейса RS-485;
- имеют 24 входов, смачиваемый контакт (Wet Contact): $U_{вх}=20..250$ В (DC/AC), $I_{макс}=2$ мА, фильтрация дребезга контактов.

Схема объемов телеинформации приведена на чертеже 177-ВЭС-2018-ИОС1.ГЧ. л.1-2.

Перечень вводимой аналоговой и дискретной информации представлен в табл. 1.

Количество и состав сигналов будут уточнены при разработке рабочей документации.

Инф. № инф.	Взам. № инф.	Подп. И. дата	Инф. № подл.								
3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20						
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

3

Таблица 1 – Перечень вводимой аналоговой и дискретной информации

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
1.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм
2.	ЗН в ст. ВЛ на ЛР-110 ТЭЦ-10 А	Включено/отключено	Включено/отключено
3.	ЛР-110 ТЭЦ-10 А	Включено/отключено	Включено/отключено
4.	ЗН в ст. В на ЛР-110 ТЭЦ-10 А	Включено/отключено	Включено/отключено
5.	ОР-110 ТЭЦ-10 А	Включено/отключено	Включено/отключено
6.	ЗН в ст. ВЛ на ОР-110 ТЭЦ-10 А	Включено/отключено	Включено/отключено
7.	В-110 ТЭЦ-10 А	Включено/отключено	Включено/отключено
8.	ШР-110-1 ТЭЦ-10 А	Включено/отключено	Включено/отключено
9.	ЗН в ст. В на ШР-110-1 ТЭЦ-10 А	Включено/отключено	Включено/отключено
10.	ШР-110-2 ТЭЦ-10 А	Включено/отключено	Включено/отключено
11.	ЗН в ст. В на ШР-110-2 ТЭЦ-10 А	Включено/отключено	Включено/отключено
12.	ЛР-110 ТЭЦ-10 А	Включить/отключить	-
13.	ОР-110 ТЭЦ-10 А	Включить/отключить	-
14.	В-110 ТЭЦ-10 А	Включить/отключить	-
15.	ШР-110-1 ТЭЦ-10 А	Включить/отключить	-
16.	ШР-110-2 ТЭЦ-10 А	Включить/отключить	-
17.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм
18.	ЗН в ст. ВЛ на ЛР-110 ТЭЦ-10 Б	Включено/отключено	Включено/отключено
19.	ЛР-110 ТЭЦ-10 Б	Включено/отключено	Включено/отключено
20.	ЗН в ст. В на ЛР-110 ТЭЦ-10 Б	Включено/отключено	Включено/отключено
21.	ОР-110 ТЭЦ-10 Б	Включено/отключено	Включено/отключено
22.	ЗН в ст. ВЛ на ОР-110 ТЭЦ-10 Б	Включено/отключено	Включено/отключено
23.	В-110 ТЭЦ-10 Б	Включено/отключено	Включено/отключено
24.	ШР-110-1 ТЭЦ-10 Б	Включено/отключено	Включено/отключено
25.	ЗН в ст. В на ШР-110-1 ТЭЦ-10 Б	Включено/отключено	Включено/отключено
26.	ШР-110-2 ТЭЦ-10 Б	Включено/отключено	Включено/отключено
27.	ЗН в ст. В на ШР-110-2 ТЭЦ-10 Б	Включено/отключено	Включено/отключено
28.	ЛР-110 ТЭЦ-10 Б	Включить/отключить	-
29.	ОР-110 ТЭЦ-10 Б	Включить/отключить	-
30.	В-110 ТЭЦ-10 Б	Включить/отключить	-
31.	ШР-110-1 ТЭЦ-10 Б	Включить/отключить	-
32.	ШР-110-2 ТЭЦ-10 Б	Включить/отключить	-
33.	ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм
34.	ЗН в ст. ВЛ на ЛР-110 У.Орда А	Включено/отключено	Включено/отключено
35.	ЛР-110 У.Орда А	Включено/отключено	Включено/отключено
36.	ЗН в ст. В на ЛР-110 У.Орда А	Включено/отключено	Включено/отключено
37.	ОР-110 У.Орда А	Включено/отключено	Включено/отключено
38.	ЗН в ст. ВЛ на ОР-110 У.Орда А	Включено/отключено	Включено/отключено
39.	В-110 Усть-Орда А	Включено/отключено	Включено/отключено
40.	ШР-110-1 У.Орда А	Включено/отключено	Включено/отключено
41.	ЗН в ст. В на ШР-110-1 У.Орда А	Включено/отключено	Включено/отключено
42.	ШР-110-2 У.Орда А	Включено/отключено	Включено/отключено

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

3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

4

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
43.	ЗН в ст. В на ШР-110-2 У.Орда А	Включено/отключено	Включено/отключено
44.	ЛР-110 У.Орда А	Включить/отключить	-
45.	ОР-110 У.Орда А	Включить/отключить	-
46.	В-110 Усть-Орда А	Включить/отключить	-
47.	ШР-110-1 У.Орда А	Включить/отключить	-
48.	ШР-110-2 У.Орда А	Включить/отключить	-
49.	ВЛ 110 кВ Урик –Усть-Орда II цепь	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм
50.	ЗН в ст. ВЛ на ЛР-110 У.Орда Б	Включено/отключено	Включено/отключено
51.	ЛР-110 У.Орда Б	Включено/отключено	Включено/отключено
52.	ЗН в ст. В на ЛР-110 У.Орда Б	Включено/отключено	Включено/отключено
53.	ОР-110 У.Орда Б	Включено/отключено	Включено/отключено
54.	ЗН в ст. ВЛ на ОР-110 У.Орда Б	Включено/отключено	Включено/отключено
55.	В-110 Усть-Орда Б	Включено/отключено	Включено/отключено
56.	ШР-110-1 У.Орда Б	Включено/отключено	Включено/отключено
57.	ЗН в ст. В на ШР-110-1 У.Орда Б	Включено/отключено	Включено/отключено
58.	ШР-110-2 У.Орда Б	Включено/отключено	Включено/отключено
59.	ЗН в ст. В на ШР-110-2 У.Орда Б	Включено/отключено	Включено/отключено
60.	ЛР-110 У.Орда Б	Включить/отключить	-
61.	ОР-110 У.Орда Б	Включить/отключить	-
62.	В-110 Усть-Орда Б	Включить/отключить	-
63.	ШР-110-1 У.Орда Б	Включить/отключить	-
64.	ШР-110-2 У.Орда Б	Включить/отключить	-
65.	ВЛ 110 кВ Правобережная –Урик I цепь с отпайками	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм
66.	ЗН в ст. ВЛ на ЛР-110 Пр.Бережная А	Включено/отключено	Включено/отключено
67.	ЛР-110 Пр.Бережная А	Включено/отключено	Включено/отключено
68.	ЗН в ст. В на ЛР-110 Пр.Бережная А	Включено/отключено	Включено/отключено
69.	ОР-110 Пр.Бережная А	Включено/отключено	Включено/отключено
70.	ЗН в ст. ВЛ на ОР-110 Пр.Бережная А	Включено/отключено	Включено/отключено
71.	В-110 Правобережная А	Включено/отключено	Включено/отключено
72.	ШР-110-1 Пр.Бережная А	Включено/отключено	Включено/отключено
73.	ЗН в ст. В на ШР-110-1 Пр.Бережная А	Включено/отключено	Включено/отключено
74.	ШР-110-2 Пр.Бережная А	Включено/отключено	Включено/отключено
75.	ЗН в ст. В на ШР-110-2 Пр.Бережная А	Включено/отключено	Включено/отключено
76.	ЛР-110 Пр.Бережная А	Включить/отключить	-
77.	ОР-110 Пр.Бережная А	Включить/отключить	-
78.	В-110 Правобережная А	Включить/отключить	-
79.	ШР-110-1 Пр.Бережная А	Включить/отключить	-
80.	ШР-110-2 Пр.Бережная А	Включить/отключить	-
81.	ВЛ 110 кВ Правобережная –Урик II цепь с отпайками	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм
82.	ЗН в ст. ВЛ на ЛР-110 Пр.Бережная Б	Включено/отключено	Включено/отключено
83.	ЛР-110 Пр.Бережная Б	Включено/отключено	Включено/отключено
84.	ЗН в ст. В на ЛР-110 Пр.Бережная Б	Включено/отключено	Включено/отключено
85.	ОР-110 Пр.Бережная Б	Включено/отключено	Включено/отключено

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

3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

5

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
86.	ЗН в ст. ВЛ на ОР-110 Пр.Бережная Б	Включено/отключено	Включено/отключено
87.	В-110 Правобережная Б	Включено/отключено	Включено/отключено
88.	ШР-110-1 Пр.Бережная Б	Включено/отключено	Включено/отключено
89.	ЗН в ст. В на ШР-110-1 Пр.Бережная Б	Включено/отключено	Включено/отключено
90.	ШР-110-2 Пр.Бережная Б	Включено/отключено	Включено/отключено
91.	ЗН в ст. В на ШР-110-2 Пр.Бережная Б	Включено/отключено	Включено/отключено
92.	ЛР-110 Пр.Бережная Б	Включить/отключить	-
93.	ОР-110 Пр.Бережная Б	Включить/отключить	-
94.	В-110 Правобережная Б	Включить/отключить	-
95.	ШР-110-1 Пр.Бережная Б	Включить/отключить	-
96.	ШР-110-2 Пр.Бережная Б	Включить/отключить	-
97.	ОВ-110	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм
98.	ОР-110 ОВ	Включено/отключено	Включено/отключено
99.	ЗН в ст. ОСШ на ОР-110 ОВ	Включено/отключено	Включено/отключено
100.	ЗН в ст. В на ОР-110 ОВ	Включено/отключено	Включено/отключено
101.	ОВ-110	Включено/отключено	Включено/отключено
102.	ШР-110-1 ОВ-110	Включено/отключено	Включено/отключено
103.	ЗН в ст. 1 СШ на ШР-110-1 ОВ-110	Включено/отключено	Включено/отключено
104.	ЗН в ст. В на ШР-110-1 ОВ-110	Включено/отключено	Включено/отключено
105.	ШР-110-2 ОВ-110	Включено/отключено	Включено/отключено
106.	ЗН в ст. 2 СШ на ШР-110-2 ОВ-110	Включено/отключено	Включено/отключено
107.	ЗН в ст. В на ШР-110-2 ОВ-110	Включено/отключено	Включено/отключено
108.	ОР-110 ОВ	Включить/отключить	-
109.	ОВ-110	Включить/отключить	-
110.	ШР-110-1 ОВ-110	Включить/отключить	-
111.	ШР-110-2 ОВ-110	Включить/отключить	-
112.	ШСВ-110	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм
113.	ШСВ-110	Включено/отключено	Включено/отключено
114.	ШР-110-1 ШСВ	Включено/отключено	Включено/отключено
115.	ЗН в ст. В на ШР-110-1 ШСВ	Включено/отключено	Включено/отключено
116.	ШР-110-2 ШСВ	Включено/отключено	Включено/отключено
117.	ЗН в ст. В на ШР-110-2 ШСВ	Включено/отключено	Включено/отключено
118.	ШСВ-110	Включить/отключить	-
119.	ШР-110-1 ШСВ	Включить/отключить	-
120.	ШР-110-2 ШСВ	Включить/отключить	-
121.	ТН-110-1	Ua, Ub, Uc, Uab, Ubc, Uca, f	Uab, Ubc, Uca, f
122.	ШР-110 ТН-110-1	Включено/отключено	Включено/отключено
123.	ЗН в ст. 1 СШ на ШР-110 ТН-110-1	Включено/отключено	Включено/отключено
124.	ЗН в ст. ТН на ШР-110 ТН-110-1	Включено/отключено	Включено/отключено
125.	ШР-110 ТН-110-1	Включить/отключить	-
126.	ТН-110-2	Ua, Ub, Uc, Uab, Ubc, Uca, f	Uab, Ubc, Uca, f
127.	ШР-110 ТН-110-2	Включено/отключено	Включено/отключено

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

3	-	Изм.	01-20	<i>Зен</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>Зен</i>	12.18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

6

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
128.	ЗН в ст. 2 СШ на ШР-110 ТН-110-2	Включено/отключено	Включено/отключено
129.	ЗН в ст. ТН на ШР-110 ТН-110-2	Включено/отключено	Включено/отключено
130.	ШР-110 ТН-110-2	Включить/отключить	-
131.	В-110 Т-1	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	Ib, Рсумм, Qсумм
132.	ОР-110 Т-1	Включено/отключено	Включено/отключено
133.	ЗН в ст. Т-1 на ОР-110 Т-1	Включено/отключено	Включено/отключено
134.	ТР-110 Т-1	Включено/отключено	Включено/отключено
135.	ЗН в ст. Т-1 на ТР-110 Т-1	Включено/отключено	Включено/отключено
136.	ЗН в ст. В на ТР-110 Т-1	Включено/отключено	Включено/отключено
137.	В-110 Т-1	Включено/отключено	Включено/отключено
138.	ШР-110-1 Т-1	Включено/отключено	Включено/отключено
139.	ЗН в ст. В на ШР-110-1 Т-1	Включено/отключено	Включено/отключено
140.	ШР-110-2 Т-1	Включено/отключено	Включено/отключено
141.	ЗН в ст. В на ШР-110-2 Т-1	Включено/отключено	Включено/отключено
142.	ОР-110 Т-1	Включить/отключить	-
143.	ТР-110 Т-1	Включить/отключить	-
144.	В-110 Т-1	Включить/отключить	-
145.	ШР-110-1 Т-1	Включить/отключить	-
146.	ШР-110-2 Т-1	Включить/отключить	-
147.	В-110 Т-2	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	Ib, Рсумм, Qсумм
148.	ОР-110 Т-2	Включено/отключено	Включено/отключено
149.	ЗН в ст. Т-2 на ОР-110 Т-2	Включено/отключено	Включено/отключено
150.	ТР-110 Т-2	Включено/отключено	Включено/отключено
151.	ЗН в ст. Т-2 на ТР-110 Т-2	Включено/отключено	Включено/отключено
152.	ЗН в ст. В на ТР-110 Т-2	Включено/отключено	Включено/отключено
153.	В-110 Т-2	Включено/отключено	Включено/отключено
154.	ШР-110-1 Т-2	Включено/отключено	Включено/отключено
155.	ЗН в ст. В на ШР-110-1 Т-2	Включено/отключено	Включено/отключено
156.	ШР-110-2 Т-2	Включено/отключено	Включено/отключено
157.	ЗН в ст. В на ШР-110-2 Т-2	Включено/отключено	Включено/отключено
158.	ОР-110 Т-2	Включить/отключить	-
159.	ТР-110 Т-2	Включить/отключить	-
160.	В-110 Т-2	Включить/отключить	-
161.	ШР-110-1 Т-2	Включить/отключить	-
162.	ШР-110-2 Т-2	Включить/отключить	-
163.	Т-1	Номер РПН	-
164.	Т-2	Номер РПН	-
165.	В-35 Т-1	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
166.	В-35 Т-1	Включено/отключено	-
167.	ШР-35 Т-1	Включено/отключено	-
168.	ЗН в ст. В на ШР-35 Т-1	Включено/отключено	-
169.	ТР-35 Т-1	Включено/отключено	-
170.	ЗН в ст. В на ТР-35 Т-1	Включено/отключено	-

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

3	-	Изм.	01-20	Зен	04.20
2	-	Изм.	02-18	Зен	12.18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

7

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
171.	ЗН в ст. Т-1 на ТР-35 Т-1	Включено/отключено	-
172.	В-35 Т-1	Включить/отключить	-
173.	ШР-35 Т-1	Включить/отключить	-
174.	ТР-35 Т-1	Включить/отключить	-
175.	В-35 Т-2	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
176.	В-35 Т-2	Включено/отключено	-
177.	ШР-35 Т-2	Включено/отключено	-
178.	ЗН в ст. В на ШР-35 Т-2	Включено/отключено	-
179.	ТР-35 Т-2	Включено/отключено	-
180.	ЗН в ст. В на ТР-35 Т-2	Включено/отключено	-
181.	ЗН в ст. Т-2 на ТР-35 Т-2	Включено/отключено	-
182.	В-35 Т-2	Включить/отключить	-
183.	ШР-35 Т-2	Включить/отключить	-
184.	ТР-35 Т-2	Включить/отключить	-
185.	ТН-35-1	Ua, Ub, Uc, Uab, Ubc, Uca, f	-
186.	ШР-35 ТН-35-1	Включено/отключено	-
187.	ЗН в ст. 1 СШ на ШР-35 ТН-35-1	Включено/отключено	-
188.	ЗН в ст. ТН на ШР-35 ТН-35-1	Включено/отключено	-
189.	ШР-35 ТН-35-1	Включить/отключить	-
190.	ТН-35-2	Ua, Ub, Uc, Uab, Ubc, Uca, f	-
191.	ШР-35 ТН-35-2	Включено/отключено	-
192.	ЗН в ст. 2 СШ на ШР-35 ТН-35-2	Включено/отключено	-
193.	ЗН в ст. ТН на ШР-35 ТН-35-2	Включено/отключено	-
194.	ШР-35 ТН-35-2	Включить/отключить	-
195.	СВ-35	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
196.	СВ-35	Включено/отключено	-
197.	СР-35-1	Включено/отключено	-
198.	ЗН в ст. СВ на СР-35-1	Включено/отключено	-
199.	ЗН в ст. 1СШ на СР-35-1	Включено/отключено	-
200.	СР-35-2	Включено/отключено	-
201.	ЗН в ст. СВ на СР-35-2	Включено/отключено	-
202.	ЗН в ст. 2СШ на СР-35-2	Включено/отключено	-
203.	СВ-35	Включить/отключить	-
204.	СР-35-1	Включить/отключить	-
205.	СР-35-2	Включить/отключить	-
206.	В-35 Грановщина	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
207.	В-35 Грановщина	Включено/отключено	-
208.	ЛР-35 Грановщина	Включено/отключено	-
209.	ЗН в ст. ВЛ на ЛР-35 Грановщина	Включено/отключено	-
210.	ЗН в ст. В на ЛР-35 Грановщина	Включено/отключено	-
211.	ШР-35 Грановщина	Включено/отключено	-

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

3	-	Изм.	01-20	<i>Зен</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>Зен</i>	12.18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

8

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
212.	ЗН в ст. В на ШР-35 Грановщина	Включено/отключено	-
213.	В-35 Грановщина	Включить/отключить	-
214.	ЛР-35 Грановщина	Включить/отключить	-
215.	ШР-35 Грановщина	Включить/отключить	-
216.	В-35 Лыловщина	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
217.	В-35 Лыловщина	Включено/отключено	-
218.	ЛР-35 Лыловщина	Включено/отключено	-
219.	ЗН в ст. ВЛ на ЛР-35 Лыловщина	Включено/отключено	-
220.	ЗН в ст. В на ЛР-35 Лыловщина	Включено/отключено	-
221.	ШР-35 Лыловщина	Включено/отключено	-
222.	ЗН в ст. В на ШР-35 Лыловщина	Включено/отключено	-
223.	В-35 Лыловщина	Включить/отключить	-
224.	ЛР-35 Лыловщина	Включить/отключить	-
225.	ШР-35 Лыловщина	Включить/отключить	-
226.	В-35 Резерв 2	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
227.	В-35 Резерв 2	Включено/отключено	-
228.	ЛР-35 Резерв 2	Включено/отключено	-
229.	ЗН в ст. ВЛ на ЛР-35 Резерв 2	Включено/отключено	-
230.	ЗН в ст. В на ЛР-35 Резерв 2	Включено/отключено	-
231.	ШР-35 Резерв 2	Включено/отключено	-
232.	ЗН в ст. В на ШР-35 Резерв 2	Включено/отключено	-
233.	В-35 Резерв 2	Включить/отключить	-
234.	ЛР-35 Резерв 2	Включить/отключить	-
235.	ШР-35 Резерв 2	Включить/отключить	-
236.	В-35 Резерв 3	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
237.	В-35 Резерв 3	Включено/отключено	-
238.	ЛР-35 Резерв 3	Включено/отключено	-
239.	ЗН в ст. ВЛ на ЛР-35 Резерв 3	Включено/отключено	-
240.	ЗН в ст. В на ЛР-35 Резерв 3	Включено/отключено	-
241.	ШР-35 Резерв 3	Включено/отключено	-
242.	ЗН в ст. В на ШР-35 Резерв 3	Включено/отключено	-
243.	В-35 Резерв 3	Включить/отключить	-
244.	ЛР-35 Резерв 3	Включить/отключить	-
245.	ШР-35 Резерв 3	Включить/отключить	-
246.	Ячейка №1. ТСН-1	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Ua, Ub, Uc	-
247.	Ячейка №1. Ввод ТСН-1	Отключен	-
248.	Ячейка №1. Потеря напряжения ввода ТСН-1	+	-
249.	Ячейка №2. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
250.	Ячейка №2. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
251.	Ячейка №2. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
252.	Ячейка №2. РЗА	Срабатывание	-

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

3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

9

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
253.	Ячейка №2. РЗА	Неисправность	-
254.	Ячейка 3. ТН -10-1	Ua, Ub, Uc, Uab, Ubc, Uca	-
255.	Ячейка 3. ТН -10-1	Земля в сети	-
256.	Ячейка 3. ТН -10-1	Неисправность ТН	-
257.	Ячейка №4. Выключатель ввода 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
258.	Ячейка №4. Выключатель ввода 10 кВ	Включено/отключено	-
259.	Ячейка №4. Выключатель ввода 10 кВ	Включить/отключить	-
260.	Ячейка №4. РЗА МТЗ	Срабатывание	-
261.	Ячейка №4. РЗА	Срабатывание	-
262.	Ячейка №4. РЗА	Неисправность	-
263.	Ячейка №5. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
264.	Ячейка №5. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
265.	Ячейка №5. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
266.	Ячейка №5. РЗА	Срабатывание	-
267.	Ячейка №5. РЗА	Неисправность	-
268.	Ячейка №6. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
269.	Ячейка №6. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
270.	Ячейка №6. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
271.	Ячейка №6. РЗА	Срабатывание	-
272.	Ячейка №6. РЗА	Неисправность	-
273.	Ячейка №7. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
274.	Ячейка №7. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
275.	Ячейка №7. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
276.	Ячейка №7. РЗА	Срабатывание	-
277.	Ячейка №7. РЗА	Неисправность	-
278.	Ячейка №8. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
279.	Ячейка №8. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
280.	Ячейка №8. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
281.	Ячейка №8. РЗА	Срабатывание	-
282.	Ячейка №8. РЗА	Неисправность	-
283.	Ячейка №9. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
284.	Ячейка №9. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
285.	Ячейка №9. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
286.	Ячейка №9. РЗА	Срабатывание	-
287.	Ячейка №9. РЗА	Неисправность	-
288.	Ячейка №10. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
289.	Ячейка №10. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
290.	Ячейка №10. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
291.	Ячейка №10. РЗА	Срабатывание	-

Взам. № инв.

Подп. И. дата

Инв. № подл.

3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

10

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
292.	Ячейка №10. РЗА	Неисправность	-
293.	Ячейка №11. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
294.	Ячейка №11. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
295.	Ячейка №11. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
296.	Ячейка №11. РЗА	Срабатывание	-
297.	Ячейка №11. РЗА	Неисправность	-
298.	Ячейка №12. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
299.	Ячейка №12. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
300.	Ячейка №12. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
301.	Ячейка №12. РЗА	Срабатывание	-
302.	Ячейка №12. РЗА	Неисправность	-
303.	Ячейка №13. Выключатель СВ 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
304.	Ячейка №13. Выключатель СВ 10 кВ	Включено/отключено	-
305.	Ячейка №13. Выключатель СВ 10 кВ	Включить/отключить	-
306.	Ячейка №13. РЗА	Срабатывание	-
307.	Ячейка №13. РЗА	Неисправность	-
308.	Ячейка №15. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
309.	Ячейка №15. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
310.	Ячейка №15. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
311.	Ячейка №15. РЗА	Срабатывание	-
312.	Ячейка №15. РЗА	Неисправность	-
313.	Ячейка №16. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
314.	Ячейка №16. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
315.	Ячейка №16. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
316.	Ячейка №16. РЗА	Срабатывание	-
317.	Ячейка №16. РЗА	Неисправность	-
318.	Ячейка №17. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
319.	Ячейка №17. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
320.	Ячейка №17. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
321.	Ячейка №17. РЗА	Срабатывание	-
322.	Ячейка №17. РЗА	Неисправность	-
323.	Ячейка №18. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
324.	Ячейка №18. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
325.	Ячейка №18. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
326.	Ячейка №18. РЗА	Срабатывание	-
327.	Ячейка №18. РЗА	Неисправность	-
328.	Ячейка №19. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
329.	Ячейка №19. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
330.	Ячейка №19. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-

Взам. № ш.б.

Подп. И. д.а.а.

Инд. № подл.

3	-	Изм.	01-20	<i>Зен</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>Зен</i>	12.18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

11

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
331.	Ячейка №19. РЗА	Срабатывание	-
332.	Ячейка №19. РЗА	Неисправность	-
333.	Ячейка №20. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
334.	Ячейка №20. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
335.	Ячейка №20. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
336.	Ячейка №20. РЗА	Срабатывание	-
337.	Ячейка №20. РЗА	Неисправность	-
338.	Ячейка №21. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
339.	Ячейка №21. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
340.	Ячейка №21. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
341.	Ячейка №21. РЗА	Срабатывание	-
342.	Ячейка №21. РЗА	Неисправность	-
343.	Ячейка №22. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
344.	Ячейка №22. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
345.	Ячейка №22. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
346.	Ячейка №22. РЗА	Срабатывание	-
347.	Ячейка №22. РЗА	Неисправность	-
348.	Ячейка №23. Выключатель ввода 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
349.	Ячейка №23. Выключатель ввода 10 кВ	Включено/отключено	-
350.	Ячейка №23. Выключатель ввода 10 кВ	Включить/отключить	-
351.	Ячейка №23. РЗА МТЗ	Срабатывание	-
352.	Ячейка №23. РЗА	Срабатывание	-
353.	Ячейка №23. РЗА	Неисправность	-
354.	Ячейка №24. ТН -10-2	Ua, Ub, Uc, Uab, Ubc, Uca	-
355.	Ячейка №24. ТН -10-2	Земля в сети	-
356.	Ячейка №24. ТН -10-2	Неисправность ТН	-
357.	Ячейка №25. Выключатель 10 кВ	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Qсумм	-
358.	Ячейка №25. Выключатель 10 кВ	Включено/отключено	-
359.	Ячейка №25. Выключатель 10 кВ	Включить/отключить	-
360.	Ячейка №25. РЗА	Срабатывание	-
361.	Ячейка №25. РЗА	Неисправность	-
362.	Ячейка №26. ТСН-2	Ia, Ib, Ic, Рсумм, Ua, Ub, Uc	-
363.	Ячейка №26. Ввод ТСН-2	Отключен	-
364.	Ячейка №26. Потеря напряжения ввода ТСН-2	+	-
365.	Срабатывание ДФЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	+	+
366.	Срабатывание ДЗ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	+	+
367.	Работа ТЗНП в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	+	+

Взам. № ш.б.

Подп. И. д.а.а.

Инб. № подл.

3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

12

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
368.	Работа МФТО в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	+	+
369.	Работа ТАПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	+	+
370.	Запрет ТАПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь*	+	+
371.	Неисправность (неготовность) В-110 ТЭЦ-10 А*	+	+
372.	Неисправность защит	+	-
373.	Срабатывание ДЗ в КСЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск.	+	+
374.	Срабатывание ДЗ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск.	+	+
375.	Срабатывание ТЗНП в КСЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск.	+	+
376.	Срабатывание ТЗНП в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск.	+	+
377.	Срабатывание МФТО в КСЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск.	+	+
378.	Срабатывание МФТО в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск.	+	+
379.	Срабатывание ТАПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск.	+	+
380.	Запрет ТАПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск.*	+	+
381.	Неисправность (неготовность) В-110 ТЭЦ-10 Б*	+	+
382.	Неисправность защит	+	-
383.	Срабатывание ДФЗ ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	+	+
384.	Срабатывание защит в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	+	+
385.	Срабатывание ТАПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	+	+
386.	Запрет ТАПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	+	+
387.	Неисправность (неготовность) В-110 Усть-Орда А	+	+
388.	Работа ДЗ	+	-
389.	Работа ТЗНП	+	-
390.	Работа ТО	+	-
391.	Неисправность защит	+	-

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

3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

13

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
392.	Срабатывание ДФЗ ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	+	+
393.	Срабатывание защит в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	+	+
394.	Срабатывание ТАПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	+	+
395.	Запрет ТАПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	+	+
396.	Неисправность (неготовность) В-110 Усть-Орда Б	+	+
397.	Работа ДЗ	+	-
398.	Работа ТЗНП	+	-
399.	Работа ТО	+	-
400.	Неисправность защит	+	-
401.	Срабатывание ДФЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с отпайками	+	+
402.	Срабатывание ТАПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с отпайками	+	+
403.	Срабатывание защит в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с отпайками*	+	+
404.	Запрет ТАПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с отпайками*	+	+
405.	Неисправность (неготовность) В-110 Правобережная А*	+	+
406.	Работа ДЗ	+	-
407.	Работа ТЗНП	+	-
408.	Работа ТО	+	-
409.	Неисправность защит	+	-
410.	Срабатывание ДФЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с отпайками	+	+
411.	Срабатывание защит в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с отпайками	+	+
412.	Срабатывание ТАПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с отпайками	+	+
413.	Запрет ТАПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с отпайками	+	+
414.	Неисправность (неготовность) В-110 Правобережная Б	+	+
415.	Работа ДЗ	+	-
416.	Работа ТЗНП	+	-
417.	Работа ТО	+	-
418.	Неисправность защит	+	-
419.	Срабатывание ДЗ в комплект РЗА № 1 ОВ-110	+	+
420.	Срабатывание ДЗ в комплект РЗА № 2 ОВ-110	+	+
421.	Срабатывание ТЗНП в комплект РЗА № 1 ОВ-110	+	+
422.	Срабатывание ТЗНП в комплект РЗА № 2 ОВ-110	+	+

Взам. № инв.	
Подп. И. дато	
Инв. № подл.	

3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

14

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
423.	Срабатывание МФТО в комплект РЗА № 1 ОВ-110	+	+
424.	Срабатывание МФТО в комплект РЗА № 2 ОВ-110	+	+
425.	Срабатывание ТАПВ в комплект РЗА № 1 ОВ-110	+	+
426.	Срабатывание ТАПВ в комплект РЗА № 2 ОВ-110	+	+
427.	Запрет ТАПВ в комплект РЗА № 1 ОВ-110*	+	+
428.	Запрет ТАПВ в комплект РЗА № 2 ОВ-110*	+	+
429.	Неисправность (неготовность) ОВ-110*	+	+
430.	Неисправность защит ОВ-110	+	-
431.	Срабатывание ТЗНП в комплекте РЗА ШСВ-110	+	+
432.	Срабатывание МТЗ в комплекте РЗА ШСВ-110	+	+
433.	Срабатывание МФТО в комплекте РЗА ШСВ-110	+	+
434.	Срабатывание ТАПВ в комплекте РЗА ШСВ-110	+	+
435.	Запрет ТАПВ в комплекте РЗА ШСВ-110*	+	+
436.	Неисправность (неготовность) ШСВ-110*	+	+
437.	Неисправность защит ШСВ-110	+	-
438.	Срабатывание ДЗШ в Комплекте РЗ 1 и 2 СШ-110 кВ	+	+
439.	Работа УРОВ в Комплекте РЗ 1 и 2 СШ-110 кВ	+	+
440.	Работа УРОВ каждого выключателя 110 кВ*	+	+
441.	Неисправность ТН-110-1	+	-
442.	Неисправность ТН-110-2	+	-
443.	Работа ДЗТ Т-1	+	-
444.	Работа МТЗ-110кВ	+	-
445.	Перегруз Т-1	+	-
446.	Перегрев Т-1	+	-
447.	Газовая защита Т-1	+	-
448.	Газовый сигнал Т-1	+	-
449.	Неисправность РПН Т-1	+	-
450.	Неисправность защит Т-1	+	-
451.	Работа ДЗТ Т-2	+	-
452.	Работа МТЗ-110кВ	+	-
453.	Перегруз Т-2	+	-
454.	Перегрев Т-2	+	-
455.	Газовая защита Т-2	+	-
456.	Газовый сигнал Т-2	+	-
457.	Неисправность РПН Т-2	+	-
458.	Неисправность защит Т-2	+	-
459.	В-35 Т-1. Срабатывание защит	+	-
460.	В-35 Т-1. Неисправность защит	+	-

Взам. № инв.

Подп. И дата

Инв. № подл.

3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

15

№ п/п	Точки измерения ТИ, ТС	Передача ТС, ТИ, ТУ на ДП филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»	Необходимость передачи ТС, ТИ в филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
461.	В-35 Т-2. Срабатывание защит	+	-
462.	В-35 Т-2. Неисправность защит	+	-
463.	Неисправность ТН-35-1	+	-
464.	Неисправность ТН-35-2	+	-
465.	Земля в сети 35 кВ 1 СШ	+	-
466.	Земля в сети 35 кВ 2 СШ	+	-
467.	В-35 кВ Грановщина. Срабатывание защит	+	-
468.	В-35 кВ Грановщина. Неисправность защит	+	-
469.	В-35 кВ Лыловщина. Срабатывание защит	+	-
470.	В-35 кВ Лыловщина. Неисправность защит	+	-
471.	В-35 Резерв-2. Срабатывание защит	+	-
472.	В-35 Резерв-2. Неисправность защит	+	-
473.	В-35 Резерв-3. Срабатывание защит	+	-
474.	В-35 Резерв-3. Неисправность защит	+	-
475.	СВ-35. Срабатывание защит	+	-
476.	СВ-35. Неисправность защит	+	-
477.	Температура на улице	+	+
478.	Температура в КРУН-10	+	-
479.	Температура в ОПУ	+	-
480.	Скорость и направление ветра	+	-
481.	Напряжение ШУ	+	-
482.	Неисправность опертока	+	-
483.	Потеря питания ТМ	+	-
484.	Аварийный	+	-
485.	Предупредительный	+	-
486.	Охранная сигнализация	+	-
487.	Пожарная сигнализация	+	-
488.	Работа АВР СН	+	-
489.	Неисправность АВР СН	+	-

* - реализация сигнала при определении технической возможности либо при реконструкции УРЗА

Инф. № подл.	Подп. И дата	Взам. № инф.						
3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20			Лист
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18			16
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	177-ВЭС-2018-ИОС1		

5.3.2. Функциональный состав ТМ

Функции системы подразделяются на две группы: технологические и общесистемные.
Состав основных технологических функций проектируемой системы:

- прием и первичная обработка аналоговой информации (телеизмерения тока, напряжения, частоты и т.д.);
- прием и первичная обработка дискретной информации (контроль состояния КА);
- технологическая аварийная и предупредительная сигнализация;
- обмен информацией с вышестоящими уровнями оперативно-диспетчерского управления.

Состав основных общесистемных функций проектируемой системы:

- синхронизация компонентов системы;
- тестирование и самодиагностика компонентов системы;
- организация внутрисистемных коммуникаций между компонентами системы.
- архивирование информации;
- защита информации;
- формирование отчетных документов;

В соответствии с функциями системы, первичная технологическая информация делится на следующие основные группы:

- аналоговая информация установившегося режима главной схемы подстанции;
- аналоговая информация об аварийных процессах в главной схеме подстанции;
- дискретная информация о состоянии коммутационных аппаратов главной схемы;
- дискретные сигналы аварийно-предупредительной сигнализации.

Проектируемый программно-аппаратный комплекс ССПИ обеспечивает дистанционную настройку с ДП ОАО «ИЭСК» ВЭС следующих параметров:

- объем телеинформации, передаваемой на отдельные комплексы телемеханики в спорадическом режиме;
- объем телеинформации при полном опросе с отдельных комплексов телемеханики;
- объем телеинформации при групповом опросе с отдельных комплексов телемеханики;
- апертуры ТИТ;
- время, назначенное для «фильтрации дребезга» ТС.

Вся аналоговая и дискретная информация нормального режима работы подстанции имеет метку единого времени.

Инв. № инв.	Взам. № инв.	Подп. И. дата	Инв. № подл.								
3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20						
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

17

5.3.3. Синхронизация компонентов ПТК

Ввиду высокой скорости ввода информации и необходимости точной ее записи во времени, в ПТК Системы предусматривается система единого времени (СЕВ) всех компонентов Системы, распределенных по территории объекта. СЕВ представляет собой внутренние программно-аппаратные часы функционального контроллера. При этом используется привязка СЕВ к астрономическому времени путем использования приемника сигналов точного времени от спутника.

Под синхронизацией понимается подстройка локальных таймеров, имеющихся в микропроцессорных компонентах ПТК (сервере, контроллерах и т.п.) в соответствии с общесистемным временем ПТК, а также подстройка общесистемного времени ПТК к астрономическому времени по спутниковым сигналам системы точного времени.

Метка времени для событий присваивается в устройствах нижнего уровня (измерительные преобразователи/терминалы РЗА/контроллеры).

При этом выполняются:

- периодическая рассылка сигналов точного времени устройствам, входящих в состав ПТК;
- подстройка локального времени устройств к общесистемному времени;
- контроль работоспособности устройств системы единого времени.

Сигналы единого времени раздаются с периодичностью 1 с. Точность генерируемых сигналов позволяет синхронизировать устройства нижнего уровня с точностью не хуже 1 мс относительно астрономического времени.

Диагностическая информация о состоянии устройств системы единого времени поступает в сервер Системы. Сигналы о нарушении в работе системы единого времени регистрируются в архиве событий и вызывают действие предупредительной сигнализации

Изм. № подл.	Подп. И дата	Взам. № инв.				
3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20	177-ВЭС-2018-ИОС1
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
						Лист
						18

5.3.4. Метрологические характеристики ТМ

Метрологические характеристики измерительных каналов системы, определяются классом точности ТТ, ТН, ЦИП и сопротивлением кабельных линий цепей измерения.

Общая погрешность измерений режимных электрических параметров (ток, напряжение, мощность, частота) для всего канала измерения не превышает 1 %, при принятой в проекте точности ТТ и ТН и потерях в линиях цепей измерения.

ТМ функционирует в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленных сроков службы. При этом в течение всего указанного срока службы, все вышеуказанные должны удовлетворяют требованиям, предъявляемым к многокомпонентным, многоканальным, ремонтпригодным и восстанавливаемым системам.

При отказах в системе, не происходит ложных управляющих воздействий управления КА, потери функций РЗА и других инженерных систем.

При отказах ЛВС ТМ, ее элементы функционируют в автономном режиме. После восстановления работоспособности ЛВС, автоматически восстанавливается обмен информацией.

Кратковременная и долговременная потеря питания постоянного оперативного тока не приводит к необратимым последствиям как для системы в целом, так и для отдельных ее частей. После восстановления питания оперативным постоянным током, система продолжает свою работу в нормальном режиме.

Предусмотрено нормальное функционирование системы при изменении оперативного напряжения в пределах +10% и – 20% от номинального.

5.3.5. Решения по комплексу технических средств

На ПС 110 кВ Урик предусматривается установка современной системы телемеханики, обеспечивающей возможность расширения, т.е. система должна быть надежной, гибкой, с расширяемой блочно-модульной структурой, с унификацией основных узлов, с поддержкой современных протоколов передачи информации.

Система строится как единая, интегрированная, иерархическая, распределенная человеко-машинная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная средствами управления, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

Предусматривается установка УСПД ЭНКС-3м.648 **основного и резервного**.

Решения по передаче информации на верхние уровни управления приведены в томе 177-ВЭС-2018-ИОС2 Сети связи.

Структурная схема телемеханики представлена на чертеже 177-ВЭС-2018-ИОС1.ГЧ, л.3.

Инф. № подл.	Подп. И дата	Взам. № инф.				
3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20	177-ВЭС-2018-ИОС1
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
						Лист
						19

5.3.6. Перечень проектируемого оборудования и аппаратуры

Перечень оборудования и аппаратуры представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Ведомость работ по монтажу конструкций

№ п/п	Наименование оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол-во
1	ОПУ. Помещение связи. Шкаф ССПИ	компл.	1
1.1	Шкаф 600x2200x600 (ШхВхГ)	шт.	1
1.2	УСПД ЭНКС-3м.648-1-2	шт.	2
1.3	Маршрутизатор Eltex ESR-200	шт.	2
1.4	Коммутатор Eltex MES 2324	шт.	2
1.5	Блок коррекции времени ЭНКС-2-1.1.1	шт.	1
1.6	GPS антенна	шт.	1
1.7	Кронштейн для GPS антенны	шт.	1
1.8	Устройство защиты интерфейса RS-485	шт.	7
1.9	УКСД "Знак" ЭКСТРА	шт.	1
1.10	Блок питания D-bus БПД-220/5-5W	шт.	1
1.11	ИБП INELT Monolith E3000RTLТ с платой SNMP	шт.	1
1.12	Аккумуляторная батарея 12В 120Ач	шт.	8
1.13	IP-шлюз Eltex TAU-2	шт.	1
1.14	IP-телефон YeaLink T-23P	шт.	1
1.15	Телефон Panasonic KX-TS2350RUB	шт.	1
1.16	Комплект клемм	компл.	1
2	Измерительный преобразователь ЭНИП-2-45/100-220-А2Е0-11220	шт.	21
3	Модуль телеуправления ЭНМВ-1-6/3R-220-А1	шт.	55
4	Модуль ввода дискретных сигналов ЭНМВ-1-24/0-220-А2Е0	шт.	2
5	УСПД ЭНКС-3м.648-1-2	шт.	1
6	Модуль аналогового ввода ЭНМВ-1-8Е824/0-220-А2Е0	шт.	1
7	Устройство «токовый выход» к датчику ветра	шт.	1
8	Датчик скорости и направления ветра с выходом 4-20мА Уо05103	шт.	1
9	Модули ввода/вывода ЭНМВ-1W-0/2-220-А2	шт.	1
10	Датчик температуры, длина 5 м TS-1W-5	шт.	1
11	Защитный экран от осадков, ветра и солнечной радиации для датчика температуры TS-SRS	шт.	1
12	Датчик температуры -50...+80 ДТС125М.И-50М.В2.80 "ОВЕН" с выходом 4-20мА	шт.	1
	ЗИП	компл.	1
1	Маршрутизатор Eltex ESR-200	шт.	1
2	УСПД ЭНКС-3м.648-1-2	шт.	1
3	Цифровой датчик температуры -40...+75	шт.	1
4	Модуль аналогового ввода	шт.	1
5	Модуль ввода дискретных сигналов ЭНМВ-1-24/0-220-А2Е0	шт.	1
6	Измерительный преобразователь ЭНИП-2-45/100-220-А2Е0-11220	шт.	2
7	Модуль телеуправления ЭНМВ-1-6/3R-220-А1	шт.	2
8	Модули ввода/вывода ЭНМВ-1W-0/2-220-А2	шт.	1
9	Датчик температуры -50...+80 ДТС125М.И-50М.В2.80 "ОВЕН" с выходом 4-20мА	шт.	1

Взам. № инв.

Подп. И. дата

Инв. № подл.

3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

20

Перечень установленных терминалов РЗА 110 кВ представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень аппаратуры РЗА

Панель/назначение	Тип терминала	Порт связи с задней стороны терминала	Протокол
№14. Защита и автоматика Т-1	P633749129PM02E05	RS-485	IEC 60870-5-103
	P1395605594PP02E01	RS-485	IEC 60870-5-103
№15. Защита и автоматика Т-2	P6337481294PW02E05	RS-485	IEC 60870-5-103
	P1395605594QG02E05	RS-485	IEC 60870-5-103
№37. Основная защита ВЛ-110 кВ Усть-Орда Б	P547317A3M5310J	RS-485	IEC 60870-5-103
№38. Резервная защита и автоматика ВЛ-110 кВ Усть-Орда Б	P437-74905440-308-408-613-719-462-921-805	RS-485	МЭК 60870-101/103, MODBUS, DNP3.0, Courier и IRIГ-B вход для синхронизации по времени и 2ой задний порт (RS485, IEC 60870-5-103)
№39. Основная защита ВЛ-110 кВ Усть-Орда А	P547317A3M5310J	RS-485	IEC 60870-5-103
№40. Резервная защита и автоматика ВЛ-110 кВ Усть-Орда А	P437-74905440-308-408-613-719-462-921-805	RS-485	МЭК 60870-101/103, MODBUS, DNP3.0, Courier и IRIГ-B вход для синхронизации по времени и 2ой задний порт (RS485, IEC 60870-5-103)
№41. Основная защита ВЛ-110 кВ Правобережная А	БЭМП-ДФ3.02	RS-485/ Ethernet	MODBUS RTU, МЭК 60870-5-103
№42. Резервная защита и автоматика ВЛ-110 кВ Правобережная А	P437-74905440-308-408-613-719-462-921-805	RS-485	МЭК 60870-101/103, MODBUS, DNP3.0, Courier и IRIГ-B вход для синхронизации по времени и 2ой задний порт (RS485, IEC 60870-5-103)
№43. Основная защита ВЛ-110 кВ Правобережная Б	БЭМП-ДФ3.02	RS-485/ Ethernet	MODBUS RTU, МЭК 60870-5-103
№44. Резервная защита и автоматика ВЛ-110 кВ Правобережная Б	P437-74905440-308-408-613-719-462-921-805	RS-485	МЭК 60870-101/103, MODBUS, DNP3.0, Courier и IRIГ-B вход для синхронизации по времени и 2ой задний порт (RS485, IEC 60870-5-103)
№28. Защита и автоматика ШСВ-110	P1395605594PP02E01	RS-485	IEC 60870-5-103
№29. Резервная защита и автоматика ВЛ-110 кВ ТЭЦ-10 Б	P4377405240NU02E05	RS-485	IEC 60870-5-103
№30. Основная защита ВЛ-110 кВ ТЭЦ-10 Б	P4377405390PD02E05	RS-485	IEC 60870-5-103

Взам. № инв.

Подп. И. дата

Инв. № подл.

3 - Изм. 01-20 *fen* 04.202 - Изм. 02-18 *fen* 12.18

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

22

№31. Основная защита ВЛ-110 кВ ТЭЦ-10 А	P547317A3M5310J	RS-485	IEC 60870-5-103
№32. Резервная защита и автоматика ВЛ-110 кВ ТЭЦ-10 А	P4377495490PH02E05	RS-485	IEC 60870-5-103
№33. Защита и автоматика ОВ-110 кВ	P4377495490PH02E05	RS-485	IEC 60870-5-103
	P4377495490PH02E05	RS-485	IEC 60870-5-103
№35. ДЗШ	P741341A5M5510K	-	

Ввиду отсутствия у центрального терминала ДЗШ Р741 интерфейса связи необходимо **выполнить получение сигналов о срабатывании ДЗШ и УРОВ 110 кВ по дискретными сигналами «сухими контактами».**


Инв. № инв.	Взам. № инв.	Подп. И дата	Инв. № подл.								
3	-	Изм.	01-20	<i>fen</i>	04.20						
2	-	Изм.	02-18	<i>fen</i>	12.18						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

177-ВЭС-2018-ИОС1

Лист

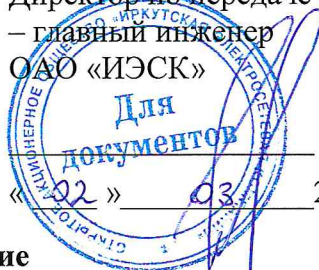
СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора
по информационным технологиям
Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ

 А.В. Паутов
« 15 » 02 2018г.

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по передаче электроэнергии
– главный инженер
ОАО «ИЭСК»

 Ю.Н. Терских
« 02 » 03 2018г.

Задание

на разработку проектной и рабочей документации
«Модернизация и расширение ССПИ ПС 110 кВ Урик»

1. Основание для проектирования.

- Программа модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях ОАО «ИЭСК».
- Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ИЭСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России.
- Перечень объектов капитального строительства на 2018 г.

2. Вид строительства.

Реконструкция.

3. Район, пункт и площадка строительства.

Иркутская область, Иркутский район, с. Грановщина, ПС 110/35/10кВ Урик.
Климатические условия районов: температура $-50 \div +40$ °С, влажность $72 \div 97\%$.

4. Основные характеристики проектируемого объекта.

- Выполнить проект модернизации (расширения) системы сбора и передачи информации (далее - ССПИ) ПС 110 кВ Урик с выбором оборудования.

5. Основные проектные решения.**5.1. ССПИ должна обеспечивать выполнение следующих функций:**

- сбор первичной информации по параметрам технологических процессов и состоянию сетевого электрооборудования с привязкой по времени;
- обработку информации с целью передачи в вышестоящие системы с учетом заданных значений апертур, цикла передачи, протокола передачи и т.п.;
- передачу управляющих воздействий на сетевое электрооборудование;
- передачу телеинформации в системы верхнего уровня по двум независимым географически разнесенным каналам с использованием протокола МЭК 60870-5-104 (со скоростью не менее 64 Кбит/с) по направлениям:
 - на сервер ТМ ДП филиала ОАО «ИЭСК» Восточные электрические сети;
 - в АССО Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ;
- система сбора телеинформации энергообъекта должна обеспечивать возможность спорадической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а так же передачу по запросу;

5.2. Состав ТИ, ТС, ТУ должен соответствовать перечню «Программы модернизации и расширения ССПИ на подстанциях ОАО «ИЭСК». Состав телеинформации уточняется и согласовывается на стадии проектирования с филиалом ОАО «ИЭСК» ВЭС, ИД ОАО «ИЭСК», Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

Приложение А

5.3. По каждой точке измерения должна быть обеспечена возможность измерения и передачи значений частоты, напряжения (фазное и линейное), тока, активной и реактивной мощности по каждой фазе и их суммарной величины, показаний значений количества активной и реактивной электроэнергии;

5.4. Должно быть обеспечено измерение скорости и направления ветра, измерение температуры окружающего воздуха на улице и в помещениях ОПУ (КРУН).

5.5. Передаваемая телеинформация должна иметь метки единого астрономического времени. Предусмотреть устройство синхронизации системного времени. Тип устройства должен быть внесен в государственный реестр средств измерений.

5.6. Предусмотреть телеуправление по каналам телемеханики высоковольтными коммутационными аппаратами. Устройства ввода/вывода ТУ для каждого присоединения, имеющего телеуправление выполнить в соответствии с п. 3.3.97 ПУЭ.

5.7. Проектом предусмотреть меры по защите технологической информационной сети от несанкционированного доступа;

5.8. Предусмотреть сбор и передачу данных от счетчиков электроэнергии присоединений. Предусмотреть информационный обмен с терминалами РЗА присоединений 110 кВ по цифровым интерфейсам с установкой шлюза (сервера) терминалов РЗА. При отсутствии в терминалах РЗА присоединений 110 кВ портов информационного обмена, доукомплектовать терминалы необходимыми модулями. На присоединениях 35 кВ для вывода дискретных сигналов АПТС использовать внутренние реле терминалов.

5.9. Предусмотреть организацию цифровых каналов телефонной (технологической) связи;

5.10. Провести комплекс инженерного обследования для определения мест установки и способов монтажа оборудования и прокладки кабельных трасс;

5.11. Для измерения токов и напряжений использовать существующие трансформаторы тока и напряжения, с подключением к обмоткам необходимого класса точности.

5.12. В тракте телеинформации должны использоваться многофункциональные цифровые измерительные преобразователи с классом точности не ниже 0,5S, подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5.

5.13. Предусмотреть возможность отображения измеряемых параметров при помощи встроенного либо внешнего устройства отображения;

5.14. Общие требования к оборудованию телемеханики:

- Требования к конструкции:

- промышленное исполнение;
- удобство технического обслуживания, эксплуатации и ремонтпригодность;
- обеспечение доступа ко всем элементам, узлам и блокам, требующим регулирования или замены в процессе эксплуатации;
- охлаждение должно осуществляться за счет естественной конвекции;
- наличие световой индикации включения электропитания;

- Общие требования по эксплуатации:

- Режим работы: непрерывный.
- Диапазон рабочих температур оборудования полевого уровня: $-40 \dots +70^{\circ}\text{C}$.
- Норма средней наработки на отказ, не менее 100000 часов.
- Полный срок службы, не менее 20 лет.

- Требования к ПО для конфигурирования устройств:

ПО для конфигурирования должно позволять самостоятельно осуществлять конфигурацию оборудования силами эксплуатирующей организации (с правами администратора), в том числе обеспечивать выполнение задач:

- идентификацию ПО (версия, дата);
- параметрирование оборудования;
- сохранение файла конфигурации оборудования с помощью средств, предусмотренных производителем ПО;
- считывание и запись файла конфигурации в устройство.

Приложение А

- Требования к защите информации от несанкционированного доступа:

Защита информации от несанкционированного доступа должна обеспечивать:

- регистрацию событий с меткой времени, имеющих отношение к защищенности информации (попытки записи, редактирования, удаления информации);
- обеспечение доступа только после предъявления идентификатора и пароля.

- Требования по русификации:

- программное обеспечение (включая инженерное) в части человеко-машинного интерфейса (ИЧМ).
- вся поставляемая с устройством документация.

- Требования к составу технической документации:

- Копия свидетельства об утверждении типа средств измерений.
- Заводской паспорт (формуляр).
- Свидетельство о поверке при выпуске из производства (до поставки на объект). Допускается отметка о первичной поверке в заводском паспорте (формуляре).
- Методика поверки / калибровки.
- Руководство по эксплуатации (РЭ).
- Руководство по установке и наладке ПО.

- Требования к заводу-изготовителю:

- Наличие системы входного и промежуточного контроля качества.
- Наличие выходного контроля качества готовой продукции.
- Наличие структурного подразделения, ответственного за метрологию или копия действующего договора с организацией, аккредитованной в установленном порядке на право выполнения работ по поверке СИ.
- Наличие сервисных центров в регионе (желательно), либо готовность к замене неисправного оборудования в сжатые сроки.

5.15. Требования к измерительным преобразователям.

Измерительный преобразователь должен:

- осуществлять измерение, преобразование, сбор и обработку аналоговой и дискретной информации по присоединению от вторичных обмоток ТТ и ТН, блок-контактов первичного оборудования, контактов реле, датчиков, преобразователей;
- синхронизировать системное время по сигналам СОЕВ;
- формировать команды управления КА, РПН и другими аппаратами;
- реализовывать программные оперативные блокировки;
- обеспечивать передачу информации на верхний уровень спорадически (по апертуре), циклически и по запросу;
- обеспечивать обмен информацией с другими устройствами, с использованием стандартных общепринятых телемеханических протоколов ГОСТ Р МЭК.
- Иметь не менее двух портов информационного обмена для обеспечения «горячего» резервирования и порты для поддержки внешних модулей;
- иметь встроенное или поддержку внешнего устройства отображения измеряемых параметров.
- соответствовать требованиям по ЭМС, указанным в «Методических указаниях по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства»;

- Общие требования как к средству измерения:

- Наличие сертификата об утверждении типа СИ устройства. Контроллер должен быть утвержден как тип СИ по всему перечню измеряемых параметров и зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (Государственном реестре СИ);
- Наличие свидетельства о первичной поверке (при поставке). Контроллер должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства и из ремонта метрологической службой (МС) предприятия-изготовителя/сервисного центра.

- Требования к вводу аналоговых сигналов:

При вводе аналоговых сигналов должно осуществляться:

- измерение с присвоением метки времени;
- оценка достоверности;
- первичная обработка измерений.

- Самодиагностика и сигнализация контроллера:

Контроллеры присоединения должны иметь собственные средства диагностики с записью сигналов диагностики и событий во внутренний буфер событий и передачей их для обработки на верхний уровень и сигнализацию сигналов диагностики. Должно быть предусмотрено ведение электронных журналов, в которых хранятся с метками времени следующие данные:

- состояние дискретных входов/выходов,
- журнал диагностики прибора.

- Требования к дискретным входам:

- дискретный вход должен переключаться только от напряжения прямой полярности. При приложении к дискретному входу напряжения обратной полярности не должно происходить срабатывания при любом значении напряжения.
- дискретный вход не должен повреждаться при подаче на него напряжения обратной полярности.

- Требования к дискретным выходам:

- выходные контактные устройства должны обеспечивать гальваническое разделение контроллера присоединения с внешними цепями.
- повреждение отдельных компонентов в тракте команд не должно приводить к выдаче ложных команд.
- произвольное изменение напряжения питания за пределы рабочего диапазона не должно приводить к выдаче ложных команд.

5.16. Требования к устройству сбора и передачи данных.

- сбор данных (телесигнализация и телеизмерения согласно СТО 56947007-29.130.01.092-2011) с устройств нижестоящего уровня;
- консолидация и передача данных на вышестоящий уровень в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, по основному и резервному каналам связи (объем данных по направлениям может быть разным);
- прием команд телеуправления с вышестоящего уровня и их передача устройствам нижестоящего уровня;
- организация «сквозного канала» для дистанционной диагностики и настройки измерительных преобразователей телемеханики.
- прием сигналов точного времени от спутников ГЛОНАСС/GPS или внешних источников синхронизации времени (вышестоящего уровня, серверов синхронизации), синхронизация внутренних часов и передача сигналов точного времени опрашиваемым устройствам;

- Система сбора и передачи телеметрической информации ПС 110кВ Урик должна обеспечивать функции «горячего» резервирования в части сбора информации от датчиков и информационного взаимодействия с оборудованием вышестоящего уровня. Все цифровые устройства и ПО должны выполнять функции самодиагностики.

- Электропитание оборудования телемеханики ПС 110кВ Урик выполнить от проектируемого источника бесперебойного питания. Гарантированное время работы ССПИ при отключении первичного питания должно быть не менее 8 часов. Обеспечить возможность удаленного мониторинга и управления ИБП в технологической сети.

- Проектом определить необходимость мероприятий в соответствии с требованиями «Методических указаний по определению электромагнитной обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях» (СО 34.35.311-2004).

6. Мероприятия по обеспечению охранно-пожарной безопасности.

Раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» выполнять не требуется.

7. Мероприятия по гражданской обороне, предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

7.1 Раздел "Перечень мероприятий по охране окружающей среды" выполнять не требуется.

8. Стадийность проектирования.

8.1 Проектная и рабочая документация со сводным сметным расчетом стоимости строительства в текущих ценах. Сметы выполнить в программном комплексе Грандсмета, согласно приложения 1.

9. Пусковые комплексы.

Выделения пусковых комплексов не требуется.

10. Особые условия проектирования и строительства.

Проектирование выполнить в соответствии со следующими документами:

- СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.;
- Приложение №5 «технические требования по организации обмена информацией с ДЦ» к Соглашению № 303 от 17.04.2017 «о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ОАО «ИЭСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России»;
- Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
- СТО 56947007- 29.130.01.092-2011 Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления;
- Техническая политика ГК «Евросибэнерго»;
- Правила устройства электроустановок (действующее издание);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (действующее издание);
- Технический регламент о требованиях пожарной безопасности и другими действующими нормативно-техническими документами. Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, действующих на момент разработки проектно-сметной документации.
- Места установки шкафов и оборудования телемеханики, прокладку трасс кабельных линий, схемы вторичной коммутации согласовать с филиалом ОАО «ИЭСК» Восточные электрические сети. При наличии обоснования возможно использовать существующие элементы конструкций.
- На начальной стадии разработки проектной документации подготовить технические требования к основному оборудованию и материалам для выбора их типов и марок. Проектную документацию разработать с учётом выбранных типов оборудования. Параметры оборудования должны быть уточнены по результатам проектирования. Принятые проектные решения и технические требования к проектируемому оборудованию согласовать с филиалом ОАО «ИЭСК» Восточные электрические сети до начала разработки рабочей документации. Рабочую документацию выполнять только после того, как Заказчик произведет выбор оборудования и материалов и письменно, но не позднее 10 рабочих дней с момента выбора уведомит подрядную организацию о возможности выполнять разработку рабочей документации.
- Проектную и рабочую документацию согласовать с ОАО «ИЭСК», ООО «ИЭСВ», Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

- Комплект поставки должен включать:
 - Все оборудование и программное обеспечение телемеханики.
 - Оборудование связи и защиты информационной сети.
 - комплект ЗИП для обслуживания вновь устанавливаемого оборудования в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей и по согласованию с Заказчиком;
 - специальный инструмент и аппаратуру для обслуживания вновь устанавливаемого оборудования (перечень согласовать с Заказчиком);
 - кабельно-проводниковую продукцию, материалы для монтажа и подключения.
- Количество передаваемых заказчику экземпляров проектно-сметной документации – 5 экземпляров на бумажном носителе, прошитых, пронумерованных и заверенных печатью проектной организации; один экземпляр в электронном виде (схемы и чертежи в редактируемом формате - MS VISIO, Autocad.

11. Проектная организация.

Определяется конкурсом.

12. Срок выполнения проекта.

В соответствии с календарным графиком.

Согласованный календарный план проектирования и строительства является приложением к договору.

13. Заказчик

Филиал ОАО «ИЭСК» Восточные электрические сети.

14. Перечень исходных данных.

14.1 Приложение 1. Исходные данные заказчика для составления сметной документации.

Директор филиала ОАО «ИЭСК»
Восточные электрические сети

А.И. Садохин



Форма выписки утверждена
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому и
атомному надзору
от 16 февраля 2017 г. № 58

ВЫПИСКА ИЗ РЕЕСТРА ЧЛЕНОВ САМОРЕГУЛИРУЕМОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

«27» сентября 2018 г.

(дата)

№ БОП 07-06-3853

(номер)

Саморегулируемая организация, основанная на членстве лиц, осуществляющих проектирование

АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

«Балтийское объединение проектировщиков»

190103, г.Санкт-Петербург, Рижский пр., д. 3, лит. Б, info@srobop.ru,
тел.: (812) 251-31-01, 251-10-50 факс: (812) 251-31-01, 251-79-65; <http://srobop.ru>

Регистрационный номер в государственном реестре саморегулируемых организаций

СРО-П-042-05112009

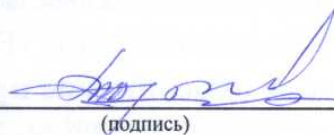
№ п/п	Наименование	Сведения
1	Сведения о члене саморегулируемой организации: идентификационный номер налогоплательщика, полное и сокращенное (при наличии) наименование юридического лица, адрес места нахождения, фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя, дата рождения, место фактического осуществления деятельности, регистрационный номер члена саморегулируемой организации в реестре членов и дата его регистрации в реестре членов	ИНН: 3805110121 полное наименование: Общество с ограниченной ответственностью «Пуско-наладочное предприятие Вектор-А» сокращенное наименование: ООО «ПНП Вектор-А» адрес места нахождения: 664003, Иркутская область, г.Иркутск, улица Урицкого, дом 5-7 регистрационный номер члена СРО: 415 дата регистрации в реестре членов: «02» февраля 2010 г.
2	Дата и номер решения о приеме в члены саморегулируемой организации, дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	Протокол № 45-СП/10 от 02.02.2010 г. Решение вступило в силу 02.02.2010 г.
3	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	
4	Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права соответственно выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт объектов капитального строительства по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров: а) в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии); б) в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии); в) в отношении объектов использования атомной энергии	С 1 июля 2017 года член саморегулируемой организации вправе принимать участие в заключении договоров подряда на подготовку проектной документации с использованием конкурентных способов заключения договоров: а) в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии); б) в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии); в) нет
5	Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда	Член саморегулируемой организации вправе выполнять подготовку проектной документации, стоимость которой по одному договору подряда на подготовку проектной документации не превышает 25 000 000 (двадцать пять миллионов) рублей (первый уровень ответственности члена саморегулируемой организации)
6	Сведения об уровне ответственности члена	Член саморегулируемой организации вправе принимать

	саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, по договорам строительного подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	участие в заключении договоров подряда на подготовку проектной документации с использованием конкурентных способов заключения договоров, предельный размер обязательств по которым не превышает 25 000 000 (двадцать пять миллионов) рублей (первый уровень ответственности члена саморегулируемой организации)
7	Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт объектов капитального строительства	Право осуществлять подготовку проектной документации не приостановлено.

Настоящая выписка действительна в течение 30 дней со дня выдачи.

Директор

должность уполномоченного
лица


(подпись)

А.А. Журавлёв

фамилия, инициалы





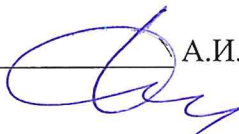
Открытое акционерное общество «Иркутская электросетевая компания» (ОАО «ИЭСК»)

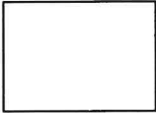
ОАО «ИЭСК» филиал «Восточные электрические сети»

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

03.05.2018г. № 018/ 219
На № _____ от _____

УТВЕРЖДАЮ
Директор филиала
ОАО «ИЭСК» «Восточные
электрические сети»

 А.И. Садохин

 О модернизации и расширении
ССПИ ПС 110 кВ Урик

Необходимо выполнить проектные, строительно-монтажные, пусконаладочные работы с поставкой оборудования по реконструкции объекта: «Модернизация и расширение ССПИ ПС 110кВ Урик (инв. № 6000915512 ВЛ 110кВ ТЭЦ-10-Урик с ПС 110/35/10кВ "Урик" второй пусковой комплекс, вторая очередь ПС 110/35/10кВ)». Объект сформирован в один лот. Способом закупки работ выбрать открытый запрос предложений.

Основание для выполнения работ: План капитального строительства ОАО «ИЭСК» на 2018 г., Задание на разработку проектной и рабочей документации, техническое решение.

Лот.№1: Проектные, строительно-монтажные, пусконаладочные работы с поставкой оборудования по реконструкции объекта: «Модернизация и расширение ССПИ ПС 110кВ Урик (инв. № 6000915512 ВЛ 110кВ ТЭЦ-10-Урик с ПС 110/35/10кВ "Урик" второй пусковой комплекс, вторая очередь ПС 110/35/10кВ).

Объем работ, технические параметры объекта:

1. Выполнить разработку проектной и рабочей документации в соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации, (стоимость определяется по сборнику базовых цен на проектные работы для строительства объектов энергетики) в соответствии с постановлением правительства №87 от 16.02.2008г. и её согласование в установленном порядке. Произвести модернизацию и расширение ССПИ ПС 110 кВ Урик, с заменой оборудования телемеханики присоединений 35-110 кВ. Телемеханику присоединений 10 кВ интегрировать в систему отдельным КП с собственным УСПД по протоколу ГОСТ Р МЭК-60870-5-104.
2. Объем телеинформации передаваемой с подстанций РЭС определить проектом в соответствии с нормативной документацией, заданием на проектирование и техническими требованиями Заказчика. Перечень сигналов привести в соответствие с требованиями Системного оператора. Дополнить функциональность системы измерениями неэлектрических величин (температура воздуха, скорость ветра). Организовать опрос эл. счетчиков и терминалов РЗА.
3. Организовать основной и резервный цифровые каналы передачи данных в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ по сети ООО «ИЭСВ». Предусмотреть меры по защите технологической информационной сети от несанкционированного доступа.

4. Тип применяемого оборудования определить на основе конкурса, в соответствии с техническими требованиями. Укрупненный перечень оборудования и материалов приведен в Таблице 1. Полный перечень оборудования и материалов уточнить проектом.
5. Цепи измерения тока и напряжения подключить к обмоткам существующих измерительных трансформаторов, используя обмотки класса точности не хуже 0,5.
6. Выполнить прокладку необходимых кабельных линий цепей телемеханики (ТИ, ТС).
7. Предусмотреть устройство синхронизации системного времени.
8. Для устройств и оборудования телемеханики использовать существующие точки подключения электропитания. Для резервирования электропитания применить ИБП с расчетным временем работы системы не менее 8 часов. Мощность и тип ИБП выбрать при проектировании.
9. Типы, марки, пути прокладки проводов и кабелей для подключения цепей измерения, сигнализации, управления - уточнить проектом.
10. Оборудование телемеханики нижнего уровня разместить на существующих стойках телемеханики. УСПД, оборудование связи и электропитания – в помещении связи, в шкафу, соответствующем СТО 56947007-29.120.70.042-2010.
11. Выполнить демонтаж оборудования с оформлением актов приема-передачи в РЭС.
12. Пуско-наладочные работы.

Срок выполнения работ по 20 декабря 2018 г.

Поставка всех материалов и оборудования осуществляется подрядчиком.

Укрупненный перечень оборудования и материалов Подрядчика (Таблица №1):

№	Наименование	Количество		
		шт.	ЗИП	Всего
1	Измерительный преобразователь	21	2	23
2	Модуль ТУ	65	2	67
3	Модуль дискретного ввода (24 входа)	1	1	2
4	GPS антенна	1		1
5	Кронштейн для GPS антенны	1		1
6	Модуль аналогового ввода	3	1	4
7	Защитный экран датчика температуры	1		1
8	цифровой датчик температуры -40...+75°C	3	1	4
9	шкаф сетевой в комплекте	1		1
10	измеритель температуры	1		1
11	УСПД телемеханики	2	1	3
12	Устройство защиты интерфейса RS-485	4		4
13	Устройство синхронизации времени	1		1
14	Маршрутизатор	2	1	3
15	Коммутатор	2		2
16	Датчик скорости и направления ветра	1		1
17	Устройство "токовый выход" к датчику ветра	1		1
18	шлюз IP телефонии FXO/FXS	2		2
19	ИБП	1		1
20	модуль мониторинга для ИБП	1		1
21	Аккумуляторная батарея	8		8
22	УСПД для эл. счетчиков	1		1
23	Шлюз (сервер) для терминалов РЗА	2		2

Разработал:

Ведущий инженер ОКС



В.В. Шахов

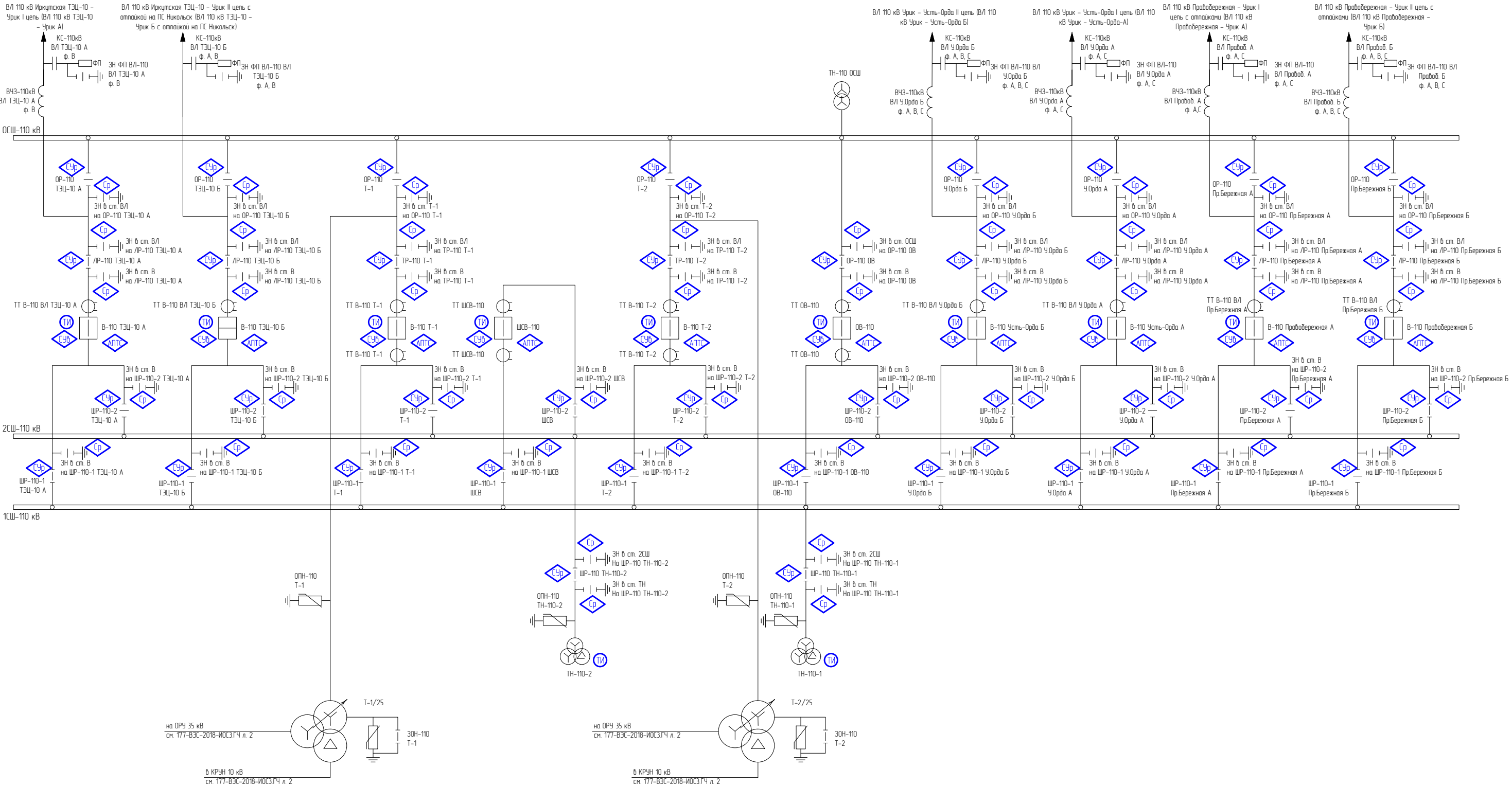
Согласовано:

Начальник ОКС






В.В. Грузенков

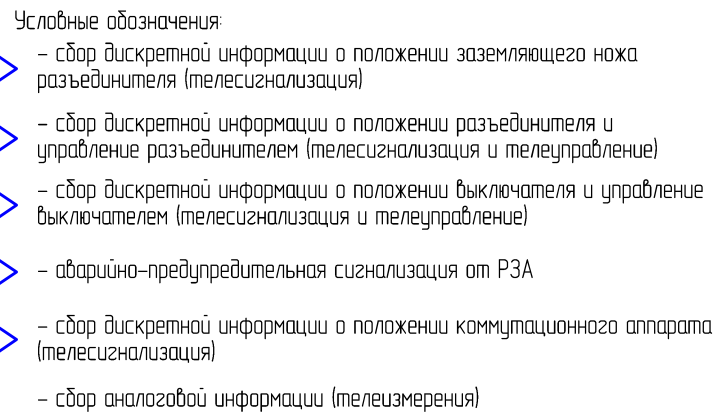
Согласовано		
Взам. инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		






Условные обозначения:

- сбор дискретной информации о положении разъединителя (телесигнализация)
- сбор дискретной информации о положении разъединителя и управление разъединителем (телесигнализация и телеуправление)
- сбор дискретной информации о положении выключателя и управление выключателем (телесигнализация и телеуправление)
- аварийно-предупредительная сигнализация от РЗА
- сбор дискретной информации о положении коммутационного аппарата (телесигнализация)
- сбор аналоговой информации (телеизмерения)

						177-ВЭС-2018-ИОС1.ГЧ			
						Модернизация и расширение ССПИ ПС 110 кВ Урик			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Телемеханизация	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Чернов				10.18		П	1	-
ГИП	Пряничников				10.18	Схема объемов телеинформации ОРУ 110 кВ	ООО "ПНП Вектор-А". Проектно-изыскательское бюро		
Н.контр.	Пряничников				10.18				



						177-ВЭС-2018-ИОС1.ГЧ				
						Модернизация и расширение ССПИ ПС 110 кВ Урик				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Разработал		Чернов			10.18	Телемеханизация		Стадия	Лист	Листов
								п	2	-
ГИП		Пряничников			10.18	Схема объемов телеинформации ОРУ 35 кВ и КРУН 10 кВ		ООО "ПНП Вектор-А". Проектно-изыскательское бюро		
Н.контр.		Пряничников			10.18					

