



Общество с ограниченной ответственностью  
«СибТЭК»  
(ООО «СибТЭК»)

Номер в реестре 0354 от 22.06.2018 г. СРО Союз «Проекты Сибири»

Заказчик – АО «ИЭСК»

**Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену  
силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы  
мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)**

## **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

### **Раздел 1. Пояснительная записка**

**1-ЮЭС-2024-ПЗ**

**Том 1**

Изм	№ док.	Подп.	Дата



Общество с ограниченной ответственностью  
«СибТЭК»  
(ООО «СибТЭК»)

Номер в реестре 0354 от 22.06.2018 г. СРО Союз «Проекты Сибири»  
Заказчик – АО «ИЭСК»

**Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену  
силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы  
мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)**

## **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

### **Раздел 1. Пояснительная записка**

**1-ЮЭС-2024-ПЗ**

**Том 1**

Генеральный директор

**В. В. Казаков**





Главный инженер проекта


**С. А. Иванов**

Изм	№ док.	Подп.	Дата

Обозначение	Наименование	Стр.	Примечание
-------------	--------------	------	------------

1-ЮЭС-2024-ПЗ.С	Содержание тома	3
1-ЮЭС-2024-ПЗ	Текстовая часть	
	1. ...Реквизиты документов, на основании которых принято решение о подготовке проектной документации.....	5
	2. ...Исходные данные и условия для подготовки проектной документации на объект капитального строительства. ....	6
	3. ...Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии.....	7
	4. ...Данные о проектной мощности объекта капитального строительства.....	8
	6. ...Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных ресурсов, отходов производства в воде, топливно-энергетических ресурсах.....	10
	7. ...Сведения об использовании возобновляемых источников энергии и вторичных энергетических ресурсов.....	11
	8. ...Сведения о земельных участках, изымаемых для государственных или муниципальных нужд, о земельных участках, в отношении которых устанавливается сервитут, публичный сервитут и (или)заключается договор аренды (субаренды).....	12
	9. Сведения о категории земель, на которых планируется разместить (размещён) объект капитального строительства.....	13
	10. Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков и (или) для внесения в качестве арендной платы, платы за сервитут, публичный сервитут и (или) для выкупа земельных участков.....	14
	11 . Сведения об использованных в проекте изобретениях и о результатах проведённых патентных исследований.....	15
	12. Техничко-экономические показатели проектируемых объектов капитального	

						1-ЮЭС-2024-ПЗ.С			
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Содержание	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Солонченко				02.25		П	1	3
Проверил	Скрипкин				02.25				
Н. контр.	Загоскина				02.25				
ГИП	Иванов				02.25				



Обозначение	Наименование	Стр.	Примечание
-------------	--------------	------	------------

строительства, в том числе площадь застройки, общая площадь, строительный объем (в том числе подземной части), количество этажей (в том числе подземных) .....16

12. 1 Основные конструктивно-компоновочные решения.....21

13. Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий.....34

14. Сведения о компьютерных программах, которые используются при выполнении расчётов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений.....35

15.Обоснование возможности осуществления строительства, реконструкции объекта капитального строительства по этапам строительства, реконструкции объекта с выделением этих этапов.....36

16 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий, строений и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения (при необходимости)...41

18. Перечень документов по стандартизации, используемые полностью или частично на добровольной основе для соблюдения требований технических регламентов .....43

20. Сведения о разделах и пунктах проектной документации, содержащих решения и мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и оснащённости зданий, строений, сооружений приборами учёта используемых энергетических ресурсов.....46

21. Сведения о назначении и функционально-технологических особенностях объекта капитального строительства.....47

Инов. №	Взам. инв.
Подп. и дата	
Изм.	Кол.уч
Лист	№ док
Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Обозначение	Наименование	Стр.	Примечание
	Перечень приложений		
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Задание «Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)	49-59	
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Письмо о финансировании АО «ИЭСК » № от 11.09.2025г.	60	
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Градостроительный план земельного участка: № от г №; (Кадастровый № земельного участка)	61	
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	Свидетельство о государственной регистрации права от 25 августа 2009г 38 АД 044927	62	
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	Выписка из единого реестра сведений о членах СРО в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах № 2465121033-20240701-0636 от 10.07.2024г.	63	
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	Лицензия ООО ПСП «Стройэкспертиза» на программу Фундамент	65	
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж 1-ЮЭС-2024-ИГДИ	Технический отчёт по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации		Выпущены в виде самостоятельного документа
ПРИЛОЖЕНИЕ И 1-ЮЭС-2024-ИГИ	Технический отчёт по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации		
ПРИЛОЖЕНИЕ К 1-ЮЭС-2024-ИГМИ	Технический отчёт по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации		

Состав проектной документации представлен в томе 1-ЮЭС-2024-СП

Инов. №	Подп. и дата	Взам. инв.






							1-ЮЭС-2024-ПЗ	Лист
								2
Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата			

1. Реквизиты документов, на основании которых принято решение о подготовке проектной документации

Основанием для проектирования является:

- Инвестиционная программа АО «ИЭСК» на 2020-2024гг;
- Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024-2029 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 30.11.2023 №1095.


Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №	

						1-ЮЭС-2024-ПЗ			
Изм.	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата	Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Солонченко			02.25		П	1	61
Проверил		Скрипкин			02.25				
Н. контр.		Загоскина			02.25				
ГИП		Иванов			02.25				
									



**2. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации на объект капитального строительства.**

Исходными данными для разработки проектной документации явились:  
- Задание на проектирование «Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76МВА)».

Приложение А;

- Градостроительный план земельного участка (Приложение В):
- Земельный участок с кадастровым номером XXX площадь участка равна XX м2;

Отчётная документация по результатам инженерных изысканий представлена в томах:

Технический отчёт по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации 1-ЮЭС-2024-ИГДИ;

Приложение Ж ;

- Технический отчёт по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации 1-ЮЭС-2024-ИГИ;

Приложение И;

-

- Технический отчёт по результатам инженерно- гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации 1-ЮЭС-2024-ИГМИ; Приложение К

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №								
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ				Лист
										3

**3. Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии**

ПС 110 кВ Мельниково является подстанцией без нахождения постоянного обслуживающего персонала. Во время отсутствия обслуживающего персонала на подстанции обогрев работает в автоматическом режиме.

Для технологических нужд (подогрев оборудования в холодный период, организация действия защит, освещение и т.п.) требуется обеспечение подстанции электрической энергией. Для этого организована система электроснабжения собственных нужд напряжением 0,4 кВ от двух трансформаторов собственных нужд, установленных на открытой части ПС.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ				4



**4. Данные о проектной мощности объекта капитального строительства**

Проектной документацией по реконструкции ПС 110 кВ Мельниково предусматривается замена силовых трансформаторов и ТСН.

Трансформаторы Т-3 и Т-4 мощностью 25 МВА каждый меняются на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый.

ТСН-3 и ТСН-4 меняются на трансформаторы мощностью 160 кВА

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			5

## 5. Сведения о потребности производства в сырьевых ресурсах и источниках их поступлений, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах

Данные о потребности в электрической энергии приведены в пункте «4» данного раздела.

Сети хозяйственно-питьевого водоснабжения на территории проектируемого объекта - отсутствуют.

Согласно Таблице 2 РД 153-34.0-49.101-2003 ПС 110 кВ «Мельниково» (напряжение 110 кВ, силовые трансформаторы мощностью 63 МВА) относится ко II группе. Пункт 11.15 РД 153-34.0-49.101-2003 устанавливает, что на подстанциях данной группы должен предусматриваться наружный противопожарный водопровод низкого давления с двумя противопожарными резервуарами.

Здания ПС 110 кВ «Мельниково» относятся к категории В по пожарной опасности, расположены в границах населённого пункта г. Иркутска, строительный объём зданий не превышает 1000 м³. Согласно п. 5.3 СП 8.13130.2020, при строительном объёме зданий до 3000 м³ расчётный расход воды для наружного пожаротушения принимается 10 л/с.

Расход воды, необходимый для пожаротушения силового трансформатора, определяется по п. 4.2.69 ПУЭ и принимается из расчёта интенсивности полива 0,2 л/с в течение не менее 30 мин.

В соответствии с п. 8.9 СП 8.13130.2020, при расходе воды до 15 л/с для наружного пожаротушения достаточно одного пожарного гидранта, при расходе 15 л/с и более — не менее двух.

Подключение к системе противопожарного водоснабжения предусматривается от ближайших пожарных гидрантов по адресам:

- ул. Берёзовая Роща, 60 — около 100 м;
- ул. Берёзовая Роща, 64В — около 200 м .

Действующие пожарные гидранты расположены на расстоянии менее 200м от подстанции и обеспечивают требуемый расход воды на наружное пожаротушение. В связи с этим прокладка дополнительных водопроводных сетей и установка пожарных гидрантов на территории ПС не требуется.

Других видов энергоресурсов (газ, нефть, уголь и т.д.) для функционирования ПС не требуется.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>подстанции и обеспечивают требуемый расход воды на наружное пожаротушение. В связи с этим прокладка дополнительных водопроводных сетей и установка пожарных гидрантов на территории ПС не требуется.</p> <p>Других видов энергоресурсов (газ, нефть, уголь и т.д.) для функционирования ПС не требуется.</p>					
						1-ЮЭС-2024-ПЗ		Лист
								6
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

**6. Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных ресурсов, отходов производства в воде, топливно-энергетических ресурсах**

Преобразование и распределение электрической энергии является безотходным процессом. При осуществлении производственного процесса не образуются вторичные энергоресурсы. Объёмы отходов образующихся при проведении ремонтных работ будут приниматься по фактическим данным.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			7

**7. Сведения об использовании возобновляемых источников энергии и вторичных энергетических ресурсов**

Использование возобновляемых источников энергии и вторичных энергетических ресурсов на подстанции не производится.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			8

**8. Сведения о земельных участках, изымаемых для государственных или муниципальных нужд, о земельных участках, в отношении которых устанавливается сервитут, публичный сервитут и (или) заключается договор аренды (субаренды)**

В административном отношении реконструируемая подстанция расположена в Свердловском районе, г. Иркутска между ул. Аргунова и ул. Березовая Роща.

Реконструкция производится на территории, занимаемой действующей подстанцией Мельниково, поэтому необходимости в изъятии во временное или постоянное пользование дополнительных земельных участков не требуется.

Обоснование размеров изымаемых земельных участков не требуется.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							1-ЮЭС-2024-ПЗ	Лист
										9
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

**9. Сведения о категории земель, на которых планируется разместить (размещён) объект капитального строительства**

Земельный участок, на котором размещена подстанция Мельниково, относится к землям населенных пунктов.

Разрешенный вид использования : под существующую подстанцию 110 кВ «Мельниково».

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата

1-ЮЭС-2024-ПЗ					
---------------	--	--	--	--	--

**10. Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков и (или) для внесения в качестве арендной платы, платы за сервитут, публичный сервитут и (или) для выкупа земельных участков**

Реконструкция производится на территории, занимаемой действующей подстанцией Мельниково, поэтому необходимости в изъятии во временное или постоянное пользование дополнительных земельных участков не требуется.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист		
										1-ЮЭС-2024-ПЗ	11
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата						

**11 . Сведения об использованных в проекте изобретениях и о результатах проведённых патентных исследований**

Изобретения при разработке настоящей проектной документации не использованы, патентных исследований не проводилось.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			12



12. Техничко-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства, в том числе площадь застройки, общая площадь, строительный объем (в том числе подземной части), количество этажей (в том числе подземных)

Ведомость основного проектируемого оборудования подстанции приведена в таблице 1.

Таблица 12.1 – Ведомость основного проектируемого оборудования ПС 110 кВ Мельниково.

Наименование показателя		Показатели по проекту				
Номинальное напряжение подстанции	кВ	110/10/6				
Номинальное напряжение собственных нужд		0,400				
Номинальное напряжение оперативного тока		=0,23				
Установка на подстанции основного оборудования						
Наименование, масса ед.кг	Количество, шт					
	1 пусковой комплекс		2 пусковой комплекс			
	1 очередь, (обозначение)	2 очередь, (обозначение)	1 очередь, (обозначение)	2 очередь, (обозначение)	3 очередь (обозначение)	
1. Основное электротехническое оборудование ОРУ 110 кВ						
1.1 Трансформатор силовой трехфазный трехобмоточный типа ТДТН-63000/110-УХЛ1 с РПН, Масса-101000 кг.		1 (Т-3)				1 (Т-4)
1.2 Выключатель элегазовый 110 кВ ВГТ-110.Ш-40/2000УХЛ1, Масса 1700 кг		1 (В 110 Т-3)		1 (СВ-110)	1 (В 110 Т-4)	
1.4 Разъединитель трехполюсный РГНП-1а-110/1000-40 УХЛ1 с электродвигательным приводом для главных и заземляющих ножей ПД-14 УХЛ1 915кг		1 ШР 110 Т-3			1 (ШР110-Т-4)	

Иув. №	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата

1.5 Разъединитель трехполюсный РГНП-2-110/2000-50 УХЛ1 с 2-мя ЗН 110 кВ, 2000А,50 кА с электродвигательным приводом для главных и заземляющих ножей ПД-14 УХЛ1 960 кг		1 (ЛР-2- 110-ГЭС)	1 (СР-3 110 СВ)	2 (СР- 4 110СВ; ЛР-2-110 Максимо вская)	
1.6					
1.6.1 Трансформатор тока 110 кВ ТОГФ-110.III УХЛ1 0,2/0,2S /10PR/10PR/10PR/10PR- (300-600- 1200/5) 450 кг	3 (ТТ 110- Т-3)			3 (ТТ 110 Т-4)	
1.6.2 Трансформатор тока 110 кВ ТОГФ-110.III УХЛ1			3 (ТТ110- 1СВ)		
1.6.3 Трансформатор тока 110 кВ ТОГФ-110.III УХЛ1 0,2/10PR/10PR/10P (300-600- 1200/5) 450 кг			3 (ТТ110- 2СВ)		
1.7 Трансформатор напряжения 110 кВ ЗНОГ-110.III УХЛ1 400 кг			3 (ТН- 3 110)	3 (ТН- 4 110)	
1.8 Ограничитель перенапряжений 110 кВ ОПН-ВЛ-П1-110/88/10/1.52 IV УХЛ1 55 кг	3 (ОПН- 110 Т-3)				3 (ОПН- 110 Т- 3)
1.9 Шинная опора ШОП-110-1 УХЛ1	3				3
1.10 ВЧ-заградитель 110 кВ ВЗ- 1250-1,0 УХЛ1 240 кг		1		1	
1.11 Ограничитель перенапряжений нейтрали 110 кВ ОПНН-ВЛ-П1-110/58/10/1.52 IV УХЛ1 55 кг	1 (ОПНН 110 Т-3)				1 (ОПНН 110 Т- 4)
1.12 Заземлитель нейтрали ЗОН- 110Б-I УХЛ1 с ручным приводом ПРГ-00-2 УХЛ1 85 кг		1			1
1.13 Жесткая ошиновка 110 кВ, комплект		1		1	

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата

2	Металлоконструкции ОРУ 110 кВ					
2.1	Портал линейный 110 кВ 1926 кг		1		1	
2.2	Опорная металлоконструкция блок РТтВ (Н=3200 мм) для установки выключателя 110 кВ, трансформаторов тока 110 кВ, разъединителя 110 кВ 1000 кг	1			1	
2.3	Опорная металлоконструкция блок ТтВТт (Н=3600 мм) под выключатель 110 кВ, трансформаторы тока 110 кВ 1000 кг			1		
2.4	Опорная металлоконструкция блок РГНП-1 (Н=3140 мм) для установки разъединителя 110 кВ 250 кг		1		1	
2.5	Опорная металлоконструкция блок РГНП-2 (Н=4500 мм) для установки разъединителя 110 кВ 300 кг			1	2	
2.6	Опорная металлоконструкция блок Тн (Н=3200 мм) для установки трансформаторов напряжения 110 кВ 250 кг			1	1	
2.7	Опорная металлоконструкция блок ШоОПН (Н=5500 мм) Опорная металлоконструкция блок ШоОПН (Н=5500 мм) 300 кг	1				1
2.8	Опорная металлоконструкция блок ЗОН и ОПНН (Н=2700 мм) для установки заземлителя нейтрали 110 кВ, ОПНН 110 кВ 200 кг	1				1
2.9	Площадка обслуживания выключателя (ПОВ-1) 110 кВ 550 кг	1			1	
2.10	Площадка обслуживания выключателя (ПОВ-2) 110 кВ 550 кг			1		
3	Оборудование ОРУ 10 кВ					

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата

3.1 Реактор токоограничивающий 10 кВ РТСТ 10-4000-0,35 УХЛ1 (трехфазный) 5800 кг	1				1
3.2 Токопровод 10 кВ ТКЛС(А)- 10-4000-204 УХЛ1	1				1
4 Оборудование ОРУ 6 кВ					
4.1 Реактор токоограничивающий 6 кВ РТСТ 6-4000-0,18 УХЛ1 (трехфазный) 4600 кг	1				1
4.2 Токопровод 6 кВ ТКЛС(А)-10- 4000-204 УХЛ1	1				1
4.3 Трансформатор собственных нужд, 6,3/0,4 кВ, ТМГ-160	1				1
5 ЗРУ 6/10 кВ					
5.1.1 Блочно-модульное здание (16550х7500), комплект			1		
5.1.2 Блочно-модульное здание (13450х7500), комплект					1
5.2.1 КРУ 10 кВ , (21 ячейка), комплект			1		
5.2.2 КРУ 10 кВ , (19 ячеек), комплект					1
5.3.1 КРУ 6 кВ , (13 ячеек), комплект			1		
5.3.2 КРУ 6 кВ , (15 ячеек), комплект					1
6 Шкафы наружной установки					
6.1 Шкаф питания приводов оборудования 110 кВ (ШПП)	2			1	
6.2 Шкаф питания обогрева оборудования 110 кВ (ШПО)	2			1	
6.3 Блок дистанционного управления разъединителем 110 кВ (БДУ)	3			3	
6.4 Шкаф зажимов Тм ШЗН-1-00 УХЛ1	1		2	1	
6.5 Шкаф зажимов выключателя ШЗН-2-02 УХЛ1	1		1	1	
6.6 Шкаф зажимов Тн ШЗН-2-05 УХЛ1			1	1	

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата

7 Провод, арматура, гирлянды изоляторов					
7.1 Гирлянда изоляторов натяжная 11хПС70Е с креплением одного провода АС-185/29 42,8кг	6			6	
7.2 Провод АС-185/29, м 0,728кг/м	150		50		
7.3 V-образная подвеска из 2-х поддерживающих гирлянд изоляторов 11хПС70Е 80 кг		1		1	
		3 пусковой комплекс			
Монтаж кабельных наземных ж/б лотков для прокладки кабеля до ДГР-3-10, ДГР-4-10, ДГР-3-6, ДГР-04-6					
Прокладка кабеля до ДГР-3-10, ДГР-4-10, ДГР-3-6, ДГР-04-6					

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

## 12. 1 Основные конструктивно-компоновочные решения

Учитывая стесненные условия на ПС 110 кВ Мельниково предусмотрено проведение реконструкции подстанции на существующей территории с заменой оборудования ОРУ-110 кВ, заменой силовых трансформаторов и установкой новых ячеек КРУ 10 кВ и КРУ 6 кВ в новом блочно-модульном здании, с поочередным отключением и демонтажем существующих трансформаторов Т-3 и Т-4 и оборудования ПС.

Реконструкция подстанции предусматривается в 3 пусковых комплекса, с установкой нового оборудования взамен демонтируемого оборудования ПС в пределах существующего ограждения, при этом потребуются частичный перевод потребителей 10 и 6 кВ на другие центры питания или организация питания нескольких потребителей от одной ячейки КРУ.

С учетом требований задания на проектирование и на основании данных полученных при обследовании проектом предусматривается строительство следующих зданий и сооружений на территории подстанции:

- РУ-110 кВ (с открытым расположением оборудования на блоках заводского изготовления);
- трансформаторы Т-3, Т-4 110/10/6 мощностью 63 МВА каждый (замена существующих силовых трансформаторов мощностью 25 МВА);
- токоограничивающие реакторы 10 и 6 кВ вертикальной установки;
- блочно-модульное здание ЗРУ 6/10 кВ с ячейками КРУ 10 кВ и КРУ 6 кВ;
- трансформаторы собственных нужд мощностью 160 кВА, 6,3/0,4 кВ, 2 шт;
- разделительная перегородка между силовыми трансформаторами (согласно ПУЭ п.4.2.212) ;
- внешнее ограждение с установкой АКЛ и противоподкопной сеткой;
- сетчатое внутреннее ограждение;
- кабельные ж/б лотки и каналы;
- устройство новых фундаментов под вновь устанавливаемое оборудование и здание;
- устройство изолированных маслоприёмных чаш (маслоприемников) под вновь устанавливаемыми трансформаторами мощностью 63 МВА;
- устройство маслосливной канализации.
- установка сварочного поста на ОРУ 110 кВ.

Технологическая схема строительства определяет последовательность возведения зданий и сооружений, инженерных и транспортных коммуникаций.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							
<p>- устройство новых фундаментов под вновь устанавливаемое оборудование и здание;</p> <p>- устройство изолированных маслоприёмных чаш (маслоприемников) под вновь устанавливаемыми трансформаторами мощностью 63 МВА;</p> <p>- устройство маслосливной канализации.</p> <p>- установка сварочного поста на ОРУ 110 кВ.</p> <p>Технологическая схема строительства определяет последовательность возведения зданий и сооружений, инженерных и транспортных коммуникаций.</p>									
						1-ЮЭС-2024-ПЗ			Лист
									18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Проектом предусматривается последовательное строительство зданий и сооружений. Для сохранения непрерывного электроснабжения потребителей реконструкция подстанции осуществляется поочередно с выделением трех пусковых комплексов. Очередность монтируемого оборудования отражено на планах и главных принципиальных схемах графической части тома. Возможно изменение очередности реконструкции при разработке рабочей документации.

**Первый пусковой комплекс**

В первый комплекс работ реконструкции ПС входит:

**1-я очередь**

- частичный демонтаж оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ-110 кВ – ЛР-2-110 ГЭС, СР-3-110, ТН-3-110, ТР-3-110, ОД-110 Т-3, КЗ-110 Т-3, ОПН 110 Т-3) питающей линии 110 кВ Иркутская ГЭС-Мельниково с отпайками;
- демонтаж узла силового трансформатора Т-3 мощностью 25 МВА (фундамента и маслоприемника, шинного моста 6);
- частичный монтаж оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ-110 кВ - разъединитель ШР 110 Т-3, трансформатора тока 110 кВ ТТ 110 Т-3, выключатель 110 кВ В 110 Т-3, ограничитель перенапряжений 110 кВ ОПН 110 Т-3) питающей линии 110 кВ Иркутская ГЭС-Мельниково с отпайками;
- монтаж узла силового трансформатора Т-3 мощностью 63 МВА (сооружение фундамента и маслоприемника, установка токопровода с литой изоляцией 6 и 10 кВ), монтаж блока заземления нейтрали трансформатора ЗРН Т-3 с ОПНН 110 Т-3;
- организация системы маслосток в существующий маслосборник 100м3 (установленный для Т-1, Т-2)
- установка токоограничивающего реактора 6 кВ вертикальной установки;
- установка токоограничивающего реактора 10 кВ вертикальной установки;
- установка трансформатора собственных нужд ТСН-3;
- монтаж кабельных наземных ж/б лотков во вновь смонтированной ячейке 110 кВ и соединение их со зданием ОПУ;
- организация временных связей для существующего СВ-110 кВ, установка временного ЛР-2-110.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

– изменение фазировки на заходах ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС Мельниково с отпайками на ПС. Фазу «В» переключить на «С», фазу «С» переключить на «В».

*Трансформатор Т-3 отключен, транзит выполняется по сущ. СВ-110 кВ (МКП-110М), питание потребителей 10 кВ и 6 кВ выполняется от Т-4 25 МВА. Питание существующего оборудования от существующего щита собственных нужд с питанием от сущ. трансформаторов (ТСН-4, ТСН-5)*

**2-я очередь**

- отключение временных связей для существующего СВ-110 кВ;
- демонтаж сущ. шинного портала 110 кВ, демонтаж сущ. заградителей ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС-Мельниково с отпайками (ф.А, В);
- частичный монтаж оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ-110 кВ – разъединитель ЛР-2-110 ГЭС, монтаж части жесткой ошиновки 110 кВ, монтаж линейного портала 110 кВ, монтаж заградителя ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС-Мельниково с отпайками (ф.А)).
- организация временных связей для существующего СВ-110 кВ (установленный в первой очереди разъединитель ЛР-2-110 ГЭС (временный) во 2-ой очереди реконструкции 1-го пускового комплекса применяется в качестве секционного разъединителя СР-3-110\*), подключение гибкой ошиновки от СР-3-110\* к вновь установленной жесткой ошиновке по временной схеме;
- подключение сущ. КРУН 10 кВ (3 сш. 10 кВ) к трансформатору Т-3 63 МВА с помощью существующего гибкого шинного моста 10 кВ (потребуется изменение фазировки с выходов токопровода с литой изоляцией 10 до заходов в сущ. КРУН 10 кВ. Фазу «В» переключить на «С», фазу «С» переключить на «В»);
- замена трансформаторов тока 10 кВ в существующей вводной ячейки КРУН 10 кВ.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата



Трансформатор Т-3 подключен к сущ. КРУН 10 кВ, транзит выполняется по сущ. СВ-110 кВ (МКП-110М), питание потребителей 6 кВ выполняется от Т-4 25 МВА, питание потребителей 10 выполняется от Т-4 25МВА (4 ши. 10 кВ) и Т-3 63МВА (3 ши. 10 кВ ). Питание существующего оборудования от существующего щита собственных нужд с питанием от сущ. трансформаторов (ТСН-4, ТСН-5), питание вновь установленного оборудования предусматривается от сущ. щита собственных нужд переменного тока ВВ1N с питанием от сущ. трансформаторов (ТСН-1, ТСН-2).

**Второй пусковой комплекс**

Во второй комплекс работ реконструкции ПС входит:

**1-я очередь**

- демонтаж оборудования организации временной связи существующего СВ-110 кВ (выключатель СВ-110 МКП 110М, временного разъединителя СР-3-110). Транзит по стороне 110 кВ прерван.
- демонтаж сущ. шинного моста 10 кВ (от трансформатора Т-3 63 МВА до КРУН 10 кВ).
- частичный монтаж оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ-110 кВ - выключатель СВ-110 с двумя комплектами выносных трансформаторов тока ТТ110-2 СВ, ТТ110-1 СВ, разъединитель СР-3-110 СВ, трансформатор напряжения 110 кВ ТН-3 110, жесткая ошиновка 110 кВ);
- установка части блочно-модульного здания ЗРУ 6/10 кВ;
- установка секций №3 КРУ 6 кВ и №1 КРУ 10 кВ в блочно-модульном здании ЗРУ 6/10 кВ;
- переустройство заходов существующих кабельных линий (КЛ) 6 и 10 кВ и присоединение к секциям №3 нового КРУ 6 кВ и №1 КРУ 10 кВ;

Питание потребителей сущ. 4 ши. 6 кВ и 4 ши. 10 кВ выполняется от трансформатора Т-4 25 МВА, транзит по стороне 110 кВ прерван. Питание потребителей секций №3 нового КРУ 6 кВ и №1 нового КРУ 10 кВ выполняется от трансформатора Т-3 63МВА. Питание существующего оборудования от существующего щита собственных нужд с питанием от

Инов. №	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

сущ. трансформаторов (ТСН-4, ТСН-5), питание вновь установленного оборудования предусматривается от нового щита собственных нужд переменного тока (1N, 2N, 3N) с питанием от нового трансформатора собственных нужд (ТСН-3).

**2-я очередь**

- перевод нагрузки с 4 секция 6 кВ и 4 секции 10 кВ на другие центры питания или на вновь установленное ЗРУ 6/10 кВ;
- демонтаж оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ-110 кВ) питающей линии 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково (ЛР-2-110 110 Максимовская, СР-4-110, ТН-4-110);
- частичный монтаж оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ-110 кВ – разъединитель ЛР-2-110 Максимовская, монтаж жестокой ошиновки 110 кВ, монтаж линейного портала 110 кВ, монтаж заградителя ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково (ф.А), разъединитель СР-4-110 СВ, трансформатор напряжения 110 кВ ТН-4 110, разъединитель ШР 110 Т-4, трансформатора тока 110 кВ ТТ 110 Т-4, выключатель 110 кВ В 110 Т-4). Монтаж кабельных наземных ж/б лотков во вновь смонтированной ячейке 110 кВ и соединение их со зданием ОПУ;

*Трансформатор Т-4 отключен, транзит выполняется по новому СВ-110 кВ, питание потребителей 10 кВ и 6 кВ выполняется от Т-3 63 МВА. Питание вновь установленного оборудования ПС предусматривается от нового щита собственных нужд переменного тока (1N, 2N, 3N) с питанием от нового трансформатора собственных нужд (ТСН-3).*

**3-я очередь**

- частичный демонтаж оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ-110 кВ - ОД-110 Т-4, КЗ-110 Т-4, ОПН 110 Т-4);
- демонтаж узла силового трансформатора Т-4 мощностью 25 МВА (фундамента и маслоприемника, шинного моста 6 кВ, шинного моста 10 кВ);
- демонтаж существующего дугогасящего реактора 6 кВ ДГР4-6;

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

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата

- демонтаж существующих трансформаторов собственных нужд ТСН-4, ТСН-5, ТСН-3;
- демонтаж части КРУН 6 кВ (4 секция яч. №35-27, 46);
- полный демонтаж КРУН 10 кВ (3 секция и 4 секция);
- демонтаж кирпичного старого здания ОПУ;
- частичный монтаж оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ-110 кВ - ограничитель перенапряжений 110 кВ ОПН 110 Т-4);
- монтаж узла силового трансформатора Т-4 мощностью 63 МВА (сооружение фундамента и маслоприемника, установка токопровода с литой изоляцией 6 и 10 кВ), монтаж блока заземления нейтрали трансформатора ЗРН Т-4 с ОПНН 110 Т-4;
- организация системы маслостоков в существующий маслосборник 100м3 (установленный для Т-1, Т-2)
- установка токоограничивающего реактора 6 кВ вертикальной установки;
- установка токоограничивающего реактора 10 кВ вертикальной установки;
- установка второй части блочно-модульного здания ЗРУ 6/10 кВ;
- установка секций №4 КРУ 6 кВ и №2 КРУ 10 кВ в блочно-модульном здании ЗРУ 6/10 кВ;
- переустройство заходов существующих кабельных линий (КЛ) 6 и 10 кВ и присоединение к секциям №4 нового КРУ 6 кВ и №2 КРУ 10 кВ;
- установка трансформатора собственных нужд ТСН-4;
- монтаж кабельных наземных ж/б лотков во вновь смонтированной ячейке 110 кВ и соединение их со зданием ОПУ;

*Транзит выполняется по новому СВ-110 кВ, питание потребителей 10 кВ и 6 кВ выполняется от трансформаторов Т-3 и Т-4 63 МВА. Питание вновь установленного оборудования предусматривается от нового щита собственных нужд переменного тока (1N, 2N, 3N) с питанием от новых трансформаторов собственных нужд (ТСН-3, ТСН-4).*

**Третий пусковой комплекс**

Инв. №							Взам. инв. №			
									Подп. и дата	
<p>КВ и 3 КВ выполняется от трансформаторов Т-3 и Т-4 63 МВА. Питание вновь установленного оборудования предусматривается от нового щита собственных нужд переменного тока (1N, 2N, 3N) с питанием от новых трансформаторов собственных нужд (ТСН-3, ТСН-4).</p>										
<p><u>Третий пусковой комплекс</u></p>										
</										

- монтаж кабельных наземных ж/б лотков для прокладки кабеля до ДГР-3-10, ДГР-4-10, ДГР-3-6, ДГР-4-6 (установлены по титулу "Модернизация ПС 110 кВ Мельниково в части компенсации емкостных токов (установка ДГР - 4 шт.)").
- прокладка кабеля до ДГР-3-10, ДГР-4-10, ДГР-3-6, ДГР-4-6, подключение.

**Распределительное устройство 110 кВ**

Согласно «Нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», при проектировании ПС 110 кВ Мельниково предусматривается установка следующего оборудования:

выключатели 110 кВ элегазовые колонковые, которые обеспечат работоспособность во всем требуемом диапазоне температур;

разъединители 110 кВ горизонтально-поворотного исполнения с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах с выносными блоками дистанционного управления, которые улучшат обслуживание и повысят автоматизированность ПС;

трансформаторы тока 110 кВ выносные элегазовые;  
трансформаторы напряжения 110 кВ электромагнитные элегазовые;  
ОПН 110 кВ в качестве защиты от перенапряжений.

Междуполюсные расстояния всех устанавливаемых аппаратов приняты в соответствии с рекомендациями заводов изготовителей и в соответствии с ПУЭ-7 изд.

Присоединение проводов к аппаратам осуществляется с использованием соответствующих прессуемых аппаратных зажимов. При соединениях проводов (в ответвлениях, а также между собой) проектом предусмотрено применение разъемных ответвительных и соединительных зажимов.

В связи со стесненными условиями на месте реконструкции и отсутствием возможности организации сквозного проезда на открытой части подстанции вдоль оси проектируемых силовых трансформаторов, распределительное устройство 110 кВ предлагается выполнить в следующем исполнении:

- ОРУ на базе заводских блочно-модульных конструкций с установленным на них оборудованием (КМ ОРУ 110).

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

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата



- трансформаторы тока 10 кВ с литой изоляцией;
- трансформаторы напряжения 10 и 6 кВ антирезонансные;
- ограничители перенапряжений нелинейные типа ОПН-10, ОПН-6 и трансформаторы нулевой последовательности на линейных ячейках.

Выбор и проверка технических характеристик основного оборудования 10 и 6 кВ представлены в табл.2 и табл.3 приложения №1.

Выключатели КРУ 10 и 6 кВ позволяют осуществлять телеуправление и дистанционный мониторинг состояния.

Ячейки КРУ 10 и 6 кВ предусматриваются двухстороннего обслуживания, с установкой в одно помещение ЗРУ 6/10 кВ с расположением в два ряда.

Основными техническими решениями предусматривается сооружение здания ЗРУ 6/10 кВ блочно-модульного исполнения (БМЗ) полной заводской готовности, со сроком службы не менее 50 лет. Конструкция здания отличается прочностью, эстетичным видом и устойчивостью к коррозии.

Каркас БМЗ сварной, металлический обеспечивающий поперечную и продольную жесткость. Стальные конструкции БМЗ подвергаются антикоррозийной обработке. Наружные стены и кровля блоков БМЗ выполняются из трехслойных структурных панелей с минероловатным утеплителем (экологически чистым, негорючим материалом – НГ), облицованных оцинкованной сталью с полимерным или лакокрасочным покрытием. Крыша утепленная с организацией организованного водостока.

Окраска БМЗ выполняется в соответствии с корпоративным стилем АО «ИЭСК».

В БМЗ предусмотрены стальные двери и ворота. Высота от уровня планировки до уровня установки БМЗ - 1800мм. Предусмотрены две площадки обслуживания с лестницами.

Внутри помещений предусматривается организация контура заземления, выполненного из стальной полосы 4х40 мм.

Вспомогательное оборудование и аппаратура блочно-модульного здания БМЗ:

- система принудительной вытяжной вентиляции;

Инов. №	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

- система освещения (рабочее, аварийное, наружное и ремонтное);
- система автоматического обогрева;
- система пожарной и охранной сигнализации

Собственные нужды БМЗ запитываются от шкафа собственных нужд БМЗ.

Внутреннее, наружное освещение – светильники со светодиодными лампами. Установлены розетки на 12В и 220 В. Внутреннее аварийное освещение – светильники светодиодные, со встроенными АБ.

Отопление помещений выполняется с помощью электроконвекторов классом защиты не менее IP24. Для регулировки температуры в помещении – используются терморегулятор, позволяющий автоматически поддерживать температуру в помещении КРУ в отопительный сезон не ниже +5С.

**Силовые трансформаторы и трансформаторы собственных нужд (ТСН)**

**Силовые трансформаторы**

Заданием на проектирование на ПС 110 кВ Мельниково предусматривается установка трансформаторов мощность 63 МВА.

Согласно «Нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» при проектировании ПС предлагается применить трансформаторы со следующими параметрами:

с устройствами РПН комплектно с регулятором напряжения с возможностью работы в автоматическом и ручном дистанционном режиме с удаленного пункта управления:

с датчиками контроля состояния изоляции вводов ВН температуры верхних слоев масла бака оборудования, температуры масла на входе и выходе охладителей, положения РПН;

с датчиками газо- и влагосодержания трансформаторного масла, а также выводом релейных сигналов технологических защит систем охлаждения, устройства РПН, релейных сигналов питания защит трансформатора;

пониженный уровень шума не более 75 дБ.

Инов. №	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Установка трехфазных трехобмоточных силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 напряжением 110/10/6 кВ мощностью 63000 кВА принимается без кареточной. Трансформаторы устанавливаются подкареточными балками на опорные конструкции фундаментов без рельс, с жестким креплением.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, согласно п. 4.2.69 ПУЭ издание 7, под проектируемыми трансформаторами сооружаются маслоприемники с отводом масла в маслосборник.

Объем маслоприемника рассчитан на 100 % объема масла, залитого в трансформатор. Для отвода масла и воды, применяемой для тушения пожара, из маслоприемников в маслосборник предусматривается маслоотвод. Маслоотвод рассчитан на отвод 50 % масла единичного трансформатора и полное количество воды, не более чем за 0,25 ч.

Согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 п.19.7.4 объем маслосборника должен вмещать полный объем масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, а также 20% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Максимальная площадь орошаемой поверхности трансформатора с маслоприемником составляет 210 м2.

Объем расхода воды:  $210 \times 0,2 \times 30 \times 0,2 \times 60 = 15,2 \text{ м}^3$ . Суммарный объем масла и воды составит:  $28 + 15,2 = 43,2 \text{ м}^3$ . Рекомендуемый объем маслосборника должен быть не менее 50,5 м3.

На территории ПС 110 кВ Мельниково расположен существующий маслосборник объемом 100 м3 предусмотренный для аварийного приема мала трансформаторов Т-1 и Т-2. Техническими решениями предусматривается выполнить подключение маслоотводов от вновь устанавливаемых трансформаторов Т-3 и Т-4 в существующий маслосборник объемом 100м3.

Для предотвращения аварийного сброса трансформаторного масла при аварийной разгерметизации бака трансформатора на объекте предусмотрены следующие решения:

- релейная защита трансформаторов, исключаяющая развитие аварии на другие присоединения;
- маслоприемники под трансформаторами;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата



аварийный отвод замасленных вод и масла от трансформаторов осуществляется путем:

устройство маслоприемников с соответствующими коммуникациями для аккумуляции аварийных сбросов в существующий маслосборник;

применения герметичных трубопроводов, стойких к коррозионному воздействию;

послеаварийной перекачки трансформаторного масла из маслосборника в передвижные емкости и передачи его на регенерацию в специализированное предприятие.

Автоматическими установками пожаротушения вновь устанавливаемые открыто трансформаторы 63 МВА не оборудуются согласно п.4.2.214 ПУЭ.

Проверка выбранной мощности трансформаторов произведена на основании данных представленных АО «ИЭСК» по максимальной потребляемой мощности согласно контрольных замеров за 2023 и 2024 г и данных по планируемой нагрузке согласно заключенных договоров . Максимальная полная мощность нагрузки  $S_p$  на ПС составит 57,55 МВА согласно тома шифр №1-ЮЭС-2024-ОТР.БиР «Балансы и режимы».

**Трансформаторы собственных нужд**

Для питания собственных нужд подстанции проектом предусматривается установка двух более мощных герметичных масляных трансформаторов наружной установки мощностью 160 кВА каждый.

Устанавливаемые трансформаторы собственных нужд должны соответствовать требованиям СТО 34.01-3.2-011-2021 Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания.

**Разделительная перегородка**

Расстояние между устанавливаемым силовым трансформатором Т-3 и Т-4 составляет менее 15 м. Согласно п.4.2.12 ПУЭ 7-е изд. предусматривается возведение разделительной перегородки. Разделительная перегородка имеет предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину - не менее ширины маслоприемника и высоту - не менее высоты вводов высшего напряжения более высокого трансформатора. Перегородка устанавливается за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между трансформатором и перегородкой должно быть не менее 1,5 м.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

1-ЮЭС-2024-ПЗ					
---------------	--	--	--	--	--

12.2 Техничко-экономическис покататели

Таблица 12.2-ТЭП участка проведения реконструкции ПС Мельниково

Обозначение	Ед. Изм.	Количество
Площадь участка в пределах границ проектирования	м²	2916,77
Площадь застройки, включающая здания, сооружения и конструкции фундаментов на территории подстанции	м²	522,7
Площадь занятая внутриплощадочными автомобильными дорогами и проездами	м²	230,94
Протяженность сущ.наружного ограждения	м.п.	151,2
Протяженность внут.наружного ограждения	м.п.	50,5
Протяженность проект.наружного ограждения	м.п.	151,2

ТЭП блочно-модульных зданий даны в таблице 12.3

Таблица 12.3. Техничко-экономическис покататели блочно-модульных зданий

Обозначение	Единицы измерения	Количество
<b><u>ЗРУ-6/10 кВ</u></b>		
Площадь застройки	м²	236,92
Общая площадь	м²	211,29
Строительный объем	м³	940,27
Количество этажей	-	1
Этажность	-	одноэтажное

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

**13. Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий**

Для строительства объектов в составе данного проекта получение каких-либо специальных технических условий не требуется.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			31

**14. Сведения о компьютерных программах, которые используются при выполнении расчётов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений**

Для расчёта фундаментов и конструкций использована программа Base (Приложение Е)

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			32

**15.Обоснование возможности осуществления строительства, реконструкции объекта капитального строительства по этапам строительства, реконструкции объекта с выделением этих этапов**

Выполнение работ по строительству ПС предусматривается в один этап строительства в два пусковых комплекса (подробные данные представлены в 1-ЮЭС-2024-ИОС1.1)

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			33

16 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий, строений и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения (при необходимости).

Объем демонтажных работ представлен в таблице 16.1

Таблица 16.1

№п/п	Наименование работ	Ед.изм	Кол-во	Вес,кг
<b>Демонтаж оборудования.</b> <b>1 пусковой комплекс. 1-я очередь.</b> <b>(Весы указаны ориентировочные и требуют уточнения и корректировки после процедуры взвешивания)</b>				
1	Демонтаж трансформатора Т-3 ТДТН-25000/110-У1	шт	1	61500
2	Вывоз трансформатора на трале 80т на склад для хранения на расстояние - 7,5км	кг	61500	
3	Демонтаж оборудования ОРУ 110кВ Т-3:			
-	-трехполюсный блок трансформатора напряжения ТН-3-110 марки НКФ-110-57	шт	1	2200
-	-отделитель ОД-110 Т-3 марки ОД-110М-630 с приводом ПРО-1У1 на три полюса,	шт	3	3х484
-	-короткозамыкатель КЗ-110 Т-3 марки КЗ-110М	шт	1	3х150
-	-ограничитель перенапряжения ОПН-110 марки ОПН-110	шт	1	3х35
-	-трёхполюсный блок разъединителя ЛР-2-110 марки РНДЗ-2-110/2000	шт	1	1000
-	- трёхполюсный блок разъединителя СР-3-110 марки РНДЗ-1-110/1000	шт	1	1000
-	- трёхполюсный блок разъединителя ТР-3-110 марки РНДЗ-1-110/1000	шт	1	1000
4	Демонтаж стальной (не типовой) опорной конструкции под отделители, короткозамыкатели и ограничители перенапряжения	шт	1	500
5	Демонтаж ж/б стоек ПТ-43 под ВЧ заградитель	шт	2	650
6	Демонтаж монолитного фундамента 0,5х0,5х3,5 под блоки разъединителей (Вес 2500 кг/м3)	шт	3	6562,5
7	Демонтаж общего монолитного фундамента 0,5х0,5х4,0 под КЗ-110, ОД-110 и ОПН-110 (Вес 2500 кг/м3)	шт	2	5000
8	Вывоз оборудования, опорных конструкций и фундаментов на бортовом автомобиле на склад для хранения на расстояние - 7,5 км	кг	19919,5	
9	Разборка стенок монолитного железобетонного маслоприемника под трансформатор при помощи отбойных молотков из бетона марки 200 с погрузкой в автомашину: - размеры двух сторон 0,2х0,5х7,8м - размеры двух сторон 0,2х0,5х9,6м Вес 2500 кг/м3	куб.м	3,48	8700
10	Разборка днища монолитного железобетонного маслоприемника при помощи отбойных молотков из бетона марки 200 с погрузкой в автомашину: - размеры 7,8х9,6х0,18м. Вес 2500 кг/м3	куб.м	13,5	33750
11	Разборка монолитного ж/б фундамента под силовой трансформатор при помощи гидромолота на базе экскаватора	куб.м	64,75	161875

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

№п/п	Наименование работ	Ед.изм	Кол-во	Вес,кг
	(размеры не известны, принимаем по проекту 13517 тм л. Вес 2500 кг/м3)			
11	Вывоз лома ж/б изделий на полигон на самосвале –14,1км	кг	204325	

Таблица 0-1

Демонтаж оборудования. 1 пусковой комплекс. 2-я очередь (Весы указаны ориентировочные и требуют уточнения и корректировки после процедуры взвешивания)				
1	Демонтаж шинного портала 110 кВ ПЖС 110Ш с разбором:			
-	- ж/б стойки ВС 105-167 (V=1,5 куб.м)	шт	2	2х3250
-	- стальная траверса ТС-1	шт	1	251
-	- стальной крепежный элемент ТС-7	шт	1	17
-	- демонтаж гирлянды изоляторов 8хПСД70Е	шт	4	4х36,8
2	Демонтаж заградителей ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС-Мельниково с отпайками (ф.А, В) марки ВЗ-600-0,25	шт	1	116
3	Вывоз оборудования на бортовом автомобиле на склад для на хранение на расстояние – 7,5км	кг	7031,2	

Демонтаж оборудования. 2 пусковой комплекс. 1-я очередь (Весы указаны ориентировочные и требуют уточнения и корректировки после процедуры взвешивания)				
1	Демонтаж оборудования организации временной связи существующего СВ-110 кВ:			
-	- трехполюсный масляный выключатель СВ-110 марки МКП - 110V-630, в том числе:	шт	1	16400
	- трансформаторные масло	кг	8000	
-	- трехполюсный блок разъединителя СР-3-110 марки РНДЗ-1-110/1000	шт	1	1000
2	Демонтаж КРУН 6 кВ яч. 36-45 марки К-47	шт	10	10х1000
3	Разбор дорожных плит (9шт.) под КРУН 6кВ без разрушения -размеры 1,0х3,0х0,14м (марка ПД-1) Вес -1.5т (1 шт) V-0,43куб.м (1 шт)	куб.м	3,87	13500
4	Вывоз выключателя марки МКП -110V-630 на трале 25т на склад для на хранение на расстояние - 7,5км	кг	16400	
5	Вывоз оборудования и дорожных плит на бортовом автомобиле на склад для на хранение на расстояние-7,5 км	кг	24500	
6	Разборка стенок железобетонного маслоприемника под выключатель при помощи отбойных молотков из бетона марки 200 с погрузкой в автомашину: - размеры двух сторон 0,2х1,0х8,0м - размеры двух сторон 0,2х1,0х4,1м Вес 2500 кг/м3	куб.м	4,84	12100
7	Разборка днища железобетонного маслоприемника при помощи отбойных молотков из бетона марки 200 с погрузкой в автомашину: - размеры 8х4,1х0,18м Вес 2500 кг/м3	куб.м	6	15000
8	Разборка вертикальных ж/б свай (8шт) под СВ-110 при помощи отбойных молотков из бетона марки 200 с погрузкой в автомашину: -размеры 0,3х0,3х1,5м	куб.м	1,08	2700

Инва. №

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

	- вес 2500 кг/м3			
9	Вывоз лома ж/б изделий на полигон на самосвале – 14,1 км	кг	29800	
<b>Демонтаж оборудования.</b> <b>2 пусковой комплекс. 2-я очередь</b> <b>(Весы указаны ориентировочные и требуют уточнения и корректировки после процедуры взвешивания)</b>				
1	Демонтаж ОРУ-110 кВ питающей линии 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково:			
-	- трехполосный блок разъединителя ЛР-2-110 Максимовская марки РНДЗ-2-110/2000	шт	1	1000
-	- трехполосный блок СР-4-110 марки РНДЗ-1-110/1000	шт	1	1000
-	- трехполосный блок трансформатора напряжения ТН-4-110 марки НКФ-110-57	шт	1	2200
2	Вывоз оборудования на бортовом автомобиле на склад для на хранение на расстояние - 7,5 км	кг	4200	
<b>Демонтаж оборудования.</b> <b>2 пусковой комплекс. 3-я очередь</b> <b>(Весы указаны ориентировочные и требуют уточнения и корректировки после процедуры взвешивания)</b>				
1	Демонтаж трансформатора Т-3 ТДТН-25000/110-У1	шт	1	61500
2	Вывоз трансформатора на трале 80т на склад для хранение на расстояние - 7,5км	кг	61500	
3	Частичный демонтаж ОРУ-110 кВ:			
-	-отделитель ОД-110 Т-4 марки ОД-110М-630	шт	3	3х630
-	-короткозамыкатель КЗ-110 Т-4 марки КЗ-110М	шт	3	3х150
-	-ограничитель перенапряжения ОПН 110 Т-4 марки ОПН110;	шт	3	3х35
4	Демонтаж дугогасящего реактора 6 кВ ДГР4-6 марки РЗДПОМ-300/6 ХЛ1	шт	1	2150
5	Демонтаж силового трансформатора ТМГ-400/6	шт	1	1400
6	Демонтаж сетчатого ограждения по периметру L=18,8м (панели приняты на основе ПМ-3 серия 3017-1 размером 2,06х2,75м, вес 1 панели 35кг) (ДГР4-6 и ТМГ-400/6)	кг	35х6,4	224
7	Демонтаж существующих трансформаторов собственных нужд: ТСН-4 марки ТМ-63/10/0,23, ТСН-5 марки ТМ-250 6/0,4, ТСН-3 марки ТМ-63/10/0,23;	шт	1 1 1	510 890 510
8	Демонтаж КРУН 6 кВ (4 секция яч. №35-27, 46), ячейки марки К-47;	шт	10	10х1000
9	Разбор ж/б плит (12 шт.) под КРУН 6кВ без разрушения -размеры 1,0х3,0х0,14м (марка ПД-1) Вес -1.5т (1 шт) V-0,43куб.м (1 шт)	куб.м	5,16	18000
10	Демонтаж КРУН 10 кВ (3 секция и 4 секция), ячейки марки К-47, К-49 и К-59;	шт	28	27х1000
11	Разбор сборного монолитного фундамента при помощи гидромолота на базе экскаватора (под КРУН 10кВ): -размеры 25х4,0х0,15м Вес 2500 кг/м3	куб.м	15	37500
12	Демонтаж стальной (не типовой) опорной конструкции под отделители, короткозамыкатели и ограничители перенапряжения	шт	1	500
13	Демонтаж ж/б маслосборника при помощи гидромолота на базе экскаватора Размер: 16,0х2,3мх1,5м. Толщина стен – 0,15м Толщина плит перекрытия – 0,3м	куб.м	30,315	75787,5

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата



	Вес 2500 кг/м3			
14	Демонтаж барьерного ограждения Егоза (принят СББ "Егоза" 600/15/5/3) длиной 134,5 метра весом 1 п.м.- 1,04кг	кг	139,88	139,88
15	Демонтаж периметрального ограждения из профнастила С-8, высотой 2,5м и длиной 134,5м. Вес 1 п.м ограждения принят: 1,0мх2,5м = 11,3кг	кг	1519,85	1519,85
16	Вывоз оборудования и опорных конструкций на бортовом автомобиле на склад для хранения на расстояние – 7,5 км,	кг	178576,23	
17	Разборка стенок железобетонного маслоприемника под трансформатор при помощи отбойных молотков из бетона марки 200 с погрузкой в автомашину: - размеры двух сторон 0,2х0,5х7,8м - размеры двух сторон 0,2х0,5х9,6м Вес 2500 кг/м3	куб.м	3,48	8700
18	Разборка днища железобетонного маслоприемника при помощи отбойных молотков из бетона марки 200 с погрузкой в автомашину: - размеры 7,8х9,6х0,18м Вес 2500 кг/м3	куб.м	13,5	33750
19	Разборка плит перекрытия здания ОПУ при помощи гидромолота на базе экскаватора -размеры приняты (пол/потолок) 6,4м х 7,4м х 0,15м	Куб.м	2х7,1	17760
20	Вывоз лома ж/б изделий на полигон на самосвале –14.1 км	кг	60210	
21	Разборка кирпичного одноэтажного здания ОПУ с применением экскаватора с гидромолотом Размер: 6,4м х 7,4м х 3,1м	куб.м	147	
22	Погрузка кирпичей (250х120х65) на автосамосвал после обрушения. Принято 4 356 шт кирпича из расчёта кладка 0,5 кирпича. Вес 1 полнотелого кирпича – 4,05кг	кг	17 642	17 642
23	Вывоз лома кирпичной кладки на полигон на самосвале – 14,1 км,	кг	17 642	

Переселение людей не требуется.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата

17. Идентификационные признаки объекта капитального строительства, предусмотренные Федеральным законом «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»

Уровень ответственности сооружений – II (нормальный), согласно ГОСТ 27751-2014. Коэффициент надёжности по ответственности  $\gamma_n=1,0$ , согласно ст. 16, №384-ФЗ. ПС 110 кВ Мельниково эксплуатируется автономно без постоянного обслуживающего персонала. Возможность использования труда инвалидов и пенсионеров по старости не предусматривается.

Идентификационные признаки

1) классификация по ОКОФ

Таблица 17.0-1

Наименование здания/сооружения	Классификация по ОКОФ (ОК 013-2014 «Общероссийский классификатор основных фондов»)		
	Код	К Ч	Наименование
Фундаменты под трансформаторы Маслоприемники Ячейковые порталы Фундаменты под стальные опоры электрооборудование 10 кВ, 110 кВ Стальные опоры	12 4521010	6	Сооружения электроэнергетики
Кабельная трасса из кабельных лотков	12 4527341	8	Линия электропередачи кабельная
Здание ЗРУ-6/10 кВ	210.00.11.10.781	6	Здания подстанций электрических

2) принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность – комплекс электроснабжения (в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94);  
принадлежит;

3) возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения- район строительства

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

сейсмичностью 9 баллов, других опасных природных и техногенных процессов в данном районе строительства не выявлено;

– 4) принадлежность к опасным производственным объектам: в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 с изм. от 13.07.2015 №116-ФЗ «О производственной безопасности опасных производственных объектов» (приложение 1) проектируемый объект не относится к опасным;

5) **пожарная и взрывопожарная опасность: согласно Федеральному закону №123-ФЗ класс функциональной пожарной опасности зданий и сооружений – Ф5.1, согласно СП 2.13130.2009 категория здания по взрывопожарной и пожарной опасности-В;**

6) наличие помещений с постоянным пребыванием людей: отсутствуют;

7) уровень ответственности: в соответствии с Федеральным законом от 30.12.2009 с изм. от 02.07.2013 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» – нормальный, класс сооружения по ГОСТ 27751-2014 «Надёжность строительных конструкций и оснований» – КС-2. Коэффициент надёжности по ответственности  $\gamma_n = 1,0$ .

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							1-ЮЭС-2024-ПЗ	Лист
										39
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

18. Перечень документов по стандартизации, используемые полностью или частично на добровольной основе для соблюдения требований технических регламентов

Разработка настоящей проектной документации выполнена на основании и с использованием следующих нормативных документов:

№ документа	Обозначение	Наименование
1.	Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87	О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (Период действия с 30.09.2023г. по 31.08.2024г)
2.	Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ	«Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
3.	Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ	«Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
4.	СП 12.13130.2009	«Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»
5.	ГОСТ Р 21.1101-2020	Основные требования к проектной и рабочей документации
6.	СТО 56947007-29.240.10.248-2017	Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ
7.		ПУЭ, 7-е издание, Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2007 г
8.	СТО 56947007-29.130.15.114-2012	Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ
9.	СТО 56947007-29.240.068-2011	Длина пути утечки внешней изоляции электроустановок переменного тока классов напряжения 6-750 кВ
10.	СТО 56947007-29.240.30.010-2008	Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения
11.	СТО 56947007-29.240.044-2010	Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех

Инв. №	Взам. инв. №
	Подп. и дата

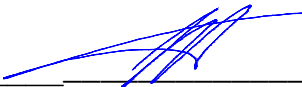
Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата

12. ГОСТ Р 59279-2020 Схемы принципиальные электрические  
распределительных устройств от 35 до 750 кВ  
Подстанций . Типовые решения.  
Рекомендации по применению.
13. ГОСТ Р 21.622-2023 Правила выполнения проектной документации  
по системам внутренних установок, сетям  
электроснабжения и наружного  
электроосвещения
14. ГОСТ Р 71403-2024 Релейная защита и автоматика. Методические  
указхания по определению параметров  
электромагнитных трансформаторов тока для  
обеспечения правильного функционирования  
релейной защиты в переходных режимах
- 350      СТО  
34.01-21.1-001-2017      Распределительные электрические сети  
напряжением 0,4-110 кВ .Требования к  
технологическому проектированию
- 360      Приказ Минэнерго  
России №6 от  
15.01.2024 (МУ по  
техн. проект. ПС  
35-750кВ);      Приказ Об утверждении Методических  
указаний по технологическому  
проектированию подстанций переменного  
тока с высшим напряжением 35-750 кВ
- 370      Приказ Министерства  
энергетики РФ от 19  
декабря 2023 г. N  
1180 (вступил в силу  
с 6 мая 2024г.)      О внесении изменений в требования к  
обеспечению нажежности  
электроэнергетических систем, нажежности и  
безопасности объектов электроэнергетики и  
энергопринимающих установок «Правила  
организации технического обслуживания и  
ремонта объектов электроэнергетикии»,  
Утвержденные приказом минэнерго России от  
25 октября 2027г. №1013
18. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические РУ  
35-750кВ ПС».

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			41

**19. Заверение проектной организации о соответствии проектной документации**

Проектная организация заверяет о том, что проектная документация подготовлена в соответствии с требованиями, указанными в пункте 5 Положения Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (период действия с 30.09.2023 по 31.08.2024), градостроительным планом земельного участка (в случае подготовки проектной документации в отношении линейного объекта - документацией по планировке территории), заданием на проектирование, градостроительным регламентом, техническими регламентами, устанавливающими в том числе требования к обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасному использованию прилегающих к ним территорий, а также с соблюдением технических условий.

Главный инженер проекта \_\_\_\_\_  С. А. Иванов

Инв. №	Подп. и дата		Взам. инв. №		1-ЮЭС-2024-ПЗ						Лист	
Изм.		Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата						42

**20. Сведения о разделах и пунктах проектной документации, содержащих решения и мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и оснащённости зданий, строений, сооружений приборами учёта используемых энергетических ресурсов**

Требования по обеспечению соблюдения энергетической эффективности содержатся в разделе 3 тома 1-ЮЭС-2024-ИЛО.АР ; в разделах 8 и разделе 11 тома 1-ЮЭС-2024-ИЛО.ИОС1.1

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			43

**21. Сведения о назначении и функционально-технологических особенностях объекта капитального строительства**

В настоящий момент электроснабжение ПС 110 кВ Мельниково, на которой планируется выполнить реконструкцию, осуществляется от ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимовская с отпайкой на ПС Глазково и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС-Мельниково с отпайками.

Площадка ПС 110 кВ Мельниково расположена на территории города, в условиях сложившейся застройки, и ограничена со всех сторон автомобильной дорогой и торговыми территориями рынка.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			44



Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	Изменённых	Заменённых	Новых	Аннулированных				

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Лист  
46

АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, АО «ИЭСК» и филиалом АО «ИЭСК» «Южные электрические сети» (далее по тексту - ЮЭС).

6.2 Схему РУ-10 кВ принять существующую типовую № 10-1 «Одиночная, секционированная выключателем, система шин».

6.3 Схему РУ-6 кВ принять существующую типовую № 6(10)-1 «Одиночная, секционированная выключателем, система шин».

6.4 Выполнить реконструкцию РУ-6/10 кВ в объёме:

- замена КРУН-10 кВ (3 и 4 СШ) и КРУН-6 кВ (3 и 4 СШ) на РУ-6/10 кВ в блочно-модульном здании (БМЗ) с ячейками КРУ-10 кВ.

Общее количество отходящих линий 6/10 кВ - не менее двенадцати на каждой секции шин с кабельными выводами и с возможностью установки на каждой секции дополнительных ячеек. Количество отходящих линий (ячеек) 6/10 кВ на секциях шин 6/10 кВ уточнить проектом с учётом конфигурации внутрирайонных сетей 6/10 кВ и согласовать с ЮЭС.

6.5 При строительстве применить:

- колонковый элегазовый выключатель 110 кВ (СВ-110) с выносными трансформаторами тока;
- ОПН-110 кВ с системой контроля состояния под рабочим напряжением;
- разъединители 110 кВ с моторным приводом главных и заземляющих ножей с возможностью дистанционного управления ими;
- ячейки КРУ-6/10 кВ кассетного типа с вакуумными выключателями 10 кВ с моторными приводами положения выключателя с возможностью дистанционного управления;
- КТПБ-110 кВ, БМЗ с ячейками КРУ-6/10 кВ, выполненные с учётом климатических и геологических условий площадки и комплектной поставки оборудования и аппаратуры РЗ;
- устройства РЗА принять однотипными на микропроцессорной базе, с программируемой логикой и поддержкой протокола обмена согласно ГОСТ МЭК 61850-3-2005. Типы устройств и фирму производителя согласовать с СРЗиА АО «ИЭСК».

6.6 Принять два трёхобмоточных силовых трансформатора напряжением 110/10/6 кВ мощностью по 63 МВА каждый. Мощность силовых трансформаторов уточнить проектом и согласовать с ЮЭС.

6.7 Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны соответствовать «Требованиям к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики», утверждённым приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101.

6.8 Проектом предусмотреть:

6.8.1 Обследование существующего контура заземления ПС с учётом замены оборудования 110/10/6 кВ (при необходимости выполнить реконструкцию контура заземления).

6.8.2 Реконструкцию маслосборника, маслоприёмников и фундаментов Т-3 и Т-4 (объём реконструкции определить проектом).

6.8.3 Установку реакторов 6/10 кВ на шинных мостах 6/10 кВ Т-3 и Т-4 (необходимость установки определить проектом по результатам расчётов Iкз).

6.8.4 Установку на каждой из секций шин 6/10 кВ ДГР с высокоомными резисторами (мощность ДГР уточнить проектом, результаты расчётов представить в проекте).

6.8.5 Установку в сети 6/10 кВ на каждой из секций шин терминалов определения повреждённых фидеров, действующих на сигнал, а далее на отключение повреждённого фидера релейной защитой.

6.8.6 Реконструкцию шинных мостов 6/10 кВ от Т-3 и Т-4 до КРУ-6/10 кВ. Тип шинных мостов 6/10 кВ (воздушные или изолированные токопроводы) определить проектом и согласовать с ЮЭС.

6.8.7 Реконструкцию защит Т-3, Т4 на МП терминалах.

6.8.8 Привязку цепей реконструируемых защит к новой ЦС (в БМЗ ОПУ) на МП терминале.

6.8.9 Реконструкцию СН-0,4 кВ (ТСН-3, ТСН-4, ТСН-5), ЩПГ с переводом в БМЗ ОПУ

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	6.8.6 Реконструкцию шинных мостов 6/10 кВ от Т-3 и Т-4 до КРУ-6/10 кВ. Тип шинных мостов 6/10 кВ (воздушные или изолированные токопроводы) определить проектом и согласовать с ЮЭС.							
			6.8.7 Реконструкцию защит Т-3, Т4 на МП терминалах.							
			6.8.8 Привязку цепей реконструируемых защит к новой ЦС (в БМЗ ОПУ) на МП терминале.							
			6.8.9 Реконструкцию СН-0,4 кВ (ТСН-3, ТСН-4, ТСН-5), ЩПТ с переводом в БМЗ ОПУ							
									1-ЮЭС-2024-ПЗ	Лист
										47
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата					



установкой новых панелей ЩСН. Мощность трансформаторов собственных нужд определить расчётом с учётом присоединения эпизодических нагрузок (ЭТЛ, установки прогрева и очистки масла), принять не менее чем 160 кВА каждый.

6.8.10 Размещение устройств РЗА, ПА (УОН, АЧР, ЧАПВ), ЩСН, ЩПТ, ТМ в существующем БМЗ ОПУ. Предусмотреть демонтаж старого здания ОПУ (Т-3, Т-4) (при необходимости).

6.8.11 Питание двигателей приводов выключателей и разъединителей выполнить на переменном оперативном токе с питанием от СН-0,4 кВ.

6.8.12 Отдельную обмотку у измерительных трансформаторов 110 кВ классом точности 0,2S для учёта электроэнергии.

6.8.13 Трёхфазные трёхобмоточные трансформаторы напряжения 6/10 кВ устойчивые к явлению резонанса в сети 6/10 кВ. Обмотка для учёта должна иметь класс точности не менее 0,5.

6.8.14 АВР-6/10 кВ с последующим автоматическим восстановлением схемы нормального режима.

6.8.15 ПА (УОН, АЧР) выполнить на отдельных микропроцессорных устройствах (не совмещённых с терминалами РЗ) с воздействием на отключение ячеек 10 кВ, 6 кВ в отдельных шкафах, выполнить интеграцию УОН в существующие каналы ТМ ПА и реализацию УВ от внешних устройств ПА.

6.8.16 Оперативную блокировку РУ-110/10/6 кВ (Т-3,4), выполненную на микропроцессорном терминале с питанием от источника, гальванически развязанного с сетью 0,4 кВ, со схемой контроля изоляции. Разработать и согласовать технические требования к ОБР.

6.8.17 На шкафах управления коммутационными аппаратами Т-3, Т-4 и СВ-6/10 кВ установить преобразователи ЭНИП-2 с блоками индикации ЭНМИ-3 и блоками телеуправления ЭНМВ для передачи информации в систему АСУ ТП.

6.8.18 Трансформаторы тока: для ТТ 110 кВ количество и класс точности вторичных обмоток определить на стадии ОТР. Трансформаторы тока для вводных ячеек 6/10 кВ Т-3 и Т-4 во всех трёх фазах предусмотреть четырёхобмоточные (либо два двухобмоточных ТТ, установленных последовательно) с классами обмоток 0,5S/0,5/10-/10-(0,5S/10- и 0,5/10-), а для СВ-6/10 кВ и новых линейных ячеек 6/10 кВ в трёх фазах, трёхобмоточные с классом: 0,5S/0,5/10-.

Для трансформаторов тока 110 кВ и трансформаторов тока вводных ячеек 6, 10 кВ Т-1 и Т-2 класс точности для релейной защиты, Мощность вторичных обмоток, коэффициент безопасности для обмоток 0,5S и 0,5, выбранный коэффициент предельной кратности для обмоток релейной защиты подтвердить расчётами согласно ГОСТ Р 58669-2019 «Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» с учётом использования терминалов различных производителей. По результатам расчётов параметров ТТ для проведения тендера составить перечень производителей терминалов, удовлетворяющих требованиям ГОСТ Р 58669-2019.

Для трансформаторов тока СВ-6, СВ-10 кВ, трансформаторов тока отходящих ячеек класс точности трансформаторов тока для релейной защиты, мощность вторичных обмоток, коэффициент безопасности для обмоток 0,5S и 0,5, выбранный коэффициент предельной кратности для обмоток для релейной защиты подтвердить расчётами согласно рекомендаций производителей терминалов.

Расчёты выполнить до составления технических требований к трансформаторам тока и заказа оборудования.

6.8.19 Присоединение ТСН-3 и ТСН-4 к шинам ЗРУ-10 кВ через выключатели согласно пункту 9.1.12 «Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007- 29.240.10.248-2017».

6.8.20 Выполнение расчётов токов короткого замыкания сети СН-0,4 кВ и сети постоянного тока. Выбрать установки автоматических выключателей (номинальных токов плавких предохранителей) в данных сетях с учётом их чувствительности, селективности, быстродействия с выдачей проектных расчётов в СРЗЭиИ ЮЭС. Кабельная продукция должна быть проверена на термическую стойкость и невозгорание при воздействии тока короткого замыкания. Расчёты оформить отдельным комплектом для СН-0,4 кВ и отдельным комплектом по сети постоянного тока, комплекты выдать в СРЗЭиИ ЮЭС.

6.8.21 Автоматизированную систему телеуправления и телемеханики на базе цифровых

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>тока. Выбрать уставки автоматических выключателей (номинальных токов плавких предохранителей) в данных сетях с учётом их чувствительности, селективности, быстродействия с выдачей проектных расчётов в СРЗЭиИ ЮЭС. Кабельная продукция должна быть проверена на термическую стойкость и невозгорание при воздействии тока короткого замыкания. Расчёты оформить отдельным комплектом для СН-0,4 кВ и отдельным комплектом по сети постоянного тока, комплекты выдать в СРЗЭиИ ЮЭС.</p> <p>6.8.21 Автоматизированную систему телеуправления и телемеханики на базе цифровых</p>					
						1-ЮЭС-2024-ПЗ		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			48

измерительных преобразователей, собранных в единый программно-технический комплекс (АСУТП ПС), синхронизированных с системой приёма единого точного времени (GPS/ГЛОНАСС), с выводом информации на ЦППС РСДУ-5. Протокол обмена телеинформации МЭК 870-5-101/104 с синхронизацией от единого источника точного времени и передачей телеинформации по двум независимым каналам связи в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и РДП ЮЭС. Точки измерения и объём передаваемой информации согласовать с АО «ИЭСК» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

6.8.22 Система сбора и передачи информации (ССПИ) должна соответствовать Техническим требованиям по организации обмена с диспетчерскими центрами информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России (Приложение 4 Соглашения № 09С-23-2 о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и АО «ИЭСК» в целях обеспечения надёжности функционирования ЕЭС России от 19.06.2023.

6.8.23 На этапе разработки рабочей документации требуется сформировать формуляр согласования приема/передачи данных между ССПИ ПС 110 кВ Мельниково и Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ согласно ГОСТ Р МЭК 870-5-104, разработать программу и методику испытаний ССПИ ПС 110 кВ Мельниково.

6.8.24 Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА с привязкой к действующим устройствам и оборудованию.

6.8.25 Принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами; переключающие устройства (испытательные блоки, переключатели и т.п.), необходимые для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей; сигналы, отображаемые с помощью светодиодов.

Вместе с этим должны быть предоставлены:

- техническая информация и руководство по эксплуатации на русском языке;
- методические материалы по расчёту параметров настройки;
- бланки заданий уставок РЗА в редактируемом формате;
- решения по синхронизации терминалов по сигналам точного времени;
- монтажные схемы панелей, шкафов и оборудования;
- данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА в форме, рекомендованной заводом-изготовителем;
- схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;
- схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;
- заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА.

6.8.26 Выполнение учёта электрической энергии предусмотреть в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Типовой инструкции по учёту электрической энергии при её производстве, передаче и распределении РД 34.09.101-94 требованиями Правительства РФ от 04.05.2012г. №442. Учёт электрической энергии реализовать с применением счётчиков электрической энергии, интегрируемых в АИИС КУЭ АО «ИЭСК». Техническое задание на разработку проекта в части «Учёт электроэнергии» в соответствии с Техническими требованиями к системам учёта согласовать с ООО «Иркутская энергосбытовая компания» и с ЮЭС.

6.8.27 Установку шкафа гарантированного питания (ШГП) для аппаратуры связи и телемеханики, резервное питание подключить к АКБ ПС.

6.8.28 Расчёт защит прилегающей сети 6/10 кВ (при необходимости).

6.8.29 Расчёт защит прилегающей сети 110 кВ, предусмотрев при необходимости реконструкцию РЗА на смежных подстанциях.

6.8.30 Разработку узлов выхода кабелей из КРУ-6/10 кВ в сторону потребителя (до выходов за территорию подстанции) с учётом перспективы присоединения дополнительных линий 6/10 кВ и установки дополнительных ячеек.

6.8.31 Перевод отходящих КЛ-6/10 кВ из старых КРУН-6/10 кВ в новое БМЗ с ячейками КРУ-6/10 кВ.

6.8.32 Реконструкцию внешнего ограждения подстанции.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			49

6.3.36 Поперечные сечения стержней выдают в медном контрольном кабеле, выпускаемом по ГОСТ 2411-85, при применении ТУ кабеля необходимо предусмотреть их торцовое выемление жила в два раза. Проектной организацией при разрезе РД в кабелем журнале учитывать сечение контрольных кабелей, выпускаемых по ГОСТ и ТУ.

7.3 Перечень и расходы затрат на реализацию приватизационных мероприятий и производственных работ.

Выполнить раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», содержащий описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность электрооборудования ПС.

■ [www.pearsoned.com](http://www.pearsoned.com) 877-YELL-10 or 1-800-CTU-6700

## \* — дробная часть числа КРЧН-4/10 и В (4 ЧН 10 и В).

## \* — минимальные обозначения ДР-3-6/10 кВт и ДР-4-6/10 кВт

Содержание и объем информации, представленной в проектной документации может быть сопоставлен с таблицей ОДР, разработанной для оценки набора данных.

### 10.1 Программы, работающие в режиме

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. №							Лист
									50
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	



I этап:

- разработка, обоснование, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ основных технических решений (ОТР).  
В составе ОТР представить сметную стоимость строительства.

II этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ технических требований к оборудованию в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

III этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ проектной документации;
- сопровождение негосударственной экспертизы проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

IV этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ рабочей документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.
- Сводный сметный расчёт и локальные сметы на строительно-монтажные и наладочные работы выполнять в текущих ценах согласно Исходных данных Заказчика (см. Приложение №1).

11. Особые условия проектирования и строительства.

11.1 Проектирование выполнять в соответствии с действующими нормативными документами:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7 издание;
- Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утверждённые приказом Минэнерго РФ от 03.08.2018 № 630;
- Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утверждённые приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81.
- Методические указания по проектированию развития энергосистем, утверждённые Приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286;
- Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утверждённые приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101;
- Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утверждённые приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97;
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждённые Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937;
- Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утверждённые приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546;
- Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утверждённые приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556;
- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017»;
- «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.016-2008»;
- «Методические указания по выбору оборудования СОПТ». СТО-56947007-29.120.40.216-2016;
- «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. (РД 34.35.310-97)»;

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none"><li>• «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.016-2008»;</li><li>• «Методические указания по выбору оборудования СОПТ». СТО-56947007-29.120.40.216-2016;</li><li>• «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. (РД 34.35.310-97)»;</li></ul>					
						1-ЮЭС-2024-ПЗ		Лист
								51
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

- Межгосударственный стандарт ГОСТ 34045-2023 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
  - ГОСТ Р 59909-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Классификация»;
  - ГОСТ Р 57114-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения»;
  - ГОСТ Р 59384-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования»;
  - ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
  - ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования»;
  - ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования»;
  - ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования»;
  - ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования»;
  - ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях»;
  - ГОСТ Р 70358-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Требования к работе устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформаторов тока»;
  - «Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утверждено Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008г. (в ред. от 21.12.2009г. №1044);
  - «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», утверждено Приказом АО РАО «ЕЭС России» №57 от 11.02.2008г.;
  - СНиП 11-01-95 и другими действующими нормативно-техническими документами.
- Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации.
- 11.2. Выполнить раздел «Разработка комплекса мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств».
- В разделе определить электромагнитную обстановку на всех присоединениях, на которых устанавливаются микропроцессорные устройства РЗА, АСУТП и др., а также определить комплекс мероприятий в соответствии с требованиями «Методических указаний по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» (СТО

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			52



11.3 Производка под строительство расположена в районе повышенной сейсмичности и в охранной зоне озера Байкал.

11.5 Выполнить раздел «Расчёт токов КЗ».

Выполнить расчёт токов короткого замыкания сети СН-0,4 кВ и сети постоянного тока, выбрать уставки автоматических выключателей (номинальных токов плавких предохранителей) в данных сетях с учётом их чувствительности, селективности, быстродействия с выдачей проектных расчётов в СРЗЭИ ЮЭС. Кабельная продукция должна быть проверена на термическую стойкость и невозгорание при воздействии тока короткого замыкания. Расчёты оформить отдельным комплектом для СН-0,4 кВ и отдельным комплектом по сети постоянного тока. комплекты выдать в СРЗЭИ ЮЭС.

11.7 Раздел «Релейная защита и противоаварийное управление» выполнить с учётом требований раздела «Основные проектные решения»:

- ПА (УОН, АЧР) выполнять на отдельных терминалах микропроцессорных устройствах (не совмещенных с терминалами РЗА), с воздействием на отключение линейных ячеек 6/10 кВ в отдельных шкафах; Уставки защит ПА должны быть оформлены на бланках уставок, рекомендованных производителем терминалов, и согласованы с АО «ИЗСК»;

- микропроцессорные устройства АЧР, устанавливаемые на объекте проектирования должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц;
- схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с АО «ИЭСК» ЮЭС до разработки рабочей документации;
- В части решений по РЗА проектная документация должна содержать:
  - технические решения по созданию (модернизации) РЗА (в т.ч. РЗА на смежных объектах, обеспечивающих функционирование устройств РЗА на объектах проектирования) и по созданию (модернизации) каналов связи, обеспечивающих функционирование РЗА;
  - функциональные блок-схемы взаимодействия устройств РЗА между собой и с другими устройствами (трансформаторами тока и напряжения, преобразователями аналоговых сигналов и дискретных сигналов, коммутационными аппаратами), на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между ними с отражением изменений в существующих устройствах РЗА.
- В части решений по РЗА рабочая документация должна содержать:
  - пояснительная записка, включающая в себя проектный расчет и выбор параметров настроек (уставок) и алгоритмов функционирования новых (модернизированных) устройств и комплексов РЗА ПС 110 кВ Мельниково;
  - схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии);
  - принципиальные и монтажные схемы электрических соединений устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, трансформаторами тока и напряжения, преобразователями

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

аналоговых сигналов и дискретных сигналов, коммутационными аппаратами, устройствами высокочастотной связи, на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между ними с отражением изменений в существующих устройствах РЗА;

- принципиальные и (или) функционально-логические схемы в графическом виде, отражающие алгоритмы функционирования устройств РЗА, выполненные с применением стандартных для применяемого устройства РЗА логических элементов с отражением изменений в существующих устройствах РЗА;
- данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА, оформленные на бланках, рекомендуемых заводом-изготовителем устройств РЗА;
- схемы организации каналов связи, обеспечивающих функционирование РЗА, выполненные в соответствии с Требованиями к каналам связи для функционирования РЗА;
- заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типонаименования) для микропроцессорных устройств РЗА;
- принципиальные и монтажные схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;
- принципиальные и монтажные схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;
- принципиальные и монтажные схемы электрических соединений автоматики управления выключателей;
- технические решения по реализации информационного обмена устанавливаемых (модернизируемых) комплексов и устройств РЗА с автоматизированной системой управления технологическим процессом объекта электроэнергетики, автоматизированными системами технологического управления, автоматизированными системами диспетчерского управления с учетом требований к сбору, хранению и передаче в автоматическом режиме в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике файлов с данными регистрации аварийных событий в соответствии с ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования».

Состав вышеуказанных технических решений и схем, включаемых в рабочую документацию, должен определяться исходя из характера и объема проектируемых мероприятий по созданию (модернизации) РЗА.

11.7.2 Выполнить расчёт и выбор параметров настройки (уставок) устройств РЗА трансформаторов (Т-1 и Т-2), присоединений 6/10 кВ. Выполнить анализ, расчёт и выбор параметров настройки (уставок) существующих устройств РЗА питающей сети 110 кВ для определения необходимости реконструкции существующих защит на смежных подстанциях с учётом следующих требований:

- выполнить анализ параметров настройки (уставок) устройств РЗА (основных и резервных защит) на предмет отстройки от КЗ за трансформаторами ПС 110 кВ Мельниково. При необходимости предусмотреть мероприятия, исключающие неселективную работу устройств РЗА прилегающей сети при КЗ за трансформаторами;
- выполнить анализ параметров настройки (уставок) устройств РЗА резервных защит (ДЗ) прилегающей сети на предмет обеспечения дальнего резервирования трансформаторов ПС 110 кВ Мельниково. При необходимости предусмотреть мероприятия по усилению ближнего резервирования (два независимых комплекта защит и УРОВ).

11.7.3 При необходимости реконструкции устройств РЗА на смежных подстанциях, устройства РЗА выполнить на МП терминалах. Расчёт уставок согласовать с АО «ИЭСК». Уставки защит должны быть оформлены на бланках уставок, рекомендованных производителем терминалов.

11.8 Разработать раздел «Расчёт электрических режимов» в прилегающей к ПС 110 кВ Мельниково электрической сети 220-110 кВ для нормальной, ремонтных и аварийных схем.

В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов в прилегающей к объекту проектирования электрической сети 220-110 кВ в объеме, достаточном для выбора оборудования ПС, также необходимые для определения количественного состава устройств ПА и для расчёта и выбора параметров

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	Уставки защиты должны быть оформлены на бланках уставок, рекомендованных производителем терминалов.						
			11.8 Разработать раздел «Расчёт электрических режимов» и прилегающей к ПС 110 кВ Мельниково электрической сети 220-110 кВ для нормальной, ремонтных и аварийных схем.						
			В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов в прилегающей к объекту проектирования электрической сети 220-110 кВ в объеме, достаточном для выбора оборудования ПС, также необходимые для определения количественного состава устройств ПА и для расчёта и выбора параметров						
Изм.		Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ		Лист
									54



настройки и алгоритмов функционирования существующих и проектируемых комплексов и устройств ПА для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 г № 630 и Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. № 1286, на год окончания реконструкции объекта и на последний год периода, рассмотренного в актуальной редакции Схемы и программы развития электроэнергетических систем России с учетом этапности реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок (в случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводом/выводом генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года рассматриваемого периода).

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше необходимо рассматривать режимы максимальных нагрузок в зимний и летний периоды.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто)трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном и графическом видах (нанесенные на однолинейную схему замещения сети).

11.9 Расчёты электроэнергетических режимов должны выполняться на предоставленных Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири актуальных цифровых моделях для проведения расчета электрических режимов, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2557 «Об утверждении Правил формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики». В случае необходимости проектная организация в предоставленных расчетных моделях выполняет моделирование дополнительных элементов электрической сети номинальным напряжением 110 кВ и ниже в объеме, необходимом для целей выполнения настоящей работы, после чего направляет скорректированные расчетные модели на рассмотрение в ОДУ Сибири.

11.10 На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования ПС и ВЛ, определены объемы необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

11.11 В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров питающей подстанции электрической сети 110 кВ (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновки и т.д.) предусмотреть режимные мероприятия, автоматику ограничения перегрузки оборудования, усиление сети, а также замену оборудования и устройств вне зависимости от принадлежности.

11.12 Разработать раздел проекта «Организация строительства». В разделе предусмотреть очередность выполнения работ по реконструкции с учётом обеспечения надёжности электроснабжения потребителей. В рабочем проекте выделить пусковые комплексы, временные сооружения и схемы, необходимые для поэтапной реконструкции оборудования.

11.13 При проектировании учесть проектные решения по титулам:

- «Модернизация ПС 110кВ Мельниково в части компенсации ёмкостных токов (установка ДТР - 4 шт.)»;
- «Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково (замена Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, ОРУ-110).

11.14 В документации необходимо привести параметры планируемого к установке электросетевого оборудования напряжением 110 кВ и выше в объеме, предусмотренном приложениями № 1 и № 2 к Правилам предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 20.12.2022 г. № 1340.

11.15 Рабочую документацию выполнять только после того, как заказчик произведёт выбор основного оборудования и материалов и письменно, но не позднее 10 рабочих дней с момента

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>11.14 В документации необходимо привести параметры планируемого к установке электросетевого оборудования напряжением 110 кВ и выше в объеме, предусмотренном приложениями № 1 и № 2 к Правилам предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 20.12.2022 г. № 1340.</p> <p>11.15 Рабочую документацию выполнять только после того, как заказчик произведёт выбор основного оборудования и материалов и письменно, но не позднее 10 рабочих дней с момента</p>						Лист
									55
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			

выбора, уведомит подрядную организацию о возможности выполнять разработку рабочей документации.

11.16 Выполнить согласование проектной документации с инспектирующими организациями и заинтересованными организациями.

11.17 В сводном сметном расчёте предусмотреть затраты на:

- приобретение спец. инструмента и аппаратуры, необходимого для ввода в работу поставляемого оборудования по техническим требованиям;
- проведение работ на подтверждение выполненных мероприятий требованиям электромагнитной совместимости;
- согласование, экспертизу, оформление землеустроительных дел с постановкой земельного участка на государственный кадастровый учёт (при необходимости расширения земельного участка).

11.18 Срок выдачи заказных спецификаций оговорить в календарном плане к договору.

11.19 На каждой стадии разработки проектно-сметной документации проектная организация должна предоставлять документацию в печатном и электронном виде в объёме:

- 4 комплекта на бумажном носителе, в т.ч. один экземпляр документации должен быть прошит, пронумерован и заверен печатью проектной организации;
- Один экземпляр в электронном виде в формате PDF и редактируемом виде MS Office. Схемы по РЗА должны быть выполнены в формате А3 и переданы без ограничений в редактируемом формате Visio и Adobe Acrobat (PDF).

11.20 Подрядчик (проектная организация) несёт ответственность за правильность и достаточность разработанной проектной и рабочей документации (всех разделов проекта) независимо от подтверждения (согласования) Заказчиком проектно-сметной документации.

11.21 При направлении откорректированных материалов ПД (ОТР, СЭП) разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.

11.22 Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования АО «ИЭСК», собственников объектов, технологически связанных с объектом проектирования, и собственниками объектов, на которых предусматривается выполнение работ.

11.23 Сбор исходных данных, необходимых для корректного выполнения проектной документации и построения расчётной модели сети, от субъектов электроэнергетики и их верификация выполняются проектной организацией самостоятельно.

11.24 Разработанная проектная, рабочая и конкурсная документация являются собственностью Заказчика, и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

**12. Проектная организация.**

Определяется конкурсом.

**13. Срок выполнения проекта.**

По календарному графику к договору на выполнение проектно-исследовательских работ.

**14. Заказчик.**

Филиал АО «ИЭСК» «Южные электрические сети».

**15. Перечень исходных данных.**

15.1 Перечень исходных данных, сроки подготовки и их передачи определяются условиями Договора на разработку проектной документации и календарным графиком.

15.2 Получение исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

Директор филиала АО «ИЭСК»  
«Южные электрические сети»



А.В. Потапов

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									56	
			Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ	

Приложение Б

Письмо о финансировании АО «ИЭСК» № XXXX от XX.XX.2025г

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ПЗ			57

Приложение В

Градостроительный план земельного участка.

Инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

1-ЮЭС-2024-ПЗ					



Приложение Г

Свидетельство о государственной регистрации права от 25 августа 2009г  
38 АД 044927

РОССИЙСКАЯ

ФЕДЕРАЦИЯ

ЕДИНИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР ПРАВ НА НЕДВИЖИМОЕ ИМУЩЕСТВО И СДЕЛОК С НИМ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

О ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПРАВА

Министерство экономического развития Российской Федерации

Федеральная служба государственной регистрации, кадастра и картографии

Управление Федеральной регистрационной службы по Иркутской области

Дата выдачи:

"25" августа 2009 года

Документы-основания:

Передаточный акт от 27.04.2009, утвержденный Решением Единственного участника ООО "Иркутская Электросетевая компания" 27.04.2009, Протоколом заседания Совета директоров ОАО "Иркутские Электрические Сети" №4 (4) от 27.04.2009  
Выписка из протокола заседания совета директоров ОАО "Иркутские Электрические сети" от 24.04.2009 №4 (4)

Субъект (субъекты) права:

ОАО "Иркутская электросетевая компания", ИНН: 3812122706, ОГРН: 1093850013762, дата гос.регистрации: 30.06.2009, наименование регистрирующего органа: Межрайонная инспекция ФНС № 17 по Иркутской области, КПП: 381201001; адрес (место нахождения) постоянно действующего исполнительного органа: Россия, Иркутская область, г.Иркутск, ул.Лермонтова, д.257

Вид права:

Собственность

Объект права:

Земельный участок, категория земель: земли населенных пунктов, разрешенное использование: под существующую подстанцию 110 кВ "Мельниково", общая площадь 12523 кв. м, адрес объекта: Иркутская область, Иркутск г., Свердловский район

Кадастровый (или условный) номер:

38:36:000031:0001

Существующие ограничения (обременения) права:

не зарегистрировано  
о чем в Едином государственном реестре прав на недвижимое имущество и сделок с ним "25" августа 2009 года сделана запись регистрации № 38-38-01/078/2009-875

Регистратор

Федорова Е. А.

М.П.

38 АД 044927

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №	

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата

Приложение Д

Выписка из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательства



АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ОБЩЕРОССИЙСКАЯ НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – ОБЩЕРОССИЙСКОЕ МЕЖОТРАСЛЕВОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РАБОТОДАТЕЛЕЙ «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ, И САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОДГОТОВКУ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ»

2465121033-20240701-0636

(регистрационный номер выписки)

01.07.2024

(дата формирования выписки)

ВЫПИСКА

из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах

Настоящая выписка содержит сведения о юридическом лице (индивидуальном предпринимателе), выполняющем инженерные изыскания:

Общество с ограниченной ответственностью «СИБТЭК»

(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

1152468008395

(основной государственный регистрационный номер)

1. Сведения о члене саморегулируемой организации:		
1.1	Идентификационный номер налогоплательщика	2465121033
1.2	Полное наименование юридического лица (Фамилия Имя Отчество индивидуального предпринимателя)	Общество с ограниченной ответственностью «СИБТЭК»
1.3	Сокращенное наименование юридического лица	ООО «СИБТЭК»
1.4	Адрес юридического лица Место фактического осуществления деятельности (для индивидуального предпринимателя)	660020, Россия, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Караульная, д. 88, офис 226
1.5	Является членом саморегулируемой организации	Ассоциация саморегулируемая организация «Объединение изыскателей для проектирования и строительства объектов топливно-энергетического комплекса «Нефтегазизыскания-Альянс» (СРО-И-025-28012010)
1.6	Регистрационный номер члена саморегулируемой организации	И-025-002465121033-0256
1.7	Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	15.04.2019
1.8	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	
2. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права выполнять инженерные изыскания:		
2.1 в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.2 в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.3 в отношении объектов использования атомной энергии (дата возникновения/изменения права)
Да, 15.04.2019	Да, 15.04.2019	Нет



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата



3. Компенсационный фонд возмещения вреда		
3.1	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда	Первый уровень ответственности (не превышает двадцать пять миллионов рублей)
3.2	Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания объектов капитального строительства	
4. Компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств		
4.1	Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право выполнять инженерные изыскания по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	15.04.2019
4.2	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на выполнение инженерных изысканий, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	Первый уровень ответственности (не превышает двадцать пять миллионов рублей)
4.3	Дата уплаты дополнительного взноса	Нет
4.4	Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров	
5. Фактический совокупный размер обязательств		
5.1	Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на выполнение инженерных изысканий, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров на дату выдачи выписки	Нет

Руководитель аппарата



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ  
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Владелец: Кожуховский Алексей Олегович  
123056, г. Москва, ул. 2-я Брестская, д. 5  
СЕРТИФИКАТ 0402FE9100C0B0148D4019113D8DEA876F  
ДЕЙСТВИТЕЛЕН: С 20.11.2023 ПО 20.11.2024

А.О. Кожуховский



Инов. №	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

## Приложение Е

Лицензия №2-21-006 от 25.01.2021г на использование программы Фундамент

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
ПРОЕКТНО-СТРОИТЕЛЬНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
**« СТРОЙЭКСПЕРТИЗА »**  
300012, РФ, г.Тула, ул.М.Топеза, д.18  
<http://www.basegroup.su>  
[info@basegroup.su](mailto:info@basegroup.su), [sup@basegroup.su](mailto:sup@basegroup.su)

ГРУППА КОМПАНИЙ  
**СТРОЙ**  
**ЭКСПЕРТИЗА**

**Лицензия № 2-21-006 от 25.01.2021г.**

на использование экземпляра программы **Фундамент** в количестве 1 экземпляра

Лицензиар ООО ПСП "Стройэкспертиза" подтверждает неисключительное право  
**ООО «Сибтэк», г. Красноярск**  
на использование приобретенного им программного продукта.

Лицензиар гарантирует конечному пользователю, что предоставляемые права принадлежат ему на законных основаниях  
Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Фундамент» №2008612182

Лицензия выдана на основании Лицензионного договора № 06-02-000000000000 от 10.03.2008г.

Директор ООО ПСП "Стройэкспертиза"  
**А.К. Стасюк**

[illegible]