

Общество с ограниченной ответственностью



СОЮЗЭНЕРГОПРОЕКТ

Свидетельство П-019-7728670290 от 29.12.2017 года

Заказчик – ОГУЭП «Облкоммунэнерго»

**«Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г.
Усолье-Сибирское»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Электротехнические решения. ПС 35/6 кВ

32110640565/620/2021. ИОС 1.1

Общество с ограниченной ответственностью



Свидетельство П-019-7728670290 от 29.12.2017 года

Заказчик – ОГУЭП «Облкоммунэнерго»

«Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г.
Усолье-Сибирское»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Электротехнические решения. ПС 35/6 кВ

32110640565/620/2021. ИОС 1.1

Генеральный директор

Н.Н.Синюков

ГИП

А.Головачев

2022

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

Обозначение		Наименование		Примечание	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1-С		Содержание тома		2 стр.	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ		Текстовая часть		3 стр.	
		<u>Графическая часть</u>			
32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л. 1		Однолинейная схема ПС-35 кВ ГПП-2		Лист 1	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л. 2		Топографический план		Лист 2	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л. 3		План ПС		Лист 3	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л. 4		Разрезы ПС		Лист 4	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л. 5		План ЗРУ		Лист 5	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л. 6		План ОПУ		Лист 6	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л. 7		Принципиальная схема собственных нужд ПС		Лист 7	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л. 8		Шкаф ТСН отдельностоящий		Лист 8	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л. 9		План рабочего освещения		Лист 9	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л. 10		Схема расположения элементов кабельного хозяйства		Лист 10	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л. 11		Устройство отвлечения от ВЛ-35 кВ		Лист 11	
32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л. 11		Фундамент П-15 портала ПС-35 Я1		Лист 12	
		<u>Приложения</u>			
Приложение А		Выбор силового оборудования и проводников			
Приложение Б		Расчет емкостных токов			
Приложение В		Расчет мощности трансформатора собственных нужд			
32110640565/620/2021 ИОС 1.1-С					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гончаров			04.22
Пров.		Гончарук			04.22
ГИП		Головачев			04.22
Н. контр.		Синюков			04.22
Интв. № подл.		Стадия		Лист	Листов
		П		1	1
		Содержание тома		ООО "Союзэнергопроект"	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

1 Характеристика источников электроснабжения

Проектом предусмотрено строительство двухцепной ВЛ-35 кВ от опоры №38 ВЛ-35 кВ «Иркутская ТЭЦ-11 – ГПП-1» до проектируемой ПС 35/6 кВ «ГПП-2».

Проектируемая ПС 35 кВ по типу подключения к сети 35 кВ является тупиковой подстанцией с односторонним питанием

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Лист

2

2 Обоснование принятой схемы подстанции

Проектируемая схема ОРУ 35 кВ принимается по схеме № 35-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки».

Выбранная схема №35-5АН является оптимальной по соотношению цены, надежности и минимального землеотвода для проектируемого количества присоединений 35 кВ.

В соответствии с СТО 56947007-29.240.30.047-2010, по схеме 35-5АН в нормальном режиме разъединители в ремонтной перемычке отключены, остальные разъединители, а также выключатели в схеме включены.

Проектируемая схема КРУ 6 кВ принимается по типовой схеме №6-1 «Одна, секционированная выключателем система шин».

Главная электрическая схема подстанции представлена в графической части см. 32110640565/620/2021 ИОС 1.1 л.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ	Лист
			Изм	Кол.у	Лист	№док		Подп.

3 Сведения о количестве потребителей электроэнергии и их установленной мощности

В соответствии с техническим заданием на подстанции предусматриваются два трансформатора, каждый мощностью 32 МВА. Устанавливаемые силовые трансформаторы ТДНС-32000/35-УХЛ1 обеспечивают передачу электроэнергии потребителям 6 кВ в необходимом объёме.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ	Лист
			Изм	Кол.у	Лист	№док		Подп.

4 Требования к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии

Требования к надёжности электроснабжения и бесперебойного питания регламентированы ПУЭ, глава 1.2:

Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Питание потребителей третьей категории может выполняться от одного источника питания при условии, что перерыв электроснабжения, необходимого для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более 1 суток.

Надёжность электроснабжения потребителей обеспечивается наличием АВР на стороне 6 кВ.

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

5 Технические решения

Согласно СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» оборудование подстанции выбрано по условиям работы в нормальном режиме и режиме продолжительных аварийных перегрузок.

В настоящей проектной документации электротехническое оборудование ПС 35 кВ выбрано исходя из следующих условий:

- максимального длительного тока в нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах, с учетом перегрузочной способности оборудования;
- номинального напряжения присоединений;
- отключающей способности оборудования;
- термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания;
- по классу изоляции (в соответствии со степенью загрязнения атмосферы).

Оборудование и ошиновка в цепи ВН трансформаторов проверены с учетом номинального тока обмотки ВН силового трансформатора с учетом 40% перегрузки и отключения второго трансформатора.

Оборудование подстанции должно соответствовать Российским стандартам, быть сертифицированным в установленном порядке и обеспечивать безопасность работы обслуживающего персонала.

Согласно п. 5.10 ГОСТ 15150-69 при выборе оборудования в качестве номинальной рабочей температуры должна быть принята средняя из абсолютных годовых минимумов, а в качестве предельной – абсолютная минимальная.

5.1 Основное электротехническое оборудование

На стороне высокого напряжения 35 кВ подстанции устанавливается следующее оборудование:

- силовые трансформаторы ТДНС-32000/35-УХЛ1 производства ООО "Тольяттинский Трансформатор" г. Тольятти;

Изм.	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

- вакуумные колонковые выключатели 35 кВ, производства «Самара Электрощит» г. Самара;
- разъединители типа РГПз-35/1000 УХЛ1 (комплекуются двигательными приводами главных и заземляющих ножей) производства «Самара Электрощит» г. Самара;
- антирезонансные трансформаторы напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ1 производства «Самара Электрощит» г. Самара;
- ограничители перенапряжений нелинейный 35 кВ ОПН-35 УХЛ1 производства «Завод энергозащитных устройств» г. Санкт-Петербург;

На стороне низкого напряжения 6 кВ подстанции устанавливается оборудование:

- масляные трансформаторы собственных нужд типа ТМГ-СЭЩ-160/6/0,4 УХЛ1 производства «Самара Электрощит» г. Самара;
- комплектное распределительное устройство в блочно-модульном здании 6 кВ с ячейками типа КРУ-СЭЩ-80Н производства «Самара Электрощит» г. Самара;

В состав РУ 6 кВ входят:

- вакуумные выключатели 6 кВ производства «Самара Электрощит» г. Самара;
- трансформаторы тока 6 кВ с литой изоляцией типа ТОЛ-СЭЩ-10 УХЛ2 производства «Самара Электрощит» г. Самара;
- трансформаторы напряжения 6 кВ с литой изоляцией НАЛИ-СЭЩ-6 УХЛ2 производства «Самара Электрощит» г. Самара;
- ограничители перенапряжений 6 кВ с полимерной изоляцией типа ОПН-6 УХЛ1 производства «Завод энергозащитных устройств» г. Санкт-Петербург.

Для организации собственных нужд и оперативного тока подстанции предполагается установка:

- щита собственных нужд производства «Самара Электрощит» г. Самара;
- распределительной системы постоянного тока производства НТЦ Мехатроника г. Санкт-Петербург;

Изм.	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

- необслуживаемой герметизированной аккумуляторной батареи, типа PowerSafe 12V190F емкостью 190 А·ч, поставляемой НТЦ Механотроника г. Санкт-Петербург; совместно с ЩПТ.

Климатическое исполнение оборудования, устанавливаемого на ОРУ 35 кВ, УХЛ с категорией размещения для эксплуатации 1, в здании ЗРУ 6 кВ: в помещении РУ 6 кВ – У2, УХЛ2, РУ 0,4 кВ - У2, УХЛ2, в помещении ОПУ – У4, УХЛ4.

Согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» оборудование подстанции выбирается по условиям работы в нормальном режиме и режиме продолжительных аварийных перегрузок.

Таблица 1. Основные характеристики сооружаемого объекта

Показатель	Значение
Номинальное напряжение	35/6 кВ
Конструктивное исполнение	ОРУ 35 кВ; ЗРУ 6 кВ.
Схема	РУ 35 кВ – открытое комплектное. Схема типовая 35-5АН ««Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки»; РУ 6 кВ – закрытое комплектное. Схема типовая 6-1 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин».
Количество и мощность силовых трансформаторов	2х32 МВА
Количество подключаемых линий:	РУ 35 кВ – две линии; РУ 6 кВ – 48 линий.
Вид ввода	ОРУ 35 кВ – воздушный; ЗРУ 6 кВ – для вводов Т-1 и Т-2 – воздушные, для отходящих фидеров 6 кВ – кабельные.
Вид нейтрали 6 кВ	Изолированная

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Лист

8

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм Кол.у Лист №док Подп. Дата

стойки.

Гибкая ошиновка 35 кВ и спуски к оборудованию выполнены неизолированным проводом АС-300/66.

ВЛ 35 кВ заходят на приемные порталы 35 кВ. Предусматриваются решетчатые порталы, поставляются с заводской антикоррозийной защитой, обработанные методом горячего цинкования с толщиной покрытия не менее 150 мкм.

Главные и заземляющие ножи разъединителей 35 кВ применены с двигательными приводами и выносными блоками управления, размещенными на отдельной металлоконструкции.

Шинные мосты от силовых трансформаторов до ЗРУ 6 кВ выполнены неизолированным проводом АС-700/86.

Для проезда по подстанции предусмотрена автодорога шириной 3,5 м.

Прокладка силовых и контрольных кабелей на территории подстанции организована в наземных железобетонных лотках. По заводским металлоконструкциям к оборудованию разводка выполняется с использованием металлических лотков и гофрированной трубы.

План подстанции см. 32110640565/620/2021 ИОС 1.1. ГЧ лист 2.

5.3 Закрытое распределительное устройство 6 кВ в блочно-модульном здании

Проектом предусматривается строительство блочно-модульного здания ЗРУ 6 кВ производства «Самара Электроцит» г. Самара. В здании ЗРУ 6 кВ размещается распределительное устройство 6 кВ 1, 2 с.ш. Также в здании ЗРУ 6 кВ предусмотрены места для установки напольных шкафов автоматических установок компенсации реактивной мощности (АУКРМ) 6 кВ. АУКРМ состоит из вводного шкафа (с нижним вводом кабеля 6 кВ), а также шкафов с коммутационными аппаратами и батареями статических конденсаторов 6 кВ. Каждая из двух установок АУКРМ подключается кабелями 6 кВ к ячейкам с вакуумными выключателями, расположенных в 1-й и 2-й секциях КРУ 6 кВ соответственно.

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Лист

10

В соответствии с Техническим заданием, в проектируемом здании ОПУ, для ПС без постоянного дежурства персонала, предусматриваются следующие помещения:

- помещение для размещения панелей управления, РЗА, оперативного постоянного тока, щита собственных нужд;
- помещение для оборудования связи и телемеханики;

Между сваями фундамента блочно-модульного здания ОПУ (снаружи, под полом утепленных блоков) проектом предусматриваются кабельные металлоконструкции (стойки, консоли, кабельные лотки), для организованных трасс прокладки силовых и контрольных кабелей с учетом их взаимо-резервирования и требований электромагнитной совместимости.

Компоновка здания ОПУ для стадии проектной документации представлена в графическом приложении см. 32110640565/620/2021 ИОС 1.1. ГЧ лист 5.

5.5 Кабельное хозяйство собственных нужд подстанции

Прокладка силовых и контрольных кабелей по территории подстанции организована в наземных железобетонных лотках, заглубленных кабельных каналах с кабельными металлоконструкциями, надземных металлических кабельных коробах, по кабельным полкам и консолям под блочно-модульными зданиями, в металлорукаве по опорным конструкциям.

Проектом предусмотрена отдельная прокладка силовых и контрольных кабелей в проектируемых наземных кабельных лотках с соблюдением требований ЭМС (СТО 5694707007-29.240.044-2010 "Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электро-сетевого хозяйства").

Пути прокладки кабельных трасс выбраны с учетом требований электромагнитной совместимости с максимальным удалением от источников импульсных помех.

Взаиморезервируемые силовые и контрольные кабели, запитанные от разных секций резервируемого оборудования, прокладываются по отдельным кабельным трассам.

Изм.	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Лист

12

Распределительные сети напряжением до 1 кВ выполнены кабелями с медными жилами, негорючей изоляцией с низким дымовыделением (ВВГнг-(А)-LS).

В местах прохода кабелей через строительные конструкции предусматривается их уплотнение несгораемыми материалами до обеспечения предела огнестойкости не менее EI 45.

5.6 Система собственных нужд подстанции

Проектом предусматривается система собственных нужд, включающая:

- два масляных трансформатора собственных нужд ТМГ-СЭЦ-160/6/0,4 УХЛ1 производства «Самара Электроцит» г. Самара;
- щит собственных нужд производства «Самара Электроцит» г. Самара;
- распределительную сеть 0,4 кВ.

Трансформаторы собственных нужд размещаются открыто и подключаются к шинному мосту (между КРУ-6 кВ и силовым трансформатором).

Щит собственных нужд (ЩСН), устанавливаемый в помещении ОПУ, состоит из 2 шкафов отходящих линий и одного шкафа ввода и секционирования в комплекте с устройством АВР. Обслуживание шкафов – двухстороннее. Распределительная сеть выполняется кабелями с медными жилами, негорючей изоляцией с низким дымовыделением (ВВГнг(А)-LS).

Описание работы АВР

В нормальном режиме работы предусматривается раздельное питание потребителей по секциям ЩСН. При обесточивании одной из рабочих секций автоматически происходит переключение ее питания на секцию, работающую от другого ТСН.

Для резервирования трансформаторов ЩСН 0,4 кВ оснащается системой автоматического ввода резерва (АВР). Управление вводными и секционными выключателями может осуществляться в одном из двух режимов:

- автоматический, когда управление обеспечивается логикой АВР;
- ручной – органами местного ручного управления;

Переключение режимов осуществляется переключателем.

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

Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Лист

13

Пусковым органом АВР ЩСН является реле напряжения, контролирующее следующие параметры:

- понижение напряжения, регулируется в диапазоне $(0,5 \dots 0,95) \times U_n$;
- обрыв одной или более фаз.

Принцип работы АВР ЩСН 0,4 кВ:

– при нарушении питания одного из рабочих вводов и срабатывании реле контроля напряжения с выдержкой времени соответствующий вводной выключатель (QF1, QF2) отключается, затем включается секционный выключатель (QF3), и питание секции осуществляется от другого ввода.

Выдержка времени реле контроля напряжения, отстроенная от АВР 6 кВ:

$$t_{cp} = t_{ABP10} + \Delta t$$

t_{ABP10} – наибольшее время срабатывания защит присоединений, подключенных к шинам высшего напряжения подстанции;

Δt – ступень селективности по времени, для реле времени со шкалой 9сек, принимается 0,6 сек., для реле со шкалой 20 сек принимается 1,5-2,0 сек. и для цифровых (микропроцессорных) реле, принимается 0,3 сек.

Восстановление схемы питания (возвращение в нормальный режим работы) предусматривается в ручном и автоматическом режиме.

Система АВР обеспечивает блокировку параллельной работы двух вводов на одну секцию. При аварийном срабатывании защит вводных или секционных выключателей система АВР блокируется. Чтобы возобновить работу АВР, необходимо устранить неисправность и снять блокировку кнопкой «сброс». Схема АВР реализована с использованием микропроцессорного программируемого устройства – контроллера.

5.7 Система оперативного постоянного тока

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) разработана на основании «Положений ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе». На подстанции предусматривается СОПТ централизованной структуры на

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

напряжение 220 В для питания центральной сигнализации, аппаратов релейной защиты, шинок управления ЩСН, щитовых приборов и оперативной блокировки разъединителей.

В состав СОПТ входят:

- Шкаф управления оперативным током производства НТЦ Механотроника г. Санкт-Петербург;
- распределительная система постоянного тока производства НТЦ Механотроника г. Санкт-Петербург;
- необслуживаемая герметизированная аккумуляторная батарея, типа PowerSafe 12V190F емкостью 190 А·ч, поставляемая НТЦ Механотроника г. Санкт-Петербург.
- распределительная сеть 220 В.

Шкафы управления оперативным током оснащены приборами контроля изоляции, приборами для измерения напряжений на шинках секции оперативного тока. Для контроля положения и состояния защитных и коммутационных аппаратов в ЩПТ предусмотрена панель визуальной световой индикации.

Распределительная сеть выполняется экранированными кабелями с медными жилами, негорючей изоляцией с низким дымовыделением ВВГЭнг(А)-LS.

СОПТ удовлетворяет требованиям ПУЭ и СТО 56947007-29.120.40.041-2010 «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования».

Проектные решения СОПТ см. 32110640565/620/2021 ИОС 1.2.

5.8 Релейная защита и автоматика

Проектом предусматривается установка устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА) с применением микропроцессорных (МП) устройств, а именно:

- установка защит и автоматики силовых трансформаторов;
- установка защит и автоматики ячеек 6кВ;
- установка шкафа центральной сигнализации;
- установка устройств оперативной блокировки разъединителей;
- установка устройств регистрации аварийных процессов (РАС).

Изм.	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Устройства защиты и автоматики и подстанционные устройства устанавливаются в шкафах в ОПУ. Устройства защиты и автоматики 6кВ размещаются в релейных отсеках ячеек 6кВ.

Проектные решения РЗиА см. 32110640565/620/2021 ИОС 1.3.

5.9 Компенсация реактивной мощности на стороне 6 кВ

Проектом предусмотрена установка напольных шкафов автоматических установок компенсации реактивной мощности АУКРМ 6 кВ мощностью 450 кВАр с тремя уровнями регулирования (1х150 кВАр, 1х300 кВАр) в здании ЗРУ 6 кВ.

АУКРМ состоит из вводного шкафа (с нижним вводом кабеля 6 кВ), а также шкафов с коммутационными аппаратами и батареями статических конденсаторов 6 кВ. Каждая из двух установок АУКРМ, располагается через центральный проход, напротив шкафов КРУ 6 кВ своей секции, и подключается кабелями 6 кВ к ячейкам с вакуумными выключателями, расположенных в 1-й и 2-й секциях КРУ 6 кВ соответственно.

5.10 Управление, автоматизация и диспетчеризация системы электро-снабжения

С целью удалённого управления коммутационными аппаратами, автоматизации сбора информации об основных электрических и технологических параметрах работы всей системы электроснабжения, автоматизации сбора информации о состоянии основного коммутационного оборудования и контроля выполнения распоряжений по производству переключений, снижения уровня аварийности, снижения ущерба от аварий и сокращения сроков ликвидации аварий проектом предусмотрено создание системы ССПИ.

В состав основных технологических функций системы ССПИ входят:

- измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Лист

16

- контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы и вывод их на экран;
 - представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС (контроль и визуализация состояния оборудования ПС); отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений аналоговых технологических параметров, существенных для ведения режимов и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы;
 - автоматизированное управление оборудованием ПС, в том числе коммутационной аппаратурой ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи, привод РПН, технологическое оборудование: насосы, задвижки и др.);
 - технологическая предупредительная и аварийная сигнализации: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, вывод их на АРМ, фильтрация, обработка;
 - регистрация событий посредством информационного обмена с автономными системами РЗА, ПА, РАС и др.
 - технический учёт и контроль качества электроэнергии посредством информационного обмена со смежными системами;
 - информационное взаимодействие с имеющимися на ПС автономными цифровыми системами (РЗА, ПА, РАС, КСТСБ и т.п.) по стандартным протоколам;
 - обмен оперативной информацией с ЦУС Облкоммунэнерго;
 - контроль (мониторинг) текущего состояния электрооборудования.
- В состав основных общесистемных функций ПТК АСУТП входят:
- организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций, обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни;
 - тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации;
 - синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУ ТП автономных цифровых систем по сигналам системы единого времени;
 - архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени;

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Лист

17

- защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям;
 - документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала;
 - автоматизированное проектирование, программирование и конфигурирование (администрирование системы телемеханики);
 - организация информационного обмена со средствами смежных систем ПС (РЗА, мониторинг зданий, сооружений и территории ПС).
- Проектные решения ССПИ см. 32110640565/620/2021 ИОС 5.1.

5.11 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

Основными целями создания АИИС КУЭ являются:

- обеспечение проведения финансовых расчетов между ОГУЭП «Облкоммунэнерго» и ОАО «ИЭСК»;
- осуществление сбора, обработки и хранения параметров энергопотребления, поступающих от счетчиков коммерческого учета электроэнергии;
- получения баланса электроэнергии по шинам и по подстанции в целом;
- повышения эффективности использования энергоресурсов;
- обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии;
- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- оперативный контроль работы энергетического объекта (повышение надежности работы энергетического объекта).

Перечень точек измерения:

1. Ввод 1Т 35кВ
2. Ввод 2Т 35кВ
3. В35 СР
4. КРУ 6 кВ. Яч. №47. Ф.47 резерв

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

- 5. КРУ 6 кВ. Яч. №45. Ф.45 резерв
- 6. КРУ 6 кВ. Яч. №43. Ф.43 резерв
- 7. КРУ 6 кВ. Яч. №41. Ф.41 резерв
- 8. КРУ 6 кВ. Яч. №39. Ф.39 резерв
- 9. КРУ 6 кВ. Яч. №37. Ф.37 ТП281 яч.1
- 10. КРУ 6 кВ. Яч. №35. Ф.35 резерв
- 11. КРУ 6 кВ. Яч. №33. Ф.33 ТП19 яч2
- 12. КРУ 6 кВ. Яч. №31. Ф.31 ТП99 яч3
- 13. КРУ 6 кВ. Яч. №29. Ф.29 ТП1 яч5
- 14. КРУ 6 кВ. Яч. №27. В 6 ДГК-1
- 15. КРУ 6 кВ. Яч. №25. В 6 УКРМ-1
- 16. КРУ 6 кВ. Яч. №23. В 6 Т-1
- 17. КРУ 6 кВ. Яч. №19. Ф.19 РП1 яч17
- 18. КРУ 6 кВ. Яч. №17. Ф.17 ТП20 яч.2
- 19. КРУ 6 кВ. Яч. №15. Ф.15 ТП287 яч.1
- 20. КРУ 6 кВ. Яч. №13. Ф.13 РП2 яч9
- 21. КРУ 6 кВ. Яч. №11. Ф.11 ТП21 яч4
- 22. КРУ 6 кВ. Яч. №9. Ф.9 ТП86 яч.3
- 23. КРУ 6 кВ. Яч. №7. Ф.7 РП3 яч13
- 24. КРУ 6 кВ. Яч. №5. Ф.5 ТП144 яч.4
- 25. КРУ 6 кВ. Яч. №3. Ф.3 ТП79 яч7
- 26. ТСН-6кВ 1 с.ш.
- 27. КРУ 6 кВ. Яч. №2. СВ-6
- 28. КРУ 6 кВ. Яч. №4. В 6 ДГК-2
- 29. КРУ 6 кВ. Яч. №6. В 6 УКРМ-2
- 30. КРУ 6 кВ. Яч. №8. В 6 Т-2
- 31. КРУ 6 кВ. Яч. №12. Ф.12 ТП17 яч3, ТП28 яч.2
- 32. КРУ 6 кВ. Яч. №14. Ф.14 РП1 яч14
- 33. КРУ 6 кВ. Яч. №16. Ф.16 РП3 яч6
- 34. КРУ 6 кВ. Яч. №18. Ф.18 Тп22 яч2
- 35. КРУ 6 кВ. Яч. №20. Ф.20 ТП153 яч3/6

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата
-----	-------	------	------	-------	------

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

- 36. КРУ 6 кВ. Яч. №22. Ф.22 ТП139 яч1
- 37. КРУ 6 кВ. Яч. №24. Ф.24 ТП1 Кирзавод яч.1
- 38. КРУ 6 кВ. Яч. №26. Ф.26 ТП28 яч3
- 39. КРУ 6 кВ. Яч. №28. Ф.28 ТП18 яч3
- 40. КРУ 6 кВ. Яч. №30. Ф.30 РП1, яч.4
- 41. КРУ 6 кВ. Яч. №32. Ф.32 резерв
- 42. КРУ 6 кВ. Яч. №34. Ф.34 ТП99 яч.1
- 43. КРУ 6 кВ. Яч. №36. Ф.36 ТП79 яч.8
- 44. КРУ 6 кВ. Яч. №38. Ф.38 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1
- 45. КРУ 6 кВ. Яч. №40. Ф.40 ТП162 яч.2
- 46. КРУ 6 кВ. Яч. №42. Ф.42 ТП144 яч.7
- 47. КРУ 6 кВ. Яч. №44. Ф.44 резерв
- 48. КРУ 6 кВ. Яч. №46. Ф.46 резерв
- 49. КРУ 6 кВ. Яч. №48. Ф.48 резерв
- 50. ТСН-6кВ 2 с.ш.

В проектируемой системе применяются технические и программные средства про-изводства ГК «Миландр» и АО "ННПО им. М.В. Фрунзе", которые имеют соответствующие сертификаты соответствия к использованию в составе АИИС КУЭ и отвечают требованиям нормативных документов, предъявляемых к организации коммерческого учета.

АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ будет выполнена на базе УСПД Милур IC UREG-Z/P с применением многофункциональных микропро-цессорных счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08.

Единое время в системе учета обеспечивается посредством получения сигналов точного времени от отдельного устройства синхронизации времени УСВ-2. Все операции синхронизации протоколируются в архивах УСПД и доступны для просмотра администратору системы.

В функции ИВКЭ, имеющем в своем составе УСПД Милур IC UREG-Z/P, входит сбор данных о потреблении электрической энергии (мощности), их хранение и предоставление по запросу на вышестоящий уровень.

УСПД и счетчики ОРУ 35 кВ устанавливаются в ОПУ, в напольном шкафу

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Лист
20

АИИСКУЭ.

Счетчики 6 кВ устанавливаются в релейных шкафах соответствующих ячеек.

Проектные решения АИИС КУЭ см. 32110640565/620/2021 ИОС 1.6.

5.12 Электрическое освещение

Рабочее освещение

Номинальное напряжение сети рабочего освещения принимается ~380 (220) В.

Электроснабжение сети рабочего освещения территории ПС 35 кВ (ОРУ 35 кВ, открытая установка трансформаторов Т-1 и Т-2, ЗРУ 6 кВ, ОПУ) осуществляется от групповых автоматических выключателей ящика автоматического управления освещением (ЯУОТ-31), расположенного в помещении РЗА здания ОПУ.

Ящик автоматического управления освещением запитан от распределительной панели щита собственных нужд переменного тока. Сеть рабочего освещения выполнена проводами типа ВВГнг(А)-LS-5х2.5.

Для освещения территории подстанции проектом предусмотрена установка светодиодных прожекторов заливающего света типа АЭК-ДСП39-500-001, мощностью по 500 Вт, расположенных на площадке прожекторной мачты (2 прожектора), на высоте +18,0 метров и на портале 35 кВ (2 прожектора), на высоте +7.85 метров.

При этом обеспечивается нормированная освещённость рабочих мест и поверхностей согласно СП 52.13330.2016: для газовых реле, указателей масла, разъёмных частей разъединителей – 10 Лк (вертикальная); для вводов трансформаторов, вводов выключателей, ОПН, шкафов управления – 5 Лк (вертикальная); проходы между оборудованием – 1 Лк (горизонтальная).

Количество прожекторов, необходимых для обеспечения нормируемой освещенности, рассчитано точечным методом, при помощи программы DIALux. Выбранное количество прожекторов обеспечивает расчетную освещенность в контрольных точках, превышающую минимально допустимый уровень освещенности.

Включение и отключение прожекторов на площадках мачт для освещения наружной территории ПС производится автоматически по данным освещенности, полученным от датчика освещенности, размещаемого по месту на наружной стене

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Лист

21

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

ОПУ. Установку датчика освещенности выполнить по месту в соответствии с рекомендациями производителя (не устанавливать на открытом солнце, не направлять на прожектора и т.д.), выполнить уставку необходимой задержки срабатывания для предотвращения ошибочных переключений наружного освещения.

Ящик управления наружным (рабочим) освещением позволяет выбрать режим местного ручного управления освещением.

Электроснабжение сети рабочего освещения ОПУ осуществляется от автоматических выключателей, находящихся в щитке рабочего освещения ОПУ, расположенного в помещении РЗА здания ОПУ. Схему электроснабжения щитка рабочего освещения здания ОПУ разрабатывает завод производитель данного здания.

Электроснабжение сети рабочего освещения ЗРУ 6 кВ осуществляется от автоматических выключателей, находящихся в щитке рабочего освещения, расположенного в помещении ЗРУ 6 кВ. Схему электроснабжения щитка рабочего освещения здания КРУ-6 кВ разрабатывает завод производитель данного здания.

Охранное освещение

Охранное освещение на ПС предназначено для создания требуемого уровня освещенности в темное время суток, а также при плохой видимости из-за погодных условий в контролируемых зонах: равномерно освещенная сплошная полоса шириной 3-4 метра с внутренней стороны наружного ограждения подстанции.

Охранное освещение ПС реализуется совместно с проектируемой системой охранной сигнализации периметра.

В соответствии с требованиями ПП РФ №458 охранное освещение проектируемой подстанции должно состоять из основного и дополнительного освещения. Сеть охранного освещения выполнена проводами типа ВВГнг(А)-LS-3х1.5.

Основное охранное освещение должно работать постоянно в темное время суток и включаться автоматически по датчику освещенности.

Дополнительное охранное освещение предназначено для улучшения эксплуатационных качеств системы охранной телевизионной и расширения возможности визуального контроля. Оно должно включаться при фиксации нарушения на соот-

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

ветствующем охраняемом участке в ночное время, а при плохой видимости и в дневное.

В состав системы охранного освещения объекта входят:

- осветительные приборы (светильники);
- кабельные и проводные сети;
- аппаратура управления.

Сеть охранного освещения по периметру и на территории объекта должна разделяться на самостоятельные участки в соответствии с зонами системы охранной сигнализации и (или) зонами наблюдения системы охранной телевизионной. Она должна подключаться к отдельной группе распределительного щита, расположенного в помещении охраны, закрытого на замок и оборудованного охранной сигнализацией.

Электропитание комплекса инженерно-технических средств охраны охраняемого объекта должно быть бесперебойным и осуществляться либо от двух независимых источников переменного тока, либо от одного источника переменного тока с автоматическим переключением на резервное питание (в аварийном режиме) и оповещением персонала физической защиты о переходе на электропитание от резервного источника.

Основное электропитание должно осуществляться от электрической сети переменного тока номинальным напряжением 220/380 вольт.

Резервное электропитание должно осуществляться от резервного ввода электрической сети переменного тока (независимый фидер) либо от аккумуляторных батарей.

Расчет освещенности наружной территории ПС светильниками охранного освещения выполнен в программе DIALux.

Аварийное освещение

Аварийное освещение разделяется на освещение безопасности и эвакуационное. Освещение безопасности предназначено для продолжения работы при аварийном отключении рабочего освещения.

Проектом предусмотрено выполнение эвакуационного освещения в ОПУ и

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата
-----	-------	------	------	-------	------

6 Установка уличных шкафов

На территории проектируемой ПС 35 кВ располагаются различные шкафы уличного исполнения, как поставляемые комплектно вместе с основным электротехническим оборудованием, так и заказываемые отдельно.

Шкафы управления (шкафы привода) вакуумных выключателей 35 кВ, шкафы клеммные для вторичных цепей трансформаторов напряжения 35 кВ (ШЗТН) и шкафы клеммные для вторичных цепей выносных трансформаторов тока 35 кВ (ШЗТТ) поставляются комплектно вместе с блоками КТПБ-35 кВ и размещаются на металлоконструкции блока в соответствии с техническими решениями завода-изготовителя КТПБ-35 кВ.

Блоки управления двигательными приводами трехполюсных разъединителей 35 кВ входят в комплект поставки блоков КТПБ-35 кВ, устанавливаются на уличные металлические подставки, предусмотренные в проекте.

Блоки управления двигательными приводами однополюсных разъединителей 35 кВ не входят в комплект поставки блоков КТПБ-35 кВ, устанавливаются на уличные металлические подставки, предусмотренные в проекте, с закреплением на инвентарные резьбовые шпильки. Каждый корпус блока управления разъединителем заземляется соединением инвентарного болта на корпусе блока с подставкой при помощи гибкой перемычки.

Для организации схемы питания цепей антиконденсатного электро-подогрева шкафов выключателей 35 кВ, двигательных приводов и блоков управления разъединителей 35 кВ, в проекте предусматриваются силовые распределительные уличные шкафы (ШО-1, ШО-2, ШО-3) с рубильниками и автоматическими выключателями до 1 кВ типа ШОВ-2.

Для организации схемы питания цепей электродвигателей приводов выключателей 35 кВ, разъединителей 35 кВ, в проекте предусматриваются силовые распределительные уличные шкафы (ШП-1, ШП-2) с рубильниками и автоматическими выключателями до 1 кВ типа ШОВ-2.

Проектируемые шкафы типа ШОВ-2 (ШО и ШП) размещаются на проектиру-

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

емые металлические подставки и закрепляются на них болтами. Каждый шкаф заземляется соединением инвентарного болта на корпусе шкафа с подставкой при помощи гибкой перемычки.

Указанные подставки для уличных шкафов выполняются в виде металлоконструкций из уголков и оцинкованного листового металла и устанавливаются на наземные железобетонные блоки типа ФБС, высотой до 600 мм. Подставки устанавливаются по месту, перед монтажом кабельной продукции, в непосредственной близости от организованных кабельных трасс, таким образом чтобы с места оператора перед фасадом шкафов просматривались коммутационные аппараты (разъединители 35 кВ), которыми управляют дистанционно с блоков управления.

Металлоконструкция каждой уличной подставки соединяется стальной горячекатаной полосой (сечением 50x5 мм) с контуром заземления ПС не менее чем в двух точках.

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

7 Защита оборудования от перенапряжений. Заземление

Защита от перенапряжения выполняется ограничителями перенапряжения. Количество и места установки ОПН приведены на главной схеме и плане подстанции (см. 32110640565/620/2021 ИОС 1.1. ГЧ лист 1,2.).

Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется двумя молниеприемниками, один из которых установлен на прожекторной мачте ПМ-18, другой существующий на опоре ВЛ-35 кВ.

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции все нетоковедущие металлические части электрооборудования подлежат защитному заземлению или занулению. Для зануления используется нулевой провод, соединённый с глухозаземлённой нейтралью трансформатора.

В электроустановках до 1 кВ выполнено зануление (применена система TN-C-S), а выше 1 кВ - заземление.

С целью уравнивания потенциалов в помещениях и наружных установках, в которых применяется заземление или зануление, все строительные и производственные конструкции, стационарно проложенные трубопроводы всех назначений, металлические корпуса технологического оборудования, воздухопроводы вентиляционных систем присоединены к сети заземления и зануления.

Заземляющее устройство выполнено в виде сетки на территории ПС из горизонтальных заземлителей, выполненных полосовой сталью сечением 50x5 мм, проложенной на глубине 0,5-0,7 м и вертикальных заземлителей, выполненных из круглой стали d18 мм длиной 5 м (в соответствии с п. 1.7.111 ПУЭ).

Все соединения элементов и все работы по подземной части заземляющего устройства выполнить сваркой внахлест. Сварные швы, расположенные в земле, после монтажа покрыть битумом для защиты от коррозии (ГОСТ 5264-80). В качестве естественных заземлителей также используются металлические конструкции и арматура ж/б конструкций, имеющих надёжное соприкосновение с землёй.

На дне кабельных лотков (каналов) предусматривается укладка оцинкованной стальной полосы сечением 50x5 мм, к которой присоединяются металлические конструкции лотков (каналов).

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

Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

8 Мероприятия по резервированию электроэнергии

Подстанция в нормальном режиме получает питание по двум линиям ВЛ 35 кВ. В нормальном режиме секционный выключатель 6 кВ выключен. В случае пропадания питания на стороне 35 кВ, на стороне 6 кВ срабатывает АВР, и потребители обесточенной секции продолжают получать питание.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ				
Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Приложение А

Выбор силового оборудования и проводников

Согласно СТО 56947007-29.24.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ» оборудование подстанции выбрано по условиям работы в нормальном режиме и режима продолжительных аварийных перегрузок.

Проверка характеристик силового оборудования и проводников произведена в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

1. Проверка высоковольтных выключателей

Проверка характеристик силового оборудования и проводников произведена в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

1. По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети.}$$

2. По номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

$$I_{ном.расч} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}}$$

где $I_{ном.расч}$ – номинальный расчетный ток, А;

$S_{тр}$ – мощность трансформатора, устанавливаемого в перспективе (40 мВА), кВА.

3. По отключающей способности:

$$I_{откл.} \geq I_{по.}$$

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

Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ
-----	-------	------	-------	-------	------	---------------------------------

Лист	30
------	----

где $I_{\text{по}}$ – расчетный ток КЗ для трансформаторов ТДНС-32000/35, (6,11 кА – на шинах 35 кВ; 13,9 кА – на шинах 6 кВ), кА;

4. По току динамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}},$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток, кА;

$k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент.

5. По току термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}};$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot t_{\text{откл}},$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости оборудования, кА;

$t_{\text{тер}}$ – время протекания тока термической стойкости, с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$t_{\text{откл}}$ – время отключения тока КЗ, с.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 35 кВ трансформатора 1Т.

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} = 35 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.}} = U_{\text{ном.сети}} \cdot$$

2. По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч}} = 660,6 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}; I_{\text{ном.}} > I_{\text{ном.расч.}}$$

3. По отключающей способности:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
			Изм	Кол.у	Лист	№ док

$$I_{откл.} = 25 \text{ кА}; I_{по} = 6,11 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} > I_{по}.$$

4. По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,11 = 15,55 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 63 \text{ кА}; i_{дин} > i_{уд}.$$

5. По току термической стойкости:

$$B_k = 6,11^2 \cdot 0,1 = 3,73 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 0,1 = 62,5 \text{ кА}^2\text{с}; I_{тер}^2 \cdot t_{тер} > B_k.$$

Результаты проверки силовых выключателей сведены в таблицу А.1.

Таблица А.1 – Проверка параметров и характеристик силовых выключателей

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	U _{н.с.} , кВ	I _{нр.} , А	I _{по.} , кА	i _{уд.} , кА	B _{к.} , кА ² ·с	U _{н.} , кВ	I _{ном.} , А	I _{откл.} , кА	i _{дин.} , кА	I ² ·t, кА ² ·с
ОРУ 35 кВ										
ВВН-СЭЩ-П-35, яч. В-35 1Т	35	660,6*	6,11	15,55	3,73	35	1600	25	63	62,5
ВВН-СЭЩ-П-35, яч. В-35 2Т	35	660,6*	6,11	15,55	3,73	35	1600	25	63	62,5
ЗРУ 6 кВ										
ВВУ-СЭЩ-П-10- 50/4000 У2, яч. В-6 1Т	6	3853,6*	13,9	35,4	19,32	6	4000	50	125	250
ВВУ-СЭЩ-П-10- 50/4000 У2, яч. В-6 2Т	6	3853,6*	13,9	35,4	19,32	6	4000	50	125	250
ВВУ-СЭЩ-П-10- 50/4000 У2 яч. СВ-6	6	3853,6*	13,9	35,4	19,32	6	4000	50	125	250

* - Максимальный ток, рассчитанный для силового трансформатора 40 МВА, устанавливаемого в перспективе.

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

Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ	Лист
							32

2. Выбор и проверка сечения проводов и кабелей

2.1. Ошиновка ОРУ 35 кВ

2.1.1. Жесткая ошиновка ОРУ 35 кВ

Жесткая ошиновка предусмотрена производства «Самара Электроцит» на номинальный ток 2000 А. Выполнена из трубчатых шин алюминиевого сплава электротехнического назначения в соответствии с ГОСТ 18482-79. Типоразмер трубы 105x5 мм. В качестве опорной изоляции применяются полимерные изоляторы. Шины устанавливаются в горизонтальной плоскости и фиксируются на опорных изоляторах, при помощи шинодержателей. Электрическое соединение между собой соседних пролетов каждой фазы сборных шин осуществляется при помощи компенсаторов токовых. Присоединение гибких спусков, ответвлений к сборным шинам (для присоединения оборудования) предусмотрено опрессовкой на месте монтажа с использованием зажимов.

Ошиновка жесткая ОРУ-35 кВ выбирается:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{нс} \geq U_{н.о}, \text{кВ};$$

2. По номинальному току:

$$I_{н.о} \geq I_p, \text{А};$$

3. По электродинамической стойкости:

$$i_{эд.с} \geq i_{уд}, \text{кА};$$

4. По термической стойкости:

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K, \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчет сведен в таблицу А.2.

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

Таблица А.2 Выбор параметров и характеристик жесткой ошиновки

Оборудование	Расчетные данные				Каталожные данные			
	U _{ис} , кВ	I _р , А	i _{уд} кА	B _к кА ² ·с	U _о , кВ	I _н А	i _{эд.с} кА	I ² ·t кА ² ·с
Ошиновка жесткая ОРУ-35 кВ	35	660,6	15,55	3.73	35	2000	102	160

2.1.2. Гибкая ошиновка ОРУ 35 кВ

Спуски и перемычки между оборудованием выполнены гибким неизолированным проводом марки АС-300/66.

Провод выбирается по следующим условиям:

1. Проверка сечения на нагрев:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \text{ А};$$

где I_{\max} – расчетный ток, А.

$$I_{\max} = 660,6 \text{ А},$$

$$I_{\text{доп}} = 680 \cdot 1,00 = 680 \text{ А},$$

где 1,00 – поправочный температурный коэффициент (см. табл. 1.3.3 ПУЭ).

$$680 \text{ А} > 660,6 \text{ А}.$$

2. Проверка на термическую стойкость.

Расчет по проверке гибкого неизолированного провода марки АС на термическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

Расчет производим в следующей последовательности:

1) На рис. 8.9 (см. РД 153.34.0-20.527-98) выбираем кривую, соответствующую материалу проверяемого проводника, и с помощью этой кривой, исходя из начальной температуры проводника ϑ_n , находим значение величины A_{ϑ_n} при этой температуре.

Значение начальной температуры жилы до КЗ определяем по формуле:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ						Лист
			Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата	34

$$\vartheta_n = \vartheta_o + (\vartheta_{дд} - \vartheta_{окр}) \cdot \left(\frac{I_{раб}}{I_{дд}}\right)^2, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где ϑ_o – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, принята средняя максимальная температура наиболее теплого месяца – 24°C ;

$\vartheta_{дд}$ – значение расчетной длительной допустимой температуры жилы, $^\circ\text{C}$, равна для провода АС 70°C ;

$\vartheta_{окр}$ – значение расчетной температуры окружающей среды (воздуха) 25°C (ПУЭ, п. 1.3.10);

$I_{раб}$ – значение тока перед КЗ, А;

$I_{дд}$ – значение расчетного длительно допустимого тока, А.

$$\vartheta_n = 24 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{660,6}{680}\right)^2 = 66,4^\circ\text{C}$$

В качестве начальной принята температура $\vartheta_n = 66,4^\circ\text{C}$, $A_{\vartheta_n} = 0,55 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c}/\text{мм}^4$.

2) Определяем значение интеграла Джоуля B_k при расчетных условиях КЗ:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_{а.эк}), \text{ A}^2 \cdot \text{c},$$

где $I_{п0}$ – расчетный ток КЗ в начале линии, А;

$t_{откл}$ – время действия релейной защиты, с.;

$T_{а.эк}$ – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = (6,11 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 4,1 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}.$$

3) Находим значение величины $A_{\vartheta} = A_{\vartheta_k}$, соответствующее конечной температуре нагрева проводника, используя формулу:

$$A_k = A_n + \frac{B_k}{S^2}, \text{ A}^2 \cdot \text{c}/\text{мм}^4,$$

где S – площадь поперечного сечения проводника, мм^2 ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ				
Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата		

$$A_k = 0,55 \cdot 10^4 + \frac{4,1 \cdot 10^6}{300^2} = 0,5546 \cdot 10^4, A^2 \cdot c/мм^4.$$

4) По найденному значению величины $A_9 = A_{9k}$, используя выбранную кривую на рис. 8.9, определяем температуру нагрева проводника к моменту отключения КЗ ϑ_k и сравниваем ее с предельно допустимой температурой $\vartheta_{k,доп}$. Для алюминиевой части неизолированного провода $\vartheta_{k,доп} = 200^\circ C$.

Термическая стойкость проводника обеспечивается, так как выполняется условие:

$$\vartheta_k = 66^\circ C < \vartheta_{k,доп} = 200^\circ C.$$

3. Проверка сечения на электродинамическое действие тока КЗ.

Расчет по проверке гибкого неизолированного провода марки АС на электродинамическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

Для расчета берем гибкую ошиновку, расположенную между блоком опорных изоляторов 35 кВ и блоком опорных изоляторов и ОПН 35 кВ.

Проверка гибких проводников на электродинамическую стойкость при КЗ заключается в расчете максимального механического напряжения материала σ_{max} и максимальной нагрузки на изоляторы $F_{max\ из}$ и сравнения с допустимыми значениями.

Электродинамическая стойкость гибких проводников обеспечивается, если выполняются условия:

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп}, \text{ МПа};$$

$$F_{max\ из} \leq F_{доп}, \text{ Н}.$$

$$\sigma_{max} = \frac{M_{изг}}{W} = \frac{F_{max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \text{ МПа},$$

$$F_{max\ из} = \beta \cdot F_{max}^{(3)},$$

где $F_{max}^{(3)}$ – максимальная сила, возникающая в многопролетной балке при трехфазном КЗ, Н;

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

Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

W – момент сопротивления поперечного сечения шины (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.4);

$\lambda=8$ – коэффициент, зависящий от условия опирания шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезными шинами (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.1);

$\beta=1$ – коэффициент, зависящий от условия опирания шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезными шинами (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.1).

$$W = \frac{\pi \cdot D^3}{32}, \text{ м}^3;$$

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot (i_{\text{уд}}^{(3)})^2 \cdot k_{\text{расп}} \cdot k_{\text{ф}}, \text{ Н},$$

где a – межфазное расстояние, (2,285 м);

l – длина пролета, (6,7 м);

$i_{\text{уд}}^{(3)}$ – ударный ток трехфазного КЗ, (15550 А);

$k_{\text{расп}}=1$ – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.3);

$k_{\text{ф}}=1$ – коэффициент формы, который определяется согласно диаграммам на рис. 7.3 (см. РД 153.34.0-20.527-98);

D – диаметр провода (0,0245 м).

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot (i_{\text{уд}}^{(3)})^2 \cdot k_{\text{расп}} \cdot k_{\text{ф}}, \text{ Н},$$

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{2,285} \cdot 6,7 \cdot 15550^2 \cdot 1 \cdot 1 = 122,8 \text{ Н},$$

$$W = \frac{3,14 \cdot 0,0245^3}{32} = 1,44 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

$$\sigma_{\max} = \frac{122,8 \cdot 6,7}{8 \cdot 1,44 \cdot 10^{-6}} = 148,1 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение в материале проводников ($\sigma_{\text{доп}}$) в мегапаскалях следует принимать равным

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ				Лист
			Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.

$$\sigma_{\text{доп}} = N \cdot \sigma_{\text{пр}}, \text{ МПа,}$$

где $\sigma_{\text{пр}}$ – предел прочности при растяжении, Н;

N – коэффициент допустимой нагрузки, равный 35 % от предела прочности.

Для провода АС-300/66 предел прочности при растяжении составляет $\sigma_{\text{пр}} = 117520 \text{ Н}$.

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,35 \cdot 117520 = 41132 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{\text{max}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \text{ МПа;}$$

$$148.1 \text{ МПа} < 41132 \text{ МПа.}$$

Максимальная нагрузка на опорные изоляторы определяется:

$$F_{\text{max из}} = \beta \cdot F_{\text{max}}^{(3)} = 1 \cdot 122.8 = 122.8 \text{ Н.}$$

Для опорных изоляторов ОСК 12,5-35-Б-3 УХЛ1 минимальная разрушающая сила – 12500 Н. Допустимая нагрузка на изолятор равна:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \text{ Н;}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н;}$$

$$122,8 \text{ Н} < 7500 \text{ Н.}$$

Вывод: из расчета следует, что гибкая ошиновка 35 кВ, выполненная неизолированным сталеалюминевым проводом марки АС-300/66, удовлетворяет всем условиям.

2.2. Шинный мост 6 кВ

Шинный мост от силовых трансформаторов до ЗРУ 6 кВ выполнен гибким неизолированным проводом марки АС-700/86 (4 шт).

Провод выбирается по следующим условиям:

1. Проверка сечения на нагрев:

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

Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата
-----	-------	------	-------	-------	------

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

$$I_{max} \leq I_{доп}, A;$$

где I_{max} – расчетный ток силового трансформатора мощностью 40 МВА ($I_{max} = 3853,6 A$).

$$I_{доп} = 1180 \cdot 4 \cdot 1,00 = 4720 A,$$

где 1,00 – поправочный температурный коэффициент (см. табл. 1.3.3 ПУЭ).

$$4720 A > 3853,6 A.$$

2. По термической стойкости

Расчет по проверке на термическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

Расчет производим в следующей последовательности:

1) На рис. 8.9 (см. РД 153.34.0-20.527-98) выбираем кривую, соответствующую материалу проверяемого проводника, и с помощью этой кривой, исходя из начальной температуры проводника ϑ_n , находим значение величины A_{ϑ_n} при этой температуре.

Значение начальной температуры жилы до КЗ определяем по формуле:

$$\vartheta_n = \vartheta_o + (\vartheta_{дд} - \vartheta_{окр}) \cdot \left(\frac{I_{раб}}{I_{дд}}\right)^2, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где ϑ_o – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, принята средняя максимальная температура наиболее теплого месяца – $+24^\circ\text{C}$;

$\vartheta_{дд}$ – значение расчетной длительной допустимой температуры, $^\circ\text{C}$, равна 70°C ;

$\vartheta_{окр}$ – значение расчетной температуры окружающей среды (воздуха) 25°C (ПУЭ, п. 1.3.10);

$I_{раб}$ – значение тока перед КЗ, А;

$I_{дд}$ – значение расчетного длительно допустимого тока, А.

$$\vartheta_n = 24 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{3853,6}{4720}\right)^2 = 53,99^\circ\text{C}$$

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ
-----	-------	------	------	-------	------	---------------------------------

В качестве начальной принята температура $\vartheta_H = 53,99^\circ\text{C}$, $A_{\vartheta_H} = 0,51 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$.

2) Определяем значение интеграла Джоуля B_K при расчетных условиях КЗ:

$$B_K = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а.эк}}), \text{A}^2 \cdot \text{с},$$

где $I_{\text{п0}}$ – расчетный ток КЗ на шинах 6 кВ, для трансформатора мощностью 40 МВА, А;

$t_{\text{откл}}$ – время действия релейной защиты, с.;

$T_{\text{а.эк}}$ – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_K = (13,9 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 21,25 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

3) Находим значение величины $A_{\vartheta} = A_{\vartheta_K}$, соответствующее конечной температуре нагрева проводника, используя формулу:

$$A_K = A_H + \frac{B_K}{S^2}, \text{A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4,$$

где S – площадь поперечного сечения проводника, мм^2 ;

$$A_K = 0,51 \cdot 10^4 + \frac{21,25 \cdot 10^6}{700^2} = 0,5143 \cdot 10^4, \text{A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4.$$

4) По найденному значению величины $A_{\vartheta} = A_{\vartheta_K}$, используя выбранную кривую на рис. 8.8, определяем температуру нагрева проводника к моменту отключения КЗ ϑ_K и сравниваем ее с предельно допустимой температурой $\vartheta_{\text{к,доп}}$. Для алюминиевой части неизолированного провода $\vartheta_{\text{к,доп}} = 200^\circ\text{C}$.

Термическая стойкость проводника обеспечивается, так как выполняется условие:

$$\vartheta_K = 55^\circ\text{C} < \vartheta_{\text{к,доп}} = 200^\circ\text{C}.$$

3. По электродинамической стойкости

Расчет по проверке на электродинамическую стойкость произведен согласно

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ
-----	-------	------	------	-------	------	---------------------------------

РД 153.34.0-20.527-98.

Проверка гибких проводников на электродинамическую стойкость при КЗ заключается в расчете максимального механического напряжения материала σ_{max} и максимальной нагрузки на изоляторы $F_{max\text{ из.}}$ и сравнения с допустимыми значениями.

Электродинамическая стойкость гибких проводников обеспечивается если выполняется условие:

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп}, \text{ МПа};$$

$$F_{max\text{ из.}} \leq F_{доп}, \text{ Н.}$$

$$\sigma_{max} = \frac{M_{изг}}{W} = \frac{F_{max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \text{ МПа,}$$

$$F_{max\text{ из.}} = \beta \cdot F_{max}^{(3)},$$

где $F_{max}^{(3)}$ – максимальная сила, возникающая в многопролетной балке при трехфазном КЗ.;

W – момент сопротивления поперечного сечения шины (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.4);

$\lambda=12$ – коэффициент, зависящий от условия опирания шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезными шинами (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.1);

$\beta=1$ – коэффициент, зависящий от условия опирания шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезными шинами (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.1).

$$W = \frac{\pi \cdot D^3}{32}, \text{ м}^3;$$

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot (i_{уд}^{(3)})^2 \cdot k_{расп} \cdot k_{\phi}, \text{ Н,}$$

где a – межфазное расстояние, (0,4 м);

l – длина пролета, (4 м);

$i_{уд}^{(3)}$ – ударный ток трехфазного КЗ, для трансформатора мощностью (40 МВА),

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

Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ
-----	-------	------	-------	-------	------	---------------------------------

(33800 А);

$k_{расп} = 1$ – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников (см. РД 153.34.0-20.527-98 табл. 7.3);

$k_{ф}$ – коэффициент формы, который определяется согласно диаграммам на рис. 7.3 (см. РД 153.34.0-20.527-98);

D – диаметр провода (0,0362м).

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot (i_{уд}^{(3)})^2 \cdot k_{расп} \cdot k_{ф}, Н,$$

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0,4} \cdot 4 \cdot 33800^2 \cdot 1 \cdot 1 = 1978,77 Н,$$

$$W = \frac{3,14 \cdot 0,0362^3}{32} = 4,6 \cdot 10^{-6} м^3,$$

$$\sigma_{max} = \frac{1978,77 \cdot 4}{12 \cdot 4,6 \cdot 10^{-6}} = 143,4 МПа.$$

Допустимое напряжение в материале проводников ($\sigma_{доп}$) в мегапаскалях следует принимать равным

$$\sigma_{доп} = N \cdot \sigma_{пр}, МПа,$$

где $\sigma_{пр}$ – предел прочности при растяжении, Н;

N – коэффициент допустимой нагрузки, равный 35 % от предела прочности.

Для провода АС-700/86 предел прочности при растяжении составляет $\sigma_{пр} = 217775 Н$.

$$\sigma_{доп} = 0,35 \cdot 217775 = 76221,35 МПа;$$

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп}, МПа;$$

$$143,4 МПа < 76221,35 МПа.$$

Максимальная нагрузка на опорные изоляторы определяется:

$$F_{max из} = \beta \cdot F_{max}^{(3)} = 1 \cdot 1978,77 = 1978,77 Н.$$

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ	Лист
							42

Для опорных изоляторов марки ИОС-20-2000 УХЛ1 минимальная разрушающая сила – 20000 Н. Допустимая нагрузка на изолятор равна:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \text{ Н};$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н};$$

$$1978,77 \text{ Н} < 12000 \text{ Н}.$$

Вывод: из расчета следует, что гибкая ошиновка шинного моста 6 кВ, выполненная неизолированным проводом марки АС-700/86, удовлетворяет всем условиям.

2.3. Проверка разъединителей 35 кВ

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} = 35 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.}} = U_{\text{ном.сети}} \cdot$$

2. По номинальному току:

В качестве номинального расчетного тока выбран максимальный ток, рассчитанный для силового трансформатора 40 МВА:

$$I_{\text{ном.расч}} = 660,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}; I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{ном.расч}} \cdot$$

3. По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,11 = 15,55 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \cdot$$

4. По току термической стойкости:

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Приложение Б Расчет емкостных токов

Сети напряжением 6 – 35 кВ работают с изолированной нейтралью и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю. Уменьшение тока замыкания на землю с целью предупреждения перехода однофазных замыканий в многофазные, а также для ограничения перенапряжений в сетях при однофазных замыканиях достигается установкой дугогасящих катушек и делением сетей на изолированно работающие части.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю, согласно ПУЭ, должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах:

- в сетях напряжением 3-20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А;
- в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи: более 30 А при напряжении 3-6 кВ, более 20 А при напряжении 10 кВ.

Величина емкостного тока в сетях 3-35 кВ определяется рабочим напряжением и емкостными проводимостями на землю всех ее элементов, электрически связанных с местом замыкания.

Емкостной ток замыкания на землю для кабельной линии определяется по формуле:

$$I_{с.каб} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\phi} \cdot U_{\phi} \cdot \ell, А,$$

где ω – угловая частота напряжения, $\omega=314,16$ рад/с;

C_{ϕ} – емкость фазы сети на землю, Ф;

U_{ϕ} – фазное напряжение сети, В;

ℓ – длина линии, км.

Результаты расчетов сведены в таблицу Б.1.

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Таблица Б.1 – Расчет емкостных токов в сети 6 кВ

№ ячейки согласно гл. схеме	Наименование присоединения	Марка кабеля	Длина линии, км	Удельный емкостной ток замыкания кабеля на землю, А/км	Емкостной ток кабельной линии I_c , А
33	ТП-19, яч.2	АСБ-6-3х120	1.07	1.58	1.68
31	ТП-99, яч.3	ААШВ-6-3х185	1.25	1.82	2.27
17	ТП-20, яч.2	АСБ-6-3х120	1.03	1.58	1.63
19	РП-1, яч.17	4хАСБ-6-3х185	1.72	7.27	12.51
29	ТП-1 яч.5	АСБ-6-3х95	1.25	2.88	3.60
3	ТП-79, яч.7	АСБ-6-3х185	1.12	1.82	2.04
5	ТП-144, яч.4	АСБ-6-3х185	0.59	1.82	1.07
7	РП-3, яч.13	ААБЛгу-6-3х120	2.46	3.08	7.57
9	ТП-86, яч.3	АСБ-6-3х185	0.68	3.64	2.47
11	ТП-21, яч.4	АСБ-6-3х95	0.99	1.44	1.42
13	РП-2, яч.9	2хАСБ-6-3х150	3.22	3.50	11.26
37	ТП-281, яч.1	АСБ-6-3х185	0.89	1.82	1.62
15	ТП-287, яч.1	АСБ-6-3х50	0.76	1.10	0.84
Итого 1 с.ш.					49,99
12	ТП-17 яч.3, ТП-28 яч.2	АСБ-6-3х120	0.45	1.58	0.71
26	ТП-28, яч.3	АСБ-6-3х95	0.82	1.44	1.18
30	РП-1 яч.4	2хАСБ-6-3х185	2.10	3.64	7.64
28	ТП-18, яч.3	ААШВ-6-3х150	0.75	1.75	1.31
34	ТП-99 яч.1	ААШВ-6-3х185	1.25	1.82	2.27
14	РП-1, яч.14	4хАСБ-6-3х185	1.52	9.02	13.72
36	ТП-79, яч.8	АСБ-6-3х185	1.12	1.82	2.04
16	РП-3, яч.6	ААШВ-6-3х150	2.46	1.75	4.30
18	ТП-22, яч.2	АСБ-6-3х95	0.99	1.44	1.43
20	ТП-153, яч.3/6	ААБ-6-3х150	1.94	3.43	6.65
22	ТП-139, яч.1	АСБ-6-3х185	0.61	1.82	1.11
24	ТП-1 Кирзавод яч.1	2*АСБ-6-3х185	0.69	3.64	2.51
38	ТП-36 яч.2, ТП-321 яч.1	ААШВ-6-3х120	0.97	1.58	1.53
40	ТП-162, яч.2	ААШВ-6-3х150	1.71	1.75	2.99
42	ТП-144, яч.7	АСБ-6-3х120	0.57	1.58	0.90
Итого 2 с.ш.					50,29
Примечание: длины линий с учетом расстояния от проектируемой ГПП-2 до существующей ГПП-1					

По результатам расчетов суммарный емкостный ток на 1 с.ш. 6 кВ в нормальном режиме составляет: $I_{c1}=49,99$ А, на 2 с.ш. 6 кВ – $I_{c2}=50,29$ А.

Суммарные емкостные токи на 1, 2 секциях сети 6 кВ превышают допустимые значения, следовательно, требуется установка дугогасящих реакторов.

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Лист

46

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм Кол.у Лист №док Подп. Дата

Выбор мощности ДГР

1 с.ш. - $Q_{к1} = I_{с1} \cdot U_{ном} / \sqrt{3} = 49,99 \cdot 6 / \sqrt{3} = 173,37$ кВА;

Также необходимо учесть перспективу развития сети, для этого расчетную мощность ДГР умножим на 1,25:

$Q_{к1} = 173,37 \cdot 1,25 = 216,72$ кВА

2 с.ш. - $Q_{к2} = I_{с2} \cdot U_{ном} / \sqrt{3} = 50,29 \cdot 6 / \sqrt{3} = 174,41$ кВА;

Также необходимо учесть перспективу развития сети, для этого расчетную мощность ДГР умножим на 1,25:

$Q_{к2} = 174,41 \cdot 1,25 = 218,01$ кВА

Для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сети 6 кВ с изолированной нейтралью (1-я и 2-я секции ЗРУ 6 кВ), на проектируемой ПС 35 кВ предусматривается два дугогасящих реактора типа **РДМР-250/6 У1** с двигательным приводом, позволяющим плавно регулировать ток компенсации (плунжерный тип регулирования).

Для подключения каждого из двух проектируемых дугогасящих реактора на 1-ю и 2-ю секцию шин ЗРУ 6 кВ предусматривается по одному силовому двухобмоточному маслонаполненному трансформатору типа **ТМПС-250/6**.

Трансформаторы ТМПС-250/6 имеют группу соединения обмоток Ун/Д-11, подключаются от фазных вводов к выключателям ячеек ЗРУ 6 кВ силовыми кабелями 6 кВ, а к выводу нейтрали обмотки 6 кВ при помощи гибкой ошиновки.

Для установки трансформаторов ТМПС-250/6 кВ на улице предусматриваются заглубленные железобетонные сваи с металлической рамой, на которую опираются комплектные опорные металлические швеллера трансформаторов, с соблюдением необходимых габаритных размеров:

- от основания изоляторов ТМПС до уровня грунта не менее 2,5 метров.

Для обеспечения монтажа трансформатора ТМПС со степенью сейсмостойкости по шкале MSK-64 от 6 до 9 баллов, трансформатор устанавливается комплектными опорными швеллерами непосредственно на металлоконструкцию

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

Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

фундамента, с демонтированными колесами, затем приваривается к фундаменту не менее чем четырьмя швами.

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

Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Приложение В

Расчет мощности трансформаторов собственных нужд

Расчетная максимальная мощность собственных нужд определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициенты участия в максимуме.

Активные и реактивные мощности собственных нужд определяются отдельно для зимнего и летнего максимумов. Полная расчетная мощность для лета и зимы $S_{л}, S_{з}$, кВА, определяется по формулам:

$$S_{л} = \sqrt{(\sum P_{л})^2 + (\sum Q_{л})^2};$$

$$S_{з} = \sqrt{(\sum P_{з})^2 + (\sum Q_{з})^2}.$$

За расчетную мощность S_p , кВА, для выбора трансформаторов собственных нужд (ТСН) принимается большая из них.

Мощности приемников, коэффициенты участия в максимуме, активные и реактивные мощности летнего и зимнего максимума для расчета ТСН приведены в табл. В.1.

Полная мощность летнего максимума:

$$S_{л} = \sqrt{46,04^2 + 25,76^2} = 52,76 \text{ кВА.}$$

Полная мощность зимнего максимума:

$$S_{з} = \sqrt{101,08^2 + 20,72^2} = 103,18 \text{ кВА.}$$

За расчетную мощность ТСН принимается полная мощность зимнего максимума:

$$S_p = 103,18 \text{ кВА;}$$

$$S_T \geq 103,18;$$

$$160 \text{ кВА} > 103,18 \text{ кВА.}$$

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

Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Мощности трансформаторов ТМГ-СЭЩ-160/6/0,4 УХЛ1, достаточно для питания потребителей собственных нужд в нормальном и аварийном режимах.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ				
Изм	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Приложение Г

Выбор маслосборника, маслоприемника

Маслосборник предназначен для сбора стоков, загрязненных маслопродуктами. Подземный маслосборник, выполнен в виде горизонтального резервуара из стальных сварных листов.

Предусмотрена подземная установка резервуара на четыре монолитных железобетонных фундамента. Фундаменты расположены в соответствии с внутренними ребрами жесткости металлического резервуара.

Выбор маслоприемника

По мощности установленных трансформаторов «ПС 35/6 кВ 32 МВА «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолъе-Сибирское» в соответствии с п. 4.2.70 ПУЭ относится к III группе подстанций, согласно требований п. 9.1 РД153.-34.0-49.101-2003 - автоматическое пожаротушение не требуется.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслосборного оборудования (трансформатора) на ПС 35кВ предусматриваются маслоприемники, маслоотводы и маслосборник.

Согласно п. 4.2.69 ПУЭ 7-е изд. в проектной документации маслоприемники под трансформаторы приняты заглубленные с отводом масла в маслосборник.

Объем маслоприемника – 23,3 м3 (9.1x6.4x0,4) обеспечивают прием полного объема масла от трансформатора – 21,06 м3.

В днище маслоприемника предусмотрен приямок с огнепреградителем: поверх металлической решетки засыпается промытый просеянный гравий, фракцией 30-70 мм, толщиной 250 мм.

Отвод содержимого из маслоприемника предусматривается по закрытой системе стальных маслопроводов в подземный стальной маслосборник, устройство гидрозатворов на масло-отводах согласно п. 9.14 СО 34.49.101-2003 не требуется.

Стальные трубопроводы маслоотводов, смотровые колодцы и маслосборник подлежат защите битумно-полимерной изоляцией весьма усиленного типа по ГОСТ 9.602-2005 "Сооружения подземные" в составе:

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

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата	32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ	Лист
							51

- грунтовка битумная - 1 слой;
- мастика битумно-полимерная 3мм - 1 слой;
- стеклохолст;
- мастика битумно-полимерная 3мм - 1 слой;
- стеклохолст.

Расчет маслосборника

Расчет объема маслосборника производится в соответствии с требованиями ПУЭ и «Инструкции по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» СО 153-34.49-104 и «Норм технологического проектирования подстанций (НТП ПС) ОАО «ФСК ЮС».

На ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолъе-Сибирское» с двумя трансформаторами мощностью 32 МВА, - автоматическое пожаротушения трансформаторов - не требуется - (РД153.-34.0- 49.101-2003 п. 9.1, НПБ 110-03 табл. 4);

На ПС без автоматического пожаротушения емкость маслосборника рассчитывается из условия размещения 100%, согласно п. 16.4.4 «Норм технологического проектирования под-станций... (НТП ПС) ОАО «ФСК ЕЭС», ПУЭ п.4.2.69.

$V_{M-сб} = V_M + V_{пож} = 21,06 + 9,05 = 30,1 \text{ м}^3$

$V_M = W_M / \gamma = 17,9/0,85 = 21,06$ – объем масла в трансформаторе

$W_M=17,9 \text{ т}$ - масса масла в трансформаторе

$\gamma= 0,85 \text{ т/м}^3$ - объемный вес масла, (Приложение 13 СО 153-34.49.104)

$V_{пож} = (S_{тр} + S_{м-к}) \times 0,2 \times 1800-3 \times 0,2 = 9,05 \text{ м}^3$ (расход воды от средств пожаротушения ПУЭ п.4.2.69)

$S_{тр}= 2*(5,65+2,3) \times 4,25= 67,6 \text{ м}^2$ площадь боковых поверхностей трансформатора

$S_{м-к}=9,1*6,4 = 58,24 \text{ м}^2$ (площадь маслоприемника).

Принимаем маслосборник емкостью 40 м3.

Расчет маслоотводов

Расчет маслоотводов выполнен согласно СО 153-34.49.104 «Рекомендации по

Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов», в соответствии с требованиями ПУЭ.

Согласно ПУЭ п.4.2.69 п.7 и СО 153-34.49.104. (приложение 13) маслоотводы должны обеспечивать отвод 50% масла, полный расход воды от пожаротушения за 15 мин.

Следовательно, расход маслоотвода составит (от двух трансформаторов):

$$Q_{\text{мот}}=2*(0.5G_m \times 1000/\gamma \times t_{\text{уд}}) + Q_{\text{пож}}$$

где $Q_{\text{мот}}$ - расчетный расход маслоотвода, л/с

G_m - вес масла наибольшего трансформатора- 17,9 т;

$\gamma=0,85$ т/м³ - объемный вес трансформаторного масла;

$Q_{\text{пож}}$ - расход воды от средств пожаротушения, за 15 мин.

$t_{\text{уд}} = 900\text{с} = 15\text{мин} = 0,25$ ч - время удаления 50% объема масла и полного объема воды из маслоприемника;

$$Q_{\text{мот}}=119,3 \text{ л/с}$$

Расчетный расход маслоотвода 119,3 л/с

Расчетный диаметр маслоотвода по таблицам Н.Ф.Федорова «Гидравлический расчет канализационных сетей»: $d=300$ мм с уклоном 0,02.

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

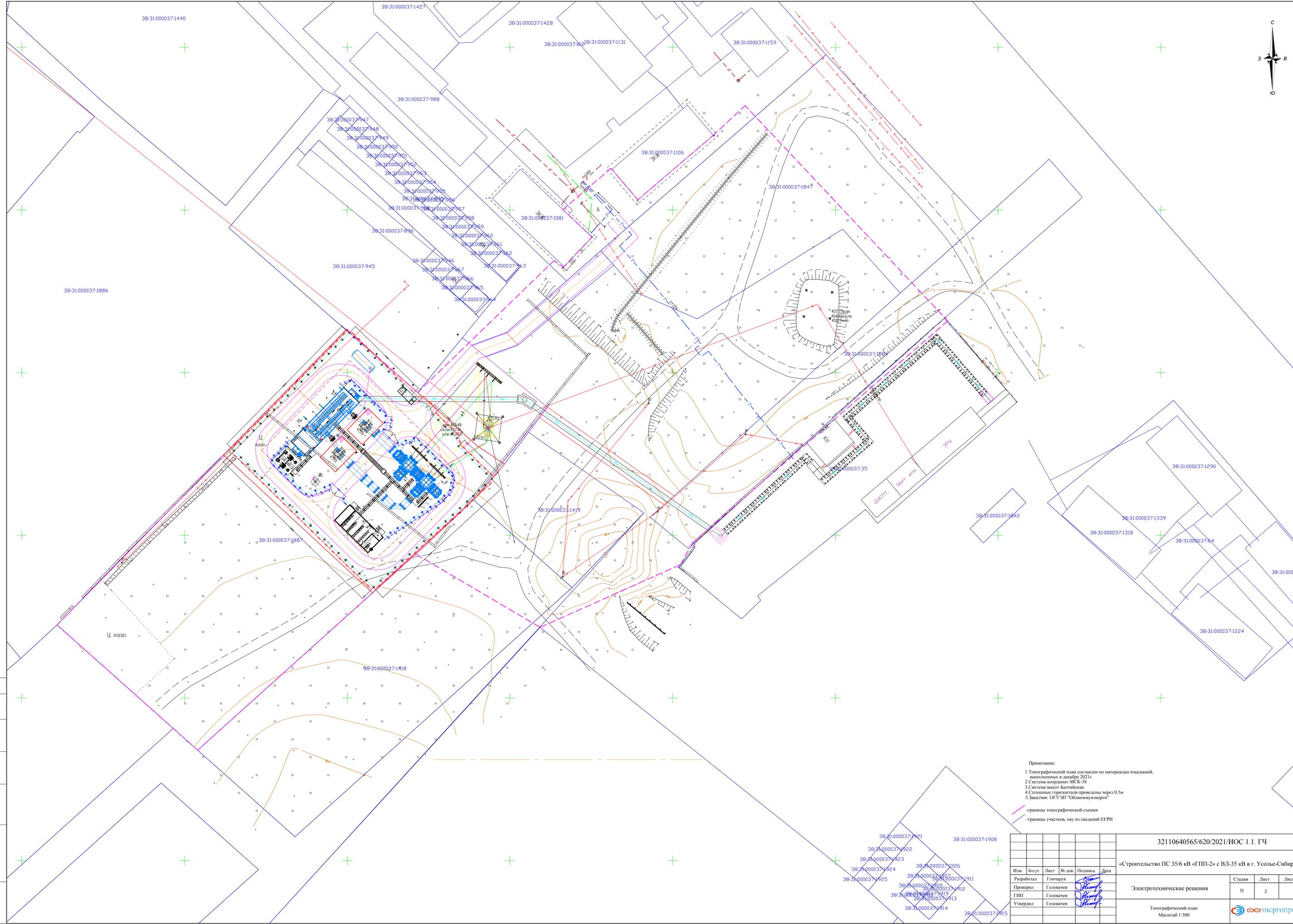
Изм	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата

32110640565/620/2021 ИОС 1.1.ТЧ

Выбор мощности трансформатора собственных нужд

Общие нагрузки СН подстанции	Установленная мощность			n	cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка на трансформатор						
	Мощность ед., кВт	Кол-во, шт.	Общая мощность (P), кВт				Летом			Зимой			
							Коеф. спроса (α)	Активная мощность, Pл=P*a/n, кВт	Реактивная мощность, Qл=Pл*tgφ, кВАр	Коеф. спроса (α)	Активная мощность, Pз=P*a/n, кВт	Реактивная мощность, Qз=Pз*tgφ, кВАр	
Тр-р силовой ТДНС-32000/35-УХЛ1		2											
Обдув трансформатора	0.37	16	5.92	0.65	0.63	1.23	0.85	7.74	9.52	0.4	3.64	4.48	
Электродвигатель РПН	2.5	2	5.00	0.79	0.83	0.67	0.4	2.53	1.70	0.4	2.53	1.70	
Обогрев шкафа РПН	0.9	2	1.80	0.95	1.00	0.00	0.1	0.19	0.00	1	1.89	0.00	
Выключатель вакуумный 35кВ		2											
Электродвигатель привода	0.25	3	0.75	0.75	0.85	0.62	0.1	0.10	0.06	0.1	0.10	0.06	
Обогрев шкафа и привода выкл. 35 кВ, приводов разъед. 35 кВ и шкафов ОРУ 35 кВ	7.6	-	7.60	0.95	1.00	0.00	0.2	1.60	0.00	1	8.00	0.00	
Обогрев приводов разъед. (ДГК-6)	2.1	-	2.10	0.95	1.00	0.00	0.2	0.44	0.00	1	2.21	0.00	
Питание приводов разъед. (ДГР-6)	0.25	-	0.25	0.75	0.85	0.62	0.4	0.13	0.08	0.4	0.13	0.08	
Шкаф электросварки	25	1	25.00	0.85	0.4	2.29	0.1	2.94	6.74	0.1	2.94	6.74	
Наружное освещение подстанции	2.5	1	2.50	0.95	0.85	0.62	0.7	1.84	1.14	0.7	1.84	1.14	
Блочно-модульное здание ЗРУ-6кВ		8											
Обогрев ЗРУ-6кВ	4	8	32.00	0.95	1.00	0.00	0.1	3.37	0.00	1	33.68	0.00	
Освещение ЗРУ-6кВ	0.24	8	1.92	0.95	0.85	0.62	0.5	1.01	0.63	0.5	1.01	0.63	
Вентиляция ЗРУ-6кВ	0.3	1	0.30	0.85	0.72	0.96	0.2	0.07	0.07	0.2	0.07	0.07	
Освещение ячеек ЗРУ-6 кВ	0.01	48	0.48	0.95	0.80	0.75	0.12	0.06	0.05	0.12	0.06	0.05	
Шинки ЗРУ-6 кВ. Питание счетчиков	0.01	44	0.44	0.95	0.80	0.75	1	0.46	0.35	1	0.46	0.35	
Шинки ЗРУ-6 кВ. Питание преобразователей	0.016	47	0.75	0.95	0.80	0.75	1	0.79	0.59	1	0.79	0.59	
Питание собственных нужд АУКРМ	0.8	2	1.60	1.00	1.00	0.00	1	1.60	0.00	1	1.60	0.00	
Оперативная блокировка разъед. 35кВ	1	1	1.00	1.00	1.00	0.00	1.00	1.00	0.00	1	1.00	0.00	
Блочно-модульное здание ОПУ		6											
Система оперативного постоянного тока	11.1	1	11.10	0.95	0.80	0.75	0.5	5.84	4.38	0.5	5.84	4.38	
Питание шкафа ТМ	1.8	1	1.80	1.00	1.00	0.00	1	1.80	0.00	1	1.80	0.00	
Питание АИИСКУЭ	1	1	1.00	1.00	1.00	0.00	1	1.00	0.00	1	1.00	0.00	
Питание шкафа связи	2	1	2.00	1.00	1.00	0.00	1	2.00	0.00	1	2.00	0.00	
Питание видеонаблюдения	3	1	3.00	1.00	1.00	0.00	1	3.00	0.00	1	3.00	0.00	
Питание системы охранного освещения	2	1	2.00	1.00	1.00	0.00	1	2.00	0.00	1	2.00	0.00	
Охранно-пожарная сигнализация	1	1	1.00	1.00	1.00	0.00	1	1.00	0.00	1	1.00	0.00	
Обогрев здания ОПУ	4	5	20.00	0.95	1.00	0.00	0.1	2.11	0.00	1.0	21.05	0.00	
Освещение ОПУ	0.24	5	1.20	0.95	0.85	0.62	0.5	0.63	0.39	0.5	0.63	0.39	
Вентиляция ОПУ (все здание)	0.3	1	0.30	0.85	0.72	0.96	0.2	0.07	0.07	0.2	0.07	0.07	
Розетки 12-42В (все здание)	0.5	6	3.00	0.85	1.00	0.00	0.2	0.71	0.00	0.2	0.71	0.00	
Всего:			135.81					46.04	25.76		101.08	20.72	
S расч., кВА								52.76			103.18		

						32110640565/620/2021/ИОС1.1			
						«Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гончаров				Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Паксюткин					П	1	
ГИП		Головачев							
Утв.		Синюков							
						Выбор трансформатора собственных нужд ПС		ООО «Союзэнергопроект»	

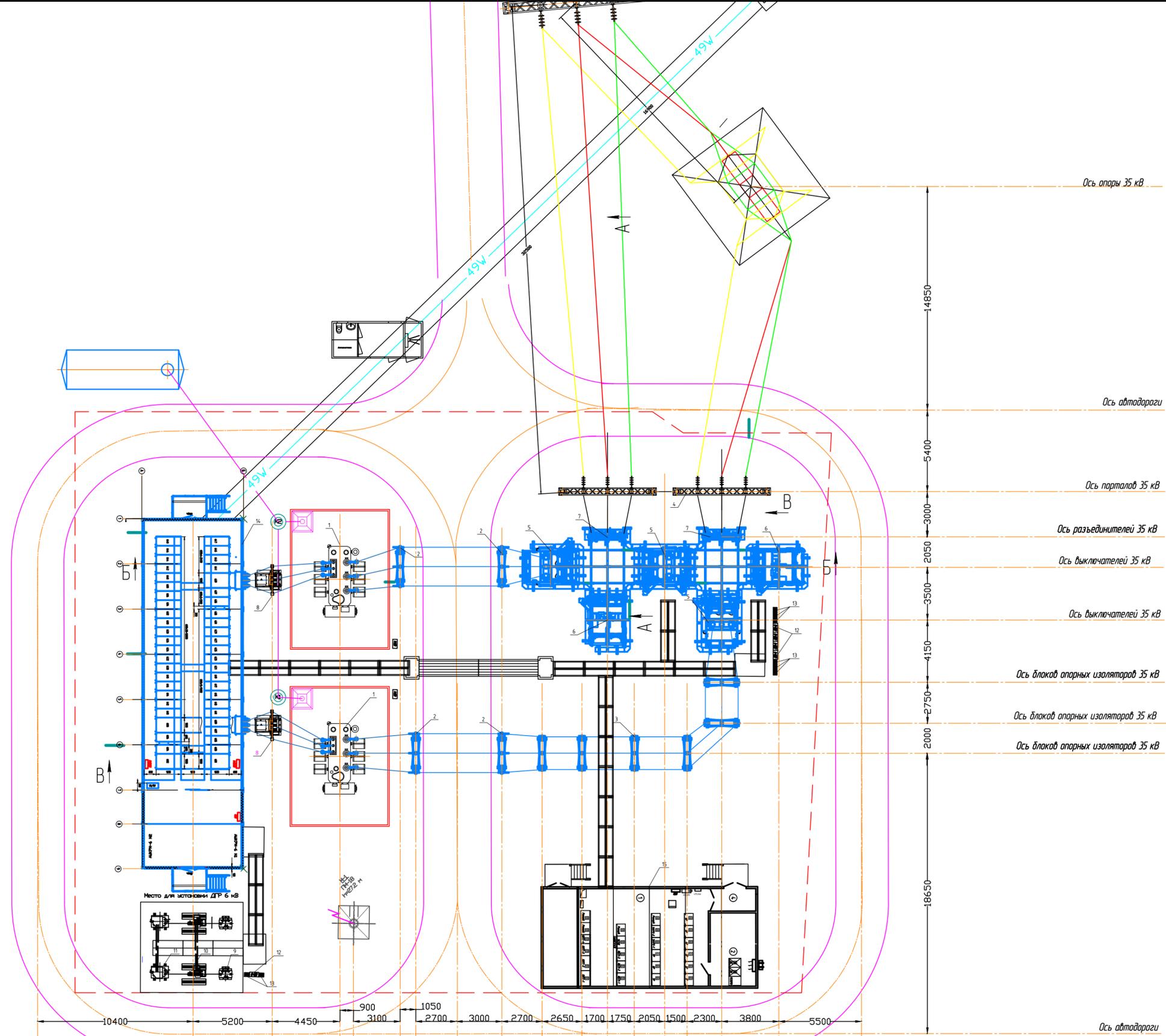


Примечание:
 1. Топографический план составлен по материалам съемки, выполненных в декабре 2021г.
 2. Система координат МСК-38
 3. Система высот Балтийская.
 4. Сплошные горизонтали проведены через 0.5м
 5. Заказчик: ОГУЭП "Облкоммуэнерго"

— границы топографической съемки
 — границы участков, окв из сведений ЕГРН

32110640565/620/2021/ИОС 1.1. ГЧ					
«Строительство ПС 35/6 кВ «ТПШ-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал				Гончарук	
Проверил				Головачев	
ГНП				Головачев	
Утвердил				Головачев	
Электротехнические решения					
Топографический план					
Масштаб 1:500					
Стадия	Лист	Листов			
II	2				

Формат А1
Лист № подл.
Листов
Подпись и дата
Взам. инв. №
СОГЛАСОВАНО



Спецификация (начало)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Примечание
1		Трансформатор силовой 35 кВ ТДНС-32000/35-УХЛ1;	2		-
2		Блок опорных изоляторов Б35-77/12-П	4	400	-
3		Блок опорных изоляторов Б35-77/10-П	6	2600	-
4		Портал	2		-
5		Блок выключателя Б35-14.7	3	605	-
6		Блок выключателя Б35-51	2	594	-
7		Блок разъединителя Б35-18	2	670	-
8		Трансформатор силовой маслонаполненный	2	594	-
9		Реактор РДМР-100/6 У1	2	605	-
10		Разъединитель РГ-35-1000У1	2	594	-
11		Трансформатор ТМПС-100/6	2		-
12		Шкаф обогрева выключателей 35 кВ, уличный	3	340	-
13		Выносной блок управления двигательными приводами разъединителей 35 кВ БУ-2131-14	8	415	-
14		ЗРУ-6 кВ	1		-
15		ОПУ	1		-

Ось автотрассы

Ось ЗРУ-6кВ

Ось трансформаторов собственных нужд

Ось силовых трансформаторов 35 кВ
Ось магнитермика

Ось блоков опорных изоляторов 35 кВ
Ось блоков опорных изоляторов 35 кВ

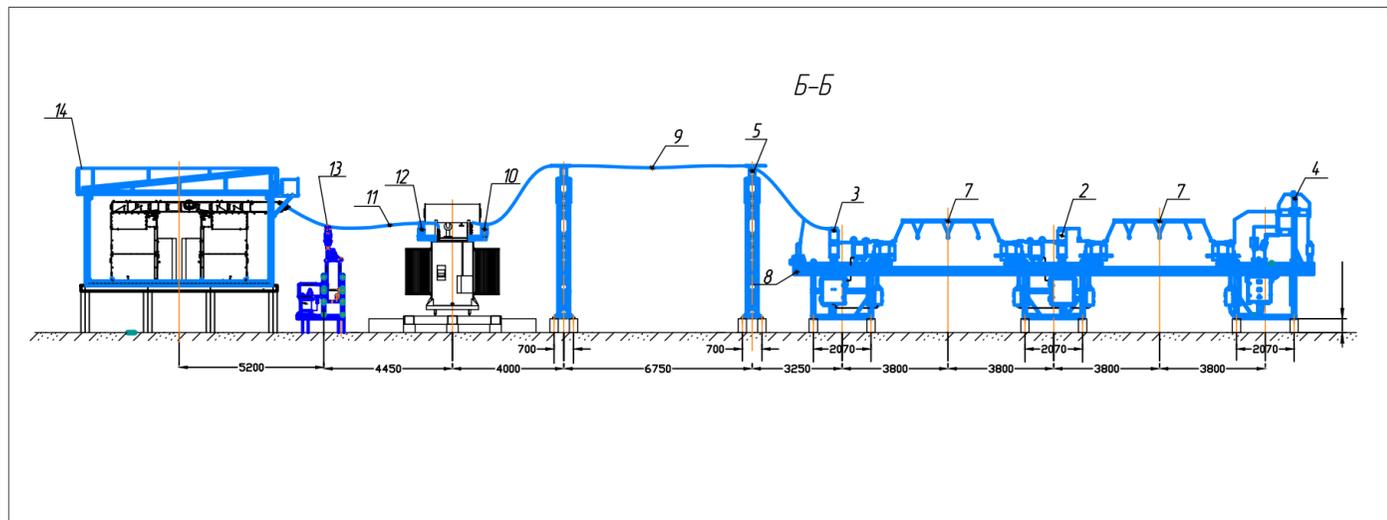
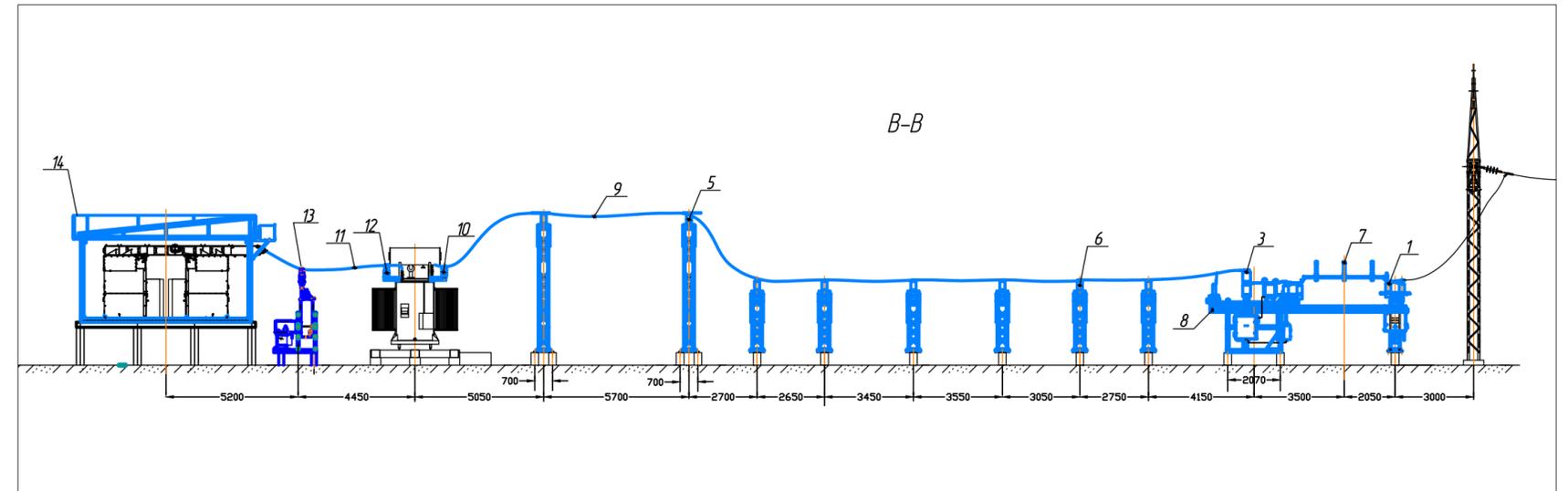
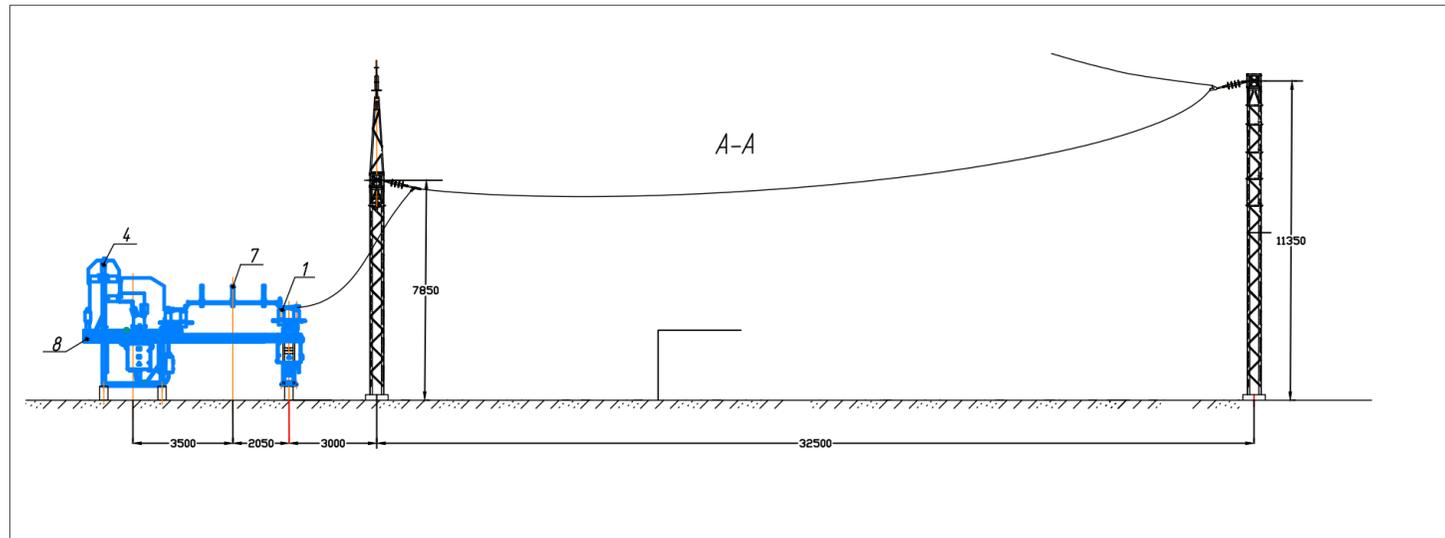
Ось автотрассы

Ось блоков опорных изоляторов 35 кВ
Ось выключателей 35 кВ
Ось блоков опорных изоляторов 35 кВ
Ось выключателей 35 кВ

Ось автотрассы

Ось автотрассы

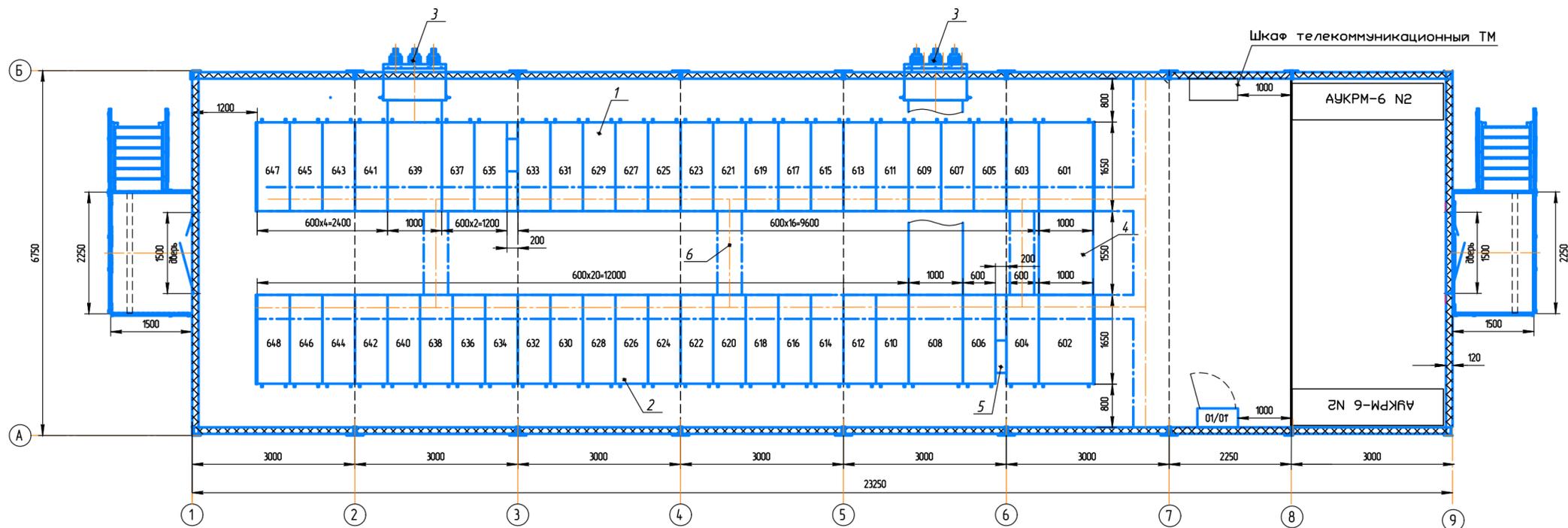
32110640565/620/2021/ИОС 1.1. ГЧ					
«Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гончарук		<i>Гончарук</i>	
Провер.		Головачев		<i>Головачев</i>	
ГИП		Головачев		<i>Головачев</i>	
Утв.		Головачев		<i>Головачев</i>	
Электротехнические решения				Стадия	Лист
План ПС				П	3
ООО «Союзэнергопроект»					



№№ поз.	Наименование	Тип	Кол-во	Примечание
1	Блок разъединителя	Б35-18	2	
2	Блок выключателя	Б35-51	2	
3	Блок выключателя	Б35-14.7	3	
4	Блок шинных аппаратов	Б35-132	2	
5	Блок опорных изоляторов	Б35-77/12-П	4	
6	Блок опорных изоляторов	Б35-77/10	6	
7	Ошиновка ОРУ 35 кВ	ОЖ-1	к-т	
8	Раскладка кабельных конструкций	КК-1	к-т	
9	Гибкая ошиновка 35 кВ	УМ-1	к-т	
10	Кранштейн 35 кВ		6	
11	Гибкая ошиновка 6 кВ	УМ-1	к-т	
12	Кранштейн 6 кВ		6	
13	КРУН-СЭЩ-59	ТМГ-СЭЩ-160/6 кВ	2	
14	ЗРУ-6 кВ		1	

						32110640565/620/2021/ИОС 1.1. ГЧ								
						«Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»								
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Электротехнические решения			Стадия	Лист	Листов			
Разраб.		Гончарук							П	4				
Провер.		Головачев							Разрезы ПС			ООО «Союзэнергопроект»		
ГИП		Головачев												
Утв.		Головачев												

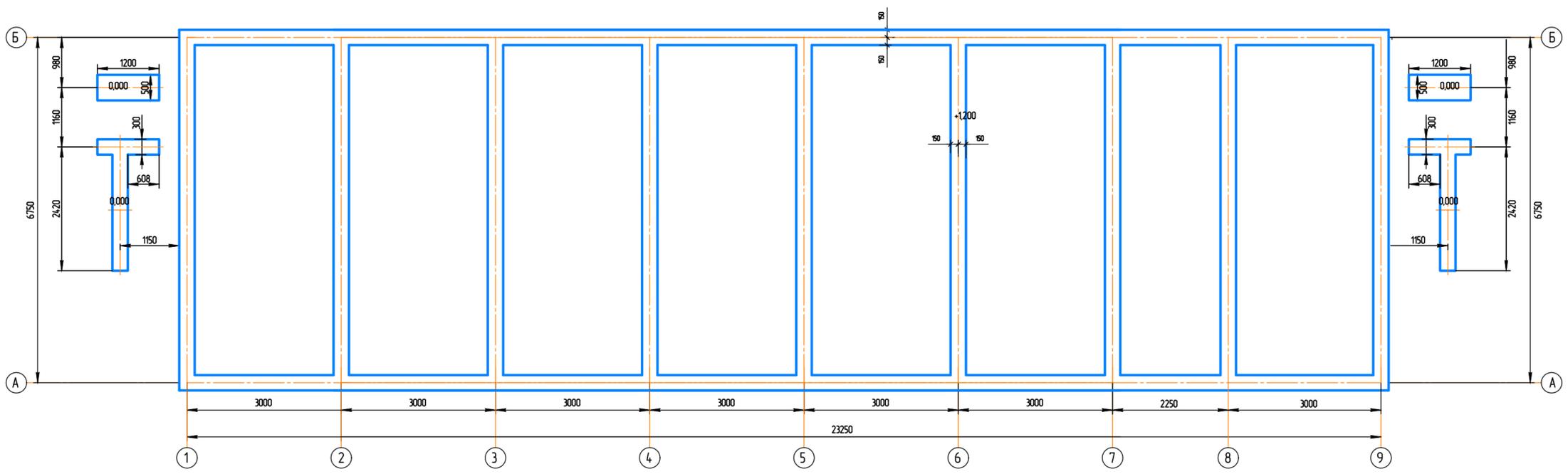
План расположения оборудования



1. Зона ввода/вывода контрольных кабелей в модульное здание условно не показана.
2. Шкафы КРУ СЭЩ-80Н Уз двухстороннего (технического) обслуживания.
3. Степень защиты шкафов СЭЩ-80Н Уз - IP41
4. Крыша односкатная, транспортируется совместно с МЭБ.
5. Высота помещений от пола до потолка 3120 мм. Габаритная высота здания 4225 мм. Высота блок-модуля (без крыши) 3400 мм.
6. Блоки шириной 3000мм, 2250 мм транспортируются только автотранспортом.
7. Системы окраски металлических конструкций МЭБ:
 - 1) - грунт ВКФ-093 - 18 ... 24 мкм;
 - акрил-полиуретановое покрытие Hardtop XP - 50...100 мкм;
 - 2) - двухкомпонентное эпоксидное покрытие Penguard Express ZP - 100 мкм;
 - акрил-полиуретановое покрытие Hardtop XP - 50 мкм.
8. Стыковка блоков модульного здания происходит при помощи их сдвига, поэтому ростверк или верх ростверка должен быть металлическим. Ширина тела ростверка в плане не менее 300 мм.
9. Поверхность ростверка должна быть отнублирована с отклонением не более 5 мм.
10. Максимальная масса блока модульных зданий с оборудованием составляет 16000 кг.

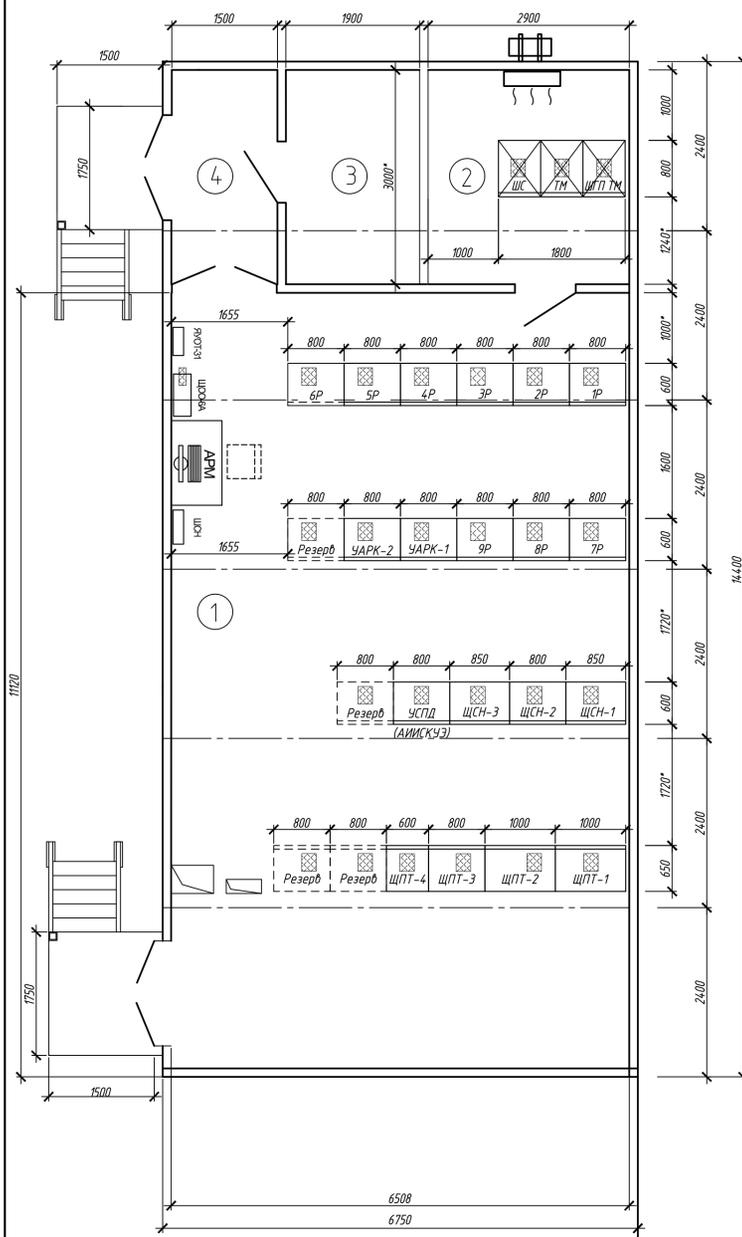
п/п	Наименование	Кол-во	Производитель
1	КРУ СЭЩ-80Н, секции 1	24	"Электрацит"
2	КРУ СЭЩ-80Н, секции 2	24	"Электрацит"
3	Ввод шинный, 4000 А	2	"Электрацит"
4	Шинный мост СВ-СР, 4000 А	1	"Электрацит"
5	Вставка шинная по СШ, 4000 А	2	"Электрацит"
6	Лоток навесной кабельный (Показан условно)	конт.	"Электрацит"

План ростверка



32110640565/620/2021/ИОС 1.1. ГЧ					
«Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Гончарук				
Провер.	Головачев				
ГИП	Головачев				
Утв.	Головачев				
Электротехнические решения				Стадия	Лист
План ЗРУ				П	5
ООО «Союзэнергопроект»					

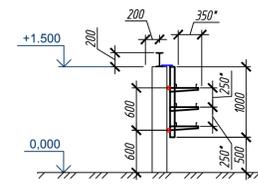
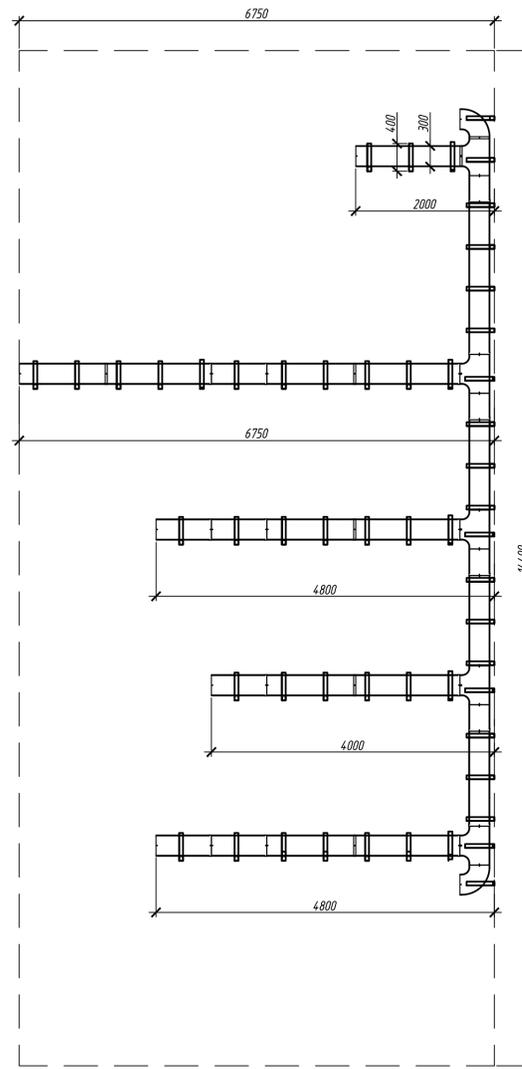
План ОПУ в блочно-модульном здании



Экспликация помещений

Номер помещения	Наименование	Площадь, м²	Кот. помещения
1	Помещение панелей Р3иА, ЩПТ и ЩСН	71,53	В4
2	Помещение связи	8,68	В4
3	Помещение для ОВВ	5,78	Д
4	Тамбур	4,57	Д
-	ИТОГО:	90,56	-

План кабельных металлоконструкций под зданием



Условные обозначения:



8888 - Проем в полу (200x400 мм, 200x200 мм) для ввода контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ в модульное здание ОПУ;

Перечень панелей (шкафов) в ОПУ

Щит	№ панели	Назначение панели (шкафа)	Габаритные размеры панели (шкафа) (ВхШхГ), мм	Кол-во шт.
Щит РЗА	1Р	Шкаф управления Т-1 ШЭ-МТ-191	2200x800x600	1
	2Р	Шкаф управления Т-2 ШЭ-МТ-191	2200x800x600	1
	3Р	Шкаф защиты и автоматики силового трансформатора Т-1 ШЭ-МТ-022	2200x800x600	1
	4Р	Шкаф защиты и автоматики силового трансформатора Т-2 ШЭ-МТ-022	2200x800x600	1
	5Р	Шкаф защиты и автоматики секционного выключателя ШЭ-МТ-013	2200x800x600	1
	6Р	Шкаф трансформатора напряжения 35 кВ ШЭ-МТ-141	2200x800x600	1
	7Р	Шкаф центральной сигнализации ШЭ-МТ-131	2200x800x600	1
	8Р	Шкаф оперативной блокировки разъединителей ШЭ-МТ-134	2200x800x600	1
	9Р	Шкаф регистратора аварийных событий ШЭ-МТ-135	2200x800x600	1
СОПТ (ЩПТ)	ЩПТ-1	Шкаф распределения оперативного тока	2200x1000x650	1
	ЩПТ-2	Шкаф распределения оперативного тока	2200x1000x650	1
	ЩПТ-3	Шкаф зарядно-выпрямительных устройств	2200x800x650	1
	ЩПТ-4	Шкаф АВ	2200x800x650	1
Щит СН -0,4 кВ	ЩСН-1	Отходящие линии (1 секция)	2200x850x600	1
	ЩСН-2	Ввод и секционная связь неаварийных резервированных трансформаторов мощностью 160 кВА (с АВР)	2200x800x600	1
	ЩСН-3	Отходящие линии (2 секция)	2200x850x600	1
АИИСКУЭ	УСПД	Шкаф счетчиков электроэнергии 35 кВ	2200x800x600	1
ДГР	УАРК	Шкаф управления реакторами ДГР-6	2200x600x800	2
Связь	ШС	Шкаф связи	2200x600x800	1
	ТМ	Шкаф телемеханики	2200x600x800	1
Телемеханика	ШГП ТМ	Шкаф гарантированного питания телемеханики	2200x600x800	1

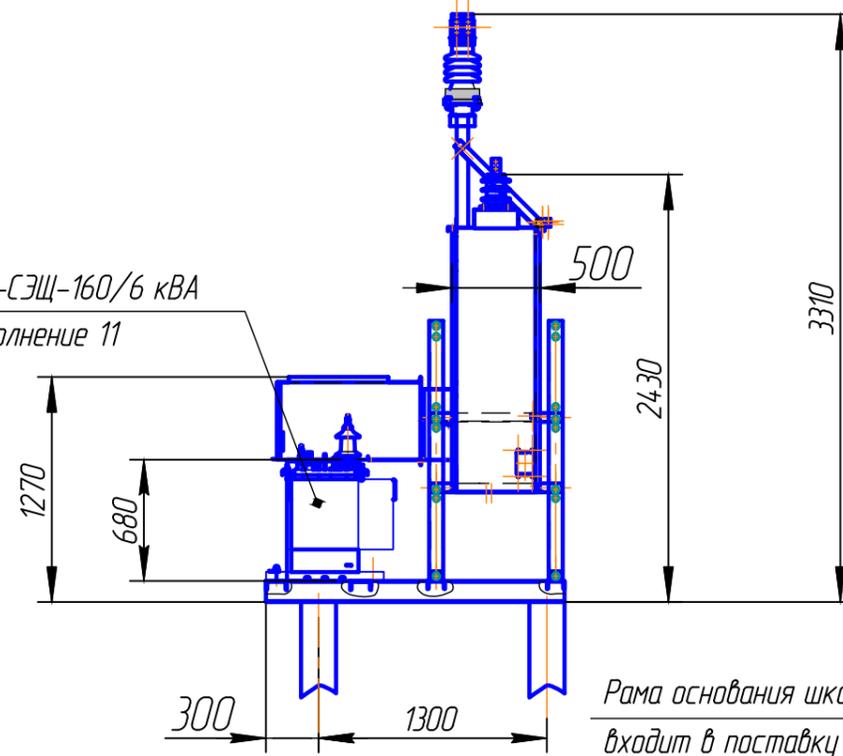
- Примечания:
- На данном чертеже показана проектируемая компоновка ОПУ в блочно-модульном здании для строящейся ПС 35 кВ.
 - На разрезе А-А за отметку 0.000 условно принята отметка грунта. Высота свайного фундамента принята на основании габаритных размеров фундамента из строительных чертежей и района 1700 мм.
 - Защитный и контрольный кабель в ОПУ производится через проем на (отверстия) в полу здания. Данные проемы выполняются на заводе, в соответствии с опросным листом, и закрываются изолирующим, легко демонтируемым материалом не поддерживающим горение. Для уплотнения кабельных проходок использовать монтажную огнестойкую пену (поз. 9).
 - В кабельном полуэтаже, под модульным зданием ОПУ, предусматривается кабельные металло-конструкции для прокладки силовых и контрольных кабелей. Для прокладки кабельных стоек в кабельном полуэтаже использовать фундаментные блоки ФБС и опорные конструкции выполненные из металлических швеллеров № 10 (в две линии, по месту, с расстоянием между осями швеллеров 500 мм).
 - Для организации кабельных трасс под ОПУ к блокам ФБС и опорным швеллерам прикрепить при помощи анкеров болтов и электросварки кабельные стойки с шагом 800 мм.
 - На кабельных стойках (поз. 1) разместить кабельные консоли (поз. 2) с шагом по вертикали 250 мм. Для крепления кабельных консолей применить метизы (поз. 13 - 14).
 - На кабельные полки разместить перфорированные кабельные лотки с поворотами и ответвлениями. Для соединения кабельных лотков использовать метизы (поз. 15 - 16). Для обеспечения электрической связи заземления кабельных лотков на каждом соединении лотков использовать перемычку выполненную из медного провода (поз. 17) и прессуемы наконечников (поз. 18).
 - Для заземления кабельных стоек (поз. 1) использовать стальную полосу (поз. 10) присоединяемую вертикально к стальному растертеру модульного здания при помощи сварки, а к кабельной стойке при помощи болтового соединения (поз. 11 - 12). Отверстие 9 мм в полосе (поз. 10) для болта МВх4,5 выполнить по месту.
 - В соответствии с НТП ПС, п. 18.4, здание ОПУ на проектируемой ПС предусматривается без окон.

32110640565/620/2021/ИОС 1.1. ГЧ			
«Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.
Разраб.	Гончарук	Прогр.	Дата
Проверил	Головачев	Электротехнические решения	Страница Лист Листов
ГИП	Головачев	П	6
И. контр.	Головачев	ООО "Союзэнергопроект" 2019 г.	
Формат А1			

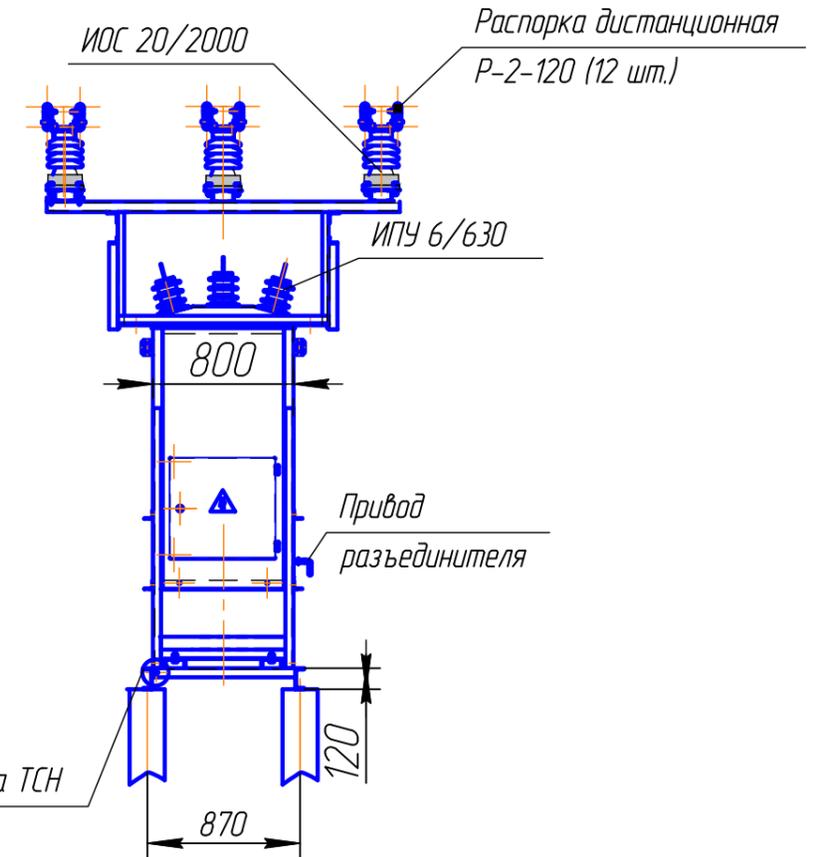
Таблица 1

Запрашиваемые данные по КРУН СЭЩ-59 Отдельностоящий ТСН				
Номинальное напряжение, кВ	6,00	Схема главных соединений		
Климатическое исполнение и степень защиты оболочки	УХЛ1			
Оперативный ток				
1	Номенклатурное обозначение ячейки	14-10/250 УХЛ1	14-10/250 УХЛ1	
2	№ схемы главных соединений	14	14	
3	Порядковый номер ячейки			
4	Наименование монтажной единицы (Диспетчерское наименование)	ТСН-1	ТСН-2	
5	Марка монтажной единицы			
6	Тип и характеристики трансформаторов тока	6.1	-	
		6.2	-	
7	Трансформатор собственных нужд	ТМГ-СЭЩ-160/6-11 УХЛ1 * 6,00/0,40 Y/Yn-0	1	1
		-	-	-
8	Обозначение и параметры плавкой вставки предохранителя	ПТ1.1-6-20-31,5 УЗ *	3	3
9	Ограничители перенапряжения	ОПН-П-6/7,2 УХЛ1	3	3
10	Оперативная блокировка	10.1	Электромагнитная	+
		10.2	Механическая	
		10.3		
11	Схема оперативной блокировки	ОПК _____ - Сх		
12	Назначение ячейки	ТСН-1	ТСН-2	

ТМГ-СЭЩ-160/6 кВА
исполнение 11

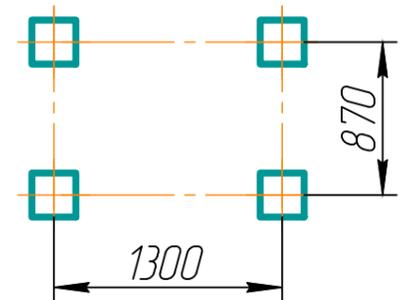
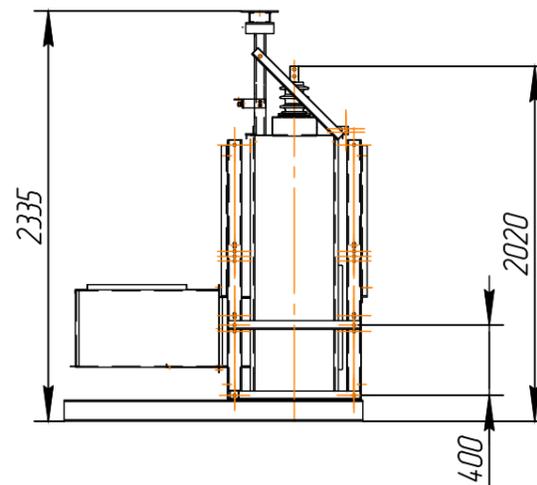
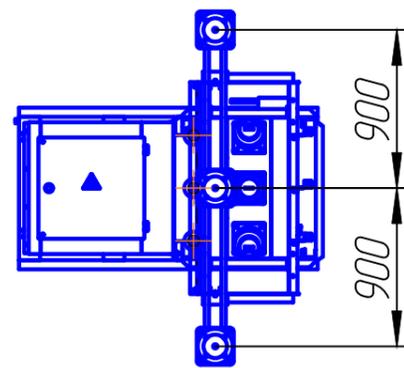


Рама основания шкафа ТСН
входит в поставку

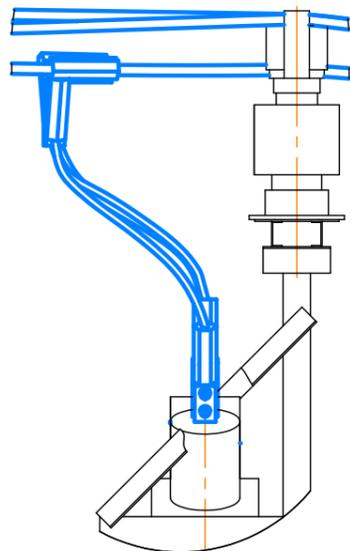


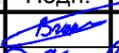
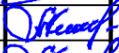
Вид шкафа ТСН
в транспортном положении

Свайное поле под шкаф ТСН



Отпайка на ТСН



						32110640565/620/2021/ИОС 1.1. ГЧ			
						«Строительство ПС 35/6 кВ «ГТП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Гончарук					П	8	
Провер.		Головачев							
ГИП		Головачев							
Утв.		Головачев				Шкаф ТСН отдельностоящий	ООО «Союзэнергопроект»		

Условные обозначения:

- металлическая прожекторная мачта совмещенная с трансформатором (площадка прожекторов на отп. +18,0 м);

- светодиодный прожектор, размещенный на площадке прожекторной мачты;

E_г=0,5лк - расчетная горизонтальная освещенность (0,5 люкс);

E_в=10лк - расчетная вертикальная освещенность (10 люкс).

- Номер светильника
 - Мощность, Вт
 - Фаза сети для подключения светильника
 - Угол наклона оптической оси к горизонту, °

№1-500-90°-В

Нормируемая минимальная освещенность

Поз.	Контролируемый процесс (в соответствии с разделом зрительных работ)	Тип расчетной точки	Е _{норм} , лк
1	Разъемные части разъединителей (главные и заземляющие ножи) 35-110 кВ	Вертикальная	10,0
2	Газовое реле, указатели масла силовых трансформаторов	Вертикальная	10,0
3	Выходы трансформаторов и выключателей, кабельные муфты, ОПН, места управления разъединителями и выключателями, и т.д.	Вертикальная	5,0
4	Проходы между оборудованием, главные проходы и проезды, автодороги	Горизонтальная 0,8 м	1,0
5	Пожарные проезды, дороги для хозяйственных нужд	Горизонтальная 0,8 м	0,5

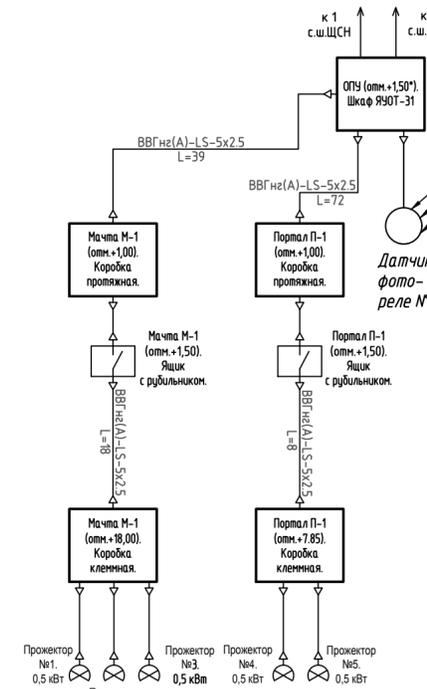
Площадь сечения траншеи

$S = 0,5 \cdot (a + b) \cdot h$

Объемы земляных работ для прокладки кабелей освещения

Поз.	Параметр	Ед. изм.	Значение
1	Ширина траншеи (по низу),	М	0,30
2	Ширина траншеи (уровень грунта),	М	0,50
3	Глубина траншеи (тип 1),	М	1,20
4	Протяженность траншеи (тип 1),	М	25
5	Выемка грунта из траншеи (механизированная),	Мкуб.	12
6	Обратная засыпка грунтом (вручную),	Мкуб.	12

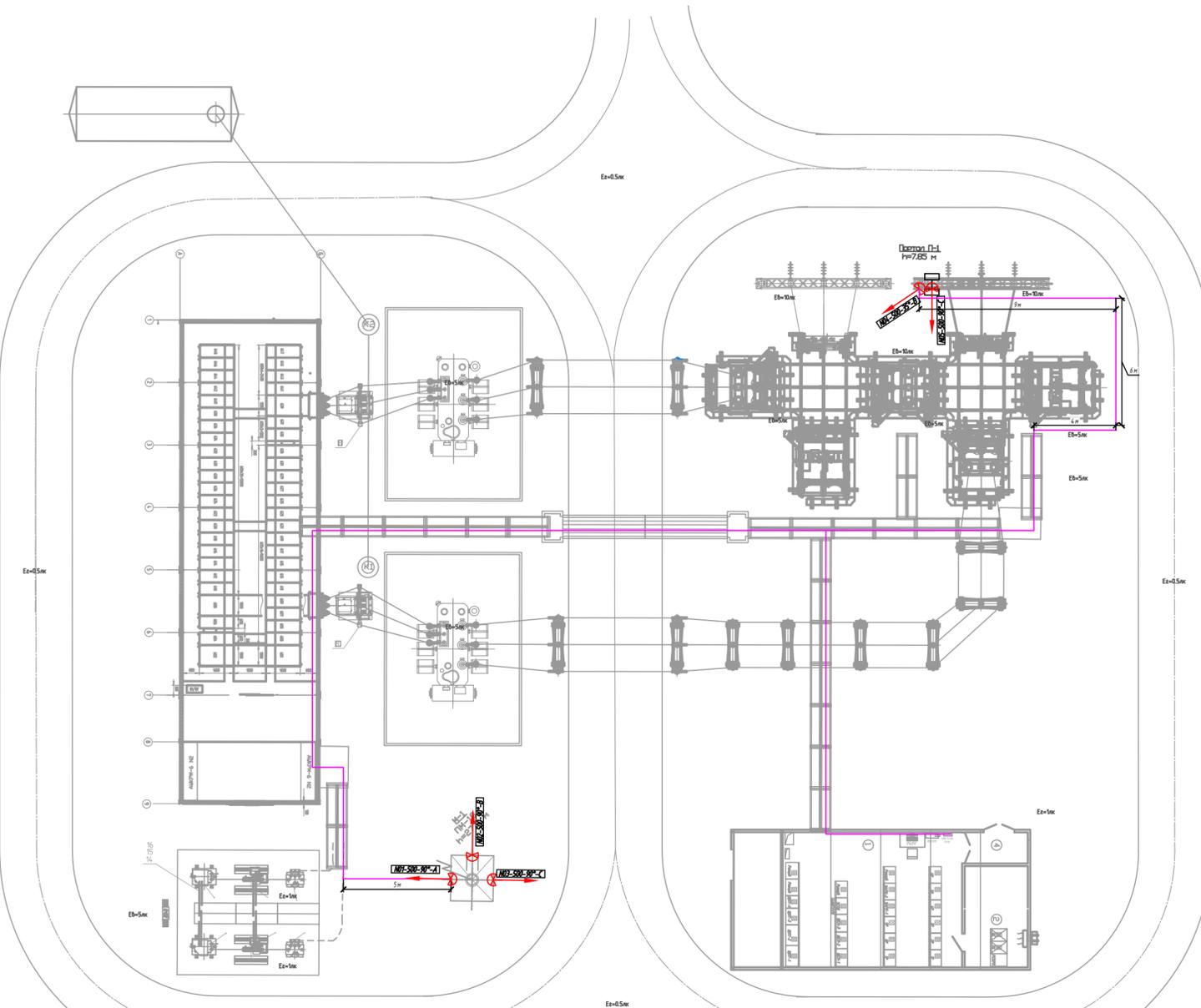
Схема питания рабочего освещения ПС



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Примечание
1	АЭК-ДСТ39-500-001	Пржектор светодиодный, 65000 лм, 1000 x 194 x 72 мм, 220 В, 500 Вт, IP67, УХЛ1 Поликарбонатный отражатель. Крепление на комплектную скобу.	5	18	
2	РЗ-Ц/не 50, IP65	Металлорукав в ПВХ оболочке, м	25	0,015	
3	ТУ 36.18.00.01-56-2005	Коробка для прожектора У995 У2, IP54	2	1,25	
4	ТУ 34.64-009-998564.33-2011	Коробка клемная КЭК-10 У2, IP65	2	2,84	
5	Труба 50x3,5, ГОСТ 3262-75	Труба стальная водопроводная, Ду=50 мм, м	48	4,88 кг/п.м.	В том числе по телу мачты от отп. +1,5 м до отп. +18,0 м
6	ВВГнг(A)-LS 5x2,5	Кабель силовой с медными однопроволочными жилами, в оболочке из ПВХ-пластика не поддерживающего горение, с низким дымо- и газовыделением, м	170		
7	КГВВнг(A)-LS 3x1,5	Кабель силовой гибкий, с медными многопроволочными жилами, в оболочке из ПВХ-пластика не поддерживающего горение, с низким дымо- и газовыделением, м	20		
8	Я90Т-31-103-16-54-УХЛ31	Ящик для автоматического управления наружным освещением, Уном=380 В; Ином=16А; 9 шт. - автоматич. выкл.; датчик освещенности уличный.	1	50	Размещается на стене в помещении РЗА в здании ОПУ
9	ЯРВ-100-IP54-У1	Ящик силовой с поворотным рубильником ВР32 (Ином=100 А), на весовой установке, вид установки - наружный, IP54. Номинальное напряжение 380 В. Габаритные размеры (ВxШxГ): 500x250x200 мм.	-	10	

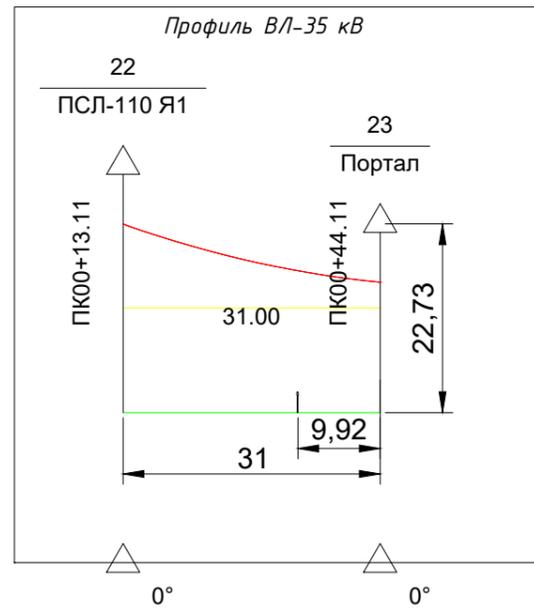
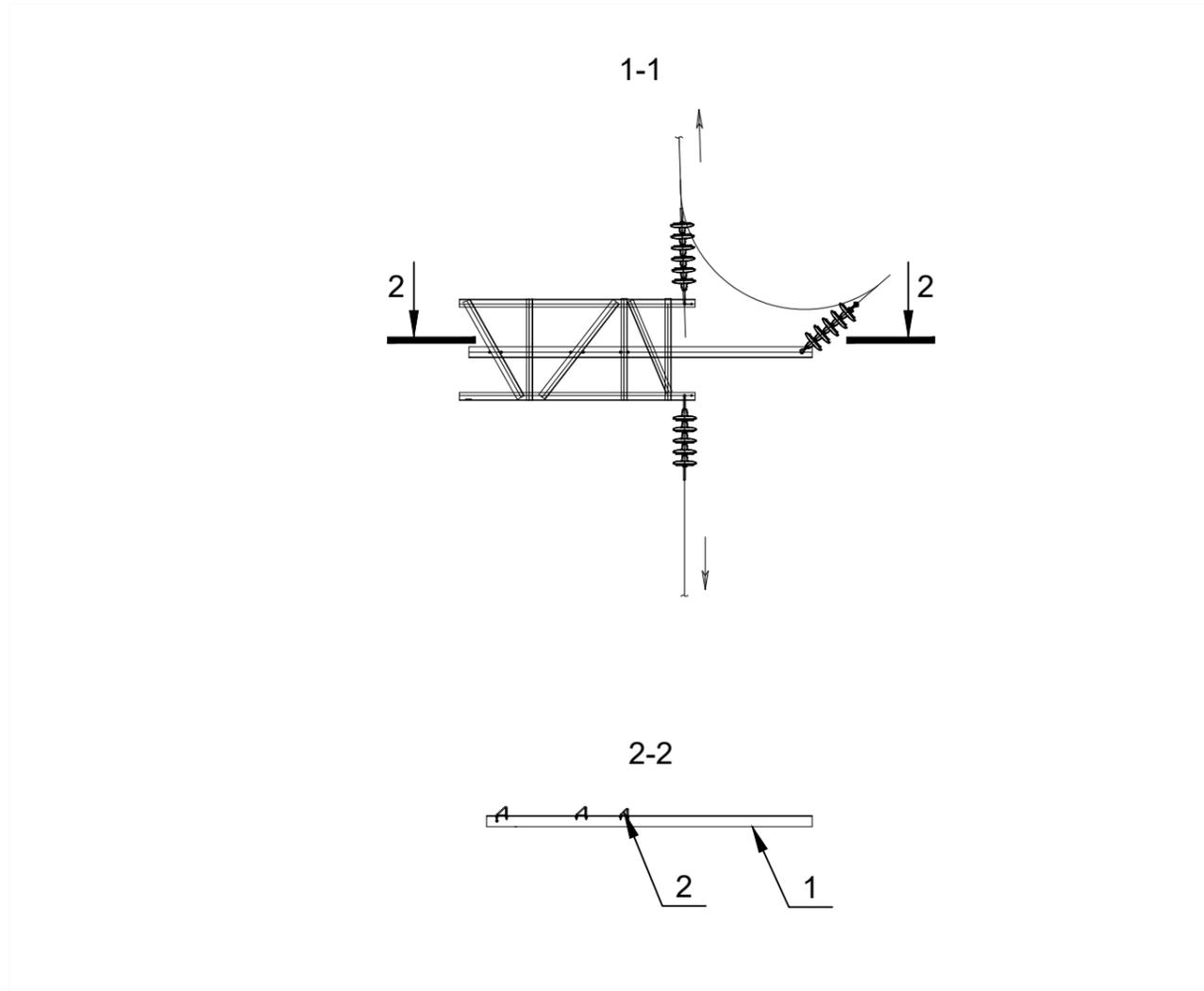
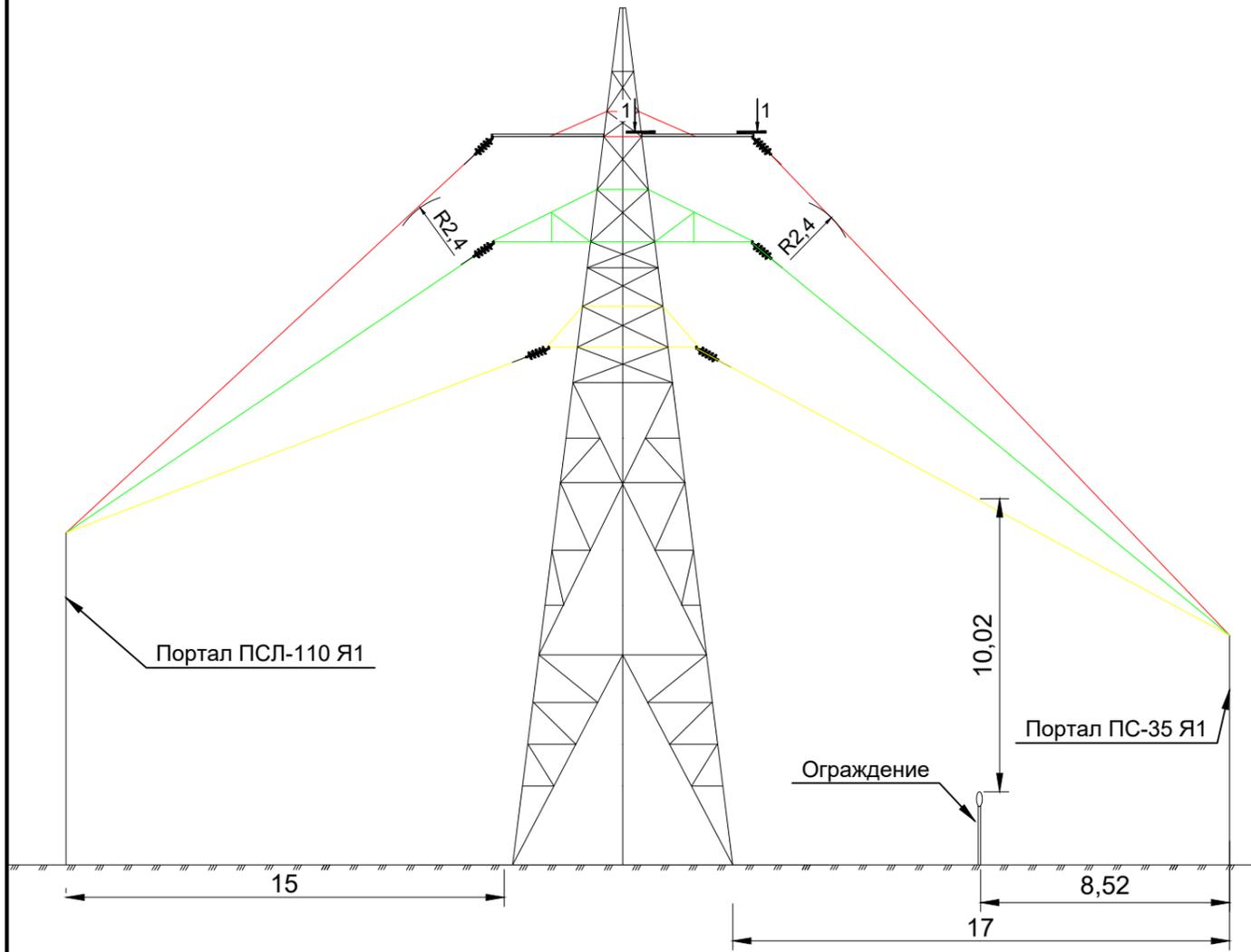
Примечания:

- На данном чертеже приведен план размещения светильников рабочего освещения (светодиодных прожекторов) для площадки проектируемой ПС 35/6 кВ ГПП-2 в г. Усьолье-Сибирское. Данный план рабочего освещения территории ПС разработан для стадии проектной документации и может быть авторецензирован на стадии рабочей документации.
- Напряжение сети рабочего освещения площадки ПС принимается - 380 (220) В.
- Для освещения территории подстанции предусмотрено установка светодиодных прожекторов заливающего света типа АЭК-ДСТ39-500-001 (поз.1), мощностью по 500 Вт, расположенных на площадке прожекторной мачты (2 прожектора), на высоте +18,0 м от уровня и на портале 35 кВ (2 прожектора), на высоте +7,85 м от уровня.
- Количество прожекторов, необходимых для обеспечения нормируемой освещенности, рассчитано точечным методом, при помощи программы DIALux. Выбранное количество прожекторов обеспечивает расчетную освещенность в контрольных точках, превышающая минимально допустимый уровень освещенности.
- Светильники, расположенные над наружными дверями входы в здания ОПУ и РЗУ-6 кВ входят в комплект поставки оборудования заводом-производителем модульных зданий и в расчете наружного освещения ПС не участвуют.
- Сеть наружного освещения выполнена кабелем с изоляцией, не распространяющей горение, с низким дымо- и газовыделением марки ВВГнг(A)-LS 5x2,5 (поз.7). Данные кабели прокладываются:
 - по организованным трассам в металлических лотках и в наземных железобетонных кабельных лотках;
 - от лотков до мачты в траншее, с устройством песчаной подушки, и водопроводной трубе Ø50 мм;
 - от прожекторной коробки и основания мачты до ящика с рубильником на высоте +1,5 м в металлорукаве;
 - от ящика с рубильником на высоте +1,5 м, и далее по телу мачты, в трубе Ø50 мм до прожекторной площадки на высоте +24,0 м.
- В соответствии с ПУЭ (п.4.2.14), около конструкции с линиями электропередачи (кабели с металлической оболочкой либо кабели без металлической оболочки в трубах) должны быть проложены непосредственно в земле на протяженности не менее 10 м. В местах выхода кабеля из лотков металлические трубы необходимо соединить с заземляющим контуром подстанции, а также герметизировать.
- Металлические трубы (поз.5), для прокладки силового кабеля, закрепить на теле мачты вертикально (с отп. +1,5 м до отп. +18,0 м), при помощи сварки, покрыть грунто-эмалью СВЗ-111 "ЭНИПОЛ" марки А по всей длине.
- Питание прожекторов примененных для наружного освещения площадки ПС производится от групповых автоматических выключателей, установленных в ящике автоматического управления наружным освещением типа Я90Т-31 (поз.8), расположенном в помещении РЗА, здания ОПУ. Включение и отключение наружного освещения производится автоматически по данному освещенности получаемой от датчика освещенности размещаемого по месту на наружной стене ОПУ. Установку датчика освещенности выполнять по месту в соответствии с рекомендациями производителя (не устанавливать на открытом солнце, не направлять на прожектор и т.д.), выполнить установку необходимой задержки срабатывания для предотвращения ошибочных переключений наружного освещения.
- Питание светильников, расположенных над выходами ОПУ и РЗУ-6 кВ производится от автоматических выключателей в щитках рабочего освещения, расположенных внутри модульных зданий.
- Коробка для прожектора типа У995 (поз.3) монтируется на теле мачты М-1 и на портале П-1, по месту. Металлическая труба для прокладки питающего силового кабеля при выходе из траншеи заводится в прожекторную коробку.
- Металлическая коробка клемная (поз.4) устанавливается по месту на прожекторной площадке мачты М-1 и на портале П-1 с креплением на опорной металлоконструкции. Данная коробка используется для подключения нескольких светильников к питающему силовому кабелю.
- Подключение прожекторов к сети освещения выполнено гибким кабелем типа КГВВнг(A)-LS 3x1,5 (поз.7). Переход от коробки клемной (поз.4) до прожектора (поз.1) выполнен в металлорукаве РЗ-Ц/не 32 (поз.2) проложенном по месту, с креплением к опорным конструкциям мачты при помощи хомутов.



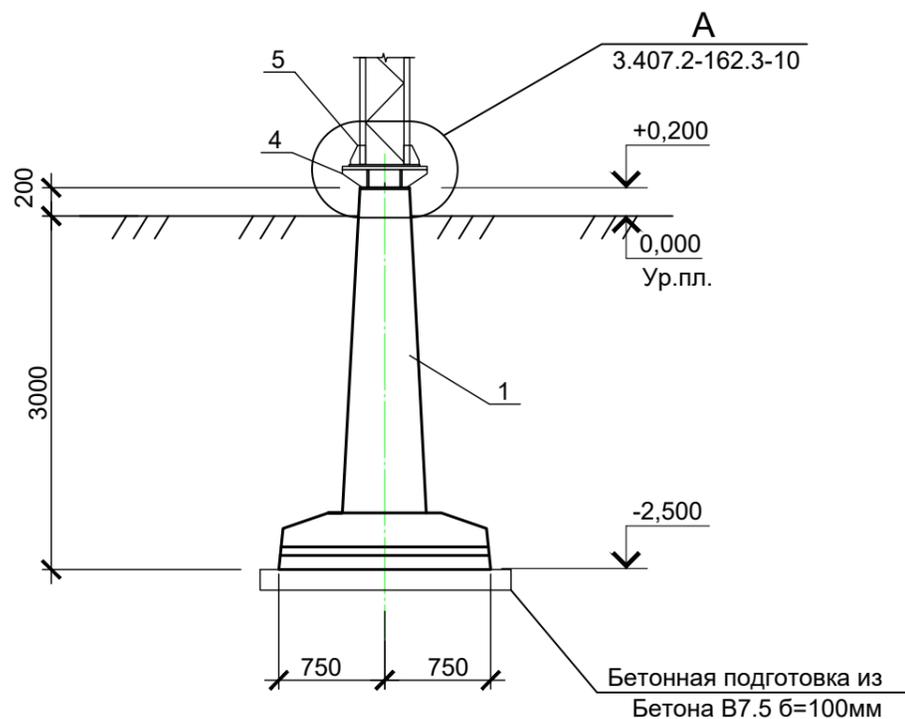
32110640565/620/2021/ИОС 1.1. ГЧ				
«Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усьолье-Сибирское»				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.
Разраб.		Гончарук		Бон
Провер.		Головачев		Ремиз
ГИП		Головачев		Ремиз
Утв.		Головачев		Ремиз
Электротехнические решения			Стадия	Лист
План рабочего освещения			п	9
ООО «Союзэнергопроект»				

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	ед.,кг.	Примеч.
1		Уголок 75x75x8, L=3900мм	2	39,688	
2		Металлокрепление	6		



						32110640565/620/2021/ИОС 1.1. ГЧ			
						«Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Гончарук		<i>Гончарук</i>			П	11	
Провер.		Головачев		<i>Головачев</i>					
ГИП		Головачев		<i>Головачев</i>					
Утв.		Головачев		<i>Головачев</i>		Устройство ответвления от ВЛ-35 кВ	ООО «Союзэнергопроект»		

Фундамент П-15



Спецификация элементов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Примечание
		Фундамент П-15			
		Сборные железобетонные элементы			
1	Серия 3.407.1-157 вып.1	Фундамент Ф15.15	1	2500	1,0м ³
		Материалы			
		Бетон класса В7.5, F50		0.3	м ³

- Общие указания см. общие данные.
- Отметка 0,000 соответствует отметке планировки земли.
- Расположение фундамента см. маркировочный план.
- Все работы по сооружению фундамента производить в соответствии с требованиями СНиП 3.05.06-85 и 3.02.01-87. Фундаменты установить на бетонную подготовку из бетона В7.5, толщ. 100мм.
- Бетонную подготовку выполнить на 100мм шире подошвы фундамента в каждую сторону.
- Верх фундамента выполнить строго горизонтально.
- Фундаменты обмазать холодной битумной мастикой "ТехноНиколь МГТН" за 2 раза по слою битумной огрунтовки.
- Обратную засыпку котлованов производить местным грунтом с послойным уплотнением (20-30 см). Грунт засыпки должен удовлетворять требованиям СНиП 3.02.01-87.
- Поз.4 и поз.5 см. спецификацию на л.7.

						32110640565/620/2021/ИОС 1.1. ГЧ		
						«Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Гончарук		<i>Гончарук</i>		Электротехнические решения		Стадия
Провер.		Головачев		<i>Головачев</i>				Лист
ГИП		Головачев		<i>Головачев</i>				Листов
		Головачев		<i>Головачев</i>		Фундамент П-15		П
								12
								000 «Союзэнергопроект»



**ЭЛЕКТРОЩИТ
САМАРА**

443048, Россия, г. Самара, пос. Красная Глинка, корпус заводоуправления ОАО "Электрощит"
Т: +7 846 2777444, 373 5055 | Ф: +7 846 3735055 | E: sales@electroshield.ru

ИНН 6313009980
КПП 631050001

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

На измерительные трансформаторы тока производства ЗАО "ГК "Электрощит" – ТМ Самара"
Заказчик _____

Исполнитель: ФИО _____ (наименование предприятия, город) Тел.: _____

Факс: _____

Характеристики представлены в соответствии с технической информацией производителя (ТИ)

Тип трансформатора: ТОЛ, ТПЛ, ТШЛ	ТОЛ <input checked="" type="checkbox"/>	ТПЛ <input type="checkbox"/>	ТШЛ <input type="checkbox"/>		
Номинальное напряжение, кВ 35					
Исполнение: 01-06; 14-16; 21; 31-36;					
(Заполняется по числу вторичных обмоток)	1-я обмотка	2-я обмотка	3-я обмотка	4-я обмотка	5-я обмотка
Номинальный первичный ток, А (возможные значения: 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 2500; 3000)	400-600-800	400-600-800	800	800	
Номинальный вторичный ток, А (возможные значения: 1; 5*)	5	5	5	5	
Класс точности обмоток измерения защиты (возможные значения: 0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 3; 5; 10 - для измерений) (возможные значения: 10P*; 5P – для защиты)	0,5S	0,5	10P	10P	
Номинальная вторичная нагрузка, ВА (возможные значения: от 1 до 60, 10*; 15*)	10	10	15	15	
Номинальный ток односекундной термической стойкости, кА					
Коэффициент предельной кратности (для защиты), K _{ном} (возможные значения: от 2 до 35, 10*)	15	15	15	15	
Коэффициент безопасности приборов (для измерений), K _{Бном} (возможные значения: от 2 до 35, 10*)	10	Количество, - шт.			

Климатическое исполнение и категория размещения – УХЛ1

Примечание _____

Невостребованные графы прочеркнуть _____ дата _____

подпись _____

“*” - типовые параметры.

М. П.

Дирекция по продажам трансформаторов:

факс: (846) 276-29-22; E-mail: dpst@elsh.ru

тел.: (846) 277-73-81; 277-74-03; 277-74-02; 373-50-24; 273-38-36, 373-50-56.

electroshield.ru